



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

**COSTO DE REFORZAMIENTO EN REDES DE BAJA TENSION
DEBIDO A LA INSERCIÓN DE ENERGÍA SOLAR RESIDENCIAL Y
VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

EDUARDO ESTEBAN VALDÉS HENRÍQUEZ

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE

2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Eduardo Esteban Valdés Henríquez
FECHA: Agosto 2019
PROFESOR GUÍA: Alejandro Navarro Espinosa

COSTO DE REFORZAMIENTO EN REDES DE BAJA TENSIÓN DEBIDO A LA INSERCIÓN DE ENERGÍA SOLAR RESIDENCIAL Y VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Las emisiones de CO₂ han incrementado a lo largo del tiempo, llegando hoy en día a niveles alarmantes. Este hecho ha provocado una serie de consecuencias negativas para el planeta, dentro de ellas, se destaca el cambio climático. Esta problemática ha sido un tema contingente a nivel mundial, por lo que la mayoría de los países, no se han quedado indiferentes ante esta situación. Es por esto, que a nivel mundial, se han celebrado cumbres y se han generado acuerdos en post de la disminución de la huella de carbono.

En respuesta a esta problemática, han surgido nuevas tecnologías que presentan una baja emisión de carbono, las cuales se pueden implementar en las redes de distribución, entre las que se encuentran la generación solar residencial y los vehículos eléctricos. Sin embargo, la inserción de estas tecnologías puede generar problemas, lo que implica la necesidad de adecuar las redes para que sean capaces de soportar dicha inserción, generando un costo extra para el sistema, que debe ser pagado por todos los usuarios.

Es en este punto, en el que se enmarca el trabajo de esta memoria, la cual busca cuantificar el costo de adaptar las redes de baja tensión, al agregar generación solar residencial y vehículos eléctricos al sistema. El objetivo es generar la “curva agregada de costos”, la cual relaciona en forma creciente la cantidad de tecnología adoptada en todo el sistema, con el costo respectivo de solucionar los problemas que esto generaría.

Cabe destacar, que la inserción de estas tecnologías, puede generar problemas en las redes, tanto de corriente, como de tensión. En el caso de la inserción de generación distribuida, se pueden generar problemas de sobrecorriente y altos niveles de tensión, a diferencia del caso de la inserción de vehículos eléctricos, que puede generar bajos niveles de tensión. Para solucionar estos problemas, existen varias alternativas, la alternativa que se lleva a cabo en esta memoria es el refuerzo de conductores y transformador. El refuerzo de transformador consiste en reemplazarlo por uno de mayor capacidad. Por otra parte, el refuerzo de conductores consiste en incrementar el calibre de los mismos, para evitar problemas de corriente y disminuir las diferencias de tensión que generan problemas.

Al realizar este proceso, se identifica que dependiendo de las características de las redes, existe un límite de inserción en el cual no se generan problemas, siendo gratis para el sistema.

Por último, de los resultados obtenidos en la memoria, se extrae que existe un gran potencial en las redes que no generan costo adicional, lo cual puede ser utilizado para fomentar la inserción de este tipo de tecnologías, con el fin de disminuir las emisiones de CO₂. Además, la generación de la curva agregada de costos puede ser utilizada en la planificación del sistema para incorporar este tipo de tecnologías en la modelación y generar combinaciones óptimas de inserción.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres, Alfredo y Teresa, principalmente por entregarme todo lo que he necesitado y mucho más, por estar conmigo en todos mis proyectos y por apoyarme constantemente en todas y cada una de las decisiones que he tomado durante mi vida. Gran parte de lo que soy hoy, se los debo a ellos, por lo que estoy totalmente agradecido y orgulloso de su cariño y de sus enseñanzas, ya que han hecho todo lo que está a su alcance por mí y mi hermano.

También, quiero hacer mención especial a toda mi familia; mi hermano, mis primos, tíos y en especial a mis abuelos: Aníbal, Adriana, Teresa y Juan, quienes con su amor, cariño y apoyo incondicional, han respaldado todos mis pasos y que con sus ejemplos de vida, me enseñaron a ser una mejor persona.

Le quiero agradecer a Carla, por ser parte importante de mi vida durante estos últimos cuatro años, estando a mi lado cada vez que necesité apoyo, contención, ánimo y por sobre todo, por brindarme ayuda y consejos cada vez que la ortografía me causaba problemas. Mención especial por tu apoyo y compañía sobre todo en este último tiempo, que ha tenido procesos complejos en varios aspectos.

No puedo dejar de agradecer a Ismael, quien ha sido un gran amigo durante muchos años, un fiel compañero en todos los aspectos. Gracias por estar cada vez que necesitaba contar con el apoyo de mis amigos, por esa confianza única de nuestra amistad y por tan buenos recuerdos y anécdotas de nuestras aventuras.

Tampoco puedo dejar de agradecer a Mauri, quien ha sido uno de mis mejores amigos desde el comienzo de la trayectoria escolar. Sé que el tiempo y nuestros caminos no nos permiten compartir presencialmente como quisiéramos, pero a pesar de eso, siempre he podido contar con tu apoyo y preocupación.

Quiero agradecer también a los “cabros”: Bastián, Juanpi, Braga, Onofre, Diego y Javier, quienes en los últimos años se han convertido en grandes amigos y compañeros, pudiendo contar con ellos cada vez que lo he necesitado.

Quisiera hacer mención especial a Bastián, quien se convirtió en un gran amigo desde que ingresamos a eléctrica y quien me ayudó a sacar adelante gran parte de la carrera, gracias a sus conocimientos, su apoyo insufrible y por sobre todo su paciencia infinita. También, hacer mención especial a Juanpi, quien durante este último tiempo se convirtió en un amigo muy cercano, luego de compartir la experiencia de intercambio y de trabajar a la par en nuestro periodo de memoria.

Finalmente, mencionar a mi profesor guía, Alejandro Navarro, por el todo el conocimiento transmitido y por sobre todo, por la confianza entregada al decidir trabajar conmigo en este proyecto.

Tabla de Contenido

| | |
|---|----|
| Capítulo 1: Introducción | 1 |
| 1.1. Motivación | 1 |
| 1.2. Objetivos | 2 |
| 1.2.1. Objetivo general | 2 |
| 1.2.2. Objetivos específicos..... | 2 |
| 1.3. Alcances | 3 |
| Capítulo 2: Revisión bibliográfica..... | 4 |
| 2.1. Redes de Distribución..... | 4 |
| 2.1.1. Redes estilo “americano” | 5 |
| 2.1.2. Redes estilo “europeo” | 6 |
| 2.2. Comportamiento eléctrico en las redes..... | 7 |
| 2.3. Problemas causados por la inserción de LCTs..... | 9 |
| 2.3.1. Refuerzo de red..... | 11 |
| 2.4. Casos con problemas | 12 |
| 2.4.1. Problemas de tensión..... | 12 |
| 2.4.2. Problemas de corriente..... | 13 |
| 2.4.3. Problemas de capacidad..... | 13 |
| 2.5. Costos de conductores y transformadores | 13 |
| 2.6. Teoría económica..... | 14 |
| 2.6.1. Oferta..... | 14 |
| 2.6.2. Oferta de Mercado..... | 15 |
| Capítulo 3: Metodología..... | 16 |
| 3.1. Softwares utilizados..... | 17 |
| 3.1.1. OpenDss..... | 17 |
| 3.1.2. Spyder..... | 18 |

| | |
|--|----|
| 3.2. Identificación de redes | 18 |
| 3.3. Creación y obtención de perfiles | 19 |
| 3.3.1. Perfiles de Consumo..... | 20 |
| 3.3.2. Perfil de Generación Solar..... | 21 |
| 3.3.3. Perfil de Carga de Vehículos eléctricos..... | 22 |
| 3.4. Simulación | 23 |
| 3.4.1. Flujos de potencia y problemas..... | 24 |
| 3.4.2. Refuerzo de red..... | 27 |
| 3.4.3. Costo del reforzamiento de red..... | 32 |
| 3.4.4. Relación de partes de la simulación..... | 33 |
| 3.5. Generación de la curva agregada..... | 35 |
| 3.6. Estimación de Santiago | 36 |
| Capítulo 4: Simulaciones Preliminares..... | 38 |
| 4.1. Generación del código | 38 |
| 4.1.1. Detección de problemas..... | 39 |
| 4.1.2. Refuerzo de problemas de corriente y cálculo de costos..... | 41 |
| 4.1.3. Refuerzo de problemas de voltaje y cálculo de costos..... | 42 |
| 4.1.4. Refuerzo de transformador por problemas de capacidad..... | 45 |
| 4.1.5. Doble circuito de máxima capacidad..... | 46 |
| 4.1.6. Dividir la red en 2..... | 48 |
| 4.2. Generación de la curva agregada..... | 51 |
| 4.3. Dos casos de simulación | 54 |
| Capítulo 5: Resultados y análisis | 55 |
| 5.1. Estudio de inserción de generación solar residencial | 56 |
| 5.1.1. Resultados por red..... | 56 |
| 5.1.2. Impacto de problemas..... | 64 |

| | |
|--|-----|
| 5.1.3. Comportamiento según características..... | 68 |
| 5.1.4. Dispersión de resultados..... | 71 |
| 5.1.5. Curva agregada y curva promedio..... | 74 |
| 5.2. Estudio de inserción de vehículos eléctricos residenciales..... | 76 |
| 5.2.1. Resultados por red..... | 78 |
| 5.2.2. Impacto de problemas..... | 86 |
| 5.2.3. Comportamiento según características..... | 89 |
| 5.2.4. Dispersión de resultados..... | 92 |
| 5.2.5. Curva agregada y curva promedio..... | 96 |
| 5.3. Comparación de ambos casos de estudio..... | 97 |
| 5.4. Estimación de curva de costos de Santiago..... | 100 |
| Capítulo 6: Conclusiones y trabajo futuro..... | 105 |
| 6.1. Trabajo futuro..... | 106 |
| Capítulo 7: Bibliografía..... | 108 |
| Capítulo 8: Anexos..... | 112 |
| 8.1. Topología de las redes..... | 112 |
| 8.1.1. Alimentadores..... | 112 |
| 8.1.2. Redes..... | 115 |
| 8.2. Resultados Generación Solar..... | 117 |
| 8.2.1. Costos..... | 117 |
| 8.2.2. Problemas en los Consumos..... | 120 |
| 8.2.3. Problemas en las Líneas..... | 123 |
| 8.2.4. Largo de Líneas con Problemas..... | 127 |
| 8.3. Resultados Vehículos Eléctricos..... | 130 |
| 8.3.1. Costos..... | 130 |
| 8.3.2. Problemas en los Consumos..... | 133 |

| | |
|---|-----|
| 8.3.3. Problemas en las Líneas..... | 137 |
| 8.3.4. Largo de Líneas con Problemas..... | 140 |
| 8.4. Creación de Nuevas Curvas | 144 |
| 8.4.1. Generación Solar..... | 144 |
| 8.4.2. Vehículos eléctricos..... | 146 |

Índice de Tablas

| | |
|---|-----|
| TABLA 2.1 LÍMITES DE REGULACIÓN DE TENSIÓN [10] | 12 |
| TABLA 2.2 COSTO DE REFORZAMIENTO DE CONDUCTORES [18] | 14 |
| TABLA 2.3 COSTO DE REFORZAMIENTO DE TRANSFORMADORES [18] | 14 |
| TABLA 5.1 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS REDES SIMULADAS | 55 |
| TABLA 5.2 VALORES DE COSTO EN CASO MEDIO..... | 72 |
| TABLA 5.3 VALORES DE COSTOS EN PEOR CASO | 72 |
| TABLA 5.4 VALORES DE COSTO EN CASO MEDIO..... | 93 |
| TABLA 5.5 VALORES DE COSTO EN PEOR CASO..... | 93 |
| TABLA 5.6 CARACTERÍSTICAS DE LAS REDES CREADAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA RED DE SANTIAGO | 101 |
| TABLA 5.7 DISTRIBUCIÓN DE REDES DE SANTIAGO EN LAS REDES SIMULADAS..... | 102 |

Índice de Figuras

| | |
|--|----|
| FIGURA 1.1 EVOLUCIÓN TEMPORAL DE LAS EMISIONES DE CO2 [3] | 1 |
| FIGURA 2.1 ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SEP [9]..... | 4 |
| FIGURA 2.2 ESQUEMA DE REDES ESTILO "AMERICANO" | 6 |
| FIGURA 2.3 ESQUEMA DE REDES ESTILO "EUROPEO" | 7 |
| FIGURA 2.4 PORCENTAJE DE ALIMENTADORES CON PROBLEMAS [15] | 10 |
| FIGURA 2.5 OCURRENCIA DEL PRIMER PROBLEMA [15] | 10 |
| FIGURA 2.6 METODOLOGÍA DE REFUERZO DE RED..... | 11 |
| FIGURA 2.7 CURVA DE OFERTA [19] | 14 |
| FIGURA 2.8 EJEMPLO DE CURVA DE OFERTA DE MERCADO [19] | 15 |
| FIGURA 3.1 ESQUEMA DE LA METODOLOGÍA PLANTEADA EN LA MEMORIA | 16 |
| FIGURA 3.2 ESQUEMA DE IDENTIFICACIÓN DE REDES | 19 |
| FIGURA 3.3 ESQUEMA DE CREACIÓN Y OBTENCIÓN DE PERFILES | 19 |
| FIGURA 3.4 PERFILES DE CONSUMOS..... | 21 |
| FIGURA 3.5 PERFILES AGREGADO DE CONSUMOS..... | 21 |
| FIGURA 3.6 PERFIL SOLAR [29]..... | 22 |
| FIGURA 3.7 PERFILES DE CARGA | 23 |
| FIGURA 3.8 PERFIL DE CARGA AGREGADO | 23 |
| FIGURA 3.9 ESQUEMA DE PROCESO DE SIMULACIÓN | 24 |
| FIGURA 3.10 ESQUEMA DE CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA..... | 24 |
| FIGURA 3.11 ESQUEMA DE ELECCIÓN DE GENERACIÓN Y DE CONSUMOS, EN ESTUDIO DE GENERACIÓN SOLAR..... | 25 |
| FIGURA 3.12 ESQUEMA DE ELECCIÓN DE PERFIL DE CARGA Y DE CONSUMOS, EN ESTUDIO DE INSERCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS..... | 26 |
| FIGURA 3.13 ESQUEMA PARA DETERMINAR PROBLEMAS DE CORRIENTE POR LAS LÍNEAS Y DE CAPACIDAD POR TRANSFORMADOR | 26 |
| FIGURA 3.14 ESQUEMA PARA DETERMINAR PROBLEMAS DE TENSIÓN EN LOS CONSUMOS | 27 |
| FIGURA 3.15 ESQUEMA DE REFUERZO DE CONDUCTORES POR PROBLEMAS DE CORRIENTE | 28 |
| FIGURA 3.16 ESQUEMA DE REFUERZO DE CONDUCTORES POR PROBLEMAS DE TENSIÓN | 29 |
| FIGURA 3.17 ESQUEMA DE REFUERZO DE TRANSFORMADOR POR CAPACIDAD..... | 30 |
| FIGURA 3.18 ESQUEMA DE REFUERZO DE TRANSFORMADOR POR COSTO..... | 31 |
| FIGURA 3.19 (A) RED ORIGINAL. (B) RED DIVIDIDA | 31 |
| FIGURA 3.20 ESQUEMA DE DIVISIÓN DE RED..... | 32 |
| FIGURA 3.21 ESQUEMA DEL CÁLCULO DE COSTO DEL REEMPLAZO DE CONDUCTORES | 33 |
| FIGURA 3.22 ESQUEMA DEL CÁLCULO DE REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES | 33 |
| FIGURA 3.23 ESQUEMA DE LA SIMULACIÓN..... | 35 |
| FIGURA 3.24 ESQUEMA DE GENERACIÓN DE CURVA AGREGADA..... | 36 |
| FIGURA 3.25 EJEMPLO DE CURVA AGREGADA | 36 |
| FIGURA 3.26 ESQUEMA DE ESTIMACIÓN DEL COSTO DE SANTIAGO | 37 |
| FIGURA 4.1 RED DE PRUEBA | 38 |
| FIGURA 4.2 GRÁFICO DE TIPO BOXPLOT | 39 |
| FIGURA 4.3 GRÁFICA LÍNEAS CON PROBLEMAS DE CORRIENTE | 40 |
| FIGURA 4.4 GRÁFICA DE CLIENTES CON PROBLEMAS DE TENSIÓN | 40 |
| FIGURA 4.5 GRÁFICA DE KM DE LÍNEAS CON PROBLEMAS..... | 41 |
| FIGURA 4.6 GRÁFICA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA | 41 |
| FIGURA 4.7 COSTO DE REFORZAMIENTO DE PROBLEMAS DE CORRIENTE | 42 |
| FIGURA 4.8 EJEMPLO DEL CAMINO SEGMENTADO | 43 |
| FIGURA 4.9 COSTO DE REFORZAMIENTO DE PROBLEMAS DE TENSIÓN Y DE PROBLEMAS DE CORRIENTE..... | 44 |
| FIGURA 4.10 COMPARACIÓN DE PERFIL DE TENSIÓN..... | 45 |
| FIGURA 4.11 COMPARACIÓN DE AMPACIDAD | 45 |
| FIGURA 4.12 COMPARACIÓN DE PERFILES DE TENSIÓN..... | 47 |
| FIGURA 4.13 COMPARACIÓN DE IMPEDANCIA RESPECTO AL PERFIL DE CORRIENTES | 47 |
| FIGURA 4.14 COSTO DE REFORZAMIENTO DE LA RED 7 SIN DOBLE LÍNEA DE MÁXIMA CAPACIDAD | 48 |
| FIGURA 4.15 COSTO DE REFORZAMIENTO DE LA RED 7 CON DOBLE LÍNEA DE MÁXIMA CAPACIDAD..... | 48 |
| FIGURA 4.16 EJEMPLO DE LA DIVISIÓN DE LA RED EN 2 | 49 |
| FIGURA 4.17 COSTO DE REFORZAMIENTO DE LA RED 7, CUANDO LA RED SE DIVIDE EN 2..... | 49 |

| | |
|--|----|
| FIGURA 4.18 COMPARACIÓN DE PERFILES DE TENSIÓN AL DIVIDIR LA RED | 50 |
| FIGURA 4.19 COMPARACIÓN DE PERFILES DE CORRIENTE AL DIVIDIR LA RED | 50 |
| FIGURA 4.20 GRÁFICO DE COSTO DE REFORZAMIENTO VS CAPACIDAD ACUMULADA..... | 51 |
| FIGURA 4.21 CURVA AGREGADA DE COSTOS..... | 52 |
| FIGURA 4.22 COSTO DE REFORZAMIENTO RED 6 | 53 |
| FIGURA 4.23 CURVA AGREGADA DE COSTOS, CON COMPORTAMIENTO CRECIENTE..... | 53 |
| FIGURA 4.24 COMPARACIÓN DE LOS DOS CASOS A SIMULAR | 54 |
| FIGURA 5.1 PROMEDIO DE RESULTADOS DE COSTO DE LAS REDES EN CASO MEDIO..... | 57 |
| FIGURA 5.2 PROMEDIO DE RESULTADOS DE COSTO DE LAS REDES EN PEOR CASO | 57 |
| FIGURA 5.3 COMPARACIÓN DE ENVOLVENTES DE RESULTADOS DE GENERACIÓN SOLAR RESIDENCIAL..... | 58 |
| FIGURA 5.4 CURVA DE COSTOS DE LA RED 19 | 58 |
| FIGURA 5.5 CURVA DE PROBLEMAS DE TENSIÓN DE LA RED 19 | 58 |
| FIGURA 5.6 CURVA DE PROBLEMAS DE CORRIENTE DE LA RED 19 | 59 |
| FIGURA 5.7 CURVA DE KM DE CONDUCTOR CON PROBLEMAS DE LA RED 19 | 59 |
| FIGURA 5.8 PERFIL DE TENSIÓN DEL CONSUMO MÁS LEJANO RED 19 | 59 |
| FIGURA 5.9 PERFILES DE CORRIENTE DE LA LÍNEA CON MAYOR UTILIZACIÓN RED 19 | 59 |
| FIGURA 5.10 CURVA DE COSTOS DE LA RED 18 | 60 |
| FIGURA 5.11 CURVA DE PROBLEMAS DE TENSIÓN DE LA RED 18 | 60 |
| FIGURA 5.12 CURVA DE PROBLEMAS DE CORRIENTE DE LA RED 18 | 61 |
| FIGURA 5.13 CURVA DE KM DE CONDUCTOR CON PROBLEMAS DE LA RED 18 | 61 |
| FIGURA 5.14 PERFIL DE TENSIÓN DEL CONSUMO MÁS LEJANO RED 18 | 61 |
| FIGURA 5.15 PERFILES DE CORRIENTE DE LA LÍNEA CON MAYOR UTILIZACIÓN RED 18 | 61 |
| FIGURA 5.16 CURVA DE COSTOS DE LA RED 7 | 63 |
| FIGURA 5.17 CURVA DE PROBLEMAS DE TENSIÓN DE LA RED 7 | 63 |
| FIGURA 5.18 CURVA DE PROBLEMAS DE CORRIENTE DE LA RED 7 | 63 |
| FIGURA 5.19 CURVA DE KM DE CONDUCTOR CON PROBLEMAS DE LA RED 7 | 63 |
| FIGURA 5.20 PERFIL DE TENSIÓN DEL CONSUMO MÁS LEJANO RED 7 | 64 |
| FIGURA 5.21 PERFILES DE CORRIENTE DE LA LÍNEA CON MAYOR UTILIZACIÓN RED 7 | 64 |
| FIGURA 5.22 COSTO PROMEDIO DE RED SEGÚN PROBLEMAS DE TENSIÓN | 65 |
| FIGURA 5.23 PROBLEMAS PROMEDIO DE RED SEGÚN PROBLEMAS DE TENSIÓN | 65 |
| FIGURA 5.24 TOPOLOGÍA RED 6 | 66 |
| FIGURA 5.25 COSTO PROMEDIO DE RED SEGÚN PROBLEMAS DE CORRIENTE | 66 |
| FIGURA 5.26 PROBLEMAS PROMEDIO DE RED SEGÚN PROBLEMAS DE CORRIENTE | 66 |
| FIGURA 5.27 COSTO PROMEDIO DE RED ORDENADO SEGÚN VALOR DE COSTOS..... | 67 |
| FIGURA 5.28 PROBLEMAS PROMEDIO DE RED ORDENADO SEGÚN VALOR DE COSTOS..... | 67 |
| FIGURA 5.29 COSTO PROMEDIO SEGÚN CANTIDAD DE CONSUMOS..... | 68 |
| FIGURA 5.30 PROBLEMAS PROMEDIO SEGÚN CANTIDAD DE CONSUMOS..... | 68 |
| FIGURA 5.31 COSTO PROMEDIO SEGÚN LARGO MÁXIMO | 69 |
| FIGURA 5.32 PROBLEMAS PROMEDIO SEGÚN LARGO MÁXIMO | 69 |
| FIGURA 5.33 COSTO PROMEDIO SEGÚN LARGO TOTAL..... | 70 |
| FIGURA 5.34 PROBLEMAS PROMEDIO SEGÚN LARGO TOTAL..... | 70 |
| FIGURA 5.35 COSTO PROMEDIO SEGÚN IMPEDANCIA EQUIVALENTE | 71 |
| FIGURA 5.36 PROBLEMAS PROMEDIO SEGÚN IMPEDANCIA EQUIVALENTE | 71 |
| FIGURA 5.37 PERCENTILES COSTOS RED 19..... | 73 |
| FIGURA 5.38 PERCENTILES COSTOS RED 18..... | 73 |
| FIGURA 5.39 PERCENTILES COSTOS RED 7..... | 73 |
| FIGURA 5.40 DISPERSIÓN DE COSTOS POR RED..... | 74 |
| FIGURA 5.41 CURVAS AGREGADAS DE AMBOS CASOS | 75 |
| FIGURA 5.42 VA AGREGADA CON PERCENTILES CASO MEDIO | 75 |
| FIGURA 5.43 CURVA AGREGADA CON PERCENTILES PEOR CASO | 75 |
| FIGURA 5.44 CURVA PROMEDIO DE COSTOS..... | 76 |
| FIGURA 5.45 PERFIL DE TENSIÓN DEL CONSUMO MÁS LEJANO RED 18 | 77 |
| FIGURA 5.46 PERFIL DE CORRIENTE DE LA LÍNEA CON MAYOR UTILIZACIÓN DE LA RED 18 | 77 |
| FIGURA 5.47 RESULTADOS REDES EN CASO MEDIO..... | 78 |
| FIGURA 5.48 RESULTADOS REDES EN PEOR CASO | 79 |

| | |
|--|-----|
| FIGURA 5.49 COMPARACIÓN DE ENVOLVENTES PRIMARIA Y SECUNDARIA DE COSTOS..... | 79 |
| FIGURA 5.50 CURVA DE COSTOS DE LA RED 19 | 80 |
| FIGURA 5.51 CURVA DE PROBLEMAS DE TENSIÓN DE LA RED 19 | 80 |
| FIGURA 5.52 CURVA DE PROBLEMAS DE CORRIENTE DE LA RED 19 | 81 |
| FIGURA 5.53 CURVA DE KM DE CONDUCTOR CON PROBLEMAS DE LA RED 19 | 81 |
| FIGURA 5.54 PERFIL DE TENSIÓN DEL CONSUMO MÁS LEJANO RED 19 | 81 |
| FIGURA 5.55 PERFILES DE CORRIENTE DE LA LÍNEA CON MAYOR UTILIZACIÓN RED 19 | 81 |
| FIGURA 5.56 CURVA DE COSTOS DE LA RED 18 | 82 |
| FIGURA 5.57 CURVA DE PROBLEMAS DE TENSIÓN DE LA RED 18 | 82 |
| FIGURA 5.58 CURVA DE PROBLEMAS DE CORRIENTE DE LA RED 18 | 82 |
| FIGURA 5.59 CURVA DE KM DE CONDUCTOR CON PROBLEMAS DE LA RED 18 | 82 |
| FIGURA 5.60 COMPARACIÓN POTENCIA DE LOS PERFILES | 83 |
| FIGURA 5.61 PERFIL DE TENSIÓN DEL CONSUMO MÁS LEJANO RED 18 | 84 |
| FIGURA 5.62 PERFILES DE CORRIENTE DE LA LÍNEA CON MAYOR UTILIZACIÓN RED 18 | 84 |
| FIGURA 5.63 CURVA DE COSTOS DE LA RED 7 | 85 |
| FIGURA 5.64 CURVA DE PROBLEMAS DE TENSIÓN DE LA RED | 85 |
| FIGURA 5.65 CURVA DE PROBLEMAS DE CORRIENTE DE LA RED 7 | 85 |
| FIGURA 5.66 CURVA DE KM DE CONDUCTOR CON PROBLEMAS DE LA RED 7 | 85 |
| FIGURA 5.67 PERFIL DE TENSIÓN DEL CONSUMO MÁS LEJANO RED 7 | 86 |
| FIGURA 5.68 PERFILES DE CORRIENTE DE LA LÍNEA CON MAYOR UTILIZACIÓN RED 7 | 86 |
| FIGURA 5.69 COSTO PROMEDIO DE RED SEGÚN PROBLEMAS DE TENSIÓN | 87 |
| FIGURA 5.70 PROBLEMAS PROMEDIO DE RED SEGÚN PROBLEMAS DE TENSIÓN | 87 |
| FIGURA 5.71 COSTO PROMEDIO DE RED SEGÚN PROBLEMAS DE CORRIENTE | 88 |
| FIGURA 5.72 PROBLEMAS PROMEDIO DE RED SEGÚN PROBLEMAS DE CORRIENTE | 88 |
| FIGURA 5.73 COSTO PROMEDIO DE RED SEGÚN LOS COSTOS..... | 88 |
| FIGURA 5.74 PROBLEMAS PROMEDIO DE RED SEGÚN LOS COSTOS..... | 88 |
| FIGURA 5.75 COSTO PROMEDIO SEGÚN CANTIDAD DE CONSUMOS..... | 89 |
| FIGURA 5.76 PROBLEMAS PROMEDIO SEGÚN CANTIDAD DE CONSUMOS..... | 89 |
| FIGURA 5.77 COSTO PROMEDIO SEGÚN LARGO MÁXIMO DE RED | 90 |
| FIGURA 5.78 PROBLEMAS PROMEDIO SEGÚN LARGO MÁXIMO DE RED | 90 |
| FIGURA 5.79 COSTO PROMEDIO SEGÚN LARGO TOTAL DE CONDUCTORES | 91 |
| FIGURA 5.80 PROBLEMAS PROMEDIO SEGÚN LARGO TOTAL DE CONDUCTORES..... | 91 |
| FIGURA 5.81 COSTO PROMEDIO SEGÚN LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE | 92 |
| FIGURA 5.82 PROBLEMAS PROMEDIO SEGÚN LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE | 92 |
| FIGURA 5.83 PERCENTILES COSTOS Red 19..... | 94 |
| FIGURA 5.84 PERCENTILES COSTOS Red 18..... | 94 |
| FIGURA 5.85 PERCENTILES COSTOS Red 7..... | 94 |
| FIGURA 5.86 DISPERSIÓN DE COSTOS POR RED..... | 95 |
| FIGURA 5.87 COMPARACIÓN DE CURVAS AGREGADAS DE AUMENTO PROMEDIO CON PEOR CASO | 96 |
| FIGURA 5.88 CURVA AGREGADA CON PERCENTILES CASO MEDIO | 96 |
| FIGURA 5.89 CURVA AGREGADA CON PERCENTILES PEOR CASO | 96 |
| FIGURA 5.90 CURVA PROMEDIO DE COSTOS | 97 |
| FIGURA 5.91 CURVAS AGREGADAS DE INSERCIÓN DE GENERACIÓN SOLAR VISTAS EN PORCENTAJE DE ADOPCIÓN | 98 |
| FIGURA 5.92 CURVAS AGREGADAS DE INSERCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS VISTAS EN PORCENTAJE DE ADOPCIÓN..... | 99 |
| FIGURA 5.93 PERFILES AGREGADOS PARA 112 CONSUMOS | 100 |
| FIGURA 5.94 ESTIMACIÓN PARA SANTIAGO DE LA CURVA AGREGADA DE COSTOS DE INSERCIÓN DE GENERACIÓN SOLAR | 103 |
| FIGURA 5.95 ESTIMACIÓN PARA SANTIAGO DE LA CURVA AGREGADA DE COSTOS DE INSERCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS | 104 |

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

El incremento sostenido de las emisiones de CO₂ [1] y de otros tipos de gases contaminantes, ha contribuido al proceso de efecto invernadero y al cambio climático. Esto ha generado en el planeta una serie de cambios, como lo son el calentamiento global, el aumento de las temperaturas, el deshielo de glaciares, desertificación y sequías, entre otros. Cabe destacar, que en los últimos años se ha llegado a los niveles más altos de emisiones de CO₂ a nivel mundial, tal como se aprecia en la Figura 1.1, llegando incluso a producirse 37.1 giga toneladas en el año 2018, lo cual representa un crecimiento del 2.7% en relación al año anterior [2].

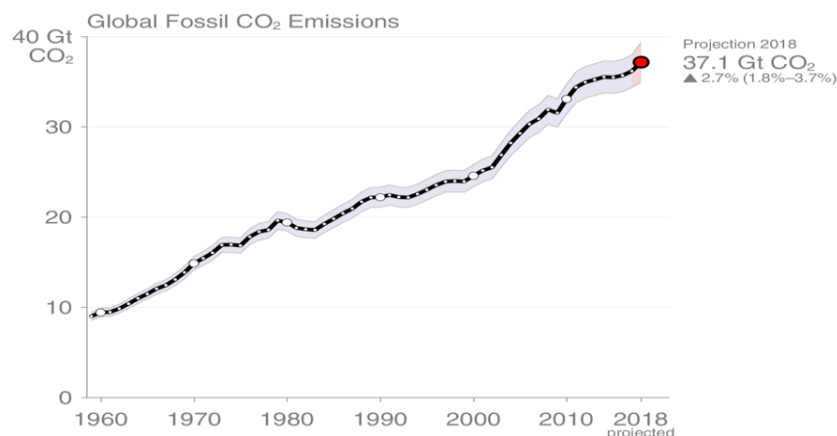


Figura 1.1 Evolución temporal de las emisiones de CO₂ [3]

Frente a esta problemática, diversos países han comenzado un proceso de toma de conciencia de la situación crítica que vive el planeta, llevando a cabo diversas iniciativas con el fin de disminuir los niveles de emisiones. Una de estas iniciativas es el acuerdo de París, celebrado el año 2015, en la Vigésima primera Conferencia de las Partes (COP 21). Este acuerdo se enmarca en la “Convención del Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático”, en la cual participan 195 países, los cuales firman un acuerdo en que se comprometen a mitigar los efectos que produce el cambio climático [4]. Por otra parte, en Chile esta temática también ha cobrado importancia, por lo que será la nueva sede de la COP25 [5], cumbre acerca del cambio climático más importante a nivel mundial.

Según el tercer informe bienal [6] de actualización de Chile sobre el cambio climático, realizado en el año 2018, en el año 2016 la “Producción de electricidad y calor como actividad principal” representó el 40.17 % de las emisiones de CO₂, mientras que el 27.45 % de las emisiones correspondieron al área “transporte terrestre” (automovilístico).

Ante esta situación, surgen como alternativas sustentables, el uso de nuevas tecnologías con el fin de disminuir las emisiones de carbono. Estas tecnologías que producen una baja emisión de carbono son llamadas LCTs (Low Carbon Technologies). Entre éstas se identifica la generación solar residencial, bombas de calor, co-generación y utilización de vehículos eléctricos. Consecuentemente, todas éstas aportarían a mitigar las emisiones de CO₂.

La implementación de este tipo de tecnologías se lleva a cabo en las redes de distribución, siendo adoptadas por los consumidores de energía en sus hogares (puntos de consumo). Al insertar en los puntos de consumo, se generan en ciertos casos, problemas técnicos en las redes de distribución, por lo que su implementación requiere de un estudio previo, sobre el impacto que éstas generarían en las redes [7].

Debido a esto se hace necesario estudiar y cuantificar los efectos que este tipo de tecnología producen en las redes de baja tensión. De igual forma, es necesario generar medidas que mitiguen los problemas generados, para permitir adoptar estas tecnologías de manera adecuada. Existen varias formas de solucionar estos problemas, dentro de las cuales se encuentra el caso tradicional que corresponde al refuerzo de conductores y de transformador. Pero también existe la posibilidad de mitigar estos problemas mediante el uso de tecnología de redes inteligentes, como es el uso de baterías, la coordinación de activos, entre otros.

Cabe mencionar, que toda medida de mitigación de problemáticas requiere de recursos, lo que tiene costos asociados. Debido a esto se hace fundamental cuantificar los recursos que debiesen ser destinados para la implementación de este tipo de tecnologías. Una vez obtenida la cuantificación, se pueden generar iniciativas por parte del gobierno para promover la adopción de tecnologías y así disminuir la cantidad de emisiones.

En este momento el uso de tecnología de redes inteligentes tiene un alto costo, sin embargo, eventualmente estos costos podrían ser competitivos con la solución tradicional (refuerzo de red). Para determinar esto, es necesario compararlas con el refuerzo de red y verificar que tengan un mejor desempeño.

Es precisamente en este punto, donde se encuentra enmarcada y cobra relevancia esta memoria, ya que busca cuantificar el costo requerido para solucionar los problemas que se generan al realizar adopción de generación solar residencial y de vehículos eléctricos, mediante el refuerzo de red.

1.2. Objetivos

En esta sección se presentan los objetivos de esta memoria, tanto general como específicos.

1.2.1. Objetivo general

Generar curva de costos asociada a la adecuación de la red de baja tensión, de la ciudad de Santiago, mediante el reforzamiento de cables y de transformadores, al adoptar distintos niveles de penetración de generación solar residencial y de vehículos eléctricos.

1.2.2. Objetivos específicos

- Simular distintos niveles de penetración de generación solar residencial y de vehículos eléctricos, en redes del Reino Unido (U.K.).
- Realizar flujo de potencia de los distintos niveles de penetración de generación solar residencial y de vehículos eléctricos, en redes de U.K.
- Calcular niveles de problemas en la red producto de la incorporación de generación solar residencial y de vehículos eléctricos, en redes de U.K.

- Adecuar redes de distribución de baja tensión en redes de U.K., al eliminar los problemas generados por la incorporación de generación residencial solar y de vehículos eléctricos, mediante el reforzamiento de cables y de transformadores.
- Calcular costo de reforzamiento en cada red de U.K. para distintos niveles de penetración, debido a la inserción de generación solar residencial y de vehículos eléctricos.
- Generar curva de costos de las distintas redes de U.K. simuladas, asociadas a distintos niveles de penetración de generación residencial solar y vehículos eléctricos
- Generar curva agregada de costos, a partir de las curvas de costo de las distintas redes de U.K. simuladas.
- Estimar curva agregada de costos de la red de distribución de baja tensión de Santiago, a partir de las curvas de costos de las redes de U.K. simuladas.

1.3. Alcances

En esta sección se delimitan los alcances de la memoria, puesto que para ejecutarla se realizan ciertas consideraciones. En un primer momento, se espera trabajar con las redes de baja tensión de Santiago y con perfiles de consumo reales de dichas redes, sin embargo, se visualiza que la información requerida para ello no se encuentra completa, por lo que no es posible trabajar con estas redes, ni con perfiles reales de Santiago. Es por esto, que se realiza una aproximación de la curva de agregada de costos de Santiago y se trabaja con otras redes, del mismo estilo que las de Santiago.

De esta forma, las consideraciones tomadas para realizar el trabajo de memoria se detallan a continuación:

- 1) Las redes a modelar provienen de un proceso de clustering de un conjunto de redes del Reino Unido.
- 2) La simulación que se realiza es de carácter estocástico en la elección de perfiles y de la localización de ellos. Esto implica que se escogen en forma aleatoria dentro de un set de perfiles, de esta forma la simulación se realiza mediante simulaciones de Montecarlo.
- 3) Se modelan los alimentadores de las redes en forma independiente como si fueran redes separadas.
- 4) La adecuación de la red que se implementa es la de reforzamiento de conductores y de transformadores.

Capítulo 2: Revisión bibliográfica

En esta sección se exponen los conceptos y fundamentos que explican el desarrollo del trabajo realizado.

2.1. Redes de Distribución

El funcionamiento clásico de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se encuentra compuesto por tres subsistemas que interactúan entre sí, estos subsistemas corresponden al sistema de generación de energía, al sistema de transmisión de energía y del sistema de distribución de energía. La generación de energía se lleva a cabo en centrales de generación, las cuales pueden provenir de distintas fuentes como hidráulica, carbón, solar, eólica, entre otras. La transmisión de energía corresponde al transporte de la energía que se genera en las centrales hasta las zonas de consumo, lo cual se realiza mediante grandes líneas de transmisión, las líneas se encuentran delimitadas por subestaciones elevadoras (son las que elevan la tensión desde la generación) y estaciones primarias de distribución (son las que bajan la tensión para comenzar con el sistema de distribución). Finalmente, la distribución corresponde a las redes dedicadas a llevar la energía a cada consumidor [8]. En la Figura 2.1 se muestra un ejemplo de lo expuesto.

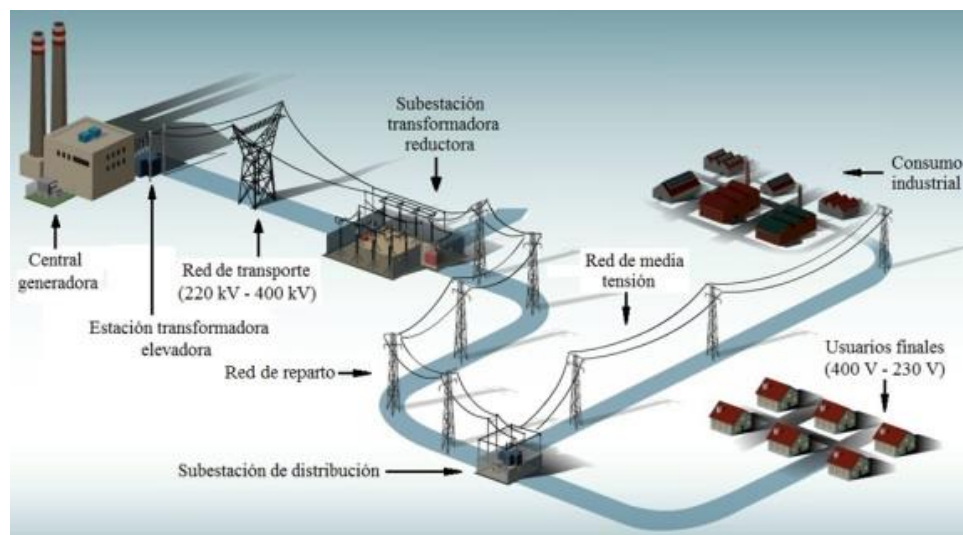


Figura 2.1 Esquema del funcionamiento de un SEP [9]

Esta memoria se centra en el área de distribución, área que se profundizará en detalle. Las redes de distribución se inician a partir de una subestación primaria de distribución, las que generalmente bajan la tensión para poder comenzar con el proceso de distribución de energía mediante el uso de alimentadores, los cuales son conductores de gran capacidad que transportan energía hacia los consumos (residenciales o industriales).

Las redes de distribución pueden ser de media y baja tensión. La norma técnica [10] define las redes de media tensión como las que tienen tensiones superiores a un 1 kV e inferiores o igual a 23 kV. Adicionalmente la norma técnica define las redes de baja tensión como las que tienen tensión menor o igual a 1 kV y establece voltaje nominal de 220 V entre fase y neutro, lo que representa la diferencia de tensión entre la fase que se ve y el conductor de referencia.

Existen dos estilos de construcción de redes de distribución, uno denominado estilo “americano” y el otro “europeo”.

2.1.1. Redes estilo “americano”

Las redes de distribución de estilo “americano”, se destacan por que las redes de baja tensión que pertenecen a ella son de una distancia corta, usualmente no superan los 100 metros [11]. Es por esto, que los consumos se encuentran cercanos al transformador de media tensión (MT) a baja tensión (BT). Debido a que la distancia de las redes de baja tensión son de corta distancia, se observa que las redes de media tensión son de una mayor distancia, esto hace referencia a que llegan cerca de los puntos de consumos.

Adicionalmente se visualiza que, en este estilo de redes, las líneas de media tensión alimentan desde una misma fase a más de una red de baja tensión. Debido a esto, los consumos de las redes de baja tensión se encuentran conectados a una sola fase, por lo que el efecto que produce las redes se traspasa sólo a dicha fase.

Otra característica que posee este estilo y que se debe al hecho de que la red de baja tensión sea corta, es que cada red de baja tensión posee pocos puntos de consumo. A partir de esto, se desprende que los transformadores de media a baja tensión sean de baja capacidad, encontrando transformadores de 75 kVA [11]. La red de baja tensión al alimentarse desde una sola fase, provoca que el transformador de media a baja tensión sea monofásico.

Entre las ventajas que presenta este estilo de redes, es que al poseer redes de baja tensión cortas, la variación en la tensión de los puntos de consumo es baja, en comparación con su referencia, lo que produce un número reducido de problemas de tensión. Esto se detallará en profundidad en la Sección 2.2. Otra ventaja que posee este estilo es que al tener varios consumos asociados a una sola fase, se produce que el comportamiento equivalente de cada fase, al agregar las cargas, es similar en todas ellas. Esto genera poco desbalance entre las distintas fases del sistema, produciendo una mejor utilización de las redes.

Por otra parte, una desventaja de este estilo de redes es que opera entre 100 V y 127 V, lo que produce que las corrientes se eleven. Este factor también produce que exista una baja presencia de consumos en cada red de baja tensión, sin embargo, el hecho de que las corrientes aumenten, contribuye al aumento de las pérdidas de energía en el sistema.

En la Figura 2.2 se observa un esquema de una red con estilo “americano”. El cuadrado rosado representa la subestación, las líneas negras representan las redes de media tensión, los círculos rojos representan los transformadores de media tensión a baja tensión, las líneas azules representan las líneas de baja tensión y los pentágonos celestes representan los puntos de consumo.

Del esquema expuesto se observa que las redes de baja tensión son de corta distancia y que cada red de baja tensión posee pocos consumos. Además, se observa que los transformadores son de baja capacidad. Por último, se visualiza que las redes de media tensión llegan cercanas a los puntos de consumos y que una sola fase alimenta varias redes de baja tensión.

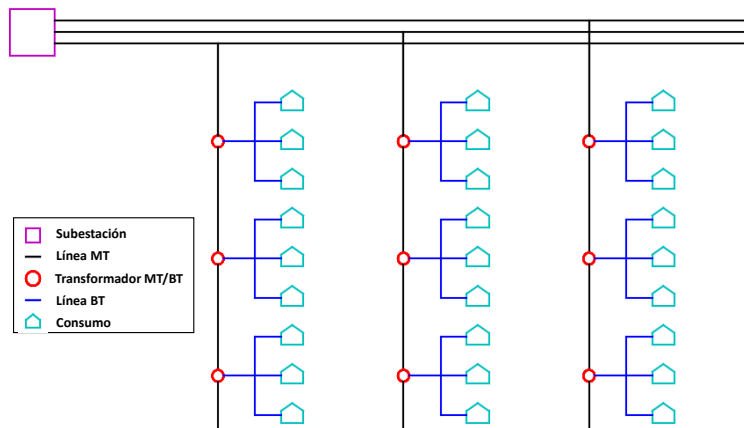


Figura 2.2 Esquema de redes estilo "americano"

2.1.2. Redes estilo “europeo”

Las redes de distribución denominadas estilo “europeo”, se caracterizan por poseer redes de baja tensión extensas, las que usualmente se encuentran sobre los 500 metros de largo [11]. Debido a este factor se observa que existen puntos de consumos que se encuentran distantes del transformador, el cual lleva desde media a baja tensión.

Debido a que las redes de baja tensión son extensas, las redes de media tensión son de una distancia reducida, por lo que las redes de media tensión llegan hasta puntos más lejanos de algunos consumos.

Se observa además que las redes de media tensión alimentan en forma trifásica a las redes de baja tensión, esto quiere decir que en la entrada del transformador, desde la zona de media tensión, al igual que en la salida, desde la zona de baja tensión, se encuentran tres fases, por lo que los transformadores utilizados son trifásicos. Por otro lado, se visualiza que en una misma red de baja tensión todas las fases alimentan a los consumos.

Otra característica que poseen las redes de este estilo y que se debe a que las redes de baja tensión sean extensas, es que las redes de baja tensión poseen una gran cantidad de consumos. De este hecho se desprende que los transformadores de media tensión a baja tensión posean una gran capacidad, usualmente superiores a los 400 kVA, superando incluso 1 MVA [11].

Entre las desventajas que posee este estilo es que al alimentar los consumos con todas las fases, se puede producir un gran desbalance en las redes de baja tensión, hecho que genera una mala utilización de las redes, lo cual puede provocar problemas técnicos que no debiesen ocurrir. Asimismo, otra desventaja es que al poseer redes de baja tensión extensas se genera una gran variación de tensión comparada con la tensión de referencia en los puntos de consumos más lejanos al transformador. Este hecho puede producir una mayor cantidad de problemas de tensión en la red de baja tensión. Lo anterior se detalla en profundidad en la Sección 2.2.

En la Figura 2.3 se observa un esquema de una red con estilo “europeo”. El cuadrado rosado representa la subestación, las líneas negras representan las redes de media tensión, los círculos rojos representan los transformadores de media tensión a baja tensión, las

líneas azules representan las líneas de baja tensión y los pentágonos celestes representan los puntos de consumo.

Del esquema expuesto se observa que las redes de baja tensión son extensas, donde cada red de baja tensión posee una gran cantidad de consumos, los cuales son alimentados por todas las fases. Se observa además que los transformadores son de gran capacidad y trifásicos. Por último, se visualiza que las redes de media tensión llegan a puntos más distantes de los consumos.

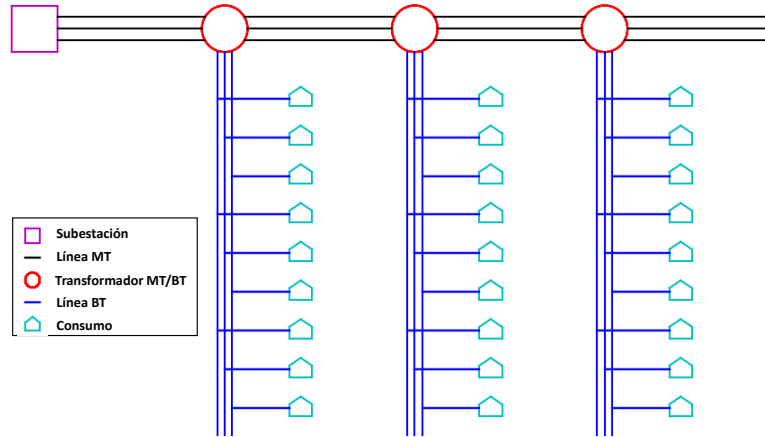


Figura 2.3 Esquema de redes estilo "europeo"

2.2. Comportamiento eléctrico en las redes

Existen relaciones físicas entre las distintas variables eléctricas de una red (corriente, tensión, potencia activa y reactiva). De estas relaciones físicas surgen modelos eléctricos que expresan la relación matemática que poseen las distintas variables.

A partir de estas relaciones se puede describir el comportamiento de un sistema eléctrico, lo que en este caso sirve para entender el comportamiento que tienen las redes frente a distintas situaciones. En este caso se evalúa el comportamiento de las redes frente a la incorporación de LCTs, específicamente generación solar residencial y vehículos eléctricos.

En la Ecuación (1) [12] se muestra la relación que hay entre la corriente con la tensión y la potencia. De esta ecuación se desprende que si la potencia aumenta la corriente también lo hace, por el contrario, si la potencia disminuye la corriente también disminuye. Otro punto que se desprende es que en el caso extremo que se cambie de signo la potencia (se inyecte o consuma) la corriente cambia de dirección.

$$I = \left(\frac{S}{V} \right)^* \quad (1)$$

En los casos estudiados se puede utilizar la potencia como la suma de la potencia proveniente de la carga con la potencia proveniente de la tecnología, tal como se muestra en la Ecuación (2).

$$\begin{aligned}
S &= S_{carga} + S_{tecnología} \\
P &= P_{carga} + P_{tecnología} \\
Q &= Q_{carga} + Q_{tecnología}
\end{aligned}
\tag{2}$$

Se tiene que la carga consume potencia al igual que la carga de los vehículos eléctricos, sin embargo, la generación solar residencial inyecta potencia al sistema.

De lo anterior se desprende que cuando se incrementa la inserción de generación solar residencial, hay un límite en el que la potencia que se inyecta contrarresta la potencia consumida, por lo que la potencia total disminuye. Esto provoca que disminuya la corriente que circula, sin embargo, si se aumenta considerablemente la potencia inyectada, la potencia aumenta, lo que provoca que la corriente que circula por la red aumente. Esto se puede observar en el siguiente ejemplo, si se tiene una carga de 1 kW y se inyecta una potencia de 1 kW, no habrá flujo de corriente, sin embargo, si se aumenta la potencia inyectada, aumenta la corriente que fluye desde el punto de consumo.

Por otra parte, en el caso de insertar vehículos eléctricos, la potencia consumida siempre aumenta, lo que provoca que la corriente siempre aumente. Esto produce que, a diferencia del caso de generación solar residencial, no exista un nivel de adopción que disminuya el flujo de corriente. Esto se puede observar en el siguiente ejemplo. Si se tiene una carga de 1 kW y una carga de vehículo de 3 kW, el flujo de corriente hacia el punto de consumo aumenta.

En la Ecuación (3) [12] se muestra la relación que existe entre la diferencia de tensión de dos nodos separados por una línea, con la impedancia de la línea y las potencias presentes en el punto donde se quiere calcular la variación de tensión.

$$\Delta V = V_1 - V_2 = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_1}
\tag{3}$$

De esta ecuación se desprende que hay dos variables que afectan la diferencia de tensión, las cuales son, la potencia en el punto que se desea evaluar y la impedancia de la línea que une los dos puntos.

Se observa que el comportamiento de la diferencia de tensión es el mismo que el de la impedancia de línea, esto quiere decir que si esta aumenta o disminuye, la diferencia de tensión realiza la misma variación. La impedancia de línea se ve afectada por dos factores, los cuales son, el largo de línea y la impedancia intrínseca del conductor, tal como se muestra en la Ecuación (4). Esto quiere decir que, si aumenta o disminuye el largo de línea, ocurre lo mismo con la impedancia. Asimismo, en relación a la impedancia intrínseca, si esta aumenta o disminuye, la impedancia tiene la misma variación. De esto se desprende que si se tiene una línea más extensa, la variación de tensión va a ser mayor, al igual que si se tiene un conductor con impedancia intrínseca mayor. Por el contrario, al tener una red más corta o con menor impedancia intrínseca, la diferencia de tensión también va a ser menor.

$$Z_{línea} = Z_{intrínseca} \cdot Largo_{Línea} \quad (4)$$

Ocurre lo mismo con la potencia, si esta aumenta, disminuye o cambia de signo, la diferencia de tensión va a tener el mismo comportamiento. Al igual como ocurre con el modelo de la corriente, en el modelo de la variación de tensión se puede considerar que la potencia del punto que se evalúa, corresponde a la potencia de la tecnología sumada a la potencia de la carga, tal como se muestra en la Ecuación (2).

De lo anterior se desprende que si se incorpora generación solar residencial, existe un punto en donde la potencia inyectada se contrarresta con la potencia consumida y esto produce que no exista diferencia de tensión, sin embargo, si se aumenta la potencia inyectada, la diferencia de tensión aumenta con sentido positivo, por lo que la tensión en el punto que se evalúa es mayor al punto de referencia. Esto se puede observar en el siguiente ejemplo, si se tiene una carga de 1 kW y se inyecta una potencia de 1 kW, no habrá diferencia de tensión, pero si se aumenta la potencia inyectada, aumenta la diferencia de tensión, generando que la tensión en el punto que se evalúa sea mayor que la del punto de referencia.

En el caso de los vehículos eléctricos, ocurre lo contrario a lo mencionado anteriormente, ya que la potencia consumida aumenta, lo que produce que la diferencia de tensión también aumente en magnitud, pero manteniendo el signo negativo. Esto se traduce en que la tensión del punto que se evalúa, sea aún menor que la tensión que ya se tenía, la cual es menor que la del punto de referencia. Esto se puede observar en el siguiente ejemplo, si se tiene una carga de 1 kW y una carga de vehículo de 3 kW, la magnitud de la diferencia de tensión aumenta, pero sigue manteniendo el signo negativo, lo que se traduce en que la tensión en el punto que se evalúa es aún menor de la que estaba antes de insertar un vehículo eléctrico, por lo que sigue siendo menor a la tensión de referencia.

2.3. Problemas causados por la inserción de LCTs

Según diversos estudios, la presencia de este tipo de tecnologías en las redes de baja tensión genera cambios en el comportamiento de las variables eléctricas, como lo es el voltaje y la corriente, llegando a valores que originan problemas en el sistema eléctrico [13].

Como se explica en la Sección 2.2, la presencia de este tipo de tecnologías produce cambios en el comportamiento de las variables eléctricas que poseen las redes de distribución. Estos cambios en algunos casos (ciertos niveles de inserción) mejora el comportamiento de la red y disminuye los problemas, pero en otros casos empeora el comportamiento, produciendo aún más problemas [14].

Esta sección se basa en un estudio que se realiza con 25 redes de U.K., el cual se centra en los efectos que producen la incorporación de generación solar, vehículos eléctricos, co-generación y bombas de calor, en forma residencial [7].

De aquí se extrae que las distintas LCTs tienen distinto comportamiento. Se desprende que en cada tecnología el inicio de los problemas ocurre a distintos niveles de inserción.

También, se observa que la “magnitud máxima” del problema, la cual usualmente ocurre con la máxima inserción, depende de la tecnología que se evalúa. Además, se desprende que, dependiendo la tecnología, tienen distinta probabilidad de que la ocurrencia del primer problema sea de corriente o de tensión [15]. Algunos de los resultados de este estudio se pueden apreciar en la Figura 2.4 y en la Figura 2.5, las que representan el porcentaje de alimentadores que presentan problemas de corriente y de tensión y por otra parte, la distribución del primer problema (corriente o tensión) que aparece según el tipo de tecnología, respectivamente.

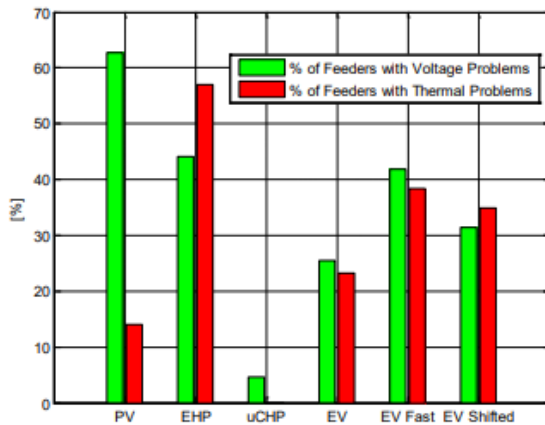


Figura 2.4 Porcentaje de alimentadores con problemas [15]

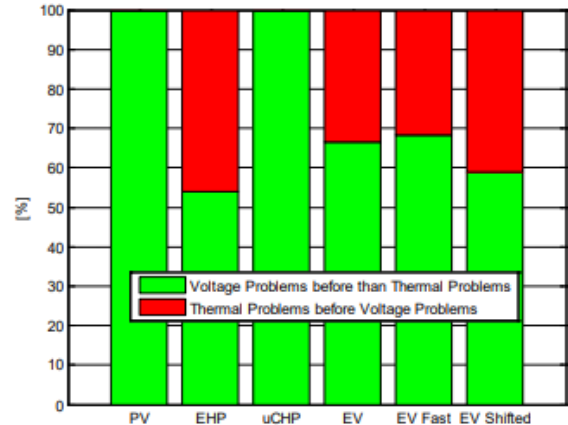


Figura 2.5 Ocurrencia del primer problema [15]

De la Figura 2.4 se desprende que, tanto para la inserción de generación solar residencial, como para la inserción de vehículos eléctricos, hay mayor ocurrencia de problemas de tensión que de problemas de corriente. De la Figura 2.5 se desprende que, para la inserción de generación solar residencial, siempre ocurre primero un problema de tensión, en cambio para vehículos eléctricos existen casos en los que ocurre primero un problema de corriente.

En la actualidad están emergiendo las redes inteligentes, las cuales se definen como una red de distribución con tecnología capaz de interactuar entre todos los componentes que conforman el sistema. Este tipo de tecnologías se caracteriza por poseer una mejor utilización de los componentes de la red, ya que existe comunicación entre ellas, cosa que da la posibilidad de coordinación. Este hecho permite la incorporación de generación en las redes de distribución, además de otros tipos de tecnología que permite suplir la necesidad de abastecerse de energía desde el resto del sistema, esto es de mucha importancia ya que permite proyectar al futuro, la posibilidad de abastecerse sin la necesidad de necesitar del sistema, lo que resulta ser menos contaminante [16].

Se pueden utilizar distintos procedimientos para solucionar los problemas generados por la inserción de LCTs, dentro de las cuales se encuentra el caso habitual y el uso de tecnologías de redes inteligentes. El caso habitual consiste en realizar el reforzamiento de la red tanto de conductores como de transformador. Ejemplos del uso de tecnologías de redes inteligentes es realizar conexiones entre los alimentadores (enmallar), lo que permite una mejor distribución del flujo de corriente por las redes. Otro ejemplo es el uso de cambiadores de referencia (Tap) en los transformadores, lo que permite cambiar el

valor de la tensión en la referencia. Un ejemplo más, es el uso de conexiones trifásicas a la red, lo que permite disminuir fases sobrecargadas [17].

De las soluciones expuestas, todas tienen distintos costos de implementación. En la actualidad las alternativas de redes inteligentes conllevan un gran costo de implementación, comparado a realizar la solución habitual (Reforzamiento de red) [17]. Se espera que a futuro el costo de implementar las soluciones de redes inteligentes disminuya, logrando así que comiencen a ser más competitivas. Por otra parte, el método de reforzamiento de red es el inicio de un proceso, ya que cuando el resto de las tecnologías disminuyan sus costos, se tendrá que realizar el mismo procedimiento, con el fin de determinar el costo de solucionar los problemas mediante dichos métodos. De esta forma se podrá comparar los distintos métodos y determinar cuál es más competitivo.

2.3.1. Refuerzo de red

En esta sección se muestra el proceso empleado para realizar el refuerzo de red, el cual se puede apreciar en la Figura 2.6.

En una primera instancia consiste en realizar un flujo de potencia para identificar los problemas de corriente que existen, con el fin de reemplazar los segmentos de líneas que tengan problemas, por otros de mayor capacidad.

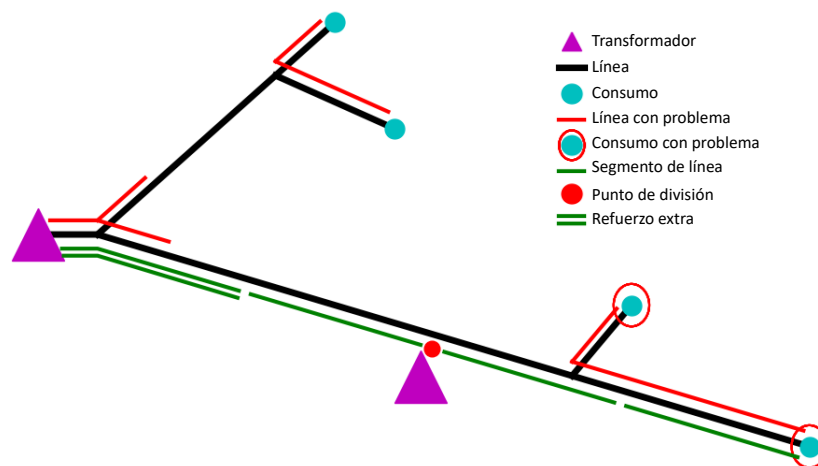


Figura 2.6 Metodología de refuerzo de red

Después de solucionar los problemas de corriente, se realiza un nuevo flujo de potencia para identificar los problemas de tensión en los consumos, con el fin de identificar el camino que lleva al consumo con problemas que se encuentra más lejano y segmentar dicho camino cada 100 metros.

Cuando se identifica dicho camino se reemplaza el primer segmento por uno con menor impedancia, con el fin de disminuir la diferencia de tensión, tal como se muestra en la sección 2.2. Después de reemplazar dicho segmento se verifica si es que se eliminan los problemas de tensión, donde en el caso de que no se eliminen, se vuelve a realizar el mismo procedimiento para disminuir la diferencia de tensión. Este procedimiento se realiza hasta que se eliminen los problemas de tensión y en caso de que no se pueda seguir

disminuyendo la impedancia de un segmento, se realiza el mismo procedimiento con el siguiente segmento.

En el caso de que después de realizar el refuerzo no se encuentren todos los problemas solucionados, se debe realizar un refuerzo extra, el cual consiste en realizar el mismo procedimiento, pero agregando un conductor extra de máxima capacidad.

Finalmente, en el caso de que el costo de refuerzo supere el costo de agregar un nuevo transformador, se agrega un transformador extra y se divide la red en 2, para realizar el refuerzo en cada red resultante.

2.4. Casos con problemas

Como se expone en la Sección 2.2, con la incorporación de generación solar residencial y de vehículos eléctricos se genera un cambio en la corriente que circula por la red y también se genera un cambio en la variación de tensión que hay en los puntos de consumo de la red, los cuales pueden generar problemas técnicos, según lo mencionado en la Sección 2.3.

En este apartado se exponen las condiciones que indican la existencia de problemas técnicos en la red. Los problemas que se estudian son: problemas de corriente en las líneas, problemas de tensión en los consumos y problemas de capacidad en el transformador.

2.4.1. Problemas de tensión

El cálculo de los problemas de tensión en los consumos se basa en la norma técnica de calidad de servicio para redes de distribución [10].

Para determinar si un cliente tiene problemas de tensión se debe calcular su regulación de tensión, la cual está dada por la Ecuación (5), donde ΔV_k representa la regulación de tensión en el punto k visto en porcentaje. Por otro lado, V_k representa la tensión en el punto k del promedio de medidas de intervalos de 10 minutos visto en kV. Por último, V_n es la tensión nominal en el punto k visto en kV.

$$\Delta V_k = \frac{|V_k - V_n|}{V_n} \cdot 100 \quad (5)$$

Tabla 2.1 Límites de regulación de tensión [10]

| Tensión de la red \ Densidad de la red | Alta y Media | Baja y Muy Baja |
|--|--------------|-----------------|
| | Baja Tensión | ± 7,5% |
| Media Tensión | ± 6,0% | ± 8,0% |

Se considera que, en estado normal, durante 7 días corridos (cabe mencionar que en esta memoria se considera sólo un día), el promedio de 10 minutos de mediciones, se debe encontrar dentro de los márgenes establecidos en la Tabla 2.1, el 95% del tiempo. Para el

caso de estudio de esta memoria al utilizar redes de baja tensión y considerar que son redes con densidad alta, se debe estar ± 7.5 % del valor nominal de tensión.

Además de cumplir la condición anterior, se debe cumplir que en los promedios de 10 minutos de medición, el valor no debe encontrarse inferior al 85%, ni sobre el 110% de la tensión nominal.

A modo de ejemplo de problemas de tensión, bastaría con que el 94.99% (o menos) del tiempo evaluado, los promedios de 10 minutos, se encuentren entre 0.925 en p.u. y 1.075 en p.u., para que existan problemas. Esto se debe a que no se cumple la condición de que al menos el 95% del tiempo evaluado, el promedio de la tensión de 10 minutos se encuentre en el rango de ± 7.5 % del valor nominal de tensión.

Otro ejemplo de esta situación, es el caso de una tensión de 0.8499 en p.u. (o menor) o de 1.1001 en p.u. (o mayor). En este caso existen problemas de tensión, debido a que no se cumple la condición de nunca encontrarse bajo el 85 % de la tensión nominal ni sobre el 110 % de ella.

2.4.2. Problemas de corriente

Para identificar las líneas que tienen problemas de corriente, se realiza para cada línea, el cálculo de promedios móviles de la corriente que pasa por ellas, con ventanas de tiempo de 60 minutos.

Se considera que la línea tiene problemas si alguno de los promedios de corriente que pasa por ella supera la ampacidad del conductor.

Un ejemplo de problema de corriente es que, al calcular los promedios móviles de 60 minutos, se obtenga que uno de ellos es de 100.1 A, teniendo un conductor con una ampacidad de 100 A. El problema consiste en que existe un promedio que supera los 100 A, valor límite de corriente máxima que es capaz de soportar el conductor.

2.4.3. Problemas de capacidad

Para identificar que el transformador tiene problemas de capacidad, se realiza el cálculo de la potencia trifásica que circula por él.

En forma análoga a las corrientes, se considera que el transformador tiene problemas si en algún momento la potencia trifásica que circula por él supera su capacidad.

Un ejemplo de problema de capacidad por el transformador, es tener una potencia trifásica de 450.1 MVA que circula por un transformador de una capacidad de 450 MVA. Se visualiza que la potencia trifásica supera la capacidad del transformador.

2.5. Costos de conductores y transformadores

Como se muestra en la Sección 2.3.1 para realizar el refuerzo de red es necesario reemplazar conductores y transformadores, por lo que para cuantificar el costo se debe conocer el costo de los conductores y el costo de un transformador.

En la Tabla 2.2 se muestran costos de refuerzo de cables, los cuales se diferencian según el tipo de área en la que se encuentran y el tipo de cable que sea. En la Tabla 2.3 se muestran costos de transformadores según el área en la que se encuentran y la capacidad que tengan. El costo de cable subterráneo urbano y el costo de transformador urbano de 400 kVA, son los utilizados en esta memoria, ya son los que concuerdan con las redes simuladas.

Se posee la información del costo en Libras (£), pero para un mejor entendimiento del trabajo se convierten a Dólares de Estados Unidos (USD), en donde se realiza una conversión de una libra equivalente a 1.22 dólares.

Tabla 2.2 Costo de reforzamiento de conductores [18]

| Activo | Área | Costo Inversión [USD/km] |
|-------------------|-----------|--------------------------|
| Cable subterráneo | Urbano | 82.985 |
| Cable subterráneo | Suburbano | 20.000 |
| Línea aérea | Rural | 18.300 |

Tabla 2.3 Costo de reforzamiento de transformadores [18]

| Área | Capacidad Transformador [kVA] | Costo Inversión [USD] |
|-----------|-------------------------------|-----------------------|
| Urbano | 400 | 30.000 |
| Suburbano | 259 | 19.650 |
| Rural | 150 | 4.755 |

2.6. Teoría económica

En este apartado se describe la teoría económica de la oferta que se utiliza para llevar a cabo el trabajo.

2.6.1. Oferta

La curva de oferta es la gráfica que muestra la relación entre el precio de un bien y la cantidad que se está dispuesto a transar a dicho precio.

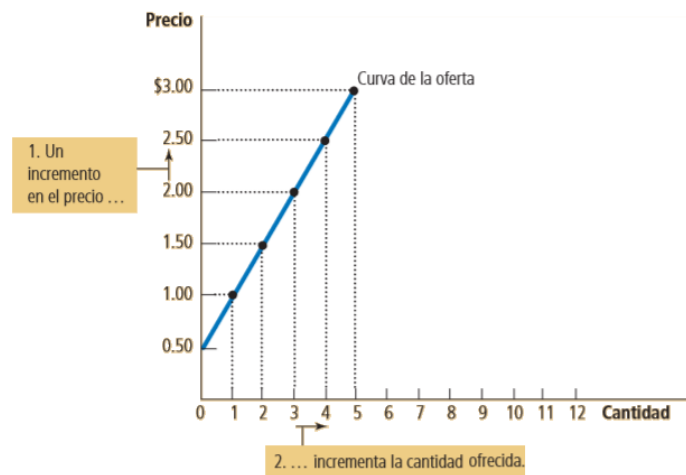


Figura 2.7 Curva de oferta [19]

De esta forma, cuando el precio de un bien aumenta, el productor está dispuesto a producir más de dicho bien. Cuando el precio de un bien baja, el productor tiende a

disminuir la producción de éste, llegando en algunos casos a optar por dejar de producir, cuando el precio es excesivamente bajo.

En la Figura 2.7 se puede observar un ejemplo de una curva de oferta, donde si se aumenta el precio del bien también aumenta la cantidad que se quiere producir.

La curva de costos de reforzamiento de una red es el equivalente a una curva de oferta, ya que representa la cantidad de tecnología que es capaz de adoptar una red dado cierto costo, o lo que es equivalente, cuánto cuesta que una red adopte una “cantidad” X de tecnología.

2.6.2. Oferta de Mercado

La curva de oferta del mercado es la curva que representa la cantidad total ofertada en el mercado (al considerar a todos los productores) cuando se tiene cierto precio.

En la Figura 2.8 se puede apreciar un ejemplo de cómo se lleva a cabo una curva de oferta de mercado. En el ejemplo se observa que el mercado de un bien está compuesto por dos productores del mismo bien, donde cada productor tiene su propia curva de oferta. De esta forma se observa que la curva de oferta de mercado es la cantidad total ofertada del producto a cierto precio entre ambos productores, lo que es la suma de la cantidad ofertada por cada uno de ellos a un mismo precio.

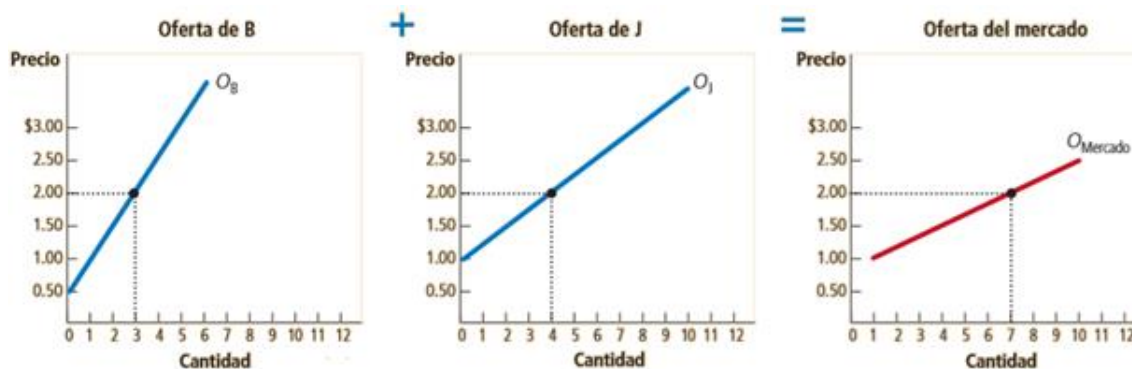


Figura 2.8 Ejemplo de curva de oferta de mercado [19]

La curva agregada de costos, que proviene de los costos de reforzamiento de las redes de baja tensión representa, la cantidad de tecnología que es capaz de adoptar el sistema dado cierto costo, o lo que es equivalente, cuánto cuesta que el sistema adopte una “cantidad” X de tecnología.

Esta curva es relevante, ya que puede ser utilizada como la curva de costos de adopción del sistema de alguna de las tecnologías mencionadas. En base a esto, puede ser incluida en un modelo de planificación y ser considerada en el crecimiento del sistema.

Capítulo 3: Metodología

En esta sección se explica la metodología propuesta para llevar a cabo los objetivos de la memoria y los softwares que se utilizan.

Esta memoria se basa en simulaciones de Montecarlo, éstas consisten en determinar el comportamiento de un modelo, el cual puede dar como resultado una probabilidad de distribución (probabilístico) o un resultado exacto (determinístico). Todo esto, basado en los resultados que se generan a partir de una gran cantidad de simulaciones del modelo, realizadas en forma aleatorias [20] [21].

Debido a la gran variación que puede existir en los perfiles de consumo, en los perfiles de carga de los vehículos y en la ubicación de éstos, es que se evidencia una gran variabilidad en el comportamiento que puede existir en una red. Debido a la gran variedad de comportamientos existentes, es que se realizan simulaciones de Montecarlo, con el fin de incorporar en las simulaciones la aleatoriedad de los factores que determinan el comportamiento. De forma análoga se busca obtener resultados representativos del comportamiento de las redes.

Se identifican seis componentes principales que interactúan entre ellas tal como se aprecia en la Figura 3.1. Las distintas componentes se describen más adelante.

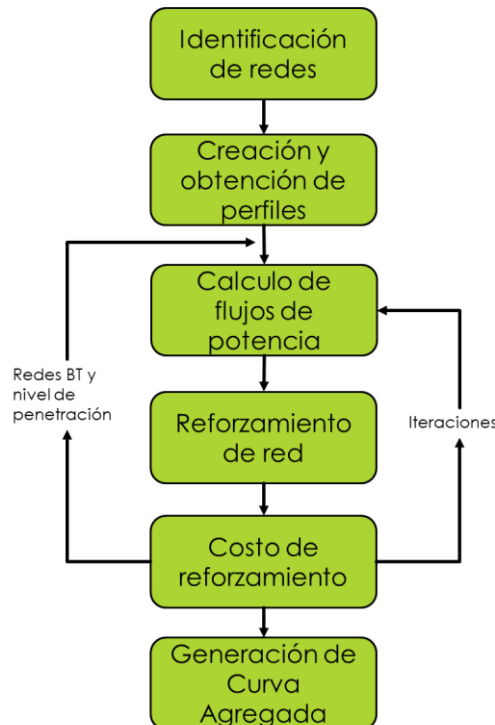


Figura 3.1 Esquema de la metodología planteada en la memoria

Primero, se visualiza la “Identificación de las redes” de baja tensión que se van a utilizar. Se caracteriza cada una de ellas con la cantidad de consumos, el largo máximo, el largo total de conductores que posee y la impedancia equivalente del consumo más lejano.

El largo máximo corresponde a la distancia que existe entre el transformador y el consumo más lejano y la impedancia equivalente corresponde a la impedancia que tiene el camino que conduce desde el transformador al consumo más lejano.

Luego de la identificación viene la “Creación y obtención de perfiles” que van a ser utilizados en esta simulación. Se deben crear perfiles de consumos, generación solar y de vehículos eléctricos.

Después está el proceso de “Simulación”. En este proceso se simula las distintas redes en los distintos niveles de adopción de generación solar residencial o de vehículos eléctricos, según sea el caso que se desea estudiar. Cabe destacar que en el caso de generación solar, se considera que cada nivel corresponde al incremento de capacidad adoptada de un 1 kW por punto de consumo, en cambio en el caso de vehículos eléctricos, cada nivel representa el incremento del 20% de consumos que adquieren un vehículo eléctrico.

Cabe mencionar que en cada iteración del proceso denominado “Simulación” se encuentran tres partes fundamentales, las cuales son el “Cálculo de los flujos de potencia”, el “Reforzamiento de la red” y el “Cálculo de los costos asociados al reforzamiento”.

Finalmente, una vez terminado el proceso de iteración, se guardan todos los resultados de costos que se obtienen. Posterior a esto, se realiza el proceso de “Generación de la curva agregada”. En este proceso se agrupan todos los resultados de los costos de reforzamientos obtenidos de las simulaciones, de todas las redes con sus respectivos niveles de adopción.

De esta forma, se genera la curva agregada de costos de reforzamiento de la red de distribución de baja tensión, la que representa el nivel de adopción de la tecnología que se puede implementar cuando se tiene un cierto costo.

3.1. Softwares utilizados

En este apartado se describen los softwares utilizados en la memoria y la aplicación de ellos.

3.1.1. OpenDss

OpenDss es un software de carácter open-source (libre uso), enfocado en el estudio de sistemas eléctricos de distribución y redes inteligentes, ya que permite realizar el cálculo de flujos de potencia trifásicos con carga desbalanceada en series de tiempo. Además, tiene incorporado la posibilidad de implementar tecnologías actuales como controles y generación distribuida, entre otras [22].

Este software se controla mediante escritura de comandos que describen la red que se desea simular, este proceso se puede realizar directamente en la interfaz de este software o se puede realizar mediante la interfaz COM. Este software tiene como desventaja que al utilizar comandos escritos no se puede visualizar la red que se está modelando.

Se utilizan comandos para describir parámetros, funcionamiento y ubicación de ciertas variables que representan la red. Mediante estos comandos se describe el

transformador, las líneas, las cargas, los generadores, ubicación de la referencia, ubicación de cada elemento, frecuencia con la que se trabaja, los perfiles y el tipo de simulación que se realiza (serie de tiempo) [23].

Puesto que este software permite calcular flujos de potencia con carga desbalanceada en series de tiempo, es que se utiliza en este trabajo de memoria. Es así que, a través de este software es posible calcular los flujos de potencia de una red cuando se tienen distintos perfiles de carga/inyección (generan desbalance), con resolución del comportamiento del perfil de una ventana de tiempo de un minuto. Lo descrito anteriormente, corresponde a las simulaciones realizadas en este trabajo.

3.1.2. Spyder

Spyder es un compilador open-source del lenguaje de programación Python, el cual es un software que se maneja mediante comandos escritos. La ventaja de este software es que tiene varias extensiones de Python instaladas en él, donde para poder ser utilizadas solo es necesario “llamar” su librería [24].

Una ventaja que tiene es que posee una fácil interacción con las variables, las cuales pueden ser vistas y modificadas desde ahí mismo. Otra ventaja que posee es que se pueden separar los comandos en celdas, lo que facilita la implementación de nuevos comandos.

Posee una librería que permite interactuar con la interfaz COM, lo cual es utilizado para conectar con OpenDSS. La interacción de OpenDSS con Spyder permite ejecutar comandos y exportar los resultados directamente desde Spyder, donde en este caso se pueden trabajar y analizar para determinar problemas y generar el refuerzo. Esto agiliza la utilización de OpenDSS, ya que se puede realizar la ejecución de éste, mediante procesos iterativos en Spyder.

A continuación, se detalla cada uno de los procesos que se deben realizar para poder realizar las simulaciones.

3.2. Identificación de redes

En este apartado de la metodología lo que se busca es recopilar la información necesaria para poder modelar eléctricamente las redes que se simularán. Debido a que no se tiene la información necesaria para modelar las redes de Chile, es que se utilizan redes de U.K., a las cuales se tiene acceso. Como se menciona en la Sección 2.1, las redes pueden ser categorizadas por estilo “europeas” o “americanas”, donde las redes chilenas caen en la categoría del estilo “europeo” al igual que las redes de UK. Las redes de ambos países tienen características similares, por lo que realizar las simulaciones con estas redes brinda una aproximación a las redes chilenas.

Las redes utilizadas para llevar a cabo las simulaciones son las que se encuentran disponibles en la página de internet de la empresa de distribución “Electricity North West” [25], la cual entrega la información de 128 alimentadores, que corresponden a 25 redes de baja tensión.

Cuando se descarga la información de los 128 alimentadores, se obtienen los datos referenciados para poder construir la red y observar su topología, también se obtienen los

datos del tipo de conductor que hay en cada tramo, lo que permite modelar el comportamiento eléctrico de cada red.

De los 128 alimentadores, se escogen 20 para modelar y llevar a cabo esta metodología. El motivo por el cual se seleccionan sólo 20 redes, es que el tiempo computacional que se requiere para realizar el cálculo del costo de reforzamiento de red, como se detalla más adelante, es un proceso que toma tiempo, al ser iterativo.

De cada red se obtienen características tales como, la cantidad de consumos que posee, el largo total de conductores y el largo de la red (distancia al consumo más lejano). Las redes se escogen de tal forma de tener una variedad en las características de las mismas, con el fin de representar la variedad de las redes BT que pueden existir en una red de distribución, ya que se desea apreciar el comportamiento de diferentes tipos de redes.

De esta forma esta parte de la metodología se puede ver representada en el esquema de la Figura 3.2.

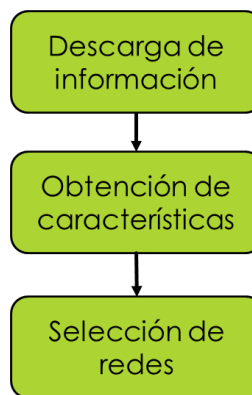


Figura 3.2 Esquema de identificación de redes

3.3. Creación y obtención de perfiles

En forma paralela a la obtención de las redes que se simulan, se crean los perfiles que se utilizan en las simulaciones de Montecarlo. Dichos perfiles se almacenan en un set, de donde son extraídos en forma aleatoria en cada simulación, este proceso se realiza con el fin de representar la aleatoriedad del comportamiento en los puntos de consumo.

El desarrollo de esta parte se puede visualizar en el esquema de la Figura 3.3.

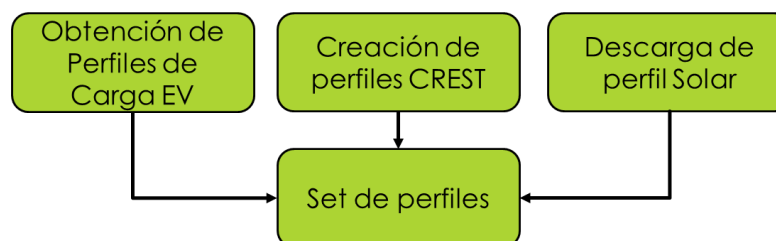


Figura 3.3 Esquema de creación y obtención de perfiles

El hecho de que se utilice un perfil y no sólo un punto con la máxima demanda/inyección se debe a la coincidencia de los perfiles, ya que no todos los perfiles tienen su punto máximo de consumo/inyección al mismo tiempo. Es por esto, que si se consideran sólo los puntos máximos, se genera un mayor estrés a la red, lo cual provoca una sobreestimación de los resultados, generando que no sean completamente verídicos.

Al momento de la creación de perfiles, se desea obtener perfiles con resolución de un minuto. Esto quiere decir, que se busca obtener la información de la cantidad de potencia consumida o inyectada en cada minuto del día. Al tener una resolución de un minuto, se entrega una mayor cantidad de información del comportamiento de red, lo que finalmente genera resultados más cercanos a la realidad.

A continuación, se detalla la forma de obtención de los distintos tipos de perfiles.

3.3.1. Perfiles de Consumo

Los perfiles de consumos son creados mediante el modelo CREST, el cual es un modelo del “Centre for Renewable Energy Systems Technology”, que permite crear perfiles de consumo residencial. Éste incorpora el comportamiento de otros tipos de tecnologías como bombas de calor, cogeneración y generación fotovoltaica, entre otros [26].

El modelo de consumo energético considera diversos factores, entre los que se encuentran el consumo de luz, el uso de equipos eléctricos en el hogar y las actividades diarias de las personas.

El uso de luz tiene relación con el comportamiento de las personas y además con el tipo de construcción de la casa, la que en ciertos casos puede demandar mayores requerimientos de luz. También se considera el comportamiento humano, ya que éste considera la cantidad de personas que viven en un hogar y las interacciones que se llevan a cabo, puesto que se puede compartir el mismo espacio y tener el mismo requerimiento de luz [27].

El uso de equipos eléctricos en el hogar, hace referencia a equipos como lavadoras, hornos, secadoras, televisores, entre otros. Cada uno de estos equipos tiene un requerimiento energético anual, el cual es distribuido durante este tiempo, generando una probabilidad de uso [28].

En relación a las actividades diarias de las personas, en base a un estudio del comportamiento de las personas en U.K., se observan las actividades que realizan durante el día en su vida cotidiana. A partir de este estudio, se generan probabilidades de actividades que realizan las personas [28].

En base a lo expuesto, se desprende que existe relación entre las actividades diarias de las personas y el uso de equipos eléctricos o los requerimientos de luz. Un ejemplo de esta relación, es que si una persona en sus actividades diarias cocina, existe una probabilidad de que utilice el horno eléctrico, asimismo existe una probabilidad de que use el lavavajilla y otros equipos eléctricos. También considera la posibilidad de que se utilice más de un equipo a la vez, como lo puede ser el televisor con la lavadora o la luz con la calefacción [28].

Por otro lado, este modelo también considera la posibilidad de que en un mismo hogar viva más de una persona, donde se consideran actividades compartidas, como puede ser encontrarse en una misma habitación y así tener el mismo requerimiento de luz. Así también, se encuentra a modo de ejemplo, la posibilidad que dos personas se encuentren viendo televisión al mismo tiempo y en el mismo televisor [28].

Como resultado de este modelo se obtiene un perfil de consumos de un hogar con resolución de 1 un minuto, esto quiere decir que entrega la información de cuanta energía se consume en un hogar minuto a minuto. Este modelo también considera el tipo de carga que se tiene y entrega los requerimientos de potencia reactiva. En la Figura 3.4 se muestran como ejemplo el resultado de tres perfiles de consumo y en la Figura 3.5 se muestra como ejemplo el perfil agregado de 20 consumos.

Este modelo se utiliza para obtener un set de 1000 perfiles de consumo que luego son utilizados en la modelación de las cargas asociadas a la red.

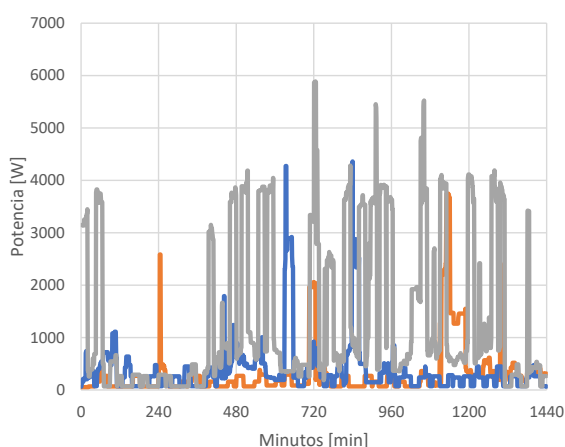


Figura 3.4 Perfiles de consumos

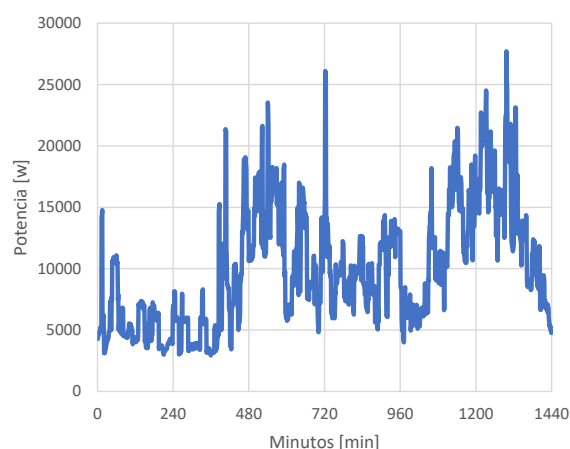


Figura 3.5 Perfiles agregado de consumos

3.3.2. Perfil de Generación Solar

La obtención del perfil de generación solar se realiza mediante el explorador solar del ministerio de energía, ya que a partir de éste se puede extraer información de radiación, nubosidad y distintas características que determinan el funcionamiento de un generador fotovoltaico en el país.

En el explorador solar del ministerio de energía se busca la ciudad de Santiago, ya que este es el centro de mayor consumo, es decir el punto que el resto del sistema debe abastecer, de esta forma la incorporación de generación solar residencial aquí, es donde supone un mayor beneficio.

Se extrae el perfil de generación de un panel de capacidad de un 1 kW, ya que éste se puede escalar, para obtener el perfil de generación para otras capacidades de generación. Se escoge el día con más radiación del año, ya que según lo mostrado en la Sección 2.2, este es el día que genera mayor esfuerzo al sistema, puesto que es el día que hay mayor inyección de energía solar a la red.

El inconveniente de extraer el perfil desde este sitio, es que se entrega un perfil horario, sin embargo se desea obtener un perfil con resolución minuto a minuto, y así poder obtener flujos de potencia de estos intervalos de tiempo. Para solucionar este problema, se realiza una interpolación de las mediciones horarias, obteniendo así un perfil con resolución de minuto a minuto. En la Figura 3.6 se muestra el perfil obtenido del explorador solar del ministerio y el que se utiliza luego de realizar la interpolación.

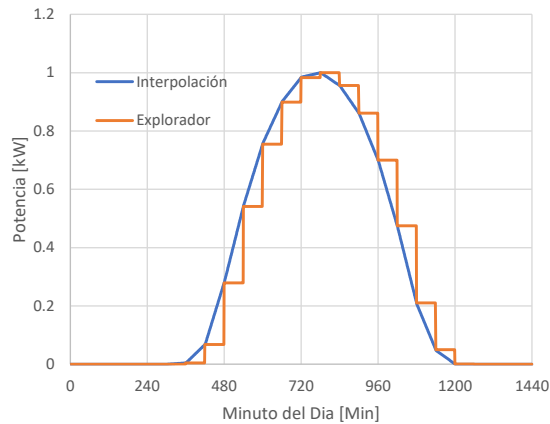


Figura 3.6 Perfil solar [29]

3.3.3. Perfil de Carga de Vehículos eléctricos

Los perfiles de carga de los vehículos eléctricos se obtienen a partir de un estudio basado en el comportamiento real de carga de vehículos eléctricos [30]. Esto produce que se obtengan perfiles de carga ajustados a la realidad. Otra forma de generar perfiles de carga es mediante el uso encuestas sobre el comportamiento de conducción de vehículos a combustión, sin embargo no considera factores como estados de carga de baterías, ni cantidad de cargas por día, entre otros.

Este estudio se enmarca en el proyecto “My Electric Avenue” [31], el cual es impulsado por EA Technology y UK Distribution Network Operator (DNO). Este proyecto consiste en monitoreo, durante dos años (Dic. 2013 – Dic. 2015), del comportamiento de carga de 221 vehículos eléctricos, los cuales corresponden al modelo Nissan LEAF. Esto se realiza con el fin de generar funciones de distribución de probabilidad de dicho comportamiento, para posteriormente generar una metodología con la cual se puedan crear perfiles de carga de vehículos eléctricos [30].

A raíz del monitoreo de carga de estos vehículos, se divide el comportamiento en días de semana y días de fin de semana. Se estudia el comportamiento de la cantidad de cargas de cada vehículo en un día, la hora de inicio de la primera y segunda carga, el estado de carga inicial y final de la batería y también el porcentaje de vehículos que son cargados el mismo día [30].

A partir de estos resultados se crean funciones de densidad de probabilidad basadas en modelos de mezcla gaussiana, con las que se crean los perfiles de carga. Para crear un perfil de carga lo primero que se realiza es determinar la cantidad de cargas que se realizan en un día. Posterior a eso se determina la hora de inicio de la primera carga, su estado de carga inicial y su estado de carga final, con lo que se calcula la hora en que termina la

carga. Para las cargas posteriores se realiza el mismo procedimiento, verificando que las cargas no se superpongan [30].

Se comparan los perfiles de carga obtenidos al emplear esta metodología, con los datos reales que se midieron, obteniendo una diferencia menor al 3% al comparar el consumo de energía promedio diaria. Además, se obtiene que la demanda promedio de ambos coincide [30].

En la Figura 3.7 se muestra el ejemplo de cuatro perfiles de carga de un vehículo eléctrico y en la Figura 3.8 se muestra el ejemplo de un perfil agregado de 20 vehículos.

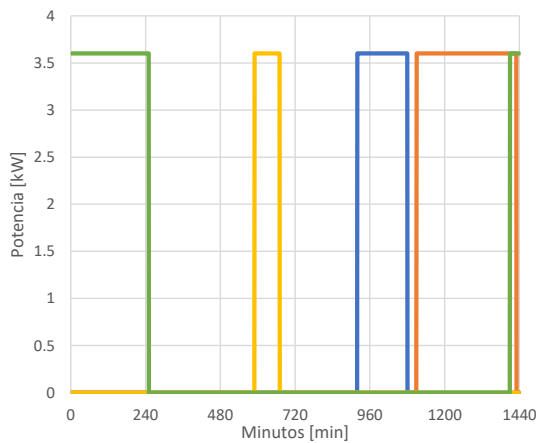


Figura 3.7 Perfiles de carga

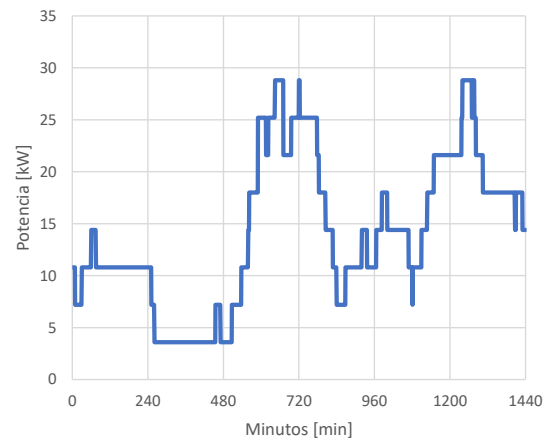


Figura 3.8 Perfil de carga agregado

3.4. Simulación

En este proceso como ya se mencionó, se busca simular el comportamiento de las redes previamente seleccionadas, ante la inserción de distintos niveles de penetración de generación solar residencial y de la inserción de vehículos eléctricos al sistema. Cada simulación que se desea llevar a cabo para determinar el comportamiento de la red y el costo de reforzamiento, se realiza mediante simulaciones de Montecarlo, por lo que se realiza mediante un proceso iterativo y estocástico.

Cada simulación consta de tres partes, las cuales son “Cálculo del flujo de potencia y problemas asociados”, “Reforzamiento de la red” y “Costo de reforzamiento”. Este procedimiento se realiza para cada nivel de adopción y para todas las redes simuladas.

Se selecciona una red y un nivel de penetración, escogiendo los perfiles y su ubicación en forma aleatoria, para calcular el flujo de potencia de la red. Luego se realiza el reforzamiento si se identifican problemas en la red, para finalmente calcular el costo del reforzamiento. Este proceso se itera una determinada cantidad de veces, lo que se escoge en forma previa (100 veces), luego se pasa al siguiente nivel de penetración que se desea modelar o a la siguiente red según corresponda. Este proceso se puede apreciar en la Figura 3.9.

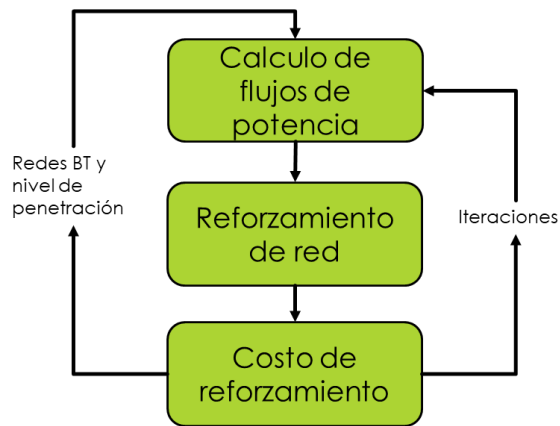


Figura 3.9 Esquema de proceso de simulación

Las partes en las que se divide el proceso de simulación son detalladas a continuación en sus propias secciones.

3.4.1. Flujos de potencia y problemas

En esta parte de la simulación se calcula el flujo de potencia de una red con cierto nivel de adopción de energía solar residencial o de vehículos eléctricos. Los distintos perfiles se escogen de forma aleatoria, tanto de consumos como de carga de vehículos y de generación solar, con el fin de representar la aleatoriedad del comportamiento de los distintos puntos de consumo.

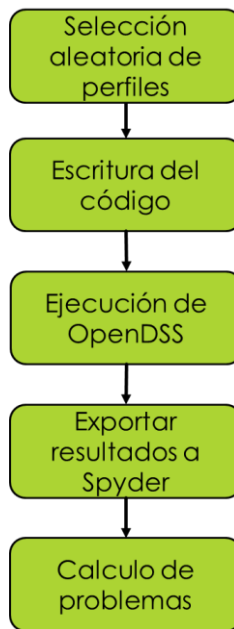


Figura 3.10 Esquema de cálculo de flujos de potencia

Este proceso se realiza mediante el software Spyder, que escoge los perfiles en forma aleatoria, luego escribe el código que debe ser leído por el software OpenDSS. Desde el mismo Spyder se le da la instrucción a OpenDSS que ejecute el flujo de potencia de la red escrita, para finalmente exportar los resultados de los flujos de potencia a Spyder, donde

se realiza el análisis de los resultados obtenidos y se determinan las líneas sobrecargadas y consumos con problemas de regulación de tensión, según se muestra en la Sección 2.4. Este proceso se aprecia en el esquema presentado en la Figura 3.10.

Para poder obtener el comportamiento eléctrico de las redes, se utiliza un modelo PQ en las cargas, en donde se fija la potencia consumida o inyectada en los consumos y se calcula las corrientes y tensiones a través de la red. De esta forma se obtienen perfiles de corriente por las líneas, perfiles de voltaje en los consumos y perfil de potencia por el transformador. Se modelan los consumos y las cargas de baterías como cargas con factor de potencia 0.98 inductivo y las inyecciones de potencia como generadores con factor de potencia 1.

Tanto para el estudio de inyección solar como de vehículos eléctricos se realizan dos casos, un caso medio y un peor caso. El peor caso es cuando se genera una mayor diferencia de tensión en los consumos a menor inserción de las tecnologías. Estos dos casos son detallados con exactitud en la Sección 4.3.

En el caso medio de estudio de inserción solar, en cada nivel de adopción se realiza el incremento de capacidad en forma homogénea en todos los puntos de consumo. Se realiza el estudio de cinco niveles de adopción, cada nivel incrementa en 1 kW la capacidad de generación de cada consumo.

En la Figura 3.11 se observa la metodología de elección de perfiles planteadas para el caso medio, en el estudio de inserción de generación solar residencial.

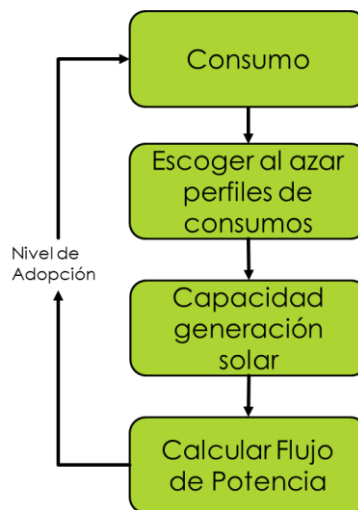


Figura 3.11 Esquema de elección de generación y de consumos, en estudio de generación solar

En el estudio de inserción de vehículos eléctricos, cada nivel de inserción se define como el porcentaje de consumos que van a adoptar un vehículo eléctrico. De esta forma se estudian cinco niveles de adopción, en el que cada nivel tiene un incremento del 20% de consumos que adoptan un vehículo eléctrico.

En el caso medio, la ubicación de los consumos que adoptan un vehículo eléctrico es escogida en forma aleatoria. En la Figura 3.12 se observa la metodología para escoger los perfiles para el caso medio en el estudio de inserción de vehículos eléctricos.

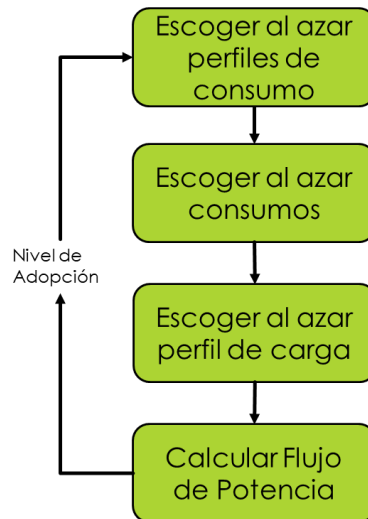


Figura 3.12 Esquema de elección de perfil de carga y de consumos, en estudio de inserción de vehículos eléctricos

Posterior a la elección de los perfiles, se debe realizar el cálculo de flujos de potencia mediante la interconexión de Spyder con OpenDSS. Como resultados del flujo de potencias, se obtiene el perfil de corrientes de cada línea, el perfil de voltaje de los consumos y el perfil de potencia del transformador.

Al analizar los distintos perfiles obtenidos se determina la existencia de problemas mediante los criterios explicados en la Sección 2.4. El criterio para determinar si hay problemas en las líneas, corresponde al descrito en la Sección 2.4.2, cuando se considera que una línea tiene problemas, se guarda su ID (identificador). El criterio para determinar si el transformador tiene problemas se encuentra descrito en la Sección 2.4.3.

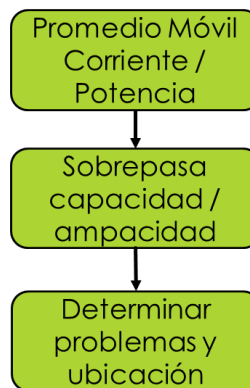


Figura 3.13 Esquema para determinar problemas de corriente por las líneas y de capacidad por transformador

Como se expone en la Sección 2.4.1, para determinar si existen problemas de tensión se deben verificar dos condiciones, donde basta con que se cumpla una de ellas para que existan problemas. Las condiciones corresponden por una parte, a que el valor de los promedios de 10 minutos de la tensión debe estar el 95 % del tiempo entre más menos el 7,5 % de su valor nominal y por otra parte, que el valor de los promedios de 10 minutos nunca pueden estar fuera del rango de 85% y 110% de su valor nominal.

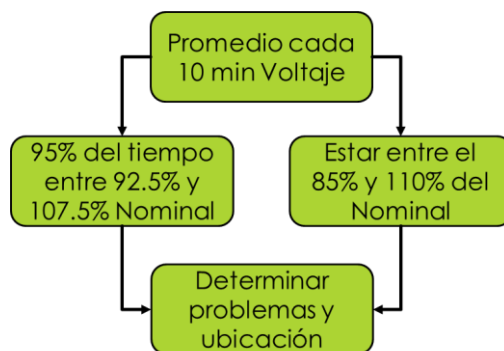


Figura 3.14 Esquema para determinar problemas de tensión en los consumos

3.4.2. Refuerzo de red

En esta parte se realiza el refuerzo de cables y de transformador según sea necesario, el cual se realiza para solucionar los problemas generados en la red por la adopción de generación solar residencial y de vehículos eléctricos y así permitir el correcto funcionamiento de la red.

Como ya se menciona anteriormente, la importancia de realizar el refuerzo de red como método de solución de los problemas técnicos generados por la incorporación de estas tecnologías, se relaciona con que es el punto de partida en la cuantificación de los costos asociados. Asimismo, es una primera aproximación que puede permitir en un futuro, realizar comparaciones con los costos de otros métodos adoptados.

Luego de determinar la presencia de problemas, con su respectiva ubicación (Transformador, ID de línea o consumo), se realiza este procedimiento de refuerzo. Este procedimiento se divide en cuatro tipos de refuerzo, los que son detallados más adelante y reciben el nombre de “refuerzo de conductores por problemas de corriente”, “refuerzo de conductores por problemas de tensión”, “refuerzo de transformador por capacidad” y “refuerzo de transformador por costo”.

El **refuerzo de conductores por problemas de corriente** consiste en reemplazar los conductores que tienen problemas con su capacidad inicial por conductores de mayor capacidad, lo que evita los problemas de corriente. Para realizar este proceso se deben realizar los pasos que se encuentran en la Figura 3.15 y que son detallados a continuación:

- 1.- Determinar la existencia de problemas de corriente y su ubicación, tal como se detalla en la sección anterior.
- 2.- Ordenar los conductores de menor a mayor ampacidad.
- 3.- Comparar la máxima corriente de las tres fases de las líneas con problemas con la ampacidad del siguiente conductor en la lista, hasta que se encuentre uno que solucione los problemas. El hecho de que se ordenen los conductores garantiza escoger el conductor con menor ampacidad que solucione los problemas.
- 4.- Si se soluciona el problema de la línea, reemplazar el ID del conductor, lo que se traduce en el cambio de conductor.

5.- Reemplazar por una doble hebra del conductor de máxima capacidad si ningún conductor soluciona el problema de corriente.

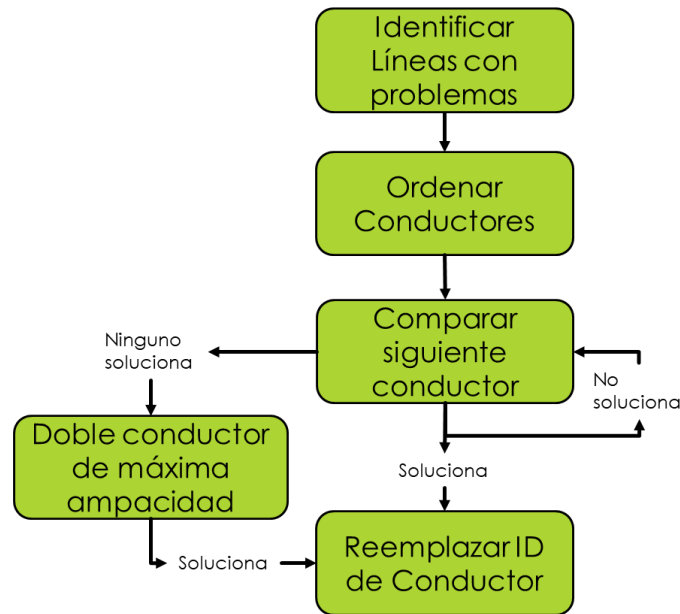


Figura 3.15 Esquema de refuerzo de conductores por problemas de corriente

El **refuerzo de conductores por problemas de tensión** consiste en disminuir la impedancia del conductor, lo cual ocurre cuando se aumenta el calibre del mismo. Tal como se menciona en la Sección 2.2, al disminuir la impedancia de la red se disminuye la variación de tensión respecto al transformador (punto de referencia). Para realizar este procedimiento se realizan los pasos que aparecen en la Figura 3.16 y son detallados a continuación.

1.- Determinar la existencia de problemas de tensión y su ubicación, tal como se detalla en la sección anterior.

2.- Identificar el consumo con problemas que se encuentra más lejano al transformador.

3.- Determinar el “camino” o conductores que conducen al consumo con problemas más lejano desde el transformador.

4.- Segmentar el camino que conduce al consumo más lejano cada 100 metros.

5.- Ordenar los conductores de mayor a menor impedancia.

6.- Disminuir la impedancia de los primeros 100 metros.

7.- Verificar si se solucionan los problemas en los consumos, si no se solucionan repetir el paso 6. En caso de llegar a la mínima impedancia de los 100 metros de conductor, se debe realizar el mismo procedimiento con los siguientes 100 metros.

8.- Si luego de reemplazar todo el camino por el conductor de mínima impedancia, no se solucionan los problemas de tensión, se debe repetir el procedimiento, pero reemplazando por una doble hebra del conductor de mínima impedancia.

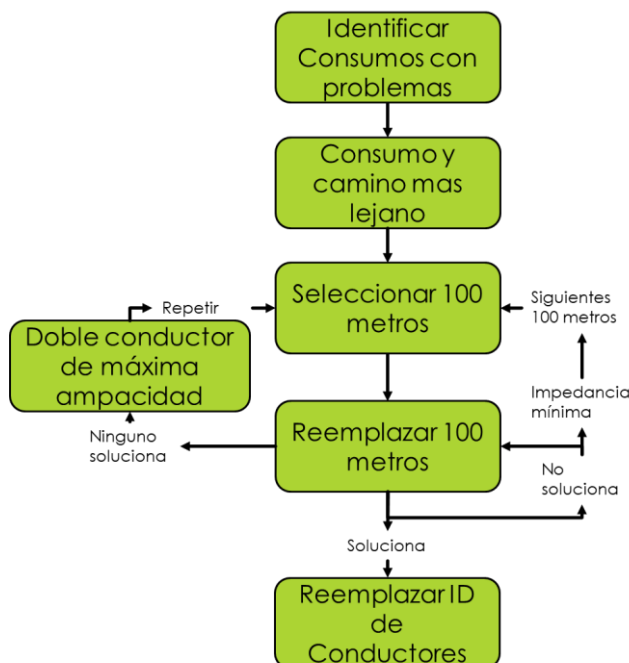


Figura 3.16 Esquema de refuerzo de conductores por problemas de tensión

En la Figura 2.6 de la Sección 2.3.1 se muestra una representación visual de la metodología empleada para realizar el refuerzo de conductores por problemas de tensión.

El **refuerzo de transformador por capacidad** se realiza cuando la potencia que pasa por el transformador original es mayor que la capacidad de éste, debido a este motivo, se generan problemas en el transformador. La forma de solucionar este problema es cambiando el transformador original por uno de mayor capacidad. Este procedimiento se realiza según lo mostrado en la Figura 3.17, donde los pasos se detallan a continuación.

- 1.- Calcular potencia activa y reactiva que hay en cada fase del transformador.
- 2.- Calcular la potencia trifásica que pasa por el transformador.
- 3.- Identificar si la potencia trifásica es mayor a la capacidad del transformador, cuando esto se cumple, existen problemas en el transformador.
- 4.- Comparar potencia trifásica con la siguiente capacidad de los transformadores hasta que se solucione el problema.
- 5.- Reemplazar el ID del transformador.



Figura 3.17 Esquema de refuerzo de transformador por capacidad

El **refuerzo de transformador por costos** se realiza cuando el costo de reforzar los cables es mayor que el costo de un transformador extra. Este refuerzo consiste en dividir la red en dos redes de menor tamaño, en donde el transformador existente se utiliza para una de las dos redes resultantes y se agrega uno extra para la que no tenga, en la Figura 3.19 se muestra un ejemplo visual de lo que se busca realizar. Este procedimiento se puede apreciar en la Figura 3.18, cuyos pasos se detallan a continuación.

- 1.- Calcular el costo de refuerzo de conductores.
- 2.- Comparar el costo de refuerzo de conductores con costo de un transformador de capacidad de 400 kVA.
- 3.- Dividir la red en dos redes más pequeñas.
- 4.- Agregar un transformador a la red de aguas abajo.
- 5.- Realizar el refuerzo de conductores según corresponda a las dos redes resultantes.



Figura 3.18 Esquema de reforzamiento de transformador por costo

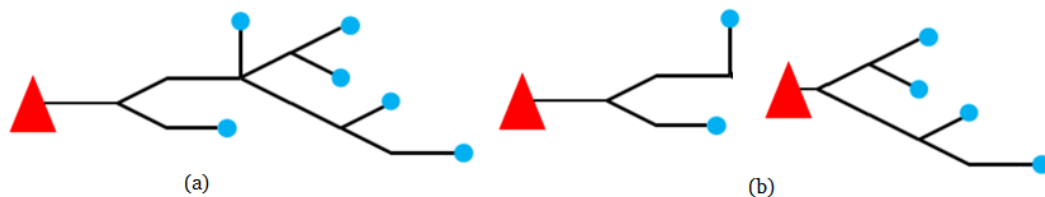


Figura 3.19 (a) Red original. (b) Red dividida

Para **dividir la red en dos**, lo primero que se debe realizar es identificar el punto donde se va a dividir, para esto se analizan nueve posibles puntos, con el fin de encontrar un punto que reparta de forma equitativa el largo del conductor y los consumos que tiene la red.

Los puntos que se evalúan corresponden al 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80% y 90% del camino que conduce al consumo más lejano desde el transformador. En la Figura 3.20 se aprecia la metodología para dividir la red y a continuación se detallan los pasos.

- 1.- Identificar los 9 puntos.
- 2.- Cuantificar los consumos aguas arriba y aguas debajo de este punto.
- 3.- Calcular el factor correspondiente a la razón de largo, multiplicado por la razón de consumos que hay aguas arriba y aguas abajo en cada punto.
- 4.- Seleccionar el punto que genera la menor diferencia entre los factores de la red aguas abajo y de la red aguas arriba.

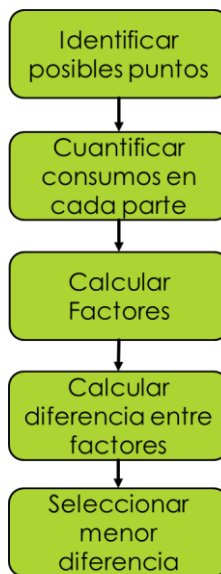


Figura 3.20 Esquema de división de red

3.4.3. Costo del reforzamiento de red

En este apartado se calcula el costo asociado al refuerzo realizado en la parte anterior. Para determinar el costo total de refuerzo se deben considerar tanto los refuerzos de transformadores como los de conductores.

Para determinar el **costo de reemplazo de conductores** se identifica el costo de los conductores reemplazados y se suman. El procedimiento para determinar el costo de reemplazo de conductores se aprecia en la Figura 3.21 y a continuación se detallan todos los pasos.

- 1.- Identificar todos los segmentos de línea reemplazados.
- 2.- Identificar el largo de cada segmento.
- 3.- Identificar el ID de cada conductor reemplazado.
- 4.- Identificar el costo por unidad de cada ID de conductor reemplazado.
- 5.- Calcular el costo de reemplazo de cada segmento, en función del nuevo conductor incorporado (ID conductor) y de su largo.
- 6.- Sumar el costo de todos los segmentos.

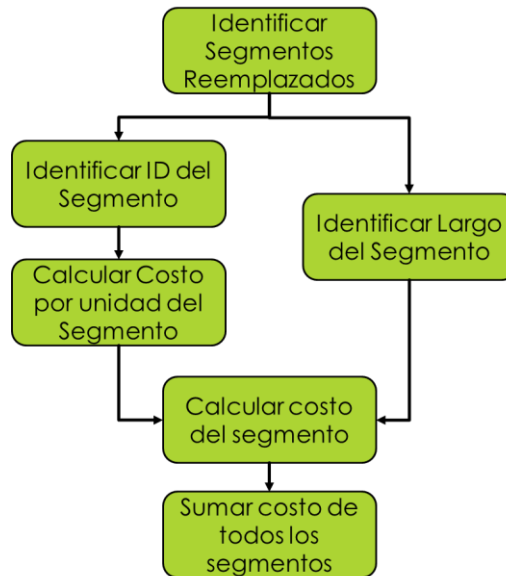


Figura 3.21 Esquema del cálculo de costo del reemplazo de conductores

El **cálculo de los costos de transformadores** se calcula sumando el costo de los transformadores que se agregan. La metodología para determinar este costo se observa en la Figura 3.22 y sus pasos se detallan a continuación.

- 1.- Identificar capacidad de transformadores agregados.
- 2.- Identificar el costo del transformador con esa capacidad.
- 3.- Sumar el costo de los transformadores agregados

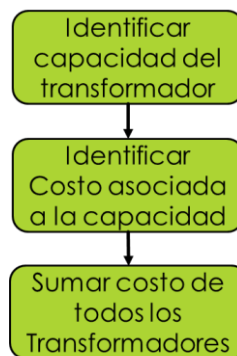


Figura 3.22 Esquema del cálculo de reemplazo de transformadores

Para determinar los **costos totales** se debe sumar tanto, el costo producto del reemplazo de conductores, como el costo producto del reemplazo de transformadores.

3.4.4. Relación de partes de la simulación

Previamente se describe y detalla la metodología para realizar el flujo de potencia, la identificación de problemas, el refuerzo de conductores, el refuerzo del transformador y

el cálculo de costos de reforzamiento de red. En esta sección se detalla la relación de las partes ya mencionadas.

La simulación se realiza de la forma que se aprecia en la Figura 3.23, cuyos pasos se detallan a continuación.

- 1.- Calcular el flujo de potencias e identificar la ocurrencia de problemas y su ubicación.
- 2.- Realizar el refuerzo de transformador por capacidad si es que se identifican problemas de capacidad en el transformador.
- 3.- Realizar el refuerzo de conductores por problemas de corriente si es que se identifican problemas de corriente.
- 4.- Volver a realizar el paso 1 si es que se lleva a cabo el reforzamiento de conductores por problemas de corriente.
- 5.- Realizar el refuerzo de conductores por problemas de tensión si es que se identifican problemas de tensión.
- 6.- Calcular el costo total de refuerzo.
- 7.- Realizar el refuerzo de transformador costos, en el caso de que el costo de solucionar los problemas mediante el refuerzo de conductores es mayor al costo de un transformador.
- 8.- Volver al paso 1 con cada red resultante, al dividir la red original.

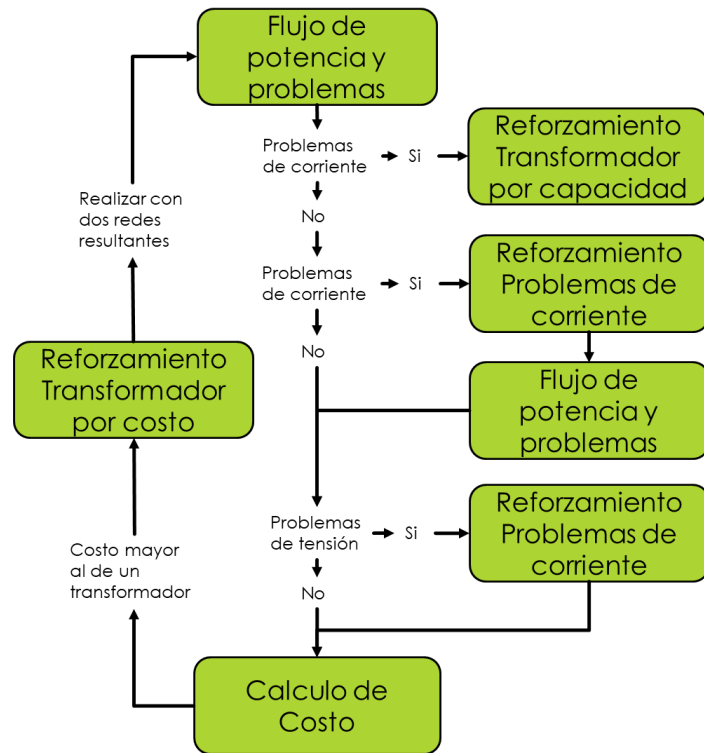


Figura 3.23 Esquema de la simulación

3.5. Generación de la curva agregada

En esta parte se muestra la última etapa de la metodología, la cual busca crear la curva agregada de costos de reforzamiento de red. Al generar la curva agregada de costos se obtiene una curva que representa cuánta “cantidad” de tecnología se puede adoptar en el sistema, dado cierto costo, lo que es equivalente a crear la curva de costos de reforzamiento del sistema.

Es por esto, que la curva agregada de costos se puede utilizar para incluir este tipo de tecnologías en un modelo de planificación, que en un futuro puede entregar los niveles de adopción óptimos para el sistema.

La forma en que se realiza este procedimiento se observa en la Figura 3.24 donde los pasos están detallados a continuación.

- 1.- Juntar el resultado de los costos de reforzamiento de todas las redes.
- 2.- Ordenar el resultado de las simulaciones según el costo de menor a mayor valor.
- 3.- Obtener la potencia acumulada para cada costo. Si se identifican costos con el mismo valor agrupar la potencia acumulada de todos ellos.
- 4.- Graficar los costos de manera creciente, con sus respectivas potencias acumuladas.

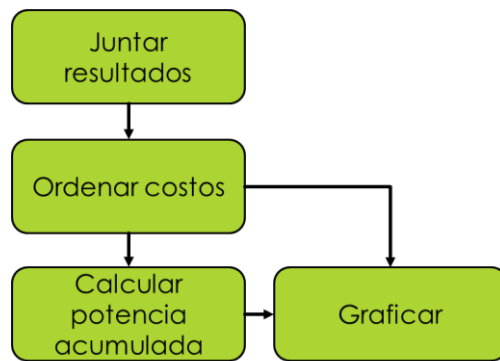


Figura 3.24 Esquema de generación de curva agregada

En la Figura 3.25 se ejemplifica visualmente una curva agregada. En este ejemplo se observan dos curvas de costos, las que representan la potencia adoptada con su respectivo costo. Asimismo, se visualiza la curva agregada de estas dos curvas, la cual representa cuanta capacidad se puede adoptar entre las curvas previas, cuando se tiene cierto costo.

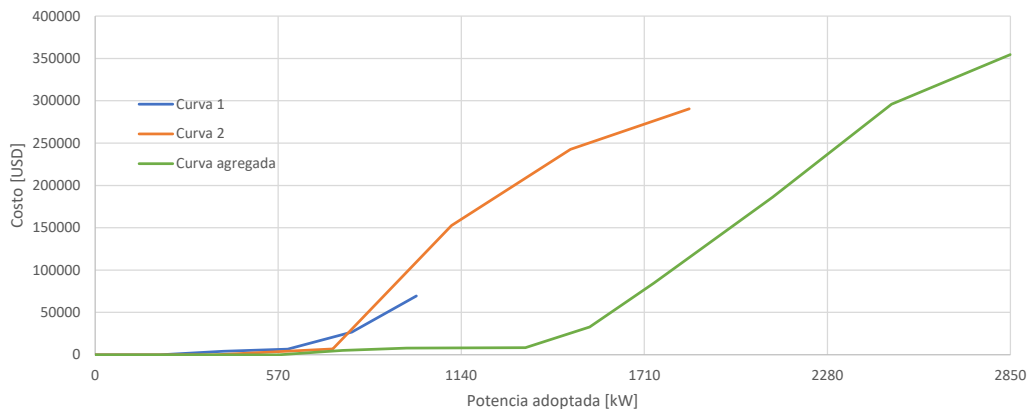


Figura 3.25 Ejemplo de curva agregada

3.6. Estimación de Santiago

En esta sección se desea realizar una estimación de la curva de costos de Santiago a partir de los resultados obtenidos de las redes simuladas.

Como se menciona anteriormente, en esta memoria no se dispone de todos los datos para poder simular las redes de Santiago, por lo que se simulan redes de UK. Esto se realiza bajo el supuesto que ambas son redes del estilo “europeo”, por lo que tienen características similares, en consecuencia, realizar esta acción permite obtener una buena aproximación.

Recordando el objetivo de este trabajo, éste busca realizar la estimación de la curva agregada de costos de reforzamiento para Santiago. Con ella se puede incorporar la inserción de generación solar residencial y de vehículos eléctricos en un modelo de planificación. Así, a futuro, se pueden tomar medidas para fomentar la incorporación de estas tecnologías, lo que finalmente puede aportar a la disminución de los costos de la energía y los niveles de emisiones de CO₂.

Para esto se caracteriza la red de baja tensión de Santiago, según la capacidad de cada transformador y además se realiza una aproximación a la cantidad de consumos, bajo el supuesto de que cada red de baja tensión posee un solo transformador y que la capacidad de éste depende de la cantidad de clientes que tiene la red. La metodología empleada se aprecia en la Figura 3.26, cuyos pasos se detallan a continuación.

- 1.- Identificar la cantidad de clientes que tiene la empresa ENEL Distribución en Santiago.
- 2.- Identificar la cantidad de transformadores que posee ENEL y sus respectivas capacidades.
- 3.- Prorratear la cantidad de consumos en los transformadores según la capacidad de cada transformador.
- 4.- Dividir las redes en grupos, según la cantidad de consumos asociados a cada transformador, generando una relación con la cantidad de consumos de las redes simuladas.
- 5.- Representar cada grupo con la curva agregada de la red simulada que lo representa.
- 6.- Agregar las curvas de todos los consumos.

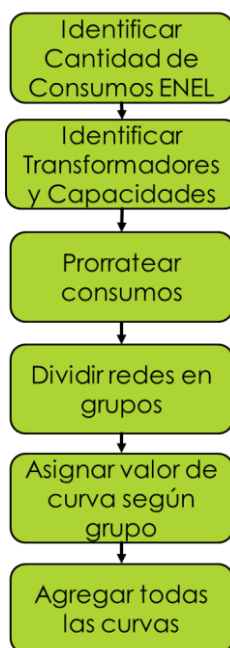


Figura 3.26 Esquema de estimación del costo de Santiago

Capítulo 4: Simulaciones Preliminares

En este capítulo se expone cómo se crea el modelo que calcula el costo de reforzamiento de una red. Además se detalla la implementación de cada parte de la metodología expuesta en el Capítulo 3: Por último, se muestran ejemplos de los resultados obtenidos, los problemas que se obtuvieron y la forma en que se resuelven.

4.1. Generación del código

En una primera instancia se realizan simulaciones preliminares en una red de prueba, cuyo objetivo es comprender el comportamiento y la implementación de la metodología adoptada. La red de prueba utilizada se aprecia en la Figura 4.1 y corresponde a la red 1 de las redes que se analizan en esta memoria, donde las líneas negras representan los conductores, el punto celeste representa la ubicación del transformador y los puntos amarillos representan los puntos de consumo.

La generación del programa final que realiza el cálculo del costo de reforzamiento de una red se lleva a cabo en seis partes. La primera parte corresponde a la “detección de problemas”, la segunda parte corresponde al “refuerzo de problemas de corriente y cálculo de costos”, la tercera parte es el “refuerzo de problemas de voltaje y cálculo de costos”, la cuarta parte es el “refuerzo del transformador por problemas de capacidad”, la quinta parte es “agregar doble circuito de máxima capacidad” y la sexta parte es “Dividir la red en 2”. Todas las partes mencionadas van a ser detalladas más adelante en este mismo capítulo.

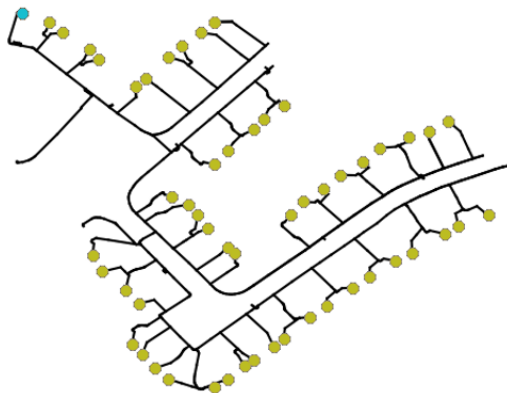


Figura 4.1 Red de prueba

En estas simulaciones se utiliza el gráfico de tipo boxplot, el cual entrega información de la dispersión de datos, cuando se tiene un set de datos asociados a un solo parámetro. La información que entrega este tipo de gráficos son los máximos y mínimos de una serie de valores, el percentil¹ 25 %, 50% y 75% y resultados que se encuentran fuera de norma, tal como se aprecia en la Figura 4.2.

La utilización de este tipo de gráficos se debe a que entrega bastante información de un set de valores, lo cual es útil para este caso. Se realizan 100 simulaciones por cada nivel

¹ Valor de la variable que se ubica en cierto porcentaje del total de las observaciones ordenadas.

de adopción, lo que arroja 100 resultados por cada nivel, los cuales deben ser estudiados y analizados.

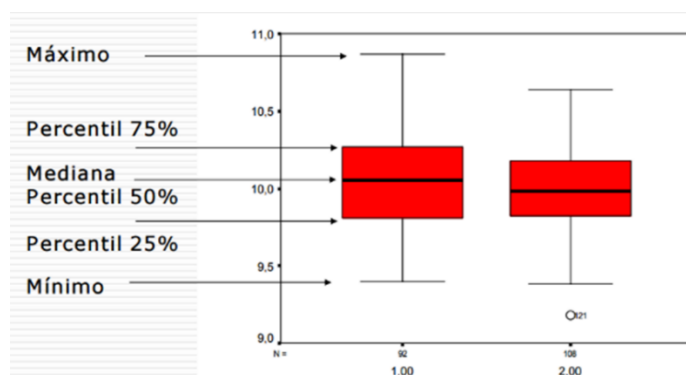


Figura 4.2 Gráfico de tipo boxplot

4.1.1. Detección de problemas

El primer paso que se realiza es generar un programa que calcula el flujo de potencia de la red y calcula los problemas asociados a estos flujos de potencia. Este programa realiza este procedimiento en forma iterativa, para que sea capaz de realizar en forma automática este proceso la cantidad de veces que se desea en cada nivel de adopción.

Previo a la simulación se crea un set de 1.000 perfiles de consumos. También se crea un perfil de generación solar, basado en la generación producida por un panel solar de capacidad de 1 kW ubicado en la ciudad de Santiago en el día de mayor radiación, tal como se muestra en la Sección 3.3.2, cabe destacar además, que este perfil es normalizado.

En cada iteración se asocia a cada consumo, un perfil de consumo escogido en forma aleatoria del set de perfiles creados. En forma adicional se inserta en cada consumo un generador con el perfil de generación solar previamente creado, adicionalmente se controla la “amplitud” para simular las distintas capacidades adoptadas.

Para simular los distintos niveles de inserción de generación solar se considera un panel en cada consumo. Se simulan los casos en que los paneles tienen una capacidad de 0 kW (caso base), de 1 kW, de 2 kW, de 3 kW, de 4 kW, de 5 kW y de 6 kW.

En cada iteración se calcula el número de líneas con problemas de corriente, los km de líneas con problemas de corriente, los problemas de tensión en los consumos y las pérdidas de energía por las líneas. Todos los resultados se calculan para cada iteración en cada nivel simulado.

En esta simulación se realizan 100 iteraciones por nivel de capacidad adoptada, lo que genera un total de 700 simulaciones. Al finalizar las 100 iteraciones de los siete niveles de adopción se crea un Excel con los resultados de cada iteración y se grafican los resultados.

Los resultados obtenidos de la simulación de la red utilizada como ejemplo se aprecian en la Figura 4.3, en la Figura 4.4, en la Figura 4.5 y en la Figura 4.6, las cuales representan el número de líneas con problemas de corriente, el número de consumos con problemas

de tensión, los km de líneas con problema de corriente y las pérdidas totales de energía en el sistema, respectivamente.

De la Figura 4.3 y de la Figura 4.5 se observa que cuando hay poca adopción de generación solar, no hay problemas de corriente en las líneas. Cuando aumenta la inserción de generación solar, también aumenta la cantidad de problemas, en esta red, esto corresponde a partir del segundo nivel de adopción. De esto se desprende que hay presencia de “capacidad de alojamiento”, la cual corresponde a la capacidad que permite incorporar generación solar residencial (o vehículos eléctricos) sin provocar problemas técnicos en la red.

De la Figura 4.4 se observa que al igual que para los problemas de corriente, no hay presencia de problemas de tensión en los clientes para los primeros niveles de adopción, estos problemas aparecen en el cuarto nivel de adopción. Al aumentar la capacidad de generación, a partir de cierto nivel, se comienzan a generar problemas. Esto confirma la existencia de capacidad de alojamiento en las redes, lo que permite que no se generen problemas de tensión con ciertos niveles de adopción.

De la Figura 4.6 se observa que con una pequeña inserción de generación solar las pérdidas del sistema disminuyen, pero cuando se aumenta la capacidad adoptada, a partir de cierto punto, las pérdidas de energía aumentan. Esto se debe a que las pérdidas de energía poseen una relación cuadrática con la corriente. De esta forma cuando hay una pequeña inserción de capacidad, la energía producida se consume localmente en los consumos, generando que disminuya el flujo de corriente, pero al aumentar la adopción, aumenta también la energía producida, por lo que se deja de consumir en forma local y se exporta al sistema, con lo que aumentan los flujos de corriente y las pérdidas de energía.

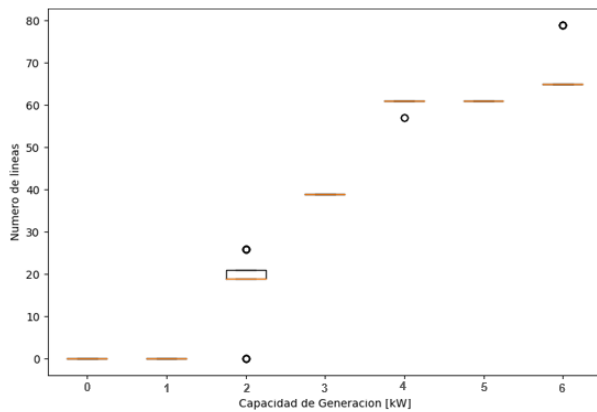


Figura 4.3 Gráfica líneas con problemas de corriente

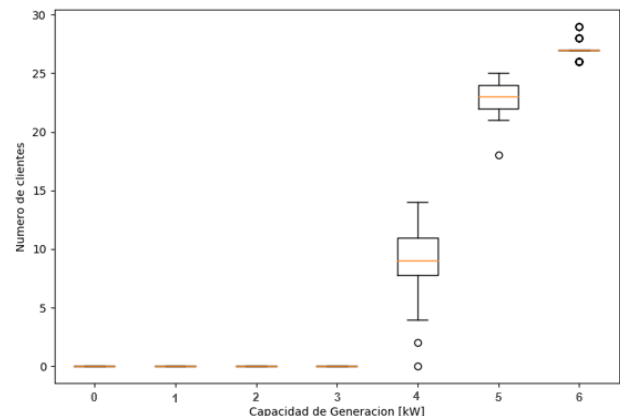


Figura 4.4 Gráfica de clientes con problemas de tensión

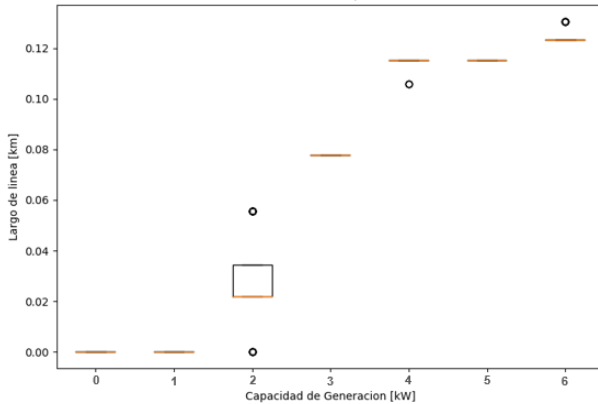


Figura 4.5 Gráfica de km de líneas con problemas

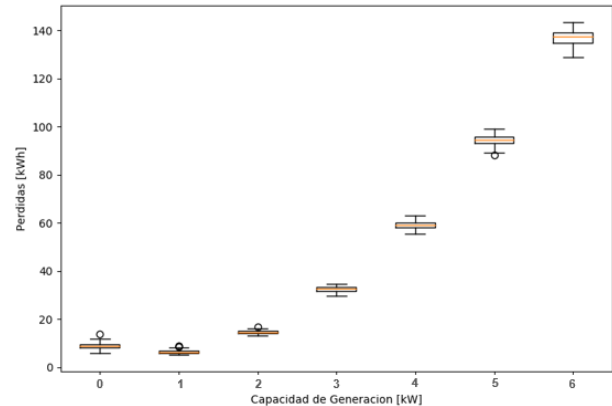


Figura 4.6 Gráfica de pérdidas de energía del sistema

4.1.2. Refuerzo de problemas de corriente y cálculo de costos

El segundo paso que se realiza es generar un programa que calcula el costo de reforzamiento de las líneas con problemas de corriente. En esta parte se agregan nuevos comandos a la parte que detecta los problemas en las líneas, lo que permite identificar el ID de las que tienen problemas y adicionalmente permite realizar el refuerzo en ellas.

El refuerzo de líneas con problemas de corriente, consiste simplemente en reemplazar los conductores que tienen problemas. El reemplazo de conductor se realiza por uno que tenga mayor ampacidad (capacidad de transporte) que la corriente máxima que circula por la línea.

Una vez que se tiene el reforzamiento empleado se calcula el costo de cada tramo que es reemplazado. Finalmente, se suma el costo de todos los tramos reemplazados para obtener el costo total del reforzamiento por problemas de corriente en las líneas.

En esta simulación al igual que en el caso de la detección de problemas, se realizan 100 iteraciones por nivel de adopción de energía solar. Los casos de estudio son siete niveles de adopción, los cuales son 0 kW, 1 kW, 2 kW, 3 kW, 4 kW, 5 kW y 6 kW como capacidad máxima de generación.

En esta simulación se agrega a los resultados anteriores, el costo proveniente del refuerzo que soluciona los problemas de corriente por las líneas.

El resultado correspondiente al costo de reforzamiento de la red por problemas de corriente en las líneas se aprecia en la Figura 4.7. De estos resultados se desprende que en los primeros niveles de adopción no hay costo asociado a ellos, lo que concuerda con que en estos niveles no existan problemas. En los casos siguientes se observa que el costo de reforzamiento es distinto a cero, esto quiere decir que hay presencia de problemas.

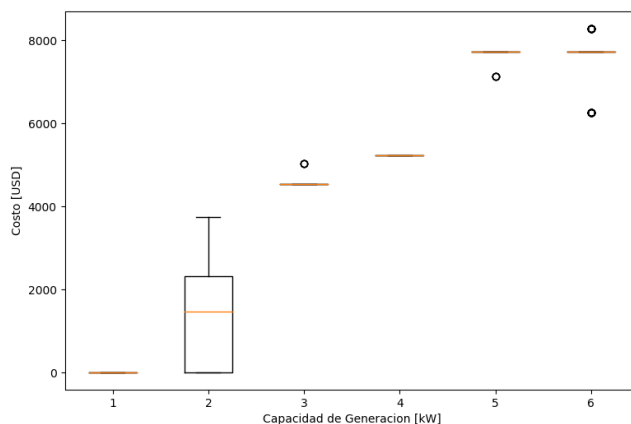


Figura 4.7 Costo de reforzamiento de problemas de corriente

4.1.3. Refuerzo de problemas de voltaje y cálculo de costos

El tercer paso que se realiza es implementar el reforzamiento de las líneas por problemas de voltaje en los clientes.

Lo que se hace en este paso, es agregar comandos que permiten identificar el ID de los consumos con problemas de tensión, identificar el cliente con problemas de tensión que se encuentra más lejano² del transformador, encontrar el camino que lleva al conductor más lejano y también realizar cada 100 metros, el refuerzo de cables por problemas de tensión en los consumos.

Se escoge el camino que conduce al consumo con problemas más lejano al transformador, ya que usualmente este camino contiene parte del camino que conduce a los otros consumos con problemas, lo que se traduce en que al realizar una mejora en este camino, a su vez aplica las mejoras para los otros consumos con problemas. El hecho de que el camino se discretice cada 100 metros, se debe a que en la práctica la compra del conductor no se hace por medidas exactas (ejemplo: no se puede comprar 57.16 metros de conductor) si no que se compra en forma discretizada.

En la Figura 4.8 se aprecia un ejemplo de una red a la cual se le encuentra el camino que conduce al consumo más lejano, donde además se segmenta este camino cada 100 metros. En este ejemplo el triángulo verde (en el extremo derecho del segmento rojo) corresponde al transformador, el punto rojo corresponde al consumo con problemas de tensión más lejano del transformador, el segmento rojo representa a las líneas correspondientes a los primeros 100 metros, el segmento amarillo corresponde a las líneas de los segundos 100 metros y el segmento azul corresponde a las líneas de los últimos 100 metros.

² Se calcula la distancia y el camino basado en el algoritmo de Dijkstra

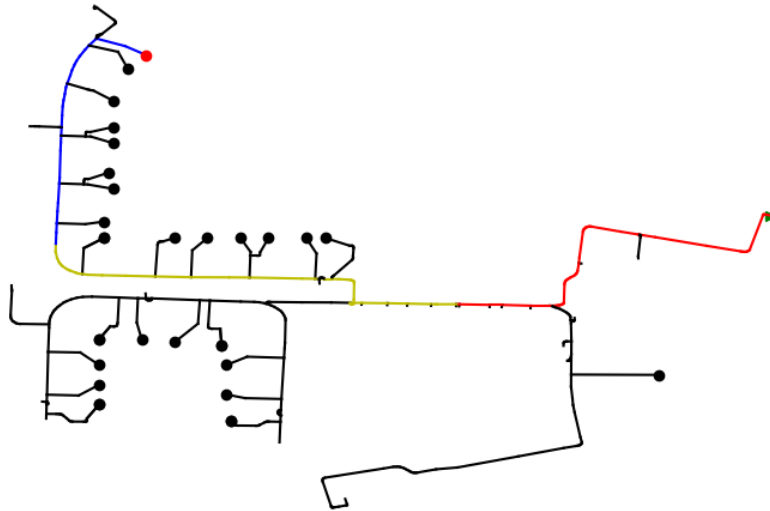


Figura 4.8 Ejemplo del camino segmentado

Como se explica en la metodología, el reforzamiento de conductores por problemas de tensión en los consumos es un proceso recursivo. Este proceso se realiza solo si existen problemas de tensión. En caso de que se identifiquen problemas de tensión se segmenta cada 100 metros el camino que conduce al consumo con problemas más lejano. Luego se disminuye la impedancia de los 100 metros correspondientes, partiendo con los primeros 100 metros y continuando con los siguientes 100 metros cuando se llega a la impedancia mínima. Este proceso termina cuando se eliminan los problemas de tensión o hasta que no se pueda seguir disminuyendo la impedancia.

El reemplazo de conductores se realiza desde el segmento más cercano al transformador, ya que de esta forma el segmento reemplazado tiene la mayor cantidad posible de consumos aguas abajo, por lo que el refuerzo de un conductor afecta la mayor cantidad de consumos a la vez.

Cabe destacar que este reforzamiento se realiza posterior al refuerzo de conductores por problemas de corriente, verificando si los problemas de tensión aún existen. Esto se debe a que al realizar el refuerzo de conductores por problemas de corriente, se pueden solucionar alguno de los problemas de tensión en los consumos, ya que mayoritariamente un aumento de capacidad implica también disminución de impedancia.

Finalmente, se calcula el costo de todos los tramos reemplazados (incluyendo los provenientes de solucionar los problemas de corriente), donde finalmente se realiza la sumatoria de ellos. De esta forma se obtiene el costo de reforzamiento total de los conductores de la red.

En esta simulación al igual que en las anteriores se realizan 100 iteraciones por cada nivel de adopción, donde se realiza el refuerzo de conductores por problemas de corriente, con el fin de realizar el refuerzo de conductores por problemas de tensión en forma posterior, en el caso de que éstos aún existan. Se consideran 6 niveles de adopción los cuales corresponden a 0 kW, 1 kW, 2 kW, 3 kW, 4 kW y 5 kW como capacidad máxima de generación.

El resultado se agrega a los visualizados anteriormente, con la diferencia que el resultado de costos considera el reforzamiento por problemas tensión realizado en forma posterior al reforzamiento por problemas de corriente. El resultado de costos se aprecia en la Figura 4.9.

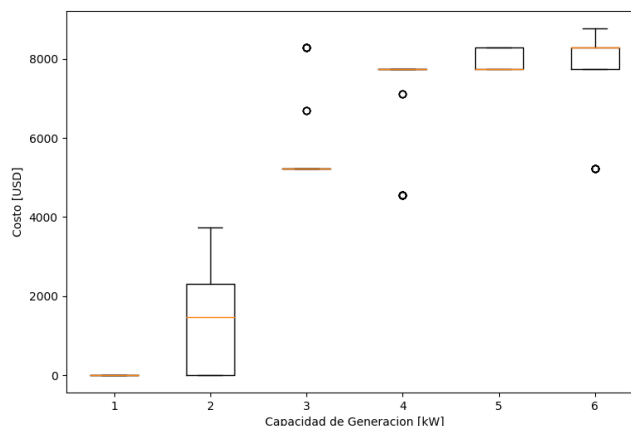


Figura 4.9 Costo de reforzamiento de problemas de tensión y de problemas de corriente

Al comparar los resultados de costos de refuerzo de esta sección, con el costo de refuerzo de la Sección 4.1.2 (Figura 4.7), se aprecia que son similares en los primeros niveles de inserción, ya que al realizar reforzamiento por problemas de corriente, se solucionan los problemas de tensión.

Cuando se tiene una inserción de 5 kW por consumo ocurre una pequeña diferencia en los costos comparado al caso anterior. Esto se debe a que, al realizar el refuerzo por problemas de corriente, se solucionan la mayoría de los problemas de tensión, pero como en este nivel la cantidad de problemas de tensión son mayores que en los primeros niveles (según lo visto en la Figura 4.4) no se solucionan todos. De esta forma aún hay problemas de tensión que se deben solucionar, lo que genera un bajo refuerzo y un bajo costo adicional comparado al caso anterior.

En la Figura 4.10 se muestra la comparación del perfil de tensión del consumo más lejano cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción. Los casos analizados corresponden al perfil inicial (antes de realizar un reforzamiento), el perfil que presenta después de realizar el reforzamiento por problemas de corriente y, por último, se expone el perfil resultante de aplicar el refuerzo por problemas de tensión.

Se observa que el perfil inicial posee problemas, ya que se encuentra fuera de rango de las dos condiciones que determinan su existencia, debido a que se obtiene que el 31.6% del tiempo los valores que posee, superan el límite de la condición de tiempo y el 25.3% del tiempo superan el límite de la condición de máxima diferencia de tensión. Por otra parte, se observa que cuando se realiza el refuerzo de corriente, disminuye la variación de tensión, pero ésta aún supera los límites de ambas condiciones, los porcentajes disminuyen a un 22.9% en la condición de tiempo y a un 10.1% en la condición de diferencia máxima. Finalmente, después de realizar el refuerzo por problema de tensión, se observa que el valor de la diferencia disminuye considerablemente, provocando que se deje de exceder el límite de ambas condiciones, lo que se traduce en que no se cumplan las condiciones de existencia de problemas.

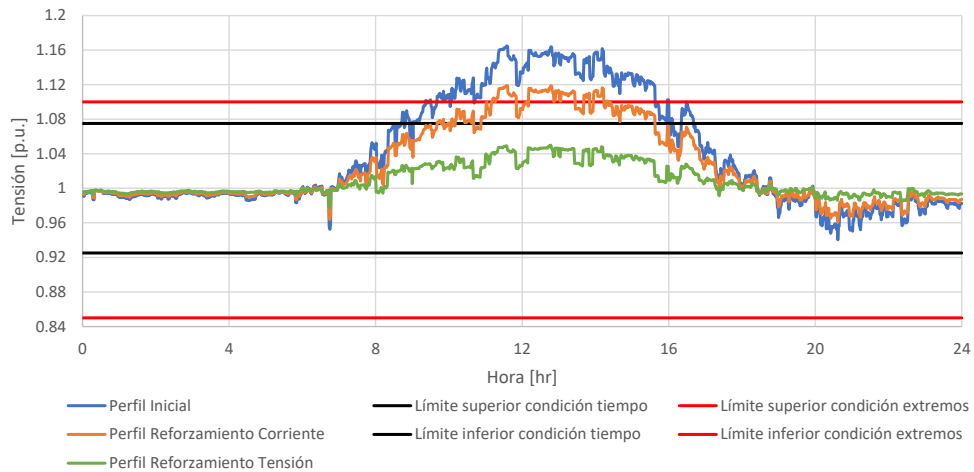


Figura 4.10 Comparación de perfil de tensión

En la Figura 4.11 se muestra el comportamiento de la ampacidad del conductor de la línea con mayor utilización, en relación con su ampacidad inicial. En este caso se observa el valor de la ampacidad antes y después de realizar el reforzamiento por problemas de corriente. Cabe destacar, que debido a que hay poca variación en el perfil de corrientes luego de realizar el refuerzo y además esta variación corresponde a una disminución de la corriente, se considera sólo la corriente en el caso inicial, ya que corresponde al peor caso (mayor).

Se observa que la corriente máxima es aproximadamente 380 A, mientras que la ampacidad del conductor en el caso inicial es de 135 A, lo que produce la existencia de problemas de corriente. Posterior al refuerzo, se obtiene que la nueva ampacidad de ese conductor es de 400 A, lo que soluciona los problemas de corriente que existían originalmente.

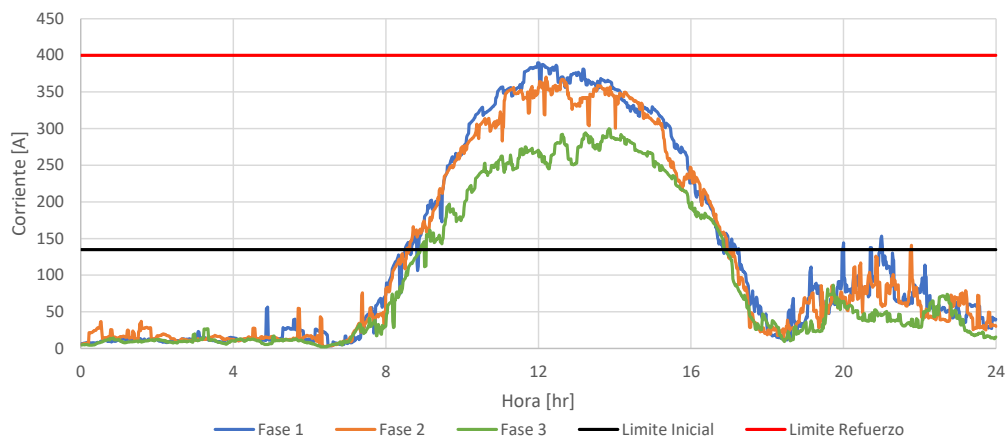


Figura 4.11 Comparación de ampacidad

4.1.4. Refuerzo de transformador por problemas de capacidad

En la cuarta parte se agregan comandos que permiten determinar la existencia de problemas de capacidad en el transformador y el reemplazo de éste en caso de la existencia de problemas.

Para identificar la existencia de problemas de capacidad en el transformador, se agrega un medidor de potencia en la salida de éste, con el objetivo de determinar la potencia trifásica que circula por él. Se establece que el transformador posee problemas de capacidad cuando la potencia trifásica que circula por él sobrepasa su capacidad nominal.

El refuerzo del transformador se realiza en forma análoga al refuerzo de conductor por problemas de corriente. Se compara la potencia trifásica máxima que circula por el transformador, con la capacidad de otros transformadores y se escoge la menor capacidad que soluciona los problemas.

Cabe destacar que, a pesar de la implementación de este refuerzo, debido a la forma de realizar las simulaciones, no se genera costo asociado al refuerzo de este transformador. En la implementación se simula sólo de a un alimentador por vez y no la totalidad de alimentadores asociados a un transformador, debido a esto es que la potencia trifásica calculada que atraviesa el transformador es subestimada, lo que provoca que no existan casos con problemas de capacidad en el transformador, por lo tanto, el costo se atribuye solo al reforzamiento de conductores.

4.1.5. Doble circuito de máxima capacidad

En la quinta parte se agregan comandos que permiten realizar un reforzamiento extra. El reforzamiento extra se realiza en las redes que luego de realizar el reforzamiento de conductores por problemas de tensión, aun tengan presencia de problemas.

El reforzamiento extra consiste en agregar una segunda línea del conductor de máxima capacidad, con lo que se genera un doble circuito. El hecho de colocar un doble circuito de máxima capacidad es equivalente a utilizar una línea con la mitad de impedancia y el doble de la ampacidad de la que tiene el conductor con mayor capacidad.

El procedimiento para realizar los refuerzos de corriente y de tensión es el mismo al ya descrito, con la diferencia que se utiliza un conductor equivalente al doble circuito del conductor de máxima capacidad, cuyo valor corresponde al doble del costo del conductor de máxima capacidad.

En esta Sección se trabaja con la red 7, ya que en esta red no se solucionan los problemas con el primer reforzamiento, por lo que es necesario realizar el reforzamiento extra para solucionar todos los problemas.

En la Figura 4.12 se muestra la comparación del perfil de tensión del consumo más lejano cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción. Los casos analizados corresponden al perfil inicial (antes de realizar un reforzamiento), el perfil que presenta después de realizar el primer reforzamiento y, por último, se expone el perfil resultante de aplicar el refuerzo extra.

Se observa que en el caso inicial el 38.7% del tiempo está por fuera del límite de la condición de tiempo y el 32.0% del tiempo también se encuentra fuera de los límites de la variación máxima de tensión, lo que genera problemas de tensión. Por otro lado, se observa que cuando se realiza el primer refuerzo disminuyen estos porcentajes llegando al 32.8% en el caso de la condición de tiempo y al 26.0% en la condición de la variación

máxima, por lo que aún problemas. En cambio, se observa que cuando se realiza el refuerzo extra, estos porcentajes disminuyen aún más, llegando al 0.13% en la condición de tiempo y en al 0% en la condición de variación máxima, por lo que se eliminan los problemas de tensión.

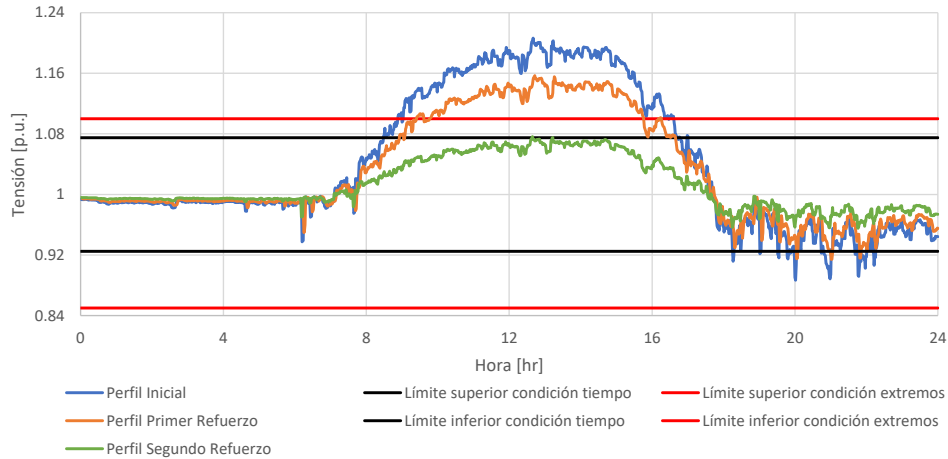


Figura 4.12 Comparación de perfiles de tensión

En la Figura 4.13 se muestra la comparación de la impedancia del conductor de la línea con el nivel de utilización mayor, en relación con su ampacidad original. Se observa el valor de la admitancia del conductor en el caso inicial, después de aplicar el primer refuerzo y después de aplicar el refuerzo extra. Al igual que en la Sección 4.1.3, sólo se muestran los perfiles de corriente en el caso inicial.

Se observa que la corriente máxima es aproximadamente 750 A, si se le suma que la admitancia inicial es de 300 A, se traduce en la existencia de problemas en el caso inicial, ya que las 3 fases se encuentran sobre este límite cerca del 35% del tiempo. Al realizar el primer refuerzo, la ampacidad del conductor aumenta a 400 A, lo que sigue generando problemas, pero disminuye el porcentaje de tiempo que se encuentra sobre este límite, llegando en todas las fases a cerca del 30%. Finalmente, al realizar el reforzamiento extra, se observa que la admitancia equivalente es de 800 A, lo que provoca que en ningún momento la corriente se encuentre sobre el límite de la ampacidad del conductor, eliminando los problemas de corriente.

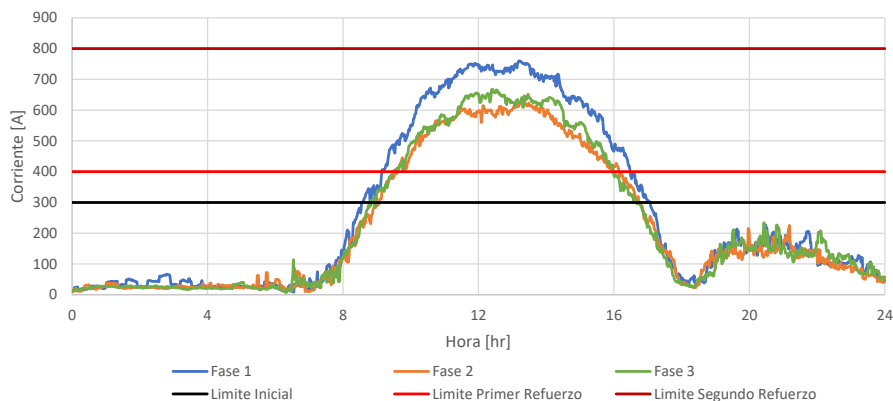


Figura 4.13 Comparación de impedancia respecto al perfil de corrientes

En la Figura 4.14 se aprecia el resultado de costos de la simulación de la red 7 cuando aún no se incluye el reforzamiento extra. En esta simulación se consideran sólo tres niveles de adopción, debido a que, en niveles superiores a estos tres, no se alcanza a solucionar todos los problemas generados.

En la Figura 4.15 se observa el resultado de costos de la simulación de la red 7 cuando sí se incluye el refuerzo extra. En esta simulación se simulan cinco niveles de adopción ya que si se logran solucionar todos los problemas.

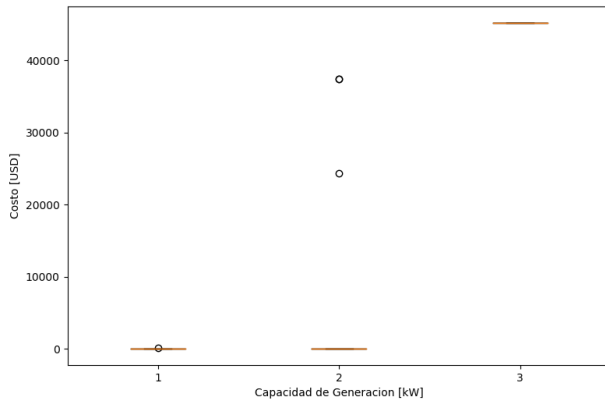


Figura 4.14 Costo de reforzamiento de la red 7 sin doble línea de máxima capacidad

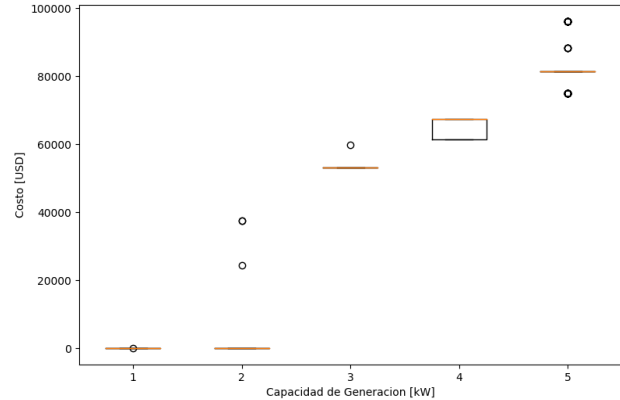


Figura 4.15 Costo de reforzamiento de la red 7 con doble línea de máxima capacidad

Al comparar el resultado de ambas simulaciones, se observa que cuando se simula el tercer nivel de adopción, el costo es menor cuando no se incluye el refuerzo extra. Esto comprueba que utilizar sólo la implementación previa del reforzamiento no resuelve todos los problemas generados.

4.1.6. Dividir la red en 2

En la sexta y última parte se agregan comandos para que cuando se cumpla que el costo del reforzamiento de líneas es mayor que el costo de un transformador, se agregue un transformador y se divida la red en 2 de menor tamaño, para aplicar el reforzamiento en las redes de menor tamaño, en caso de ser necesario.

Para dividir la red en 2, lo primero es identificar el punto en donde se realiza la división. Para escoger un buen punto de división, se evalúan 9 puntos, en donde se considera el largo y cantidad de consumos de cada red resultante. El punto que se escoge es el que minimiza la diferencia entre el largo y la cantidad de consumos de cada red resultante.

Cuando se escoge el punto de división se identifican las líneas que se encuentran aguas abajo de este punto. Con las líneas aguas abajo del punto de división se crea una red agregando un transformador en el punto de división y con las líneas aguas arriba de este punto se crea la otra red manteniendo el mismo transformador.

En la Figura 4.16 se ve un ejemplo de la división de la red en 2, donde los triángulos morados representan los transformadores, donde el transformador original corresponde

al que se encuentra en el extremo de la red y el que se agrega corresponde al que se encuentra ubicado en la mitad de la red. Los segmentos negros representan las líneas aguas arriba del punto de partición, los puntos amarillos representan los consumos aguas arriba del punto de partición, los segmentos azules representan las líneas aguas abajo del punto de partición y los puntos rojos representan los consumos aguas abajo del punto de partición.

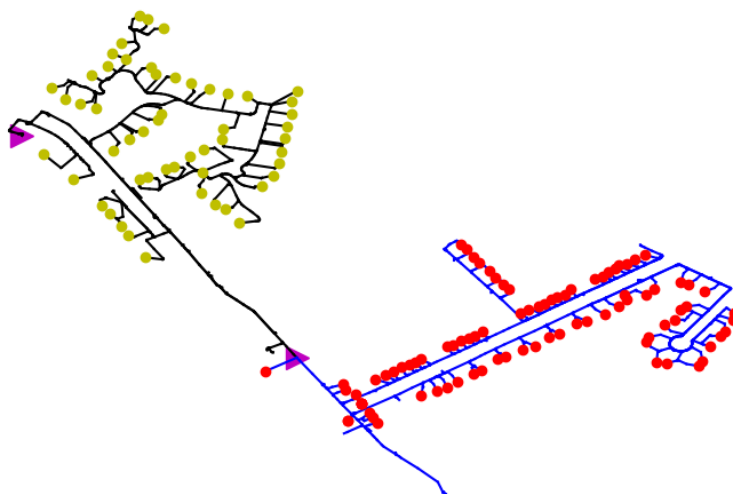


Figura 4.16 Ejemplo de la división de la red en 2

Posterior a la división de la red se verifica la existencia de problemas en cada red resultante y se realiza el reforzamiento descrito en caso de ser necesario.

En la Figura 4.17 se encuentran los resultados de la simulación donde se divide la red en dos cuando el costo de reforzamiento de las líneas es mayor que el costo de agregar un transformador. Cabe destacar que los resultados mostrados incluyen el costo de reforzamiento de red y el costo de agregar el transformador adicional.

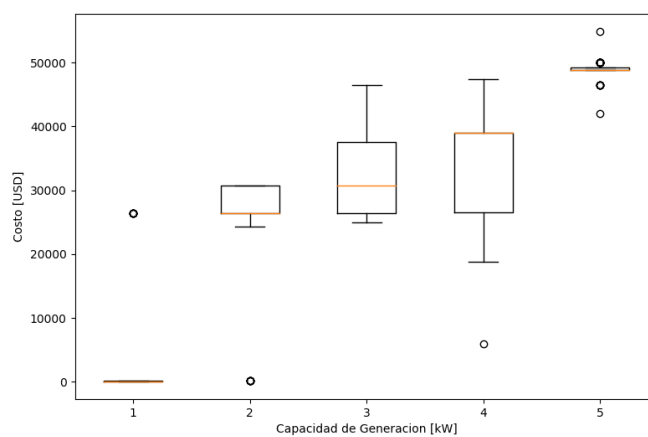


Figura 4.17 Costo de reforzamiento de la red 7, cuando la red se divide en 2

Al comparar los resultados de esta simulación con los obtenidos de la simulación que agrega un reforzamiento extra, se aprecia que los costos de reforzamiento total disminuyen, a pesar

de agregar un transformador, acción que representa un alto costo. Con lo que se desprende que agregar un transformador soluciona más problemas a menor costo.

La disminución del costo se debe a que, al agregar el transformador, se disminuye la impedancia hasta los consumos más lejanos, también se disminuye la potencia que se “observa” desde el transformador. Según lo explicado en la Sección 2.2, estos hechos disminuyen la variación de tensión, provocando menos problemas de este tipo.

Este hecho se puede apreciar en la Figura 4.18 que corresponde a la comparación del perfil de tensión del consumo más lejano, antes y después de agregar un transformador adicional, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción.

En esta figura se aprecia que disminuyen los valores de la tensión cuando se agrega el transformador. Antes de la inserción se tiene que el 24.3% del tiempo se encuentra fuera de los límites de la condición de tiempo y el 9.2% del tiempo se encuentra fuera del rango de la variación máxima. Después de la inserción del transformador se observa que el tiempo que se encuentra fuera de los límites de la condición de tiempo disminuye a un 11.9% y ya no existen casos en los que se encuentra fuera del rango de variación máxima.

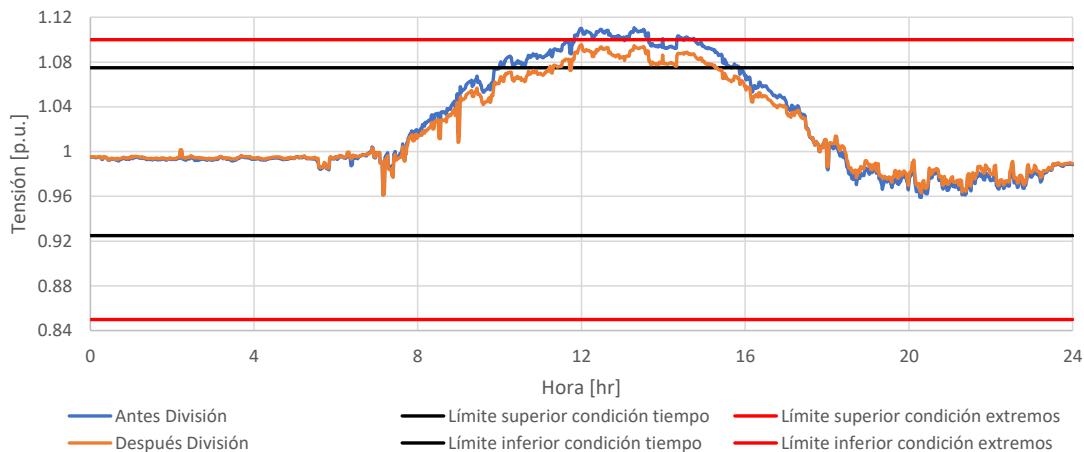


Figura 4.18 Comparación de perfiles de tensión al dividir la red

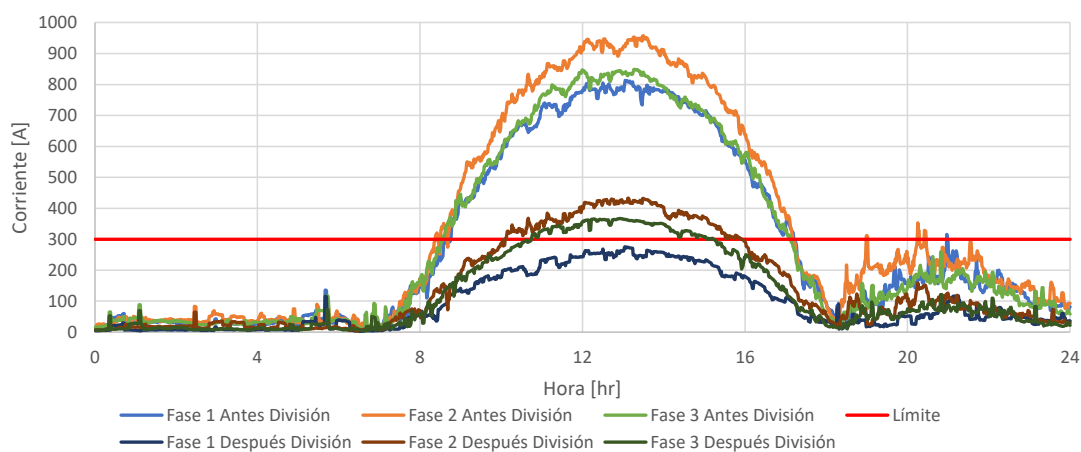


Figura 4.19 Comparación de perfiles de corriente al dividir la red

En la Figura 4.19 se muestran los perfiles de corriente de la línea con mayor utilización en relación con su ampacidad, antes y después de la inserción del transformador extra.

Se desprende que con la inserción del transformador disminuyen los valores de corriente. Se visualiza que antes de la inserción del transformador, todas las fases de la línea se mantenían cerca del 35% del tiempo sobrecargadas. Con la inserción del transformador todas disminuyen, una al 24.3%, otra al 18.5% y una incluso a 0%. De este hecho se confirma que la inserción del transformador ayuda a disminuir los problemas de corriente.

4.2. Generación de la curva agregada

En esta sección se muestra la generación de la curva agregada de costos de reforzamiento según la capacidad de inserción.

Lo primero que se realiza, es el cálculo del costo de reforzamiento de los cinco niveles de adopción de cada red. Esto se realiza utilizando el modelo explicado en la sección 4.1.

La inserción de capacidad adoptada corresponde a la suma de todas las capacidades adoptadas en los consumos. Por ejemplo, si se tiene una red con 55 puntos de inyección y en cada punto de inyección se aumenta en 1 kW la capacidad, significa que el sistema entero aumentó 55 kW de capacidad.

Al realizar el cálculo del costo de reforzamiento y el cálculo de la capacidad adoptada en cada nivel, se genera una curva como la que se muestra en la Figura 4.20. Este proceso se realiza para todas las redes simuladas.

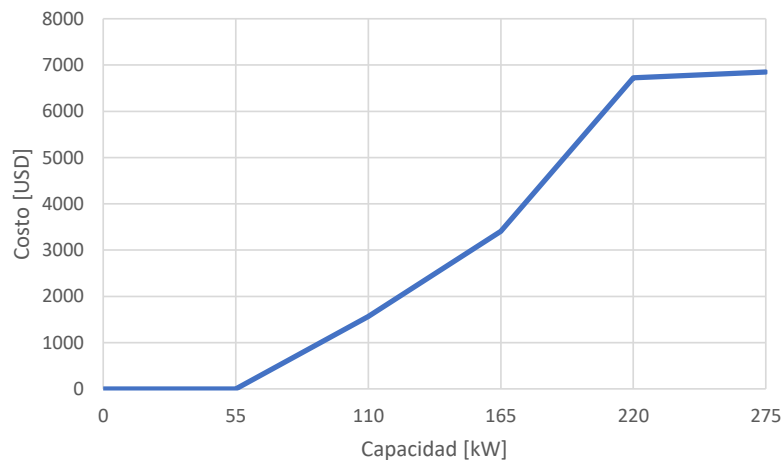


Figura 4.20 Gráfico de costo de reforzamiento vs capacidad acumulada

Para generar la curva de costos agregada, se deben realizar los siguientes pasos:

- 1.- Generar la curva de costo versus capacidad adoptada de varias redes.
- 2.- Agrupar los costos de todas las redes con sus respectivas capacidades.

3.- Ordenar los costos de menor a mayor con sus respectivas capacidades adoptadas.

4.- Calcular la capacidad acumulada de los distintos costos. Esto quiere decir que, se debe calcular la capacidad total que se puede adoptar cuando se tiene cierto costo.

5.- Graficar los costos en función de la potencia acumulada.

Siguiendo la metodología descrita para el cálculo de la curva de costos versus capacidad adoptada se realiza la simulación de seis alimentadores, los cuales corresponden a las redes de la 1 a la 6 de las que se utilizan para obtener los resultados de esta memoria. Con el resultado de las seis “redes” se calcula la curva de costos agregada mediante la metodología descrita para la generación de esta curva agregada. El resultado de agregar estas seis curvas se ve en la Figura 4.21.

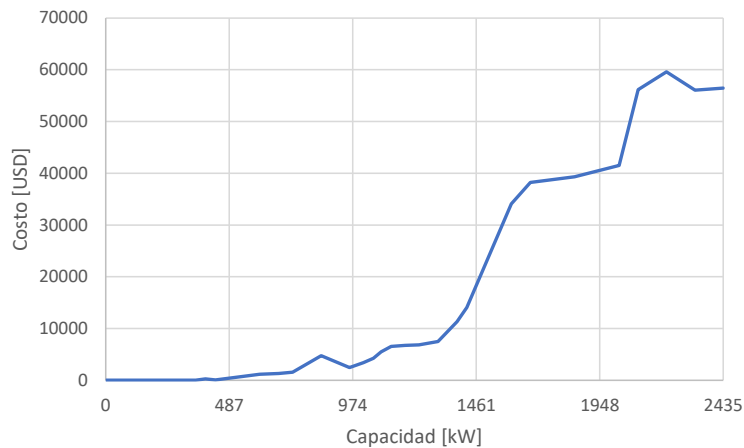


Figura 4.21 Curva agregada de costos

Del resultado de agregar las seis redes se observa que la curva no es siempre creciente, esto quiere decir que hay zonas en las que disminuye el costo al aumentar la inserción de energía solar. El hecho de que disminuya el costo al aumentar la capacidad adoptada es causado porque en las simulaciones se identifican problemas en los datos, ya que no siempre se cumple con el supuesto de que el caso base se encuentra libre de problemas. Esto genera que, al agregar generación, los problemas iniciales disminuyen, lo que provoca que el costo también disminuya. Lo descrito se observa en la Figura 4.22, donde se muestra la curva de costo de la red 6.

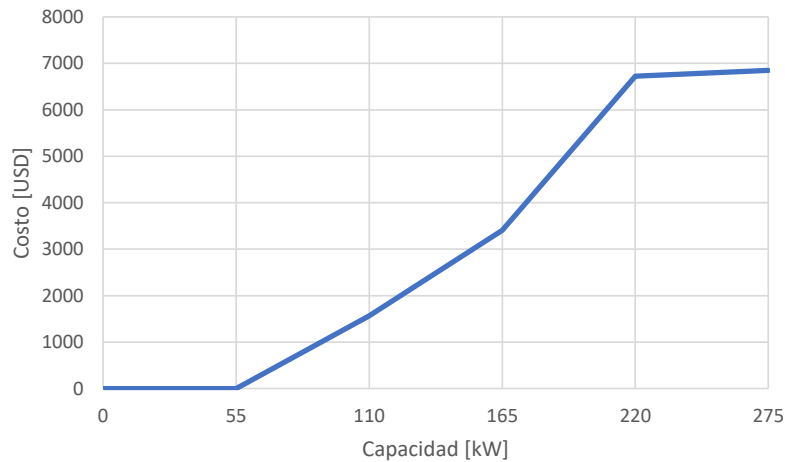


Figura 4.22 Costo de reforzamiento Red 6

Para solucionar la problemática de que en el caso base existan problemas en la red, se simula el caso base previo a la simulación de los demás niveles de adopción y se realiza el reforzamiento en caso de ser necesario. Esto se realiza con el fin de guardar el máximo reforzamiento hecho en las iteraciones del caso base, de esta forma se obtiene la información de los conductores que permiten que en ese caso, no se generen problemas, que es lo que deseado.

La simulación de los siguientes niveles se realiza partiendo con la red base calculada previamente que no tiene problemas. De esta forma se simulan redes que tienen costos crecientes al aumentar la inserción de generación solar.

Al realizar este procedimiento, da como resultado una curva agregada de costos con comportamiento creciente. En la Figura 4.23 se observa la curva agregada de las redes simuladas después de haber realizado el procedimiento, de lo cual se obtiene como resultado que dicha curva tiene un comportamiento netamente creciente.

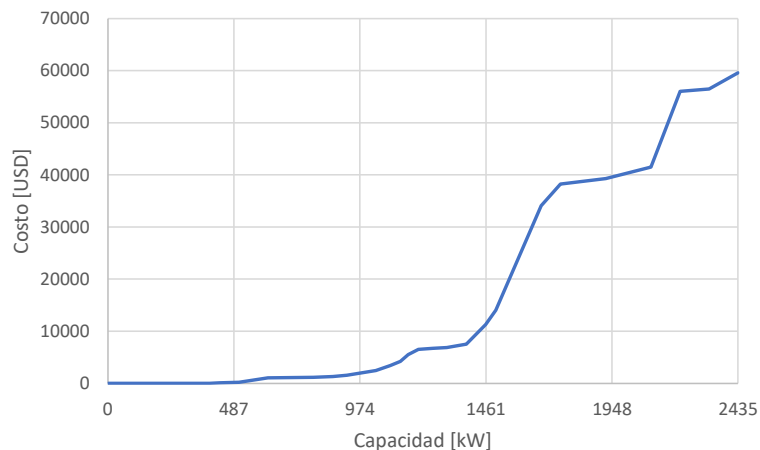


Figura 4.23 Curva agregada de costos, con comportamiento creciente

4.3. Dos casos de simulación

Hasta el momento se menciona que el incremento de capacidad de generación se realiza en la misma cantidad en cada punto de consumo, lo que simula un incremento de capacidad distribuida en forma homogénea a lo largo de la red. Este caso se denomina “Caso Medio”.

Adicionalmente, se simula otro caso de estudio que representa un peor caso, en el que hay un mismo incremento de capacidad en promedio en los consumos (el promedio de la inserción de todos los consumos es el mismo), pero el incremento ocurre en los consumos más lejanos al transformador. Esto produce mayores diferencias de tensión en los consumos lejanos, lo que se traduce en mayor cantidad de problemas en un mismo nivel de adopción y por consecuencia un mayor costo de reforzamiento. Este caso se denomina “Peor Caso”.

A modo de dar un ejemplo de la inserción de capacidad en ambos casos, se considera una red que tiene 55 consumos y se simulan cinco niveles de adopción, donde en cada nivel en promedio cada consumo aumenta su capacidad en 1 kW, lo que es equivalente a que toda la red aumente 55 kW por cada nivel. En el caso medio el incremento por nivel va a ser de un 1 kW por consumo. En el peor caso los 55 kW de adopción de la red se distribuyen de 5 kW en los 11 consumos más lejanos.

Se realizan los dos casos de estudio previamente mencionados para todas las redes. Un ejemplo del resultado de la simulación de los dos casos se aprecia en la Figura 4.24, donde se simulan tres niveles de adopción de incremento promedio de 1 kW por consumo y corresponde a una red con 112 consumos.

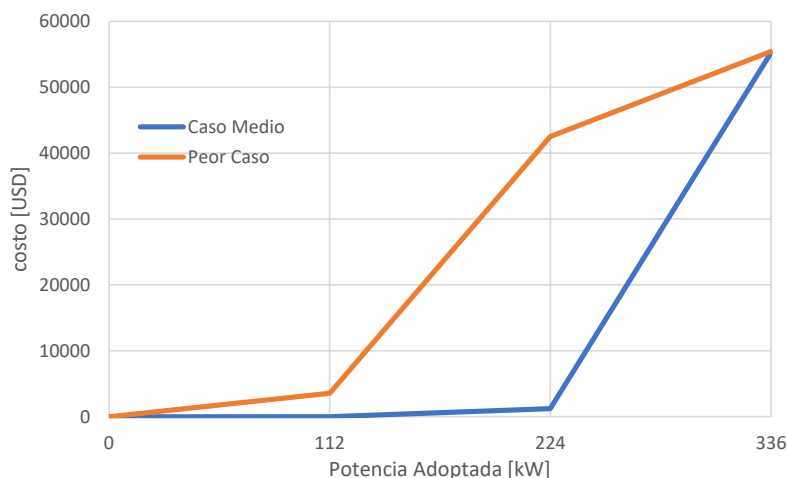


Figura 4.24 Comparación de los dos casos a simular

De la Figura 4.24 se desprende que el costo de reforzamiento del caso medio siempre es menor o igual al costo de reforzamiento del peor caso, esto se debe a que en el peor caso la capacidad adoptada se concentra en puntos lejanos al transformador, lo que genera mayores diferencias de tensión, tal como se muestra en la Sección 2.2, lo a que su vez genera mayor cantidad de problemas al mismo nivel de inserción.

Capítulo 5: Resultados y análisis

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones definitivas realizadas y se analizan los resultados finales.

Este capítulo está dividido en cuatro partes, las cuales corresponden a los resultados de las simulaciones de inserción de generación solar residencial, los resultados de las simulaciones de inserción de vehículos eléctricos particulares, la comparación de ambos casos y la estimación de la curva de costos de Santiago.

En este capítulo, como se menciona en capítulos anteriores, se simulan 20 redes que corresponden a alimentadores de redes de baja tensión del Reino Unido, estos 20 alimentadores son escogidos de cuatro redes seleccionadas en forma aleatoria de un set de redes que se encuentran públicas en la página de internet de la distribuidora “Electricity North West”³.

La topología de las 20 redes simuladas se aprecia en anexos en la sección 8.1. Adicionalmente, en la Tabla 5.1 se entrega información de las características de cada red. Las características estudiadas corresponden al número de consumos, largo máximo de conductores desde el transformador, largo total de conductores e impedancia equivalente.

Tabla 5.1 Resumen de las características de las redes simuladas

| Red | Consumos [N°] | Largo Max [m] | Largo Total [m] | Impedancia [Ω] |
|----------|------------------|------------------|--------------------|-------------------|
| Red 1 | 55 | 293.7 | 1431.5 | 0.130 |
| Red 2 | 31 | 273.2 | 941.6 | 0.129 |
| Red 3 | 39 | 303.3 | 914.8 | 0.148 |
| Red 4 | 75 | 651.0 | 2568.8 | 0.228 |
| Red 5 | 175 | 492.3 | 5205.6 | 0.114 |
| Red 6 | 142 | 654.6 | 3612.1 | 0.202 |
| Red 7 | 112 | 720.6 | 2763.6 | 0.187 |
| Red 8 | 23 | 370.8 | 734.9 | 0.078 |
| Red 9 | 94 | 431.1 | 3029.1 | 0.173 |
| Red 10 | 68 | 413.7 | 2141.8 | 0.184 |
| Red 11 | 100 | 640.0 | 2311.9 | 0.134 |
| Red 12 | 38 | 413.5 | 992.7 | 0.167 |
| Red 13 | 21 | 374.0 | 669.5 | 0.195 |
| Red 14 | 49 | 272.2 | 1338.4 | 0.090 |
| Red 15 | 24 | 180.7 | 535.3 | 0.052 |
| Red 16 | 16 | 403.7 | 852.9 | 0.117 |
| Red 17 | 17 | 327.4 | 708.1 | 0.113 |
| Red 18 | 84 | 437.1 | 2707.6 | 0.118 |
| Red 19 | 20 | 279.4 | 771.0 | 0.080 |
| Red 20 | 25 | 417.2 | 1039.8 | 0.161 |
| Promedio | 60.4 | 417.5 | 1763.6 | 0.140 |

³ Enlace: <https://www.enwl.co.uk/zero-carbon/smaller-projects/low-carbon-networks-fund/low-voltage-network-solutions/>

5.1. Estudio de inserción de generación solar residencial

En esta parte se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones del estudio de costos de reforzamiento debido a la inserción de generación solar en redes de baja tensión y el análisis de ellos.

En esta sección se realiza la simulación de las 20 redes (alimentadores de baja tensión) en el caso medio y en el peor caso. Se simulan cinco niveles de adopción con un incremento promedio de 1 kW por consumo en cada nivel.

Esta sección se divide en cinco partes, las cuales corresponden a:

1.- “Resultados por red”: se identifican los resultados obtenidos de la simulación de todas las redes.

2.- “Impacto de problemas”: se visualiza la forma en que afectan los problemas a los costos.

3.- “Comportamiento según características”: se expone el comportamiento del costo según las características estudiadas.

4.- “Dispersión de resultados”: se visualiza la variabilidad en los resultados obtenidos.

5.- “Curva agregada y curva promedio”: se expone la curva agregada resultante de los resultados que se obtienen y su respectiva curva promedio.

5.1.1. Resultados por red

En esta sección se muestra el promedio de los resultados de las simulaciones realizadas de inserción de generación solar residencial, también se realiza el análisis de los resultados de algunas redes.

Cabe destacar que el resultado individual de costos, problemas de tensión en los consumos, problemas de corriente por las líneas y de kilómetros de línea con problemas cada red se encuentra en Anexos en la Sección 8.2. Esto se debe a la gran cantidad de resultados existentes, ya que se simula los dos casos por cada red y en cada red se simulan cinco niveles de adopción con cien iteraciones en cada nivel. Por cada iteración se extrae la información de costos y problemas, lo que genera un total de 80.000 datos obtenidos de las simulaciones.

En la Figura 5.1 se muestran las curvas de costos de las 20 redes en el **caso medio**. La gráfica de la curva de costos corresponde a los promedios de los costos de reforzamiento de cada nivel de adopción, versus la adopción promedio por consumo.

En la Figura 5.2 se muestran las curvas de costos de las 20 redes en el **peor caso**. La gráfica de la curva de costos corresponde a los promedios de los costos versus la adopción promedio por consumo.

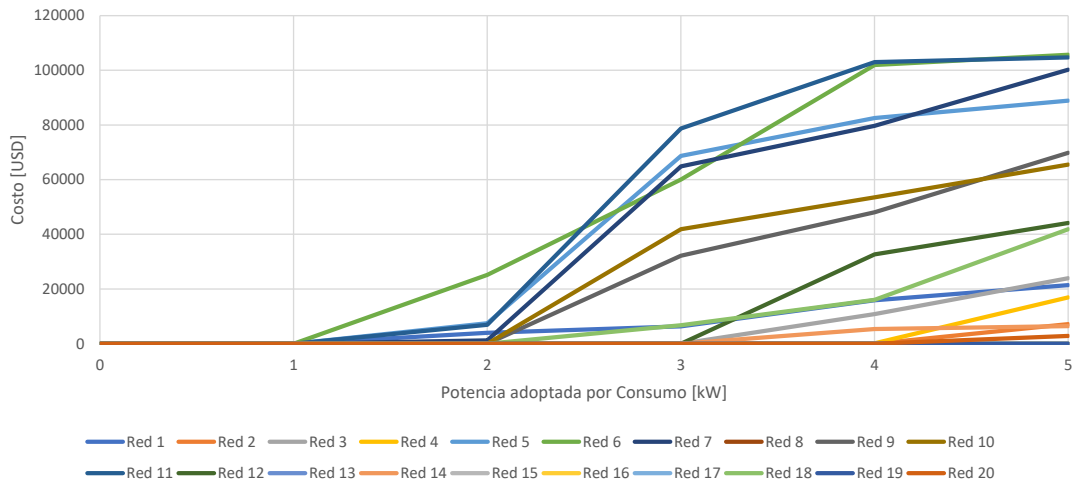


Figura 5.1 Promedio de resultados de costo de las redes en caso medio

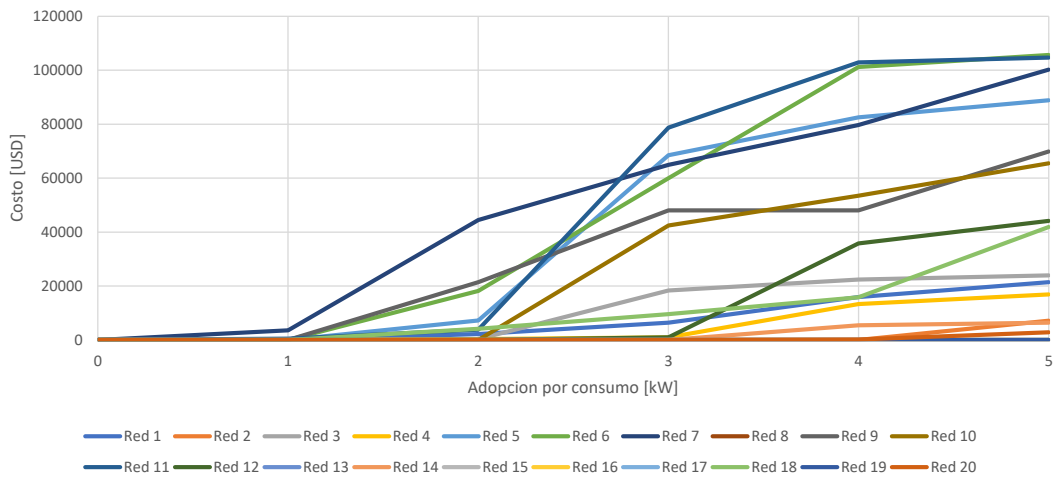


Figura 5.2 Promedio de resultados de costo de las redes en peor caso

Al realizar la comparación de los promedios de los costos de cada red en los dos casos, se observa que en el peor caso los costos comienzan a incrementar a menor nivel de adopción de capacidad promedio por consumo que en el caso medio. Esto concuerda con lo esperado, ya que al ubicarse la generación más lejana al transformador, se genera mayor diferencia de tensión y por consiguiente mayores niveles de problemas de tensión.

En la Figura 5.3 se muestra la comparación de las envolventes de ambos casos, lo cual confirma el hecho de que en el peor caso, los costos de reforzamiento son mayores o igual a los costos del caso medio, cuando se encuentran al mismo nivel de inserción de generación solar residencial.

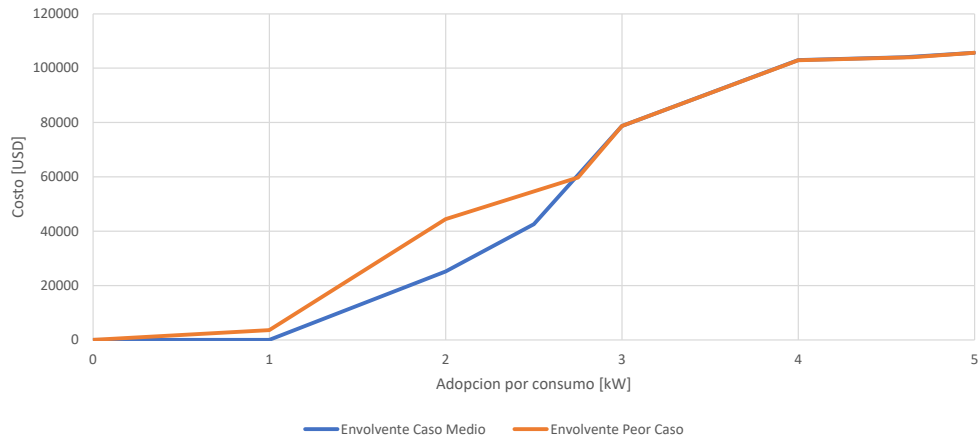


Figura 5.3 Comparación de envolturas de resultados de generación solar residencial

Se estudia el comportamiento de una **red pequeña** con pocos consumos, para lo cual se escoge la red 19, la que cuenta con 20 consumos, tiene una distancia máxima (distancia entre el transformador y el consumo más lejano) de 279 metros y un total de 771 metros de conductor. El valor de estas características se encuentra bajo el promedio, según lo expuesto en la Tabla 5.1.

Los resultados de las simulaciones de la **red 19** se aprecian en la Figura 5.4, en la Figura 5.5, en la Figura 5.6 y en la Figura 5.7 que representan la curva de costos, la curva de problemas de tensión, la curva de problemas de corriente y la curva de kilómetros de red con problemas, respectivamente.

Al ser una red con pocos consumos, hay una menor inserción de generación, lo que genera menos flujos totales por la red, lo que permite que los flujos de corriente que se generan no superen la ampacidad de los conductores, por lo que no se alcanzan a generar problemas de corriente.

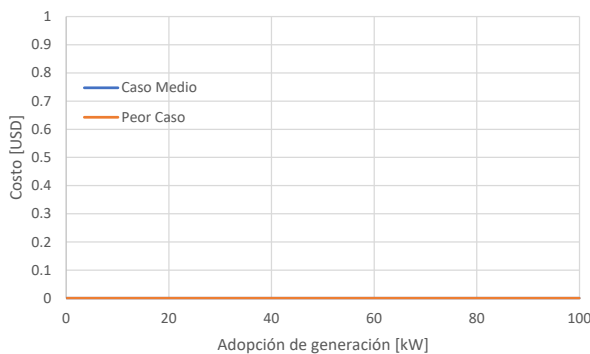


Figura 5.4 Curva de costos de la red 19

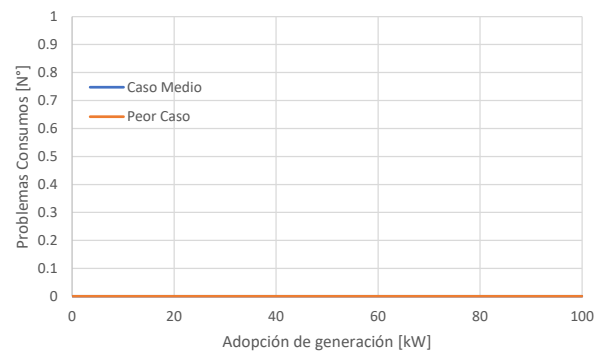


Figura 5.5 Curva de problemas de tensión de la red 19

Por otro lado, al ser una red pequeña y corta, no se generan grandes diferencias de tensión con respecto a su valor nominal, por lo que no se alcanzan a generar problemas de tensión.

Como no se generan problemas ni de corriente ni de tensión, no se realiza refuerzo en la red, por lo que el costo de adaptación de la red es cero en todos los niveles de adopción. Esto quiere decir que todas las casas de esta red podrían incorporar hasta 5 kW de generación residencial sin provocar problemas a la red y por tanto sin requerir inversiones adicionales de red.

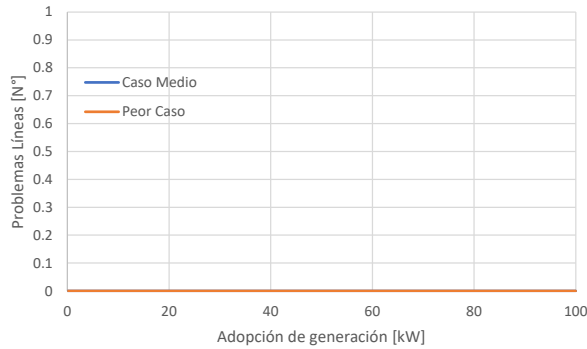


Figura 5.6 Curva de problemas de corriente de la red 19

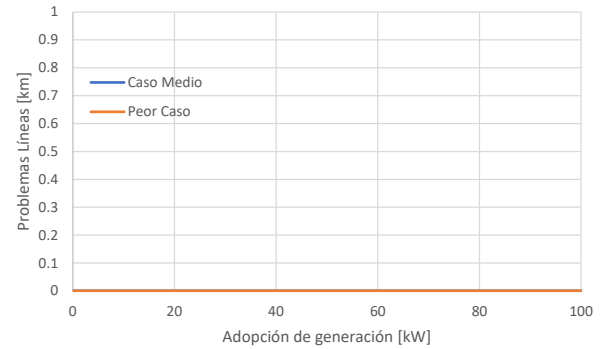


Figura 5.7 Curva de km de conductor con problemas de la red 19

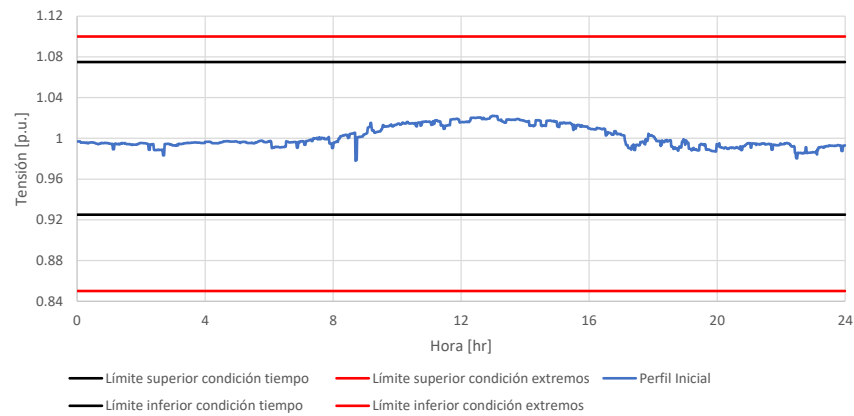


Figura 5.8 Perfil de tensión del consumo más lejano red 19

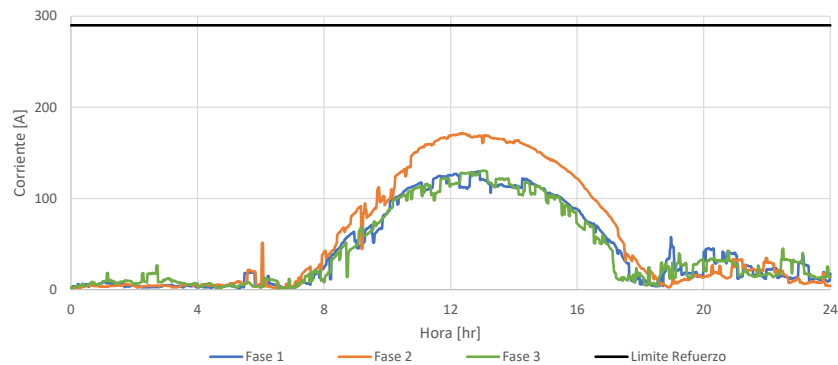


Figura 5.9 Perfiles de corriente de la línea con mayor utilización red 19

En la Figura 5.8 se muestra el perfil de tensión del consumo más lejano de la red 19, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción. En la Figura 5.9 se muestran los perfiles de corriente de las 3 fases de la línea de la red 19 con mayor utilización en relación con la impedancia del conductor, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción.

Del perfil de tensión se observa que existe poca variación con respecto a la referencia, por lo que siempre se mantiene dentro de los rangos que no generan problemas. De forma análoga se observa en los perfiles de corriente, que nunca se supera la ampacidad del conductor, por lo que no se generan problemas de corriente.

También se estudia el comportamiento de una **red mediana** que contenga una cantidad media de consumos. Se selecciona la **red 18** ya que tiene 84 consumos, 437 metros de largo máximo y 2.7 kilómetros de conductor. Se desprende que esta red es mediana ya que los valores de las características se encuentran cercanos al promedio de las redes.

Al ser una red de largo mediano y tener más consumos, a partir de cierto nivel de adopción se genera una diferencia (aumento) de tensión suficiente para producir problemas. La Figura 5.11 muestra la curva de problemas de tensión, en la cual se observa que los problemas comienzan en el segundo nivel de adopción (168 kW, lo que equivale a 2 kW por casa) para el peor caso y en el tercer nivel (252 kW, lo que equivale a 3 kW por casa) para el caso medio. A partir del cuarto nivel (336 kW, lo que equivale a 4 kW por casa) el comportamiento es similar para ambos casos teniendo la misma cantidad de problemas en promedio.

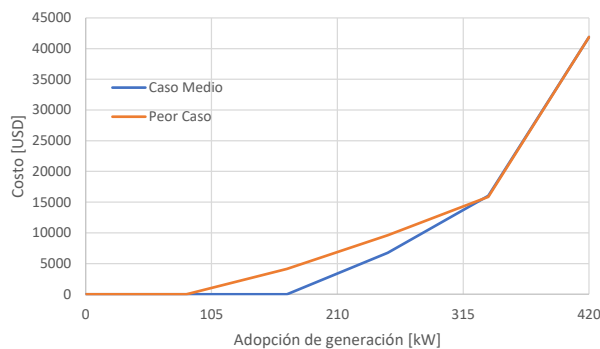


Figura 5.10 Curva de costos de la red 18

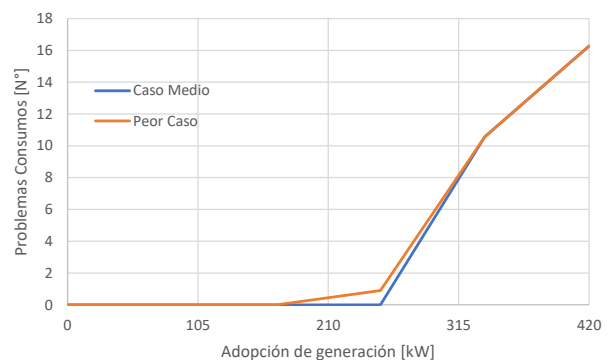


Figura 5.11 Curva de problemas de tensión de la red 18

Al ser una red con mayor cantidad de puntos de inyección la capacidad de adopción aumenta, lo que genera un mayor flujo de corriente por las líneas provocando problemas.

En la Figura 5.12 se muestra la curva de problemas de corriente de la red y en Figura 5.13 se muestra la curva de kilómetros de conductor con problemas, donde ambas curvas tienen un comportamiento similar. En ambas se aprecia que los problemas comienzan en el segundo nivel para el peor caso y en el tercero para el caso medio.

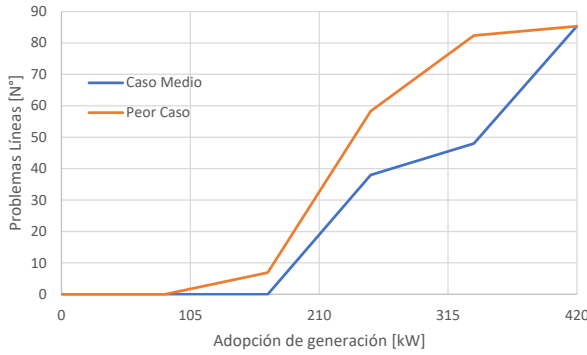


Figura 5.12 Curva de problemas de corriente de la red 18

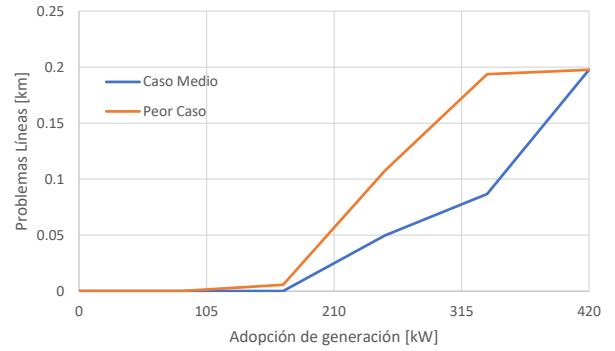


Figura 5.13 Curva de km de conductor con problemas de la red 18

En la Figura 5.14 se muestra el perfil de tensión del consumo más lejano de la red 18, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción. En la Figura 5.15 se muestran los perfiles de corriente de las 3 fases de la línea de la red 18 con mayor utilización en relación con la impedancia del conductor, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción.

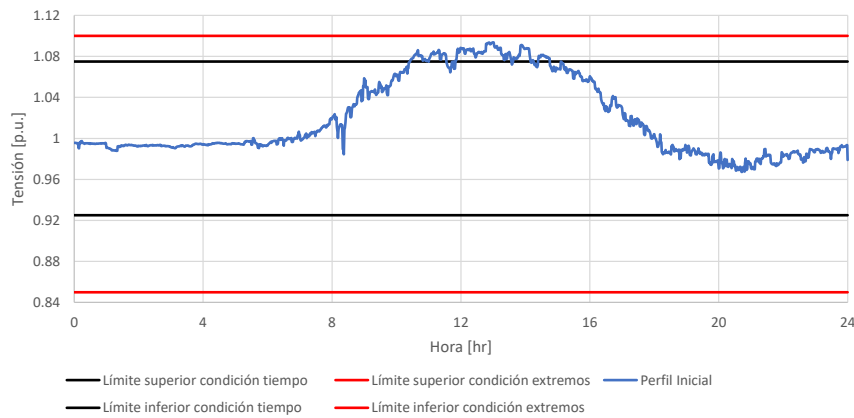


Figura 5.14 Perfil de tensión del consumo más lejano red 18

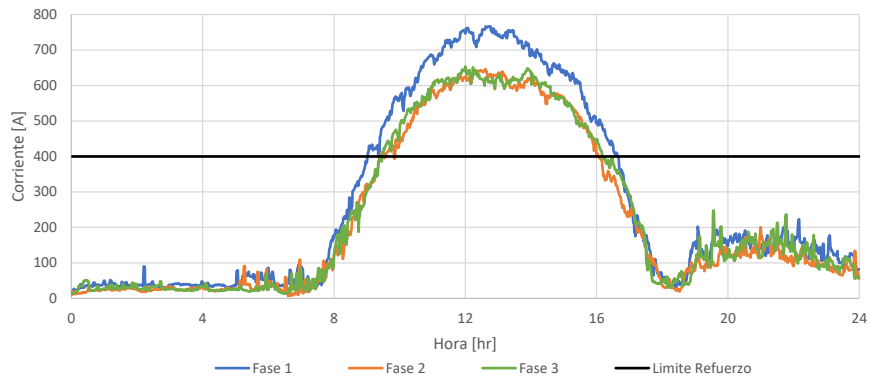


Figura 5.15 Perfiles de corriente de la línea con mayor utilización red 18

Al observar el perfil de tensión se visualiza que existe una variación considerable en la tensión, lo que provoca que el 15.8% del tiempo se encuentre fuera de los límites de la condición de tiempo, generando la existencia de problemas. En forma análoga, al observar los perfiles de corriente de la línea, se visualiza, que cerca del 30% del tiempo las 3 fases se encuentran sobre la ampacidad que posee el conductor, lo que da origen a problemas de corriente.

En la Figura 5.10 se muestra la curva de costos, al comparar su comportamiento con el comportamiento de las curvas de problemas técnicos, existe concordancia. Se aprecia que los costos de reforzamiento son cero hasta el primer nivel de adopción en el peor caso y hasta el segundo nivel en el caso medio, lo cual coincide con la aparición de problemas de corriente. Por otro lado, a partir del cuarto nivel de adopción ambas curvas tienen el mismo comportamiento, lo cual coincide con los problemas de tensión, de este hecho se desprende que las líneas reforzadas por problemas de corriente son un subconjunto de las líneas reforzadas por problemas de tensión.

Se estudia el comportamiento de una red de **mayor largo** con mayor cantidad de consumos. Se escoge la **red 7** ya que posee 112 consumos, tiene un largo máximo es de 720 metros y 2.76 kilómetros de conductores.

Al ser una red con gran cantidad de consumos, a medida que aumenta la adopción de generación solar también aumenta el flujo de corriente por la línea, generando mayores problemas de corriente.

En la Figura 5.18 se muestran los problemas de corriente y en la Figura 5.19 los km de conductores con problemas, se observa que en ambos casos de estudio las curvas son iguales. Este hecho se debe a que la red es larga y radial (se aprecia en la topología), por lo que existe una secuencia de conductores de mayor largo y capacidad, donde convergen conductores de menor capacidad y cortos, de esta forma toda la corriente converge en estos conductores. En los dos casos de estudio circula la misma cantidad de corriente por estos conductores que son los que presentan problemas.

Adicionalmente de los resultados de problemas de corriente, se observa que los problemas comienzan en el segundo nivel de adopción (224 kW, lo que equivale a 2 kW por casa) y que entre el tercer (336 kW, lo que equivale a 3 kW por casa) y el cuarto nivel (448 kW, lo que equivale a 4 kW por casa) es cuando se generan mayores problemas en los conductores (mayor largo con problemas).

Al ser una red más larga y con mayor presencia de puntos de inyección, aumenta la diferencia de tensión con respecto al transformador, lo que genera mayor presencia de problemas. En la Figura 5.17 se muestra la curva de problemas de tensión, de la cual se aprecia que los problemas comienzan en el segundo nivel para el peor caso y en el tercero para el caso medio, también se aprecia que a partir del cuarto nivel existe la misma cantidad de problemas en promedio.

En la Figura 5.16 se muestra la curva de costos, la cual al compararla con la curva de problemas técnicos, éstas concuerdan, ya que ambas curvas tienen el mismo comportamiento a partir del cuarto nivel de adopción. Ocurre lo mismo con los problemas de corriente y tensión. De igual forma, se observa que el costo deja de ser cero para el peor caso en el segundo nivel de adopción, al igual que los problemas de tensión. En el caso

medio deja de ser cero para en el tercer nivel al igual que los problemas de corriente y tensión.

Al comparar la diferencia de costos de ambos casos, se aprecia que la diferencia de costos del segundo nivel es mayor que la diferencia de problemas de tensión en el mismo nivel, esto se debe a que los problemas que se producen se encuentran lejanos y se debe realizar el reforzamiento de largos tramos de conductor para solucionarlos. La diferencia de costos entre el tercer y el cuarto nivel es poca, ya que al ser una red radial los nuevos problemas de tensión que aparecen se encuentran más cercanos al transformador, los cuales son solucionados con los primeros reforzamientos.

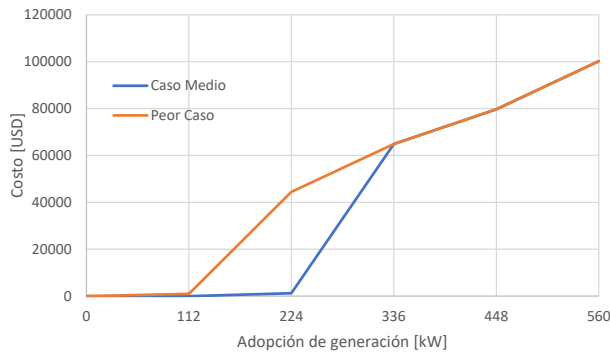


Figura 5.16 Curva de costos de la red 7

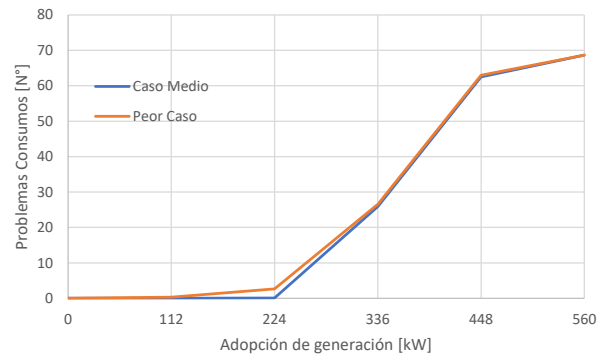


Figura 5.17 Curva de problemas de tensión de la red 7

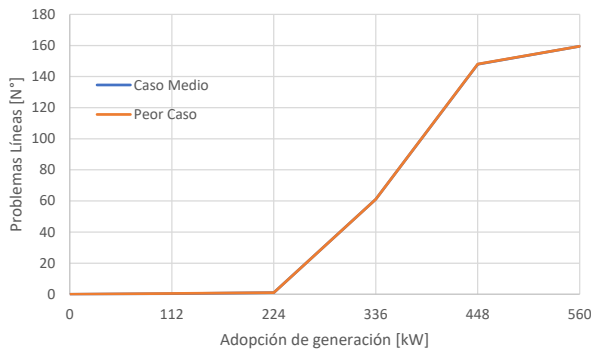


Figura 5.18 Curva de problemas de corriente de la red 7

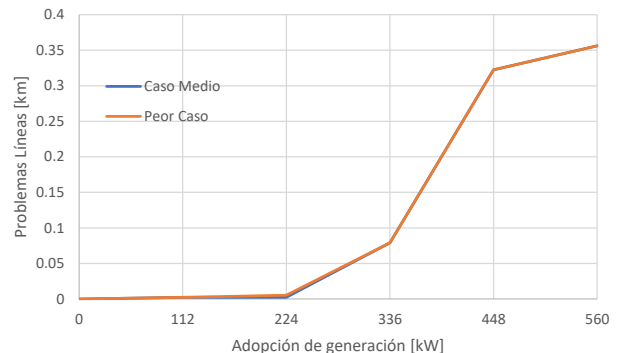


Figura 5.19 Curva de km de conductor con problemas de la red 7

En la Figura 5.20 se muestra el perfil de tensión del consumo más lejano de la red 7, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción. En la Figura 5.21 se muestran los perfiles de corriente de las 3 fases de la línea de la red 7 con mayor utilización en relación con la impedancia del conductor, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción.

En el perfil de tensión se observa que hay grandes variaciones con respecto a la nominal, obteniendo que el 36.3% del tiempo la tensión se encuentra fuera de los límites de la condición de tiempo y el 31.2% del tiempo se encuentra fuera de los límites de la condición de máxima variación de tensión, hecho que genera problemas de tensión. Por

otro lado, se observa que los perfiles de corriente superan el valor de la impedancia del conductor, donde todas las fases se encuentran sobre este valor, más del 45% del tiempo.



Figura 5.20 Perfil de tensión del consumo más lejano red 7

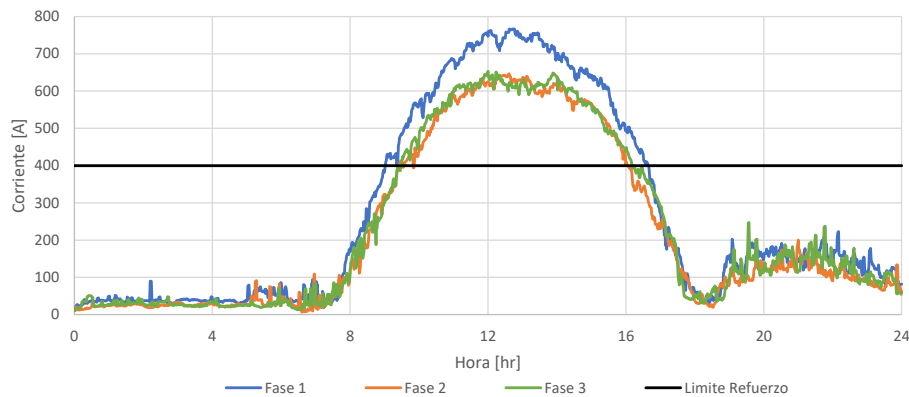


Figura 5.21 Perfiles de corriente de la línea con mayor utilización red 7

5.1.2. Impacto de problemas

En esta sección se estudia cómo afectan los problemas al comportamiento del costo. Para esto, se analiza el comportamiento del costo y de los problemas de cada red en función de estos mismos resultados.

Para realizar la comparación del comportamiento del costo y de los problemas, se ordenan los resultados obtenidos en forma creciente según el valor que toman los costos y los problemas. Adicionalmente, se realiza una regresión cuadrática y se calcula el coeficiente de determinación (R^2), el cual corresponde a una medida de exactitud de la regresión. Mientras el valor de este coeficiente se encuentre más cerca de 1, significa que la regresión es más exacta.

Se calcula para cada red el costo promedio de reforzamiento y los problemas promedio de todas las 500 simulaciones por red, correspondientes a las simulaciones de los 5 niveles de adopción con sus 100 iteraciones. Los problemas se representan en porcentajes, lo que corresponde al porcentaje del largo total de conductores que tiene problemas, para los

problemas de corriente. Para los problemas de tensión corresponde al porcentaje de consumos con problemas.

En la Figura 5.22 y en la Figura 5.23 se muestra el costo de reforzamiento promedio y los problemas promedio por red ordenados según los **problemas de tensión**.

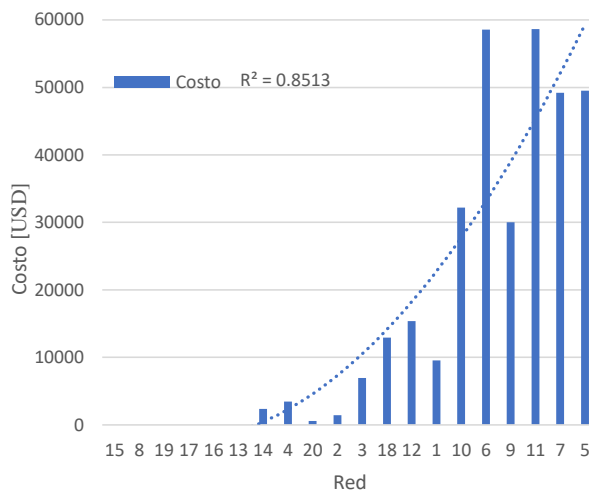


Figura 5.22 Costo promedio de red según problemas de tensión

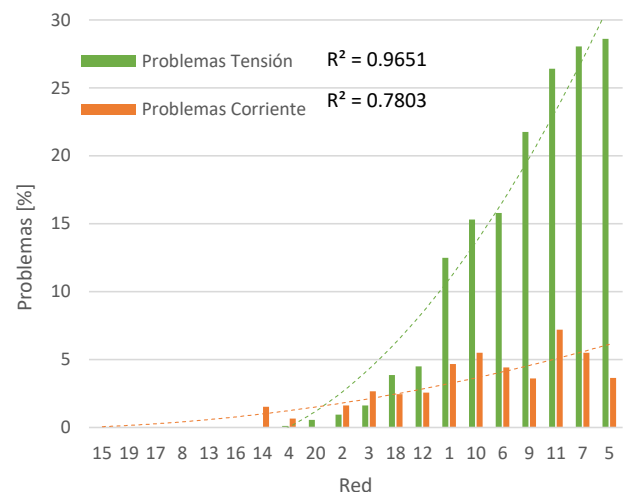


Figura 5.23 Problemas promedio de red según problemas de tensión

Se observa que, al ordenar en forma creciente según el nivel de problemas de tensión, los costos también son crecientes, a pesar de que no sea totalmente creciente. También se extrae que los problemas de corriente tienden a ser crecientes al ordenarlos según los problemas de tensión. Adicionalmente, si se comparan los costos con los problemas, se observa que su comportamiento se asemeja más al de los problemas de tensión.

Por otro lado, al comparar la regresión del costo con las regresiones de los problemas, se observa que ésta se asemeja más a la regresión de los problemas de tensión, debido a que el crecimiento de ambas es más rápido y se asemejan más a una función cuadrática, en cambio el comportamiento de la regresión de los problemas de corriente se asemeja más a una función lineal.

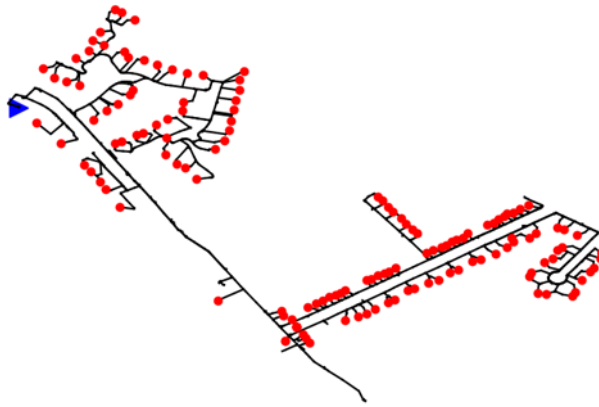


Figura 5.24 Topología Red 6

El hecho de que los problemas de tensión no sean totalmente crecientes se debe a que sólo se considera el nivel de problemas de tensión y no se considera la topología de la red. Esto hace referencia a que existen redes que tienen dos “ramas” con largo parecido, pero el reforzamiento de tensión sólo se realiza en el camino al conductor más lejano, realizando el reforzamiento en una de las “ramas” después de haber solucionado el problema de la otra “rama”, como se aprecia en la Red 6 (Figura 5.24). Adicionalmente, este hecho también se debe a que el refuerzo de tensión se realiza reemplazando conductores de a 100 metros, produciendo “escalones” de costos.

En la Figura 5.25 y en la Figura 5.26 se muestra el costo promedio y los problemas promedio ordenados en función de los **problemas de corriente**.

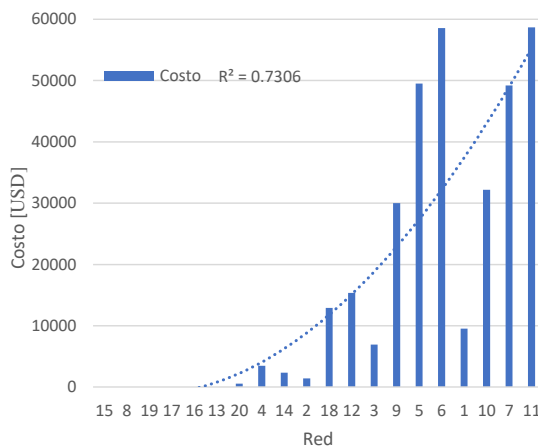


Figura 5.25 Costo promedio de red según problemas de corriente

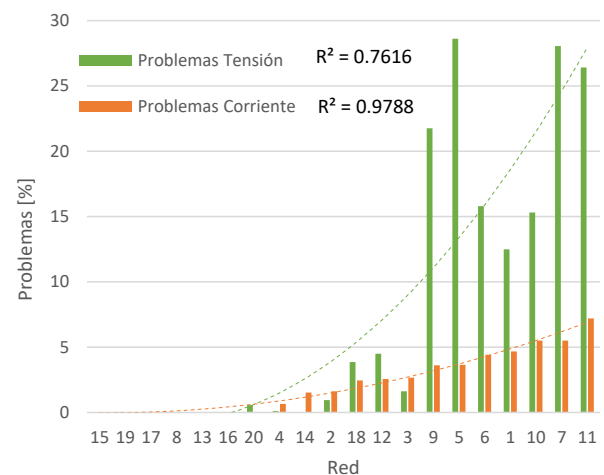


Figura 5.26 Problemas promedio de red según problemas de corriente

Se observa que los costos no son crecientes, a diferencia de los problemas de corriente, que sí lo son. En cambio, los costos siguen un comportamiento similar al de los problemas de tensión. Esto también ocurre con sus regresiones, donde la regresión del costo se asemeja más a la regresión de los problemas de tensión.

En la Figura 5.27 y en la Figura 5.28 se muestra el costo promedio y los problemas promedio ordenados en función del valor de los **costos**.

En este caso, se observa que el comportamiento de los problemas de tensión se asemeja más al comportamiento de los costos, en comparación al comportamiento de los problemas de corriente. Se debe a que los problemas de tensión tienden a ser crecientes al igual que los costos, en cambio, los problemas de corriente crecen y decrecen.

Al observar las regresiones, también se desprende que el comportamiento de la regresión de problemas de tensión se asemeja más al comportamiento de la regresión de los costos, en comparación con la regresión de los problemas de corriente.

Si se compara el comportamiento al ordenar los resultados según los problemas de tensión, con el comportamiento de ordenar los resultados según los problemas de corriente, se obtiene que el coeficiente de determinación de los costos es mayor cuando se ordenan según el valor de los problemas de tensión. Esto quiere decir que al ordenar los costos según los problemas de tensión, se realiza una mejor regresión que cuando se ordenan según los problemas de corriente.

Por otro lado, se observa que cuando se ordenan los resultados según el valor de los costos, los problemas de corriente poseen un coeficiente de determinación levemente mayor (aproximadamente 0.03) que el de los problemas de tensión. Este hecho se atribuye a que los resultados de los problemas de corriente son menos dispersos que los resultados de los problemas de tensión, permitiendo ajustarlos de mejor forma.

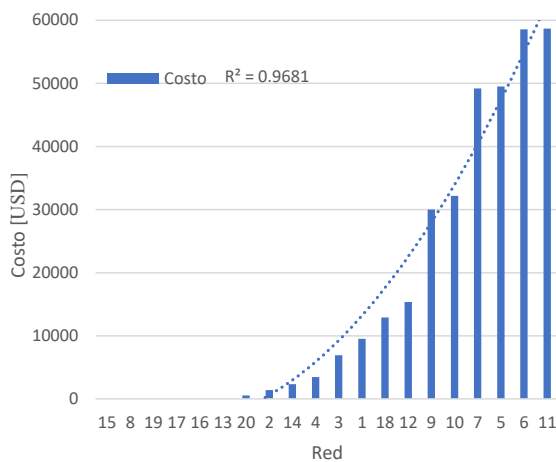


Figura 5.27 Costo promedio de red ordenado según valor de costos

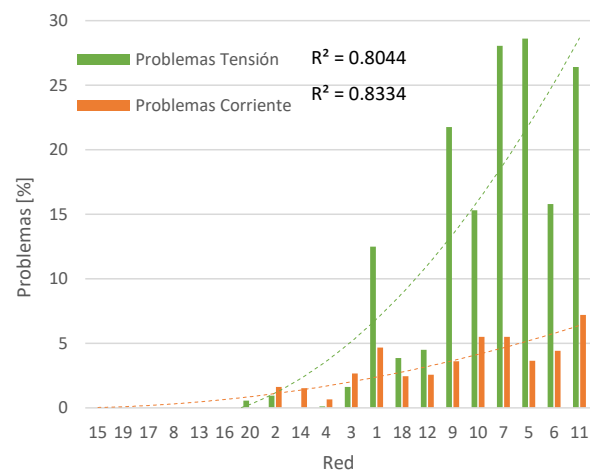


Figura 5.28 Problemas promedio de red ordenado según valor de costos

Del análisis del comportamiento de costo según los problemas, se desprende que en el estudio de inserción de generación solar residencial, los problemas de tensión son más determinantes para el reforzamiento que los problemas de corriente.

5.1.3. Comportamiento según características

En esta sección se estudia el comportamiento de los resultados de las simulaciones de cada red según las distintas características mencionadas (cantidad de consumos, largo máximo, largo total de red e impedancia equivalente). Para esto, se realiza el análisis del comportamiento del costo de reforzamiento y de los problemas de cada red, según la característica que se estudia.

Al igual que en la sección anterior se analiza el costo promedio por red y los problemas promedios asociados, con la diferencia que en esta ocasión se ordenan según las características de cada red.

En la Figura 5.30 se exponen los costos promedio de reforzamiento por red ordenados en función de la **cantidad de consumos** que tiene cada una y en la Figura 5.30 los problemas promedio asociados a dichas redes ordenados de igual forma.

Si se analiza el comportamiento del costo según la cantidad de consumos, se observa que tienden a aumentar cuando aumentan la cantidad de consumos, aunque no es siempre creciente.

También, se analiza el comportamiento de los problemas. Estos tienden a aumentar cuando aumentan los consumos, lo que se espera porque aumentan los puntos de inyección, generando mayores flujos por las líneas y mayores diferencias de tensión. Pero al igual que ocurre con los costos, los problemas no siempre son crecientes.

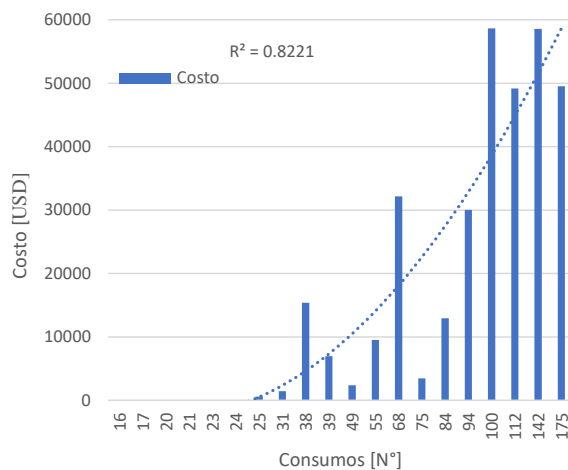


Figura 5.29 Costo promedio según cantidad de consumos

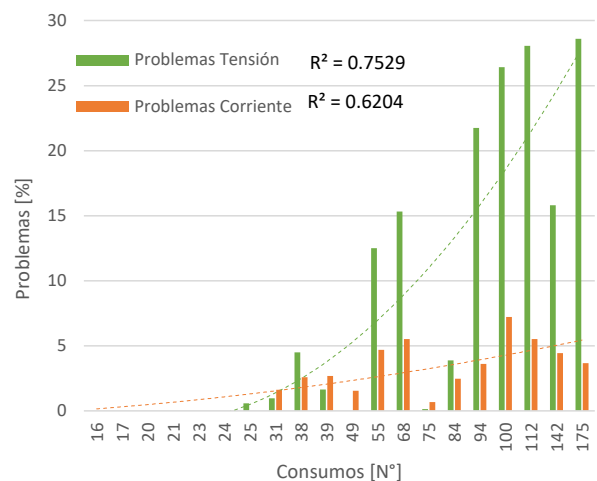


Figura 5.30 Problemas promedio según cantidad de consumos

Al analizar la regresión de los resultados, se observa, que las regresiones se asemejan a los resultados obtenidos, hecho que se comprueba con el coeficiente de determinación, ya que en los 3 casos es mayor a 0.6.

De esto se extrae que hay relación entre el costo y la cantidad de problemas que hay en una red, en virtud de la cantidad de consumos que ésta tiene, pero que este factor no es totalmente determinante.

En la Figura 5.31 se muestra el comportamiento del costo de cada red ordenado según el **largo máximo** y en la Figura 5.32 se muestran los problemas asociados a dichas redes.

Al aumentar la distancia, se observa que los problemas tienden a aumentar, lo cual es esperado, ya que al aumentar la distancia máxima también aumentan las diferencias de tensión, generando mayor cantidad de problemas. A pesar de eso los problemas no siempre son crecientes.

Al observar la regresión de los costos que se realiza en este caso, se observa que la curva creada se asemeja al comportamiento de los resultados, pero existen casos en los que no se aproxima a los resultados, hecho que es corroborado con el coeficiente de determinación, ya que tiene un valor cercano a 0.6.

En cambio, al observar la regresión para los problemas, se observa que éstas no se asemejan al comportamiento de los resultados, hecho que se también se comprueba mediante los coeficientes de determinación, los cuales para ambos casos son menores a 0.45.

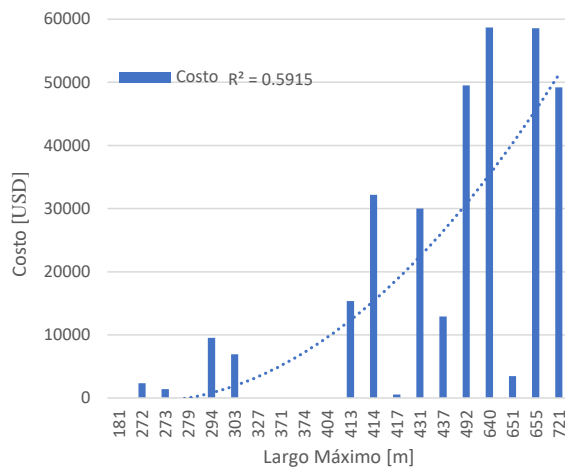


Figura 5.31 Costo promedio según largo máximo

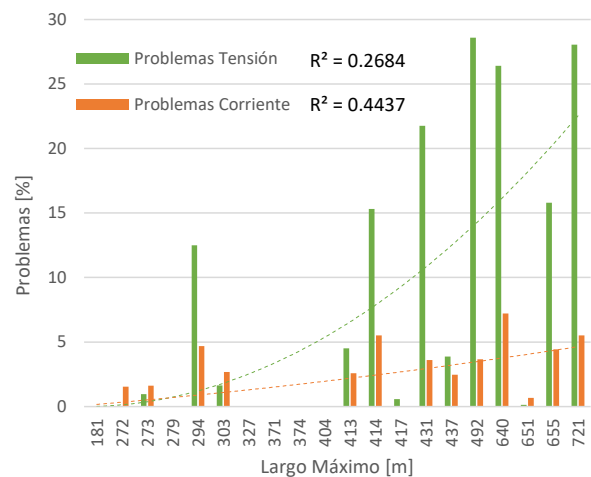


Figura 5.32 Problemas promedio según largo máximo

De esto se desprende que, el largo máximo tiene cierta relación con el costo, pero no totalmente con los problemas que las redes presentan, de lo que se concluye que esta relación no es tan influyente en el comportamiento.

En la Figura 5.33 se exhibe el costo de las redes ordenado según el **largo total de conductores** que tiene la red y en la Figura 5.34 los problemas asociados a las redes.

Al observar los problemas, se desprende que tienden a aumentar según el largo total de conductores, pero no son totalmente crecientes en función de esta característica.

También, se observa que los costos siguen el mismo comportamiento que los problemas, por lo que también son crecientes, pero no totalmente.

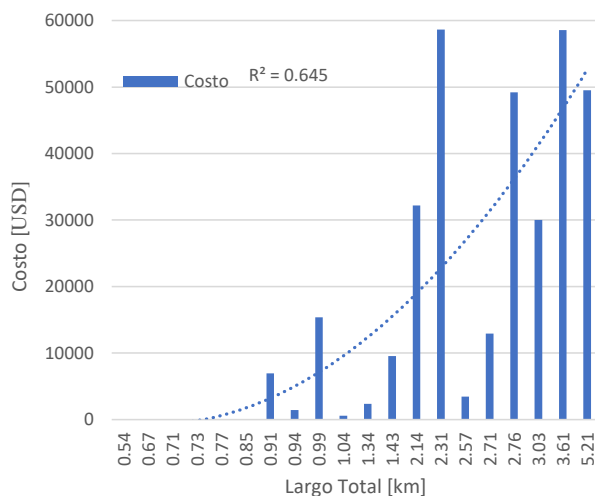


Figura 5.33 Costo promedio según largo total

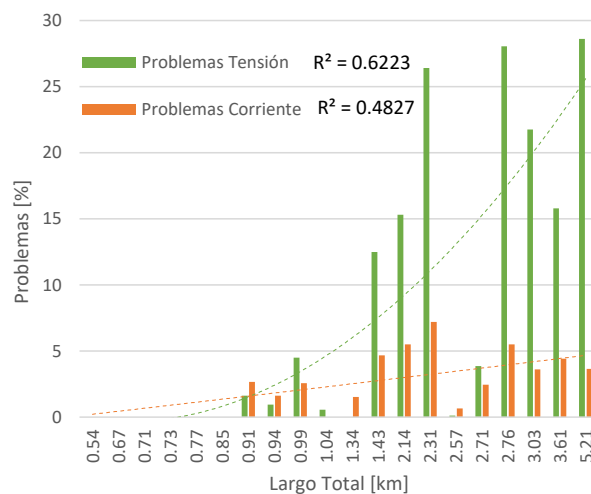


Figura 5.34 Problemas promedio según largo total

Al observar la regresión de los costos, se observa que la curva se parece al comportamiento de los resultados, a pesar de existir resultados que tienen gran diferencia con el valor de la curva, hecho que se refleja en el coeficiente de determinación, el que toma un valor cercano a 0.65. Ocurre algo similar con los problemas de tensión, donde la aproximación tiene un coeficiente de determinación de 0.62.

Por otro lado, se observa que la aproximación de la regresión de los problemas de corriente no es totalmente exacta, ya que se generan diferencias considerables. Este hecho produce que la regresión posea un factor de determinación cercano a 0.5.

De lo anterior, se desprende que el comportamiento de las redes tiene cierta dependencia con el largo total de las redes, pero que este factor no determina totalmente su comportamiento, sin embargo, entrega una idea aproximada de cómo puede ser. En la Figura 5.36 se exhibe el costo de las redes ordenado según la **impedancia equivalente** que observa el consumo más lejano y en la Figura 5.36 los problemas asociados a las redes.

De los resultados se observa, que tanto los costos como los problemas no tienen gran relación con el comportamiento de la impedancia equivalente, ya que cuando la impedancia aumenta estos resultados no necesariamente lo hacen.

Este hecho se ve reflejado en el comportamiento de las regresiones realizadas, ya que tienen gran diferencia con los valores de los resultados, hecho que es ratificado con el valor de sus coeficientes de determinación, los cuales son todos menores a 0.3.

De los resultados expuestos, se extrae que la impedancia equivalente es un factor que no determina el comportamiento de los resultados obtenidos.

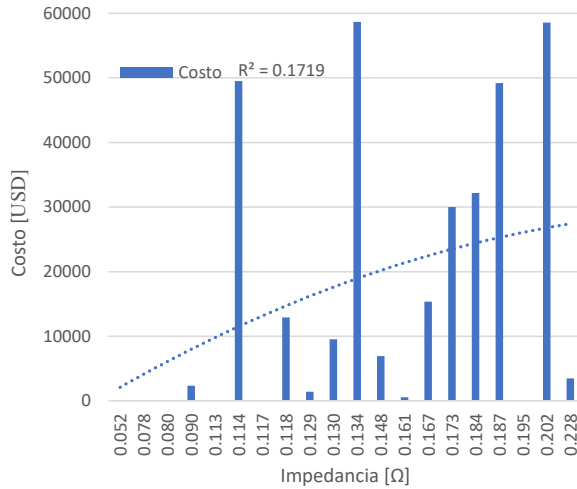


Figura 5.35 Costo promedio según impedancia equivalente

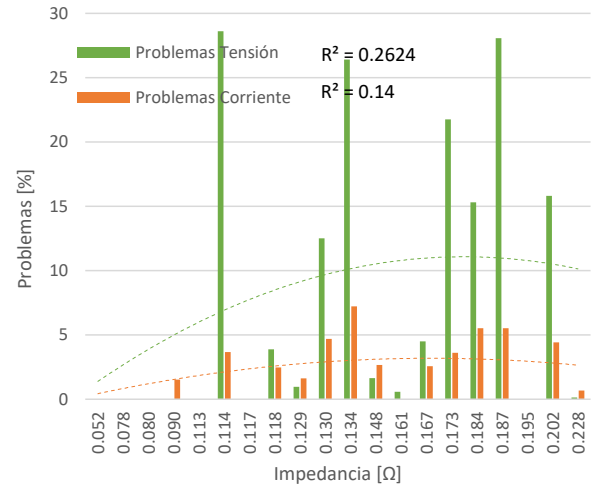


Figura 5.36 Problemas promedio según impedancia equivalente

Del análisis realizado en esta sección se obtiene que la cantidad de consumos por red es el factor que determina mayormente el comportamiento de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas. En forma análoga se obtiene, que el factor que menos determina el comportamiento de la red es la impedancia equivalente.

Por último se plantea que estos factores tienen cierta relación entre ellos, ya que una red con mayor cantidad de consumos tiende a poseer mayor cantidad de conductores, hecho que posibilita tener largos mayores, lo que en consecuencia, conlleva una mayor impedancia equivalente.

5.1.4. Dispersión de resultados

Como se menciona anteriormente en esta misma sección, hay una gran cantidad de resultados de simulaciones, por lo que esta sección se dedica a analizar el comportamiento de todos los resultados de costos obtenidos en las simulaciones.

En todo el proceso, al considerar las 100 iteraciones por nivel de adopción, los 5 niveles de adopción por red y las 20 redes, se realizan un total de 10.000 simulaciones, lo que genera la misma cantidad de costos de reforzamiento. En la Tabla 5.2 y en la Tabla 5.3 se muestra la “distribución” de los resultados obtenidos según el nivel de costos para el caso medio y el peor caso, respectivamente.

Para visualizar la “distribución” de los resultados de costos, se analiza el comportamiento de los resultados mediante el cálculo de percentiles, lo que muestra la dispersión de los resultados.

Adicionalmente, para visualizar la “distribución” de los resultados de costos, se generan grupos delimitados en intervalos, el criterio es el valor del costo. Se calcula el promedio de la capacidad adoptada de las distintas simulaciones que lo conforman en cada grupo. En forma adicional, se calcula el porcentaje de casos que pertenecen a dicho grupo con respecto a los casos totales.

De la Tabla 5.2 se extrae que para el **caso medio** el 62.23% de los casos simulados tienen costo cero de inserción, donde la adopción por red en promedio corresponde a 82.9 kW. Otro punto que se visualiza es que el 72.73% de los casos simulados, tienen un costo menor 12.200 USD, donde la capacidad promedio de adopción por red es de 101.5 kW. Se tiene que el 5.97% de los casos simulados tienen un costo superior a 85.400USD, donde se tiene un promedio de adopción por red de 601.8 kW.

En forma análoga de la Tabla 5.3 se extrae que para el **peor caso** el 58.41% de los casos simulados tienen costo cero de inserción, donde la adopción por red en promedio corresponde a 77.5 kW. Otro punto que se visualiza es que el 68.90% de los casos simulados, tienen un costo menor 12.200 USD donde la capacidad promedio de adopción por red es de 99.1 kW. Se tiene que el 5.95% de los casos simulados tienen un costo superior a 85.400 USD, donde se tiene un promedio de adopción por red de 601.9 kW.

Tabla 5.2 Valores de costo en caso medio

| Intervalo X=Costo [USD] | Potencia [kW] | Porcentaje [%] |
|----------------------------|------------------|-------------------|
| x = 0 | 82.9 | 62.23 |
| 0 < x <= 12.200 | 211.6 | 10.50 |
| 12.200 < x <= 24.400 | 266.7 | 5.37 |
| 24.400 < x <= 36.600 | 267.1 | 1.68 |
| 36.600 < x <= 48.800 | 282.0 | 5.21 |
| 48.800 < x <= 61.000 | 355.6 | 2.31 |
| 61.000 < x <= 73.200 | 381.4 | 3.04 |
| 73.200 < x <= 85.400 | 492.1 | 3.69 |
| 85.400 < x <= 97.600 | 815.1 | 1.21 |
| 97.600 < x <= 109.800 | 547.3 | 4.64 |
| 109.800 < x <= 122.000 | 560.0 | 0.12 |

Tabla 5.3 Valores de costos en peor caso

| Intervalo X=Costo [USD] | Potencia [kW] | Porcentaje [%] |
|----------------------------|------------------|-------------------|
| x = 0 | 77.5 | 58.41 |
| 0 < x <= 12.200 | 219.3 | 10.49 |
| 12.200 < x <= 24.400 | 221.5 | 7.45 |
| 24.400 < x <= 36.600 | 209.1 | 1.59 |
| 36.600 < x <= 48.800 | 272.7 | 6.69 |
| 48.800 < x <= 61.000 | 342.4 | 2.69 |
| 61.000 < x <= 73.200 | 383.1 | 3.09 |
| 73.200 < x <= 85.400 | 494.5 | 3.64 |
| 85.400 < x <= 97.600 | 811.7 | 1.22 |
| 97.600 < x <= 109.800 | 547.5 | 4.61 |
| 109.800 < x <= 122.000 | 560.0 | 0.12 |

Se observa que en general a medida que aumentan los costos, la capacidad promedio de adopción también lo hace, al igual que el porcentaje de ocurrencia. El hecho de que la capacidad promedio de adopción no sea totalmente creciente se debe a que las redes que poseen mayor cantidad de puntos de consumo no son las redes más largas, lo que según lo visto en la Sección 2.2, no genera una gran diferencia de tensión como ocurre los casos más largos, los cuales efectivamente generan más costos.

Con estos resultados se desprende que en muchos de los casos, la inserción de generación solar residencial no produce efectos en el sistema. Otros casos de inserción producen pocos efectos en el sistema, mientras que los casos extremos que tienen un gran impacto y que son considerables, tienen baja ocurrencia.

Se tiene que el promedio de los costos del **caso medio** es de 16.536 USD con una desviación estándar de 30.333 USD, mientras que para el **peor caso** se tiene un promedio de 17.808 USD con una desviación estándar de 30.374 USD. Al comparar ambos promedios se desprende que los costos en el peor caso aumentan, en cambio al comparar la desviación estándar, se evidencia que a pesar de que los costos en el peor caso aumenten, también aumenta la dispersión de los resultados.

Adicionalmente, al comparar los resultados del peor caso con los del caso medio, se observa que efectivamente en el peor caso, los resultados que tienen un impacto nulo en el sistema son menos, también disminuyen los casos en que el impacto es bajo y aumentan los casos en que los impactos son medios.

Otro factor que se analiza es la dispersión de los resultados obtenidos por red, para lo cual se gráfica el percentil 10, 50 y 90 de las redes 7, 18 y 19, ya que estas redes representan redes grandes, medianas y chicas, respectivamente. Estos gráficos se muestran en la Figura 5.37, en la Figura 5.38 y en la Figura 5.39, las que corresponden a los resultados de la red 19, 18 y 7, respectivamente.

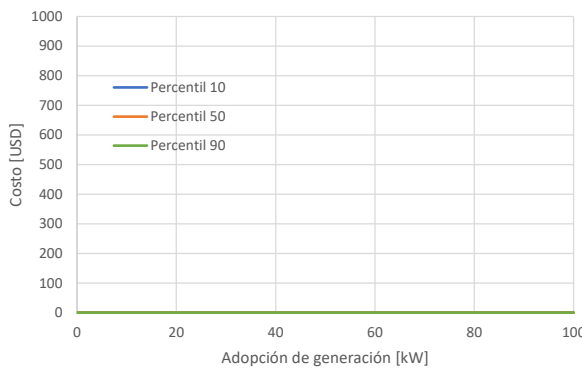


Figura 5.37 Percentiles costos Red 19

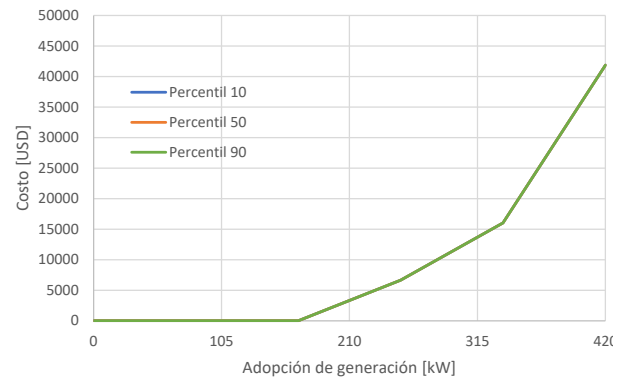


Figura 5.38 Percentiles costos Red 18

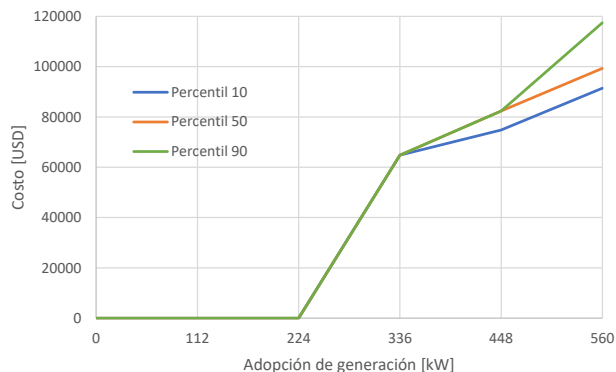


Figura 5.39 Percentiles costos Red 7

Por definición de percentil, se visualiza que el 80% de los resultados se encuentran entre la curva celeste y la curva verde.

Se observa que en la red 19 todas las curvas son la misma e igual a cero, de lo que se desprende que en esta red no hay variabilidad en los resultados, ya que todos son cero. De forma análoga se tiene que en la red 18 todas las curvas son iguales, lo que quiere decir no hay variabilidad en sus resultados o que su variabilidad es muy baja. En cambio, en la red 7 se aprecia, que en los últimos niveles de adopción existe mayor variabilidad en los resultados.

De los resultados expuestos se extrae que cuando la red es de menor tamaño posee menos variabilidad que cuando es grande, ocurre de igual forma con el nivel de inserción, donde a mayor nivel de inserción se tiene mayor variabilidad.

Otra forma en que se realiza el análisis de la distribución de resultados por red es agrupando los resultados según el costo y viendo la representatividad de cada grupo.

Para esto se crean cuatro grupos, el primer grupo representa los resultados con costo 0 USD, el segundo grupo representa los resultados con costos mayores a 0 USD y menores o igual a 36.600 USD, el tercer grupo representa los resultados con costos mayores a 36.600 USD y menores o igual a 73.200 USD y finalmente el cuarto grupo representa los resultados con costos mayores a 73.200 USD

En la Figura 5.40 se observa la distribución de los costos de cada red en los 4 grupos mencionados.

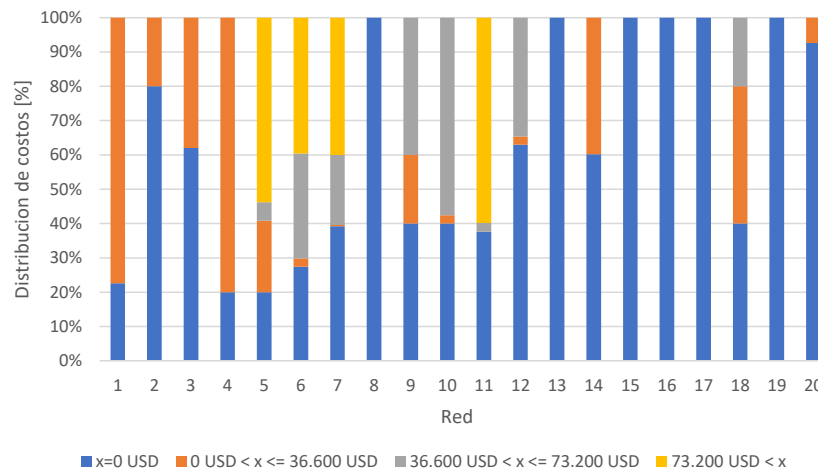


Figura 5.40 Dispersión de costos por red

De esta Figura se desprende que a pesar de los elevados costos de reforzamiento que se generan debido a la inserción de generación solar, en todas las redes existen casos en los que el costo es cero. Esto significa que en todas las redes existe un límite de adopción que no produce problemas técnicos en la red, por lo que no es necesario realizar reforzamiento de red en esos casos.

5.1.5. Curva agregada y curva promedio

En esta sección se muestra y analiza la curva agregada de costos promedio y la curva promedio de las simulaciones realizadas, tanto para el caso medio, como para el peor caso.

La curva agregada de costos promedio es el resultado de agregar las curvas de costos de cada red, en donde la curva de costos de cada red es realizada con los promedios de los costos de cada nivel de adopción.

La curva promedio es la curva que al agregarla a sí misma una cierta cantidad veces, genera como resultado la curva agregada.

Luego de obtener el resultado de las 20 redes tanto para el caso medio como para el peor caso, se calcula la curva agregada de costos para ambos casos. El resultado de agregar las curvas de costos de las 20 redes en ambos casos se observa en la Figura 5.41.

La curva agregada de costos representa cuanta potencia total se puede adoptar entre todas las redes a cierto costo. Un ejemplo de esto es, a costo cero se puede adoptar en promedio, en las 20 redes analizadas, 2250 kW en el caso medio y 1830 kW en el caso medio.

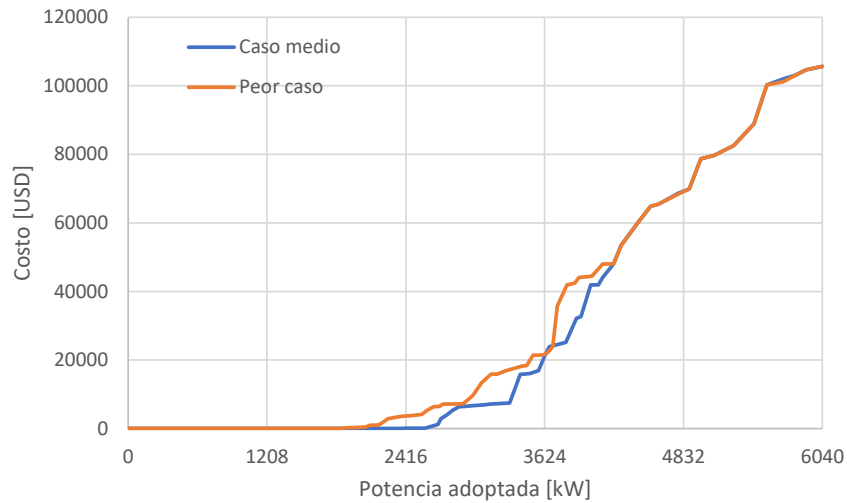


Figura 5.41 Curvas agregadas de ambos casos

En la Figura 5.42 y en la Figura 5.43 se observa la curva agregada realizada con el promedio de los costos por nivel, la curva agregada realizada con el percentil 95 de los costos por nivel y la curva agregada realizada con el percentil 5 de los costos por nivel, tanto para el caso medio como para el peor caso, en forma respectiva.

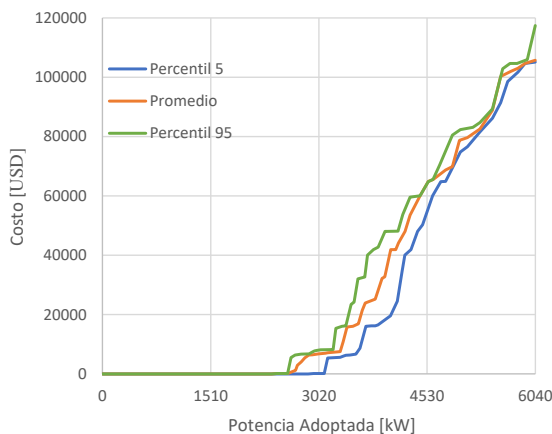


Figura 5.42 va agregada con percentiles caso medio

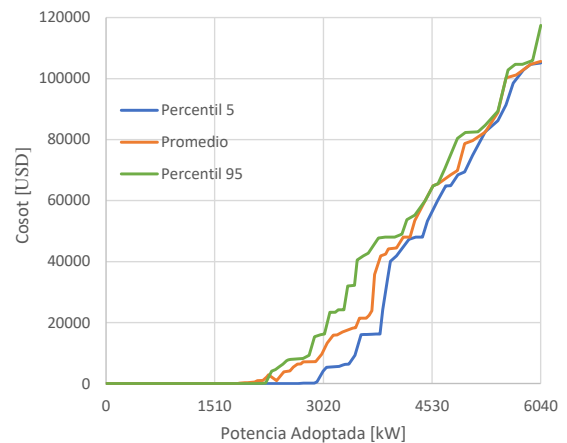


Figura 5.43 Curva agregada con percentiles peor caso

De las Figuras referenciadas se muestra el percentil 5 con color celeste y el percentil 95 con color verde, lo que significa que el 90 % de las curvas agregadas, se encuentran entre estas curvas.

A partir de la curva agregada se puede calcular la curva de costos promedio de las redes simuladas. La curva promedio corresponde a la curva que debiese tener cada red para que al agregarlas generen como resultado la curva agregada. La curva promedio representa el comportamiento promedio de las redes estudiadas, esto quiere decir que es la curva de costos que se esperaría que tuviera una red si es que no se conoce efectivamente su curva de costos.

La Figura 5.44 muestra la curva promedio de las 20 redes en ambos casos, lo que significa que si se agrega esta curva 20 veces, se obtiene la curva agregada mostrada.

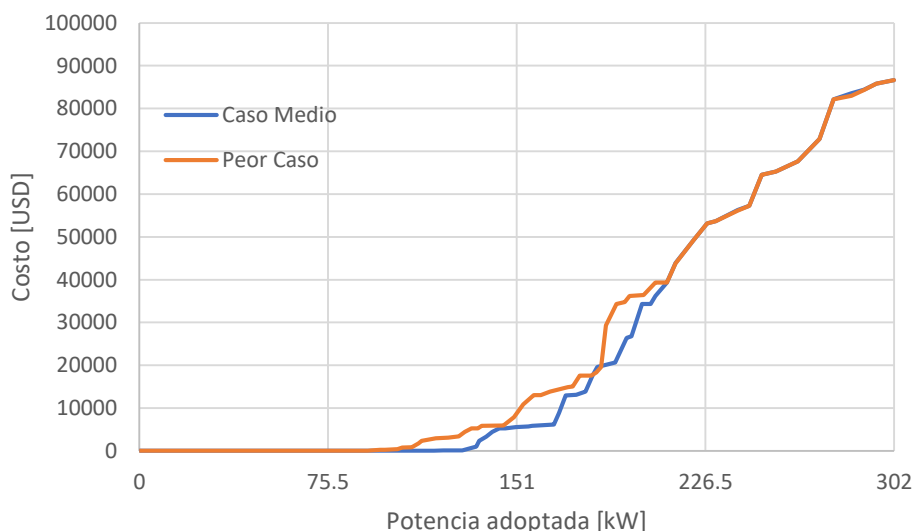


Figura 5.44 Curva promedio de costos

5.2. Estudio de inserción de vehículos eléctricos residenciales

En esta sección se estudian los resultados de las simulaciones de inserción de vehículos eléctricos, la cual es análoga a la sección que estudia la inserción de generación solar residencial, utilizando las mismas redes y partiendo del mismo caso base, en donde no existen problemas cuando no hay inserción de tecnología.

Se realiza la simulación de las 20 redes en el caso medio y en el peor caso. Se simulan cinco niveles de adopción de vehículos eléctricos en donde cada nivel corresponde a un aumento en el 20% de consumos de la red que poseen un vehículo eléctrico.

En la simulación del caso medio se escoge en forma aleatoria la ubicación de la inserción de vehículos eléctricos, en cambio en el peor caso la inserción se realiza en los consumos más lejanos.

Se realiza un pequeño análisis del comportamiento de la red 18, con el fin de entender el comportamiento de la red en los casos de inserción de vehículos eléctricos, de inserción

de generación solar residencial y cuando no se incluye estas tecnologías. Para esto se realiza la comparación de los perfiles de tensión del consumo más lejano y de corriente de la línea con mayor utilización de la red 18, en el caso de máxima inserción de generación solar residencial (Figura 5.14 y Figura 5.15), el caso sin inserción de tecnologías (Figura 5.45 y Figura 5.46) y el caso de máxima inserción de vehículos eléctricos (Figura 5.61 y Figura 5.62).

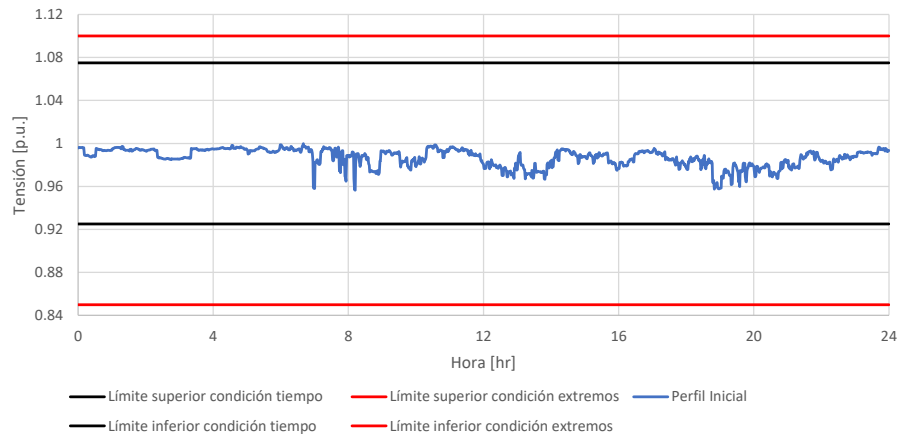


Figura 5.45 Perfil de tensión del consumo más lejano red 18

Al comparar los perfiles de tensión, se observa, que cuando no hay inserción de tecnologías existe una pequeña caída de tensión, provocada por la pequeña carga que representa el consumo domiciliario. Pero en el caso de máxima inserción de generación solar residencial se observa, que la tensión aumenta, provocando problemas notorios. En cambio, cuando se realiza el caso de máxima inserción de vehículos eléctricos, la tensión disminuye aún más que en el caso sin inserción de tecnologías, generando de igual forma problemas, sin ser tan notorios.

Al comparar los perfiles de corriente, se observa que cuando no hay inserción de tecnología, la utilización de la línea es baja. Pero en el caso de máxima inserción de generación solar residencial, se observa que la utilización aumenta, generando problemas. En cambio, en el caso de máxima inserción de vehículos eléctricos, se observa que la corriente también aumenta, pero no genera problemas.

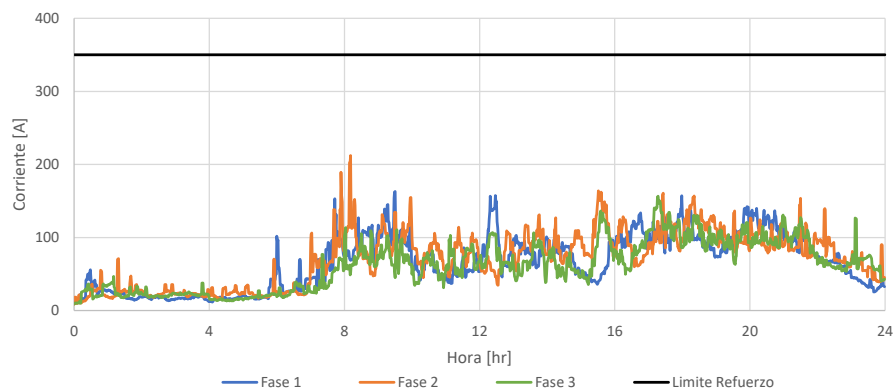


Figura 5.46 Perfil de corriente de la línea con mayor utilización de la red 18

Adicionalmente, del análisis de los perfiles de corriente, se observa que tanto para el caso sin inserción de tecnologías como en el caso de máxima inserción de vehículos eléctricos, las fases tienen distinto comportamiento, hecho que se atribuye a la aleatoriedad de los perfiles de consumo y de carga de vehículos. En cambio, en el caso de máxima generación solar residencial, las 3 fases tienen el mismo comportamiento, hecho que es atribuido a la coincidencia de la inyección proveniente del sol.

Esta sección se divide en cinco partes, denominadas “Resultados por red”, “Impacto de problemas”, “Comportamiento según características”, “Dispersión de resultados” y “Curva agregada y curva promedio”.

5.2.1. Resultados por red

Al igual que en el estudio de inserción solar la totalidad de los resultados se encuentran en anexos en la sección 8.3.

En esta sección se muestran los resultados de las simulaciones de las 20 redes y se analizan algunos de ellos.

En la Figura 5.47 se muestra el promedio de los resultados de costo de las 20 redes en el **caso medio** al realizar la simulación de inserción de vehículos eléctricos. Se muestra el costo en función del porcentaje de consumos que tienen un vehículo eléctrico.

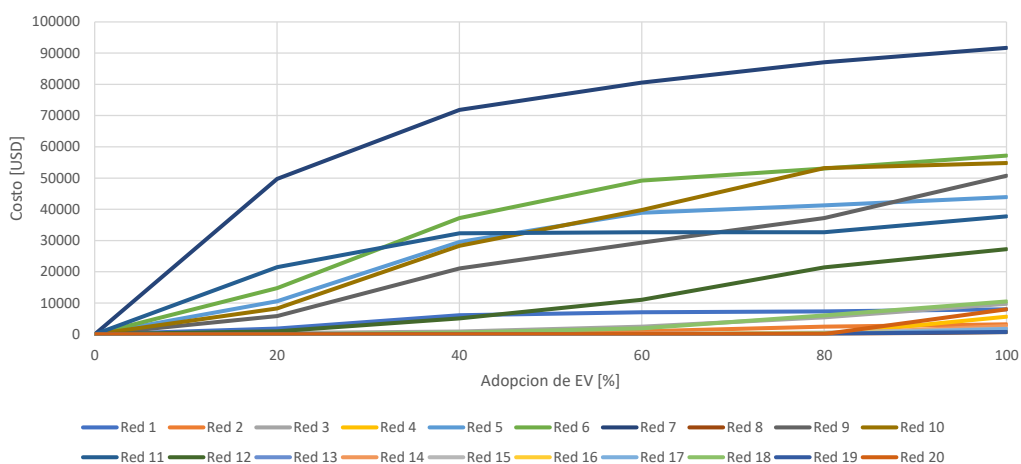


Figura 5.47 Resultados redes en caso medio

Al igual que en el caso medio, la Figura 5.48 muestra los promedios de los resultados de costo de reforzamiento por nivel de adopción, en el **peor caso**. El nivel de adopción se muestra en porcentaje de consumos que tienen un vehículo eléctrico.

Al realizar la comparación de los resultados del caso medio con los del peor caso se observa que en el peor caso los costos son mayores en niveles de adopción bajos. Esto concuerda con lo esperado, ya que al ubicarse los vehículos a una distancia más lejana se produce una mayor caída de tensión, generando mayores problemas y mayor costo de reforzamiento.

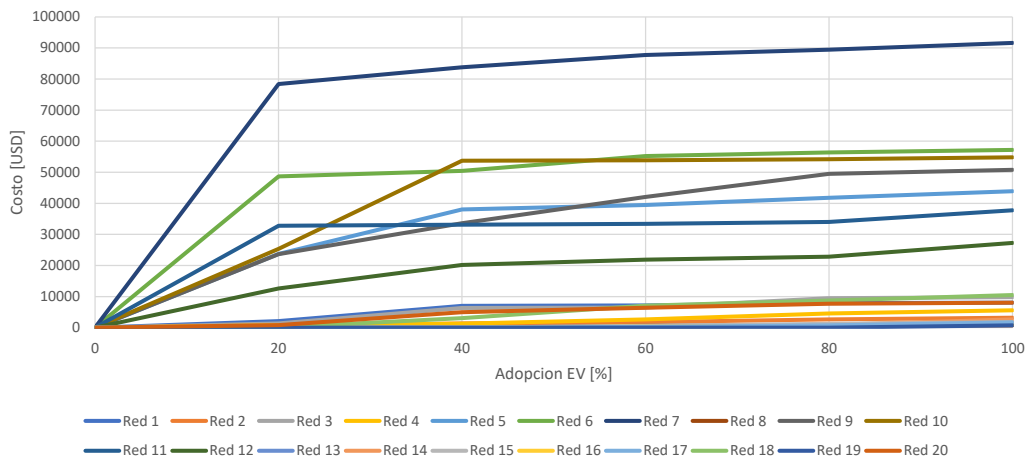


Figura 5.48 Resultados redes en peor caso

El aumento en los costos se puede apreciar también en el cálculo de la envolvente de los resultados. Como la envolvente en ambos casos de estudio corresponde a los resultados de una sola red, se calcula la envolvente del resto de los resultados sin considerar la red de mayores costos, la cual es denominada envolvente secundaria, mientras que la que se obtiene de la red con mayores costos es denominada envolvente primaria. En la Figura 5.49 se muestra la comparación de la envolvente primaria y de la envolvente secundaria, donde se visualiza que tanto para la envolvente primaria, como para la secundaria, los costos son mayores en el peor caso.

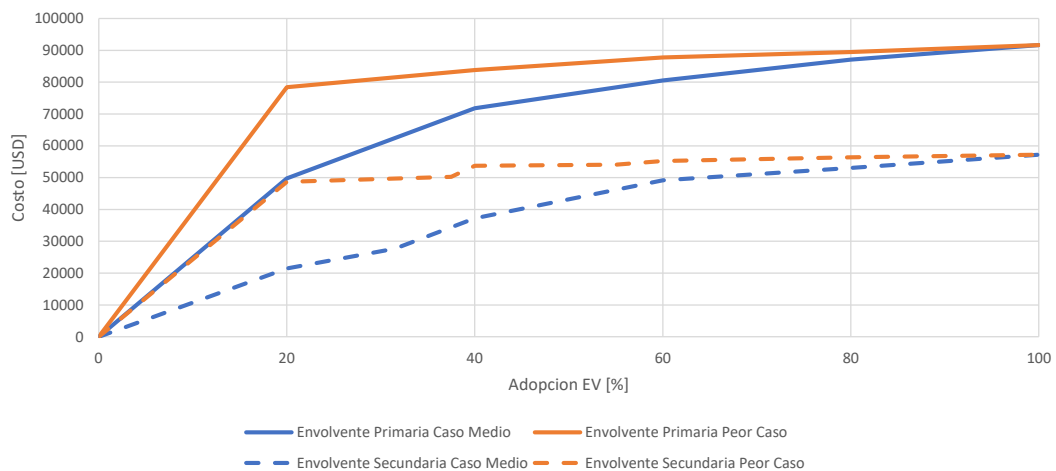


Figura 5.49 Comparación de envolventes primaria y secundaria de costos

En esta sección, al igual que en la misma sección del estudio de inserción de generación solar residencial, se analiza el comportamiento de las redes 19, 18 y 7, que representan redes de distintas dimensiones.

La red 19 se escoge porque se considera una red pequeña y con pocos consumos, la red 18 se escoge porque se considera una red de largo mediano y cantidad de consumos

medio y finalmente la red 7 se escoge porque es una red larga y con gran cantidad de consumos, todo esto en comparación con el promedio de las redes modeladas.

En la Figura 5.50 se muestra la curva de costos de la **red 19**, en la Figura 5.51 se muestra la curva de problemas de tensión, en la Figura 5.52 se muestra los problemas de corriente y en la Figura 5.53 se muestra los kilómetros de conductor que tienen problemas de corriente.

Se observa que no hay presencia de problemas de corriente en las líneas, esto se atribuye a que, al ser pocos puntos de consumos, es poca la cantidad de vehículos que se puede adoptar, por lo que los flujos de corriente son bajos.

Los costos de refuerzo tienen la misma forma que los problemas de tensión, lo cual se debe a la inexistencia de problemas de corriente.

A pesar de que existen problemas de tensión, estos son pocos, ya que en el caso en que se visualizan mayor cantidad de problemas de tensión, en promedio hay 0.5 consumos con problemas.

La existencia de problemas de tensión se debe a que la carga de vehículos eléctricos, es una carga de 3.6 kW, que sumado al resto del consumo, genera una gran caída de tensión a pesar de ser una red corta.

El hecho de que existan pocos puntos de inserción de vehículos eléctricos y que la red sea corta, provoca que los problemas de tensión sean pocos.

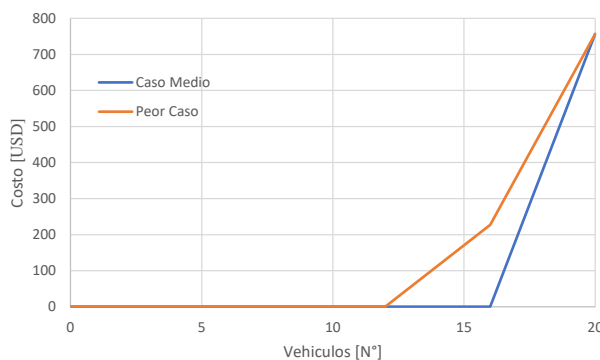


Figura 5.50 Curva de costos de la red 19

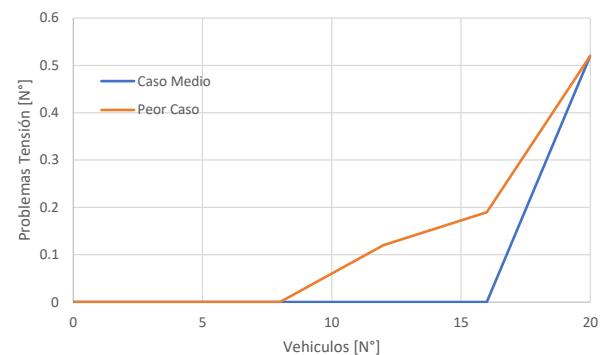


Figura 5.51 Curva de problemas de tensión de la red 19

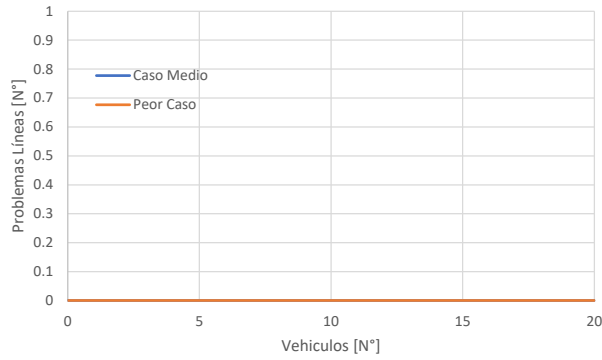


Figura 5.52 Curva de problemas de corriente de la red 19

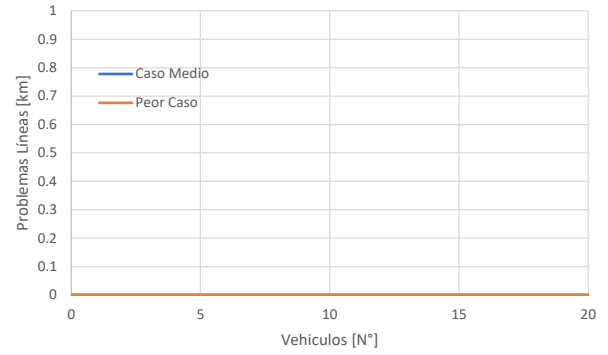


Figura 5.53 Curva de km de conductor con problemas de la red 19

En la Figura 5.54 se muestra el perfil de tensión del consumo más lejano de la red 19, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción. En la Figura 5.55 se muestran los perfiles de corriente de las 3 fases de la línea de la red 19 con mayor utilización en relación con la impedancia del conductor, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción.

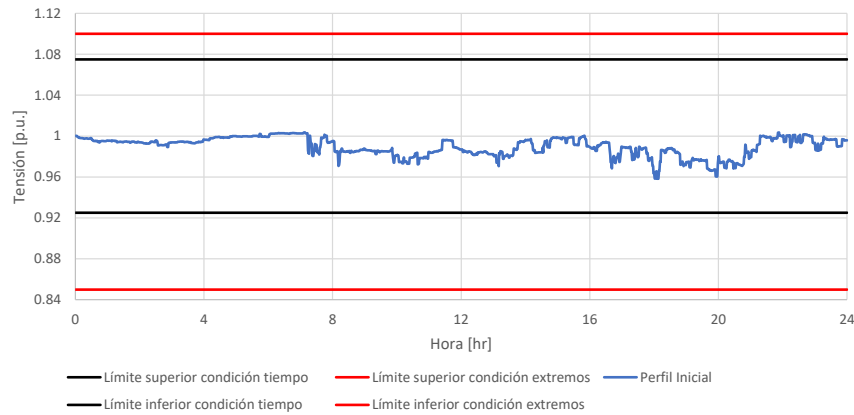


Figura 5.54 Perfil de tensión del consumo más lejano red 19

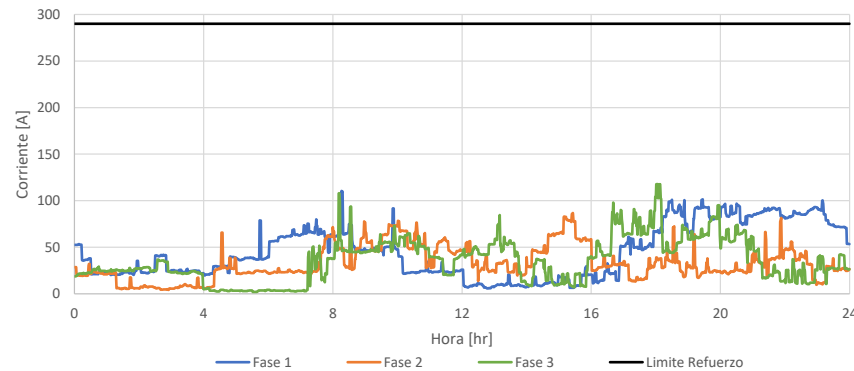


Figura 5.55 Perfiles de corriente de la línea con mayor utilización red 19

Del perfil de tensión se desprende que no hay gran variación, por lo que siempre se encuentra dentro de los límites de las condiciones que determinan los problemas, lo que

se traduce en ausencia de problemas. De igual forma, ocurre que los perfiles de corriente nunca superan la ampacidad que tiene el conductor de esta línea, por lo que tampoco existen problemas de corriente en este caso simulado.

En la Figura 5.56 se muestra la curva de costos de la **red 18**, en la Figura 5.57 se muestra la curva de problemas de tensión, en la Figura 5.58 se observa la curva de problemas de corriente y en la Figura 5.59 se observa la curva del largo de conductores que tienen problemas de corriente.

El hecho de que existan problemas de corriente se atribuye a la mayor cantidad de adopción de vehículos eléctricos (residencial), los que se considera como un consumo extra de gran demanda, por lo que aumentan las corrientes por las líneas produciendo problemas.

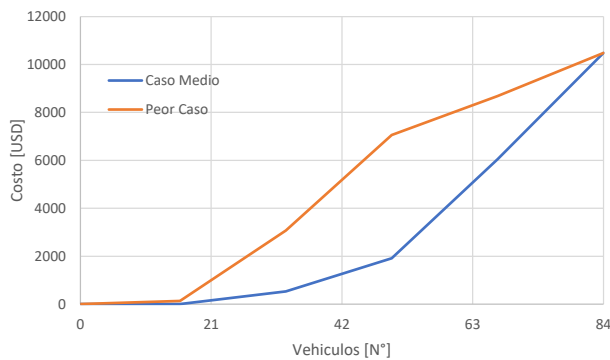


Figura 5.56 Curva de costos de la red 18

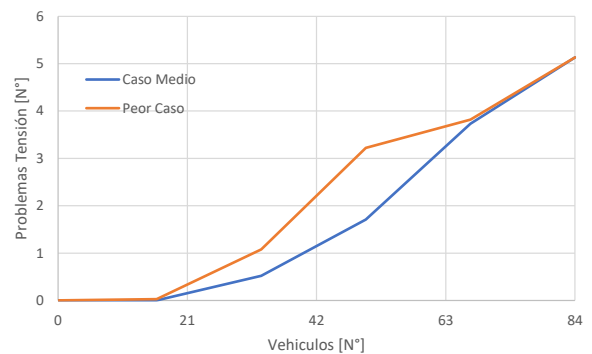


Figura 5.57 Curva de problemas de tensión de la red 18

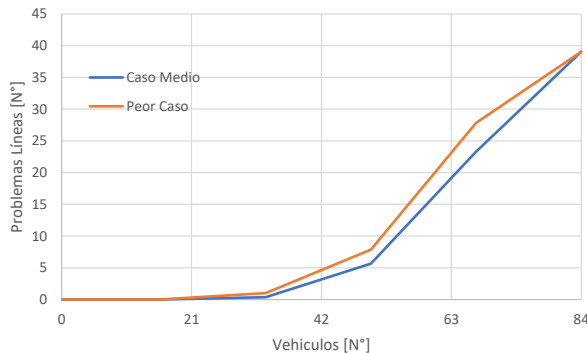


Figura 5.58 Curva de problemas de corriente de la red 18

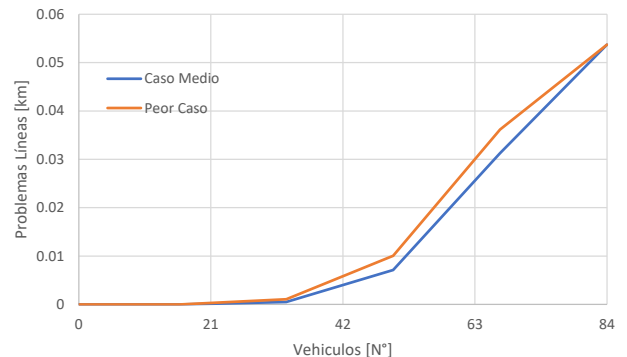


Figura 5.59 Curva de km de conductor con problemas de la red 18

La carga de vehículos se considera un consumo de gran demanda debido a que posee una potencia de carga de 3.6 kW, valor que es elevado en comparación la carga de un perfil de consumo domiciliario, ya que la mayor parte del tiempo es menor a 1 kW. La carga de un vehículo también es mayor que la potencia inyectada por un generador de 1

kW. Lo mencionado se aprecia en la Figura 5.60, donde se comparan las potencias de los perfiles de consumo residencial, de carga de vehículos y de generación solar.

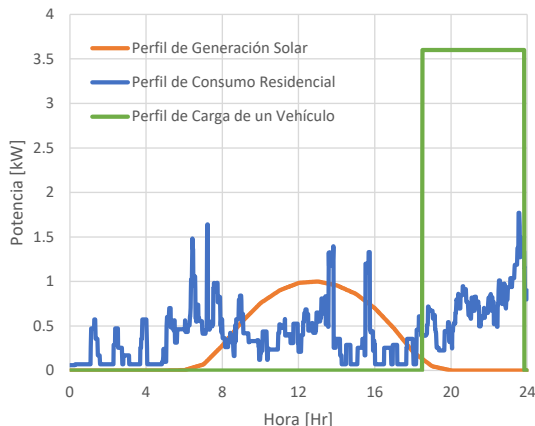


Figura 5.60 Comparación potencia de los perfiles

Se observa que los problemas de corriente son crecientes, pero no llegan a ser significativos, ya que, en el peak de problemas de corriente, solo llegan a los 53 metros de conductor con problemas. Este hecho se debe a que los puntos de adopción de vehículos eléctricos son medios.

En esta red aumentan los problemas de tensión comparado a la red 19, lo que se debe al mayor largo de red y mayor cantidad de puntos de inserción. Esto produce mayores caídas de tensión en la red produciendo mayor cantidad de problemas de tensión. Se observa que en los dos últimos niveles de adopción ambos casos tienen la misma cantidad de problemas promedio.

Al analizar el comportamiento de la curva de costos se observa que en un comienzo los costos se deben a problemas de tensión, ya que al comienzo no se aprecian problemas de corriente. En los últimos niveles su comportamiento se asemeja al de los problemas de corriente, ya que tanto para los problemas de corriente como para el costo, en estos niveles hay diferencia entre los resultados obtenidos entre caso base con los obtenidos del peor caso.

En la Figura 5.61 se muestra el perfil de tensión del consumo más lejano de la red 18, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción. En la Figura 5.62 se muestran los perfiles de corriente de las 3 fases de la línea de la red 18 con mayor utilización en relación con la impedancia del conductor, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción.

Del perfil de tensión se observa que el 1.4% del tiempo se encuentra fuera del límite de la condición de tiempo, lo que genera problemas, debido a que posee más de 10 minutos seguidos fuera de este rango. En forma análoga, ocurre que la corriente se encuentra sobre el valor de la ampacidad, llegando a estar el 12.0% del tiempo sobre este valor, lo que genera problemas de corriente.

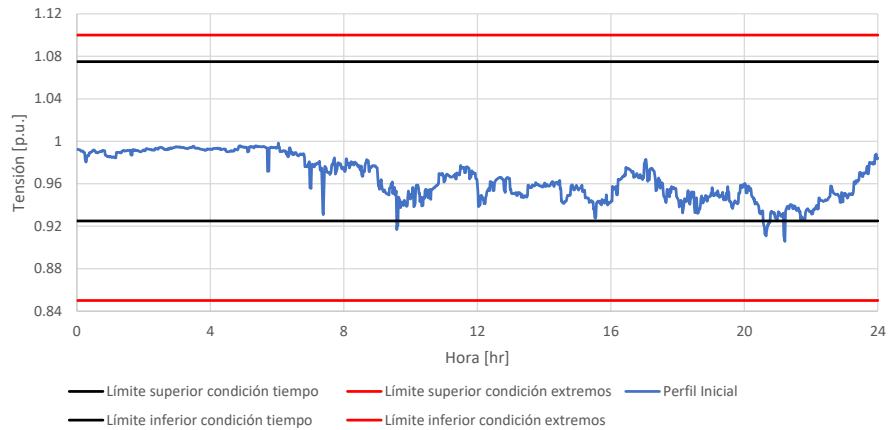


Figura 5.61 Perfil de tensión del consumo más lejano red 18

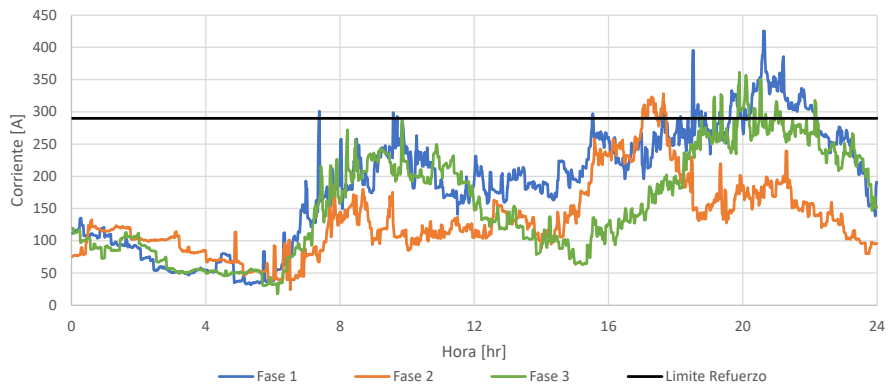


Figura 5.62 Perfiles de corriente de la línea con mayor utilización red 18

En la Figura 5.63 se muestra la curva de costos de la **red 7**, en la Figura 5.64 se muestra la curva de problemas de tensión de la red 7, en la Figura 5.65 muestra la curva de problemas de corriente de la red 7 y en la Figura 5.66 se muestra la curva del largo de conductores que tienen problemas de corriente de la red 7.

Se observa que hay presencia de problemas de corriente, los cuales llegan a ser mayores que en el caso de la red 18, ya que el máximo del largo de conductores llega a 180 metros. Este hecho se debe a la existencia de mayor cantidad de puntos de adopción de vehículos, lo que genera mayores flujos por las líneas, provocando mayor cantidad de problemas de corriente.

Los problemas de tensión al igual que los de corriente, en este caso también aumentan, esto se debe a que la cantidad de puntos de adopción también aumentan, al igual que el largo de red. Esto produce que las caídas de tensión sean mayores, lo que genera mayor cantidad de problemas.

Al comparar la curva de costos, se observa que el costo en el primer nivel de adopción es debido al refuerzo de problemas de tensión, ya que en el primer nivel el costo aumenta drásticamente, al igual que los problemas de tensión. El gran incremento en el costo se debe a que los consumos con problemas se encuentran lejos y se debe realizar gran cantidad de refuerzo de conductores para solucionar los problemas.

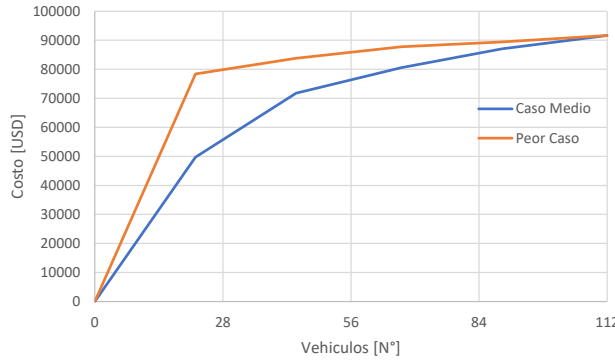


Figura 5.63 Curva de costos de la red 7

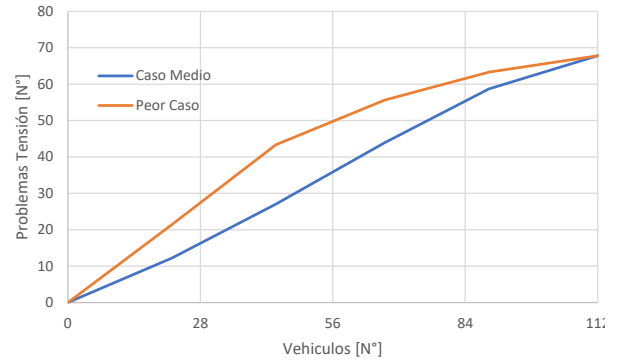


Figura 5.64 Curva de problemas de tensión de la red

El comportamiento del costo en los siguientes niveles se debe a los problemas de corriente, ya que al realizar el refuerzo de tensión se reemplaza gran cantidad de conductores. A medida que se aumenta la inserción de vehículos, los problemas se van generando más cerca del transformador, lo que se soluciona cuando se realiza el refuerzo a los consumos más lejanos. El incremento en el costo se debe a que se realiza refuerzo por problemas de corriente en conductores extras que no son reemplazados en el refuerzo por problemas de tensión.

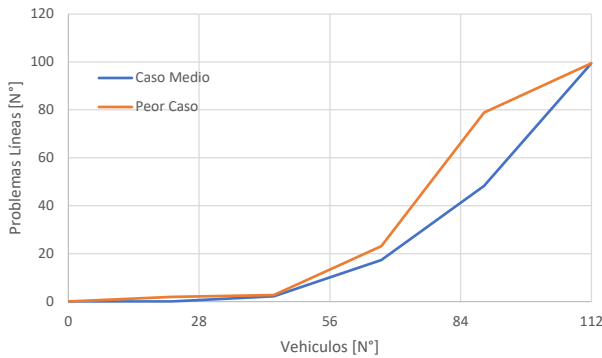


Figura 5.65 Curva de problemas de corriente de la red 7

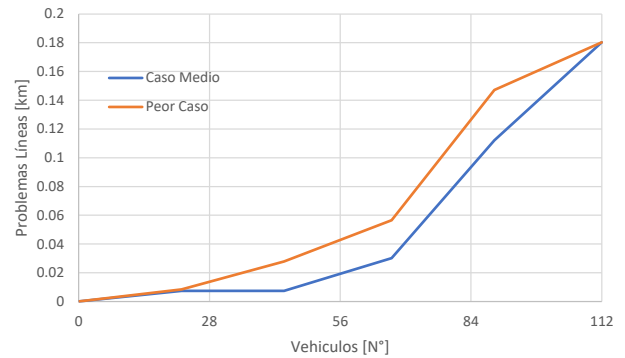


Figura 5.66 Curva de km de conductor con problemas de la red 7

En la Figura 5.67 se muestra el perfil de tensión del consumo más lejano de la red 7, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción. En la Figura 5.68 se muestran los perfiles de corriente de las 3 fases de la línea de la red 7 con mayor utilización en relación con la impedancia del conductor, cuando se encuentra en el máximo nivel de adopción.

Del perfil de tensión, se observa que hay grandes variaciones, llegando a estar el 49.7% del tiempo fuera de los límites de la condición de tiempo y un 1.9% del tiempo fuera del rango de variación máxima, hechos que generan problemas de tensión. De forma análoga, se observa en el perfil de corrientes, que estas superan la ampacidad del conductor de la línea, llegando una fase a superar este valor durante el 17.15% del tiempo, generando problemas de corriente.

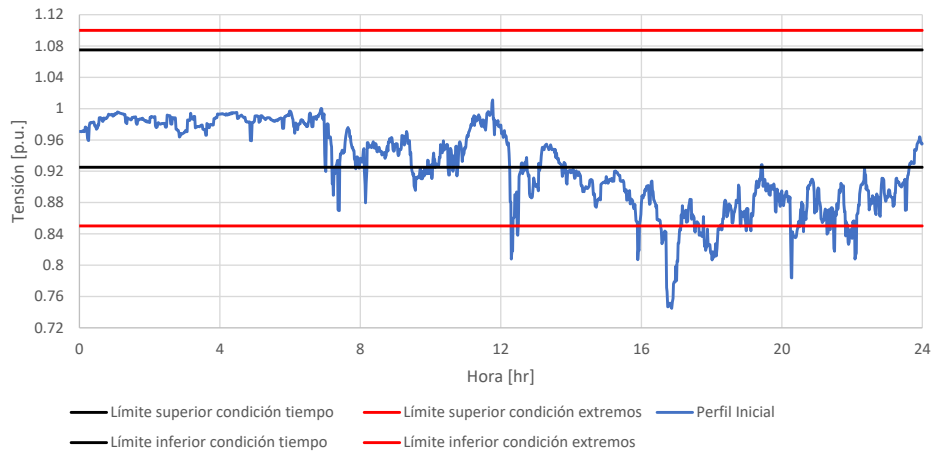


Figura 5.67 Perfil de tensión del consumo más lejano red 7

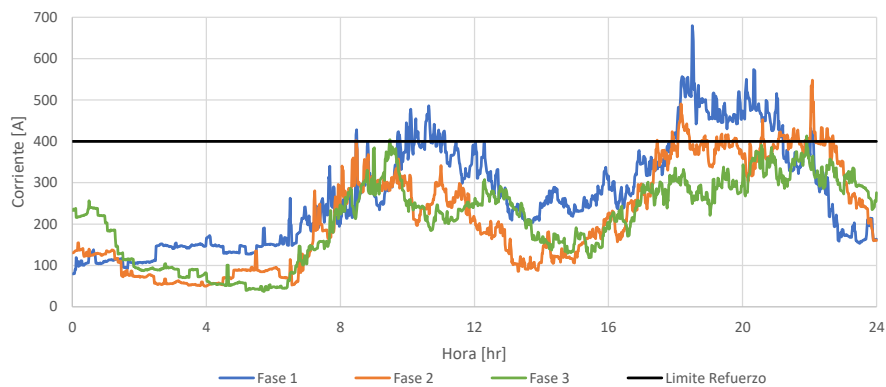


Figura 5.68 Perfiles de corriente de la línea con mayor utilización red 7

5.2.2. Impacto de problemas

Al igual que en la sección de estudio de inserción de generación solar residencial, se estudia el impacto de los distintos problemas en el costo de reforzamiento.

En el estudio de los impactos de los problemas se compara el comportamiento del costo promedio y de los problemas promedio en cada red. Adicionalmente, se realiza una regresión cuadrática y se calcula el coeficiente de determinación para ver tan certera es la regresión.

En la Figura 5.69 se muestran los costos promedio por red ordenados en función de los **problemas de tensión** y en la Figura 5.70 se muestran los problemas asociados a cada red.

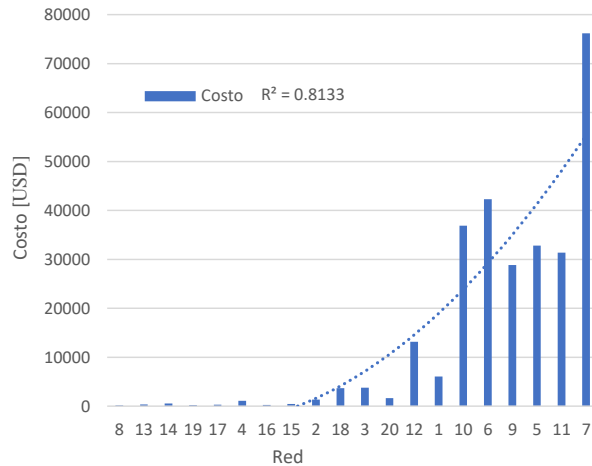


Figura 5.69 Costo promedio de red según problemas de tensión

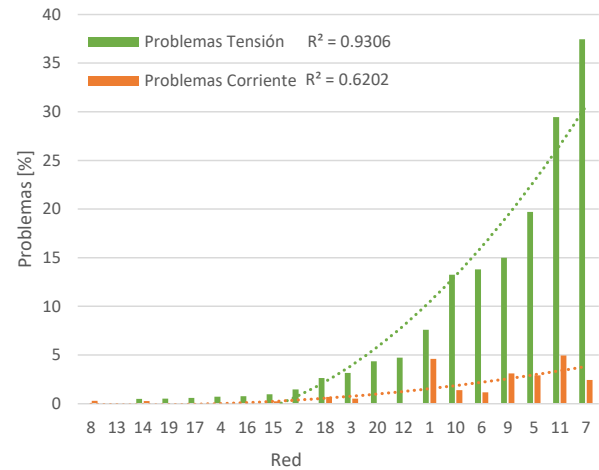


Figura 5.70 Problemas promedio de red según problemas de tensión

Se observa que los costos en general tienden a ser crecientes en función de los problemas de tensión, aunque no sea creciente siempre. El hecho de que no sea creciente, como se explicó en la sección 5.1.2, se debe a que no se considera la topología de la red ni la concentración de los consumos, de igual manera, por la forma de realizar el refuerzo de tensión se crean “escalones” de costos.

Al comparar las regresiones, se observa que la regresión de costos se parece más a la regresión de los problemas de tensión, que a la regresión de los problemas de corriente. Adicionalmente, se tiene que el factor de determinación para la regresión de los costos es alto (mayor a 0.8), lo que indica que se realiza una buena aproximación del comportamiento de los resultados.

En la Figura 5.71 se muestran los costos promedio de reforzamiento de cada red, ordenados en forma creciente según los **problemas de corriente** y en la Figura 5.72 se muestran los problemas promedio asociados a las redes.

Se observa que los costos no siempre son crecientes, a diferencia de los problemas de corriente, es más, el comportamiento se asemeja al de los problemas de tensión.

Se observa que el comportamiento de la regresión realizada para los costos no representa de gran manera el comportamiento de los resultados, lo que se comprueba con el valor del coeficiente de determinación bajo (menor a 0.4).

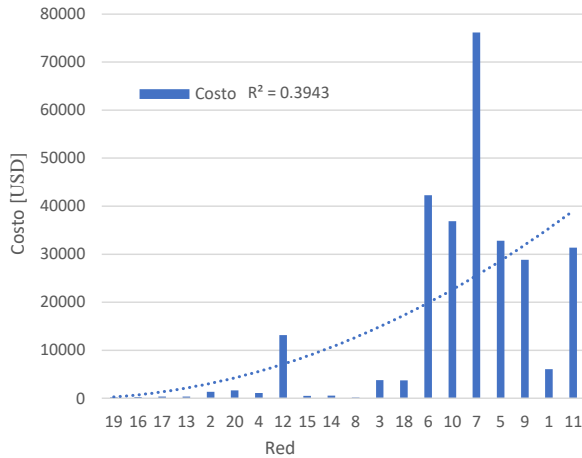


Figura 5.71 Costo promedio de red según problemas de corriente

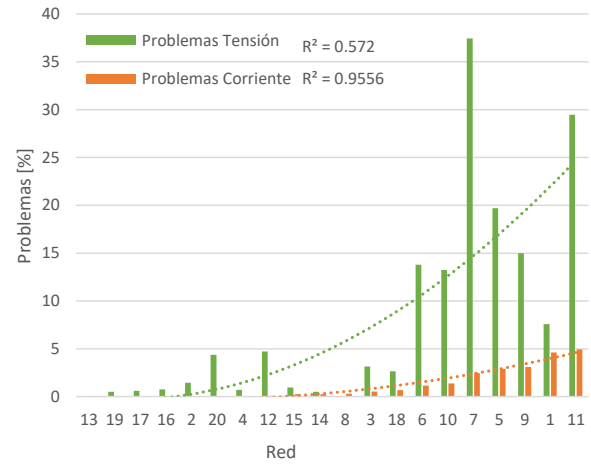


Figura 5.72 Problemas promedio de red según problemas de corriente

En la Figura 5.73 se muestran los costos promedio de reforzamiento de cada red, ordenados en forma creciente según los **costos de reforzamiento** y en la Figura 5.74 se muestran los problemas promedio asociados a las redes.

Al comparar el comportamiento de los resultados, se observa que los problemas de tensión se asemejan de mejor forma al comportamiento del costo, ya que los problemas de tensión tienden a ser crecientes al igual que los costos, en cambio los problemas de corriente son crecientes y luego decrecientes.

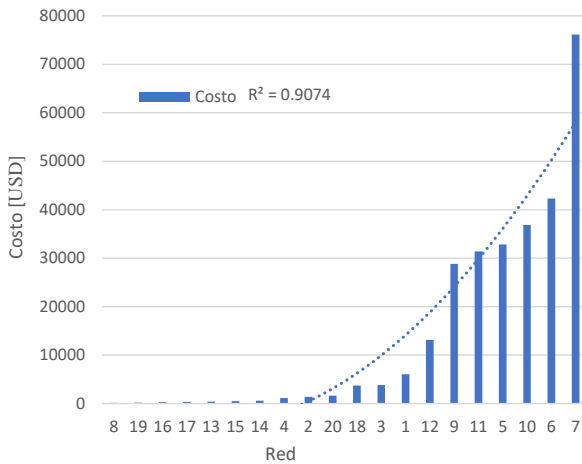


Figura 5.73 Costo promedio de red según los costos

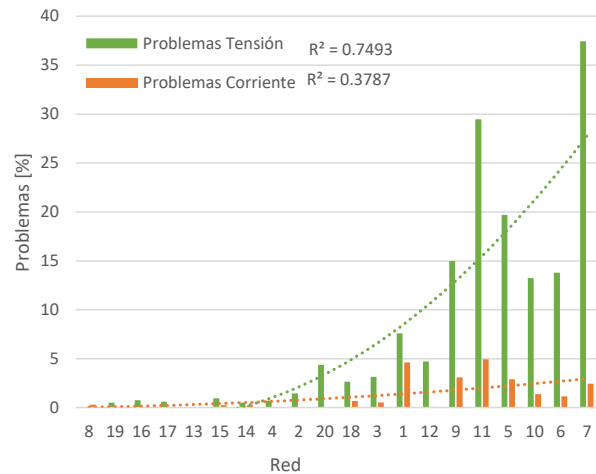


Figura 5.74 Problemas promedio de red según los costos

Si se observa el comportamiento de las regresiones, se desprende que el comportamiento de la regresión de los problemas de tensión se asemeja más al comportamiento de la regresión de los problemas de corriente. También, se observa que la regresión de los problemas de tensión se aproxima más a sus resultados, hecho que se comprueba con el coeficiente de determinación alto (cercano a 0.75).

Al comparar el valor del coeficiente de determinación de la regresión de los costos para los casos en que se ordena según problemas de tensión y según problemas de corriente, se observa que es mayor para el caso en que se ordenan los resultados según los problemas de tensión. De esto se desprende que los problemas de tensión determinan de mejor forma el comportamiento de los costos.

En forma adicional, se observa que cuando se ordenan los resultados según el costo, la regresión de los problemas de tensión tiene un coeficiente de determinación mayor que los problemas de corriente. De esto, también se desprende que los costos determinan de mejor forma los problemas de tensión que los de corriente.

De este análisis se desprende que, para el estudio de inserción de vehículos eléctricos, al igual que para el estudio de inserción de generación solar residencial, los problemas de tensión repercuten más en los costos, que lo que repercuten los problemas de corriente, ya que los costos tienden a seguir el comportamiento de los problemas de tensión.

5.2.3. Comportamiento según características

Al igual que para el estudio de inserción de generación solar residencial, se estudia el comportamiento de los resultados según el número de consumos que posea la red, el largo máximo que ésta tenga y el largo total.

En la Figura 5.75 se muestra los costos promedios de reforzamiento de cada red en función de la **cantidad de consumos** que posea y en la Figura 5.76 se muestra los problemas asociados a las redes.

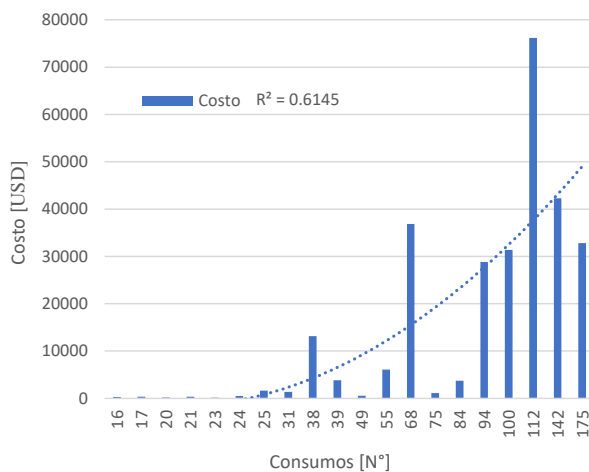


Figura 5.75 Costo promedio según cantidad de consumos

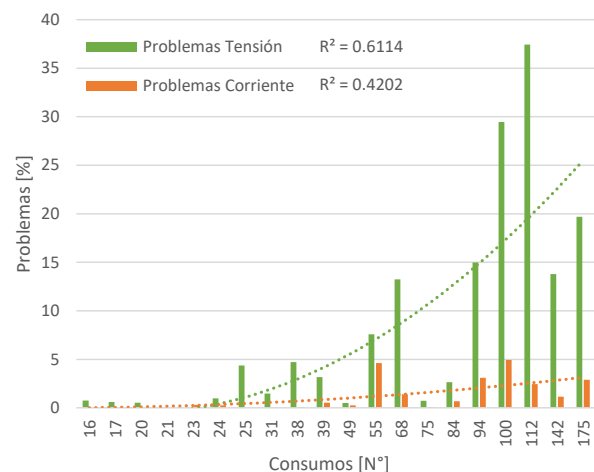


Figura 5.76 Problemas promedio según cantidad de consumos

Se observa que hay una baja cantidad de costos y de problemas, a baja cantidad de consumos, también se observa que a medida que aumentan los consumos, los costos y los problemas tienden a crecer, pero no son siempre crecientes.

Al realizar la regresión se observa, que tanto para los costos como para los problemas de tensión, la regresión se parece el comportamiento de los resultados, aunque existan valores que tienen una gran variación con ella. Este hecho se ve reflejado en el valor de su coeficiente de determinación, que para ambos casos es cercano a 0.6, lo que indica que la regresión es ligeramente representativa. En cambio, para los problemas de corriente, este factor no es tan representativo.

De esto se desprende que existe relación entre los problemas y el costo, con la cantidad de consumos que presenta la red, sin embargo este factor no es totalmente determinante.

En la Figura 5.77 se muestra el costo promedio por red ordenado según el **largo máximo de la red** y en la Figura 5.78 se muestran los problemas asociados a las redes.

Al igual que ocurre con la cantidad de consumos, se observa que cuando los largos máximos de las redes son pequeños, hay baja presencia de costos y de problemas. Sin embargo, hay excepciones, ya que, en ciertos casos de largos máximos bajos, se encuentra presencia de problemas y costos.

También se observa que cuando aumentan los largos máximos, los problemas de tensión tienden a aumentar, al igual que los costos. En cierto tramo los costos se mantienen, lo que se debe a que el reforzamiento de tensión es segmentado cada 100 metros, lo que produce “escalones” en los costos.

Al observar el comportamiento de las regresiones del costo y de los problemas de tensión, se observa que la regresión representa en cierta medida el comportamiento de los resultados, pero existen casos que difieren mucho sus valores. Esto se refleja en el factor de determinación, ya que para ambos casos es superior a 0.5.

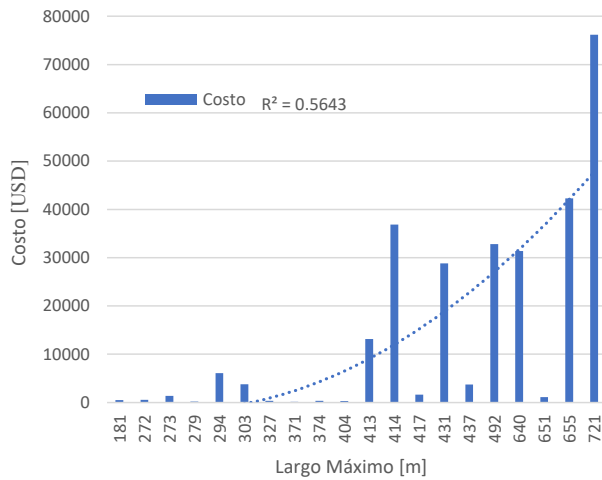


Figura 5.77 Costo promedio según largo máximo de red

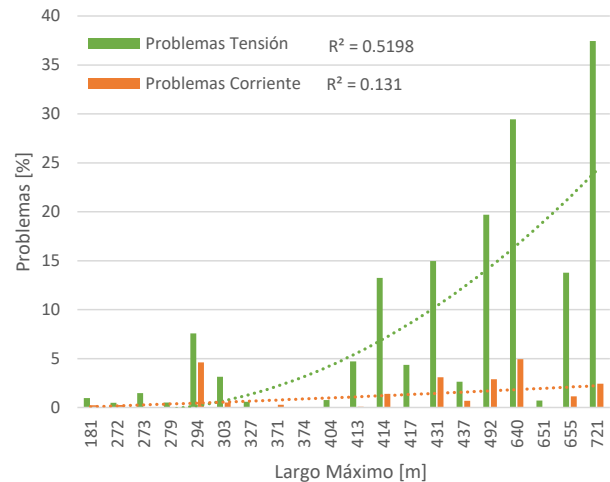


Figura 5.78 Problemas promedio según largo máximo de red

En cambio, se observa que la regresión realizada para los problemas de corriente, no representa el comportamiento de sus resultados, hecho que se ve reflejado en bajo valor que tiene su coeficiente de determinación.

De esto se desprende que existe cierta relación entre el costo y los problemas de tensión con el largo máximo de red, pero, este factor no determina su comportamiento, solo entrega una noción de cuál es su comportamiento. Por otro lado, se obtiene que este factor no determina el comportamiento de los problemas de corriente.

En la Figura 5.79 se muestra el costo promedio de cada red ordenado en función del **largo total de conductores** y en la Figura 5.80 los problemas asociados.

Se observa que cuando existe presencia de largos totales de conductores pequeños, los costos y los problemas son bajos. A medida que aumenta el largo total de conductores, también aumentan los problemas. Cabe destacar que el comportamiento no siempre es creciente.

Al observar las regresiones, se aprecia que tanto la regresión realizada para los costos, como la regresión realizada para los problemas de tensión, reflejan en cierta forma el comportamiento de sus resultados, pero existe mucha diferencia entre la regresión y el valor que éstos tienen, hecho que se traduce en que su coeficiente de determinación sea cercano a 0.5.

En cambio, se observa que la regresión de los problemas de corriente no representa el comportamiento de sus resultados, hecho que se ve reflejado en el bajo valor de su coeficiente de determinación.

De lo anterior se desprende que hay relación entre el largo total de conductores con los costos y la presencia de problemas, pero que no es un factor totalmente determinante.

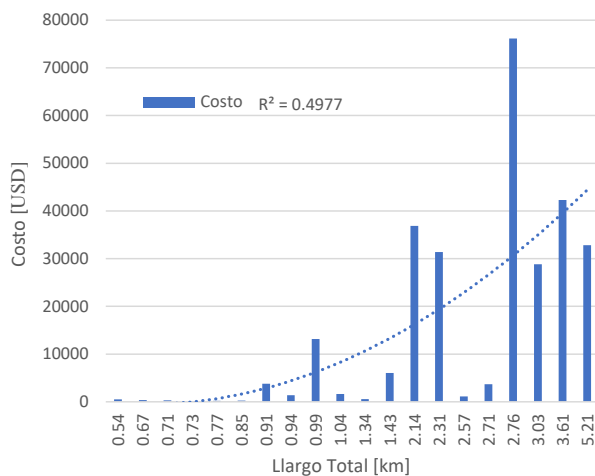


Figura 5.79 Costo promedio según largo total de conductores

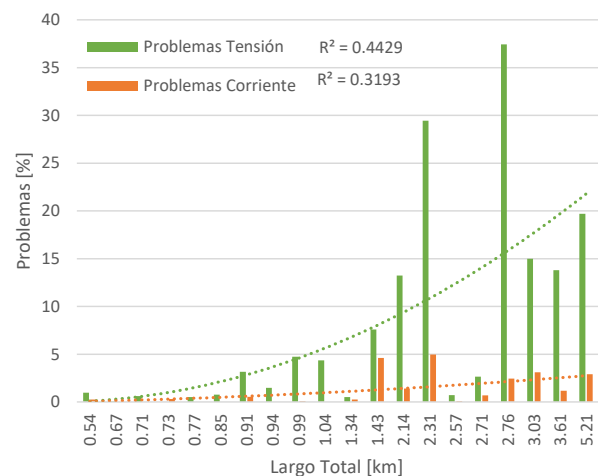


Figura 5.80 Problemas promedio según largo total de conductores

En la Figura 5.81 se muestra el costo promedio de cada red ordenado en función de la **impedancia equivalente** y en la Figura 5.82 los problemas asociados.

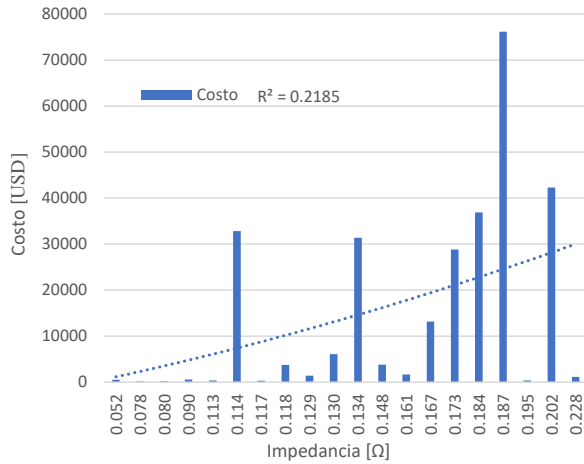


Figura 5.81 Costo promedio según la impedancia equivalente

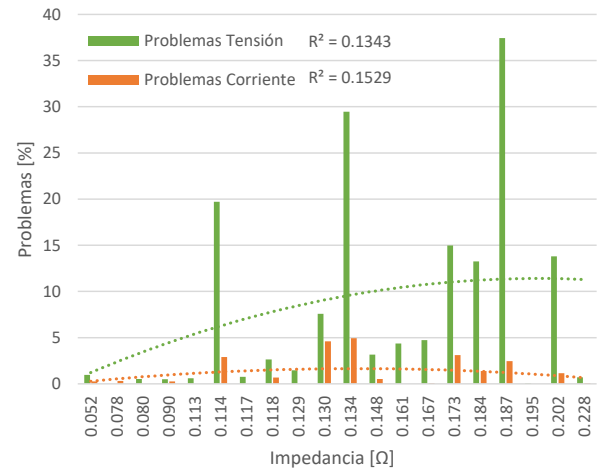


Figura 5.82 Problemas promedio según la impedancia equivalente

Al observar los resultados, se observa que ni los costos, ni los problemas son crecientes con respecto a la impedancia equivalente que presenta el ultimo consumo.

Al realizar las regresiones de los distintos resultados, se aprecia que la curva generada no se asemeja al comportamiento de los resultados, hecho que se refleja en que ningún coeficiente de determinación es mayor que 0.25.

De esto se desprende que la impedancia equivalente no determina el comportamiento de las redes.

Al igual que para el estudio de inserción de generación solar residencial, se obtiene del análisis realizado, que el factor que mejor determina el comportamiento de las redes, es la cantidad de consumos que éstas poseen y que el factor que peor determina el comportamiento de las redes es la impedancia equivalente.

Como se menciona en la sección 5.1.3, se visualiza que estos factores tienen cierta relación entre ellos, ya que una red con mayor cantidad de consumos va a tender a tener mayor cantidad de conductores, hecho que posibilita tener largos mayores y en consecuencia, mayor impedancia equivalente.

5.2.4. Dispersión de resultados

En esta sección se estudia el comportamiento de todos los resultados de costo de las simulaciones.

Se estudia la dispersión de los resultados, para esto se calculan distintos percentiles y luego se grafican, adicionalmente, se agrupan los resultados según el valor de los costos.

Se crean grupos con distintos rangos de costos, donde se observa el promedio de adopción de vehículos eléctricos y se ve la representatividad de cada grupo en la totalidad de resultados.

En la Tabla 5.4 se muestra la distribución de los costos obtenidos de la simulación del caso medio y en la Tabla 5.5 se muestra la distribución de costos obtenidos de las simulaciones del peor caso.

Tabla 5.4 Valores de costo en caso medio

| Intervalo X=Costo [USD] | Vehículos [N°] | Porcentaje [%] |
|----------------------------|-------------------|-------------------|
| x = 0 | 19.2 | 62.14 |
| 0 < x <= 12.200 | 41.4 | 8.15 |
| 12.200 < x <= 24.400 | 47.7 | 2.5 |
| 24.400 < x <= 36.600 | 53.0 | 9.84 |
| 36.600 < x <= 48.800 | 99.2 | 7.66 |
| 48.800 < x <= 61.000 | 67.6 | 3.04 |
| 61.000 < x <= 73.200 | 67.8 | 2.54 |
| 73.200 < x <= 85.400 | 74.2 | 2.28 |
| 85.400 < x <= 97.600 | 95.8 | 1.27 |
| 97.600 < x <= 109.800 | 98.8 | 0.35 |
| 109.800 < x <= 122.000 | 89.6 | 0.23 |

Tabla 5.5 Valores de costo en peor caso

| Intervalo X=Costo [USD] | Vehículos [N°] | Porcentaje [%] |
|----------------------------|-------------------|-------------------|
| x = 0 | 18.8 | 54.66 |
| 0 < x <= 12.200 | 36.5 | 8.21 |
| 12.200 < x <= 24.400 | 36.9 | 4.06 |
| 24.400 < x <= 36.600 | 43.4 | 11.13 |
| 36.600 < x <= 48.800 | 87.3 | 9.78 |
| 48.800 < x <= 61.000 | 67.9 | 3.77 |
| 61.000 < x <= 73.200 | 65.0 | 2.73 |
| 73.200 < x <= 85.400 | 61.9 | 2.87 |
| 85.400 < x <= 97.600 | 80.1 | 1.96 |
| 97.600 < x <= 109.800 | 82.7 | 0.61 |
| 109.800 < x <= 122.000 | 93.5 | 0.22 |

Se observa que en el **caso medio** un 62.14% del total de los casos, tienen costo cero de inserción, con un promedio de adopción de 19.2 vehículos por red. Adicionalmente, se extrae que un 70.29% del total de casos poseen un costo menor a 12.200 USD en donde el promedio de adopción de vehículos por red es de 21.7. Por último, sólo el 1.85% del total de casos tienen un costo superior a 85.400 USD donde el promedio de vehículos adoptados por red es de 95.6.

Se visualiza que en general el promedio de adopción es creciente en relación a los costos, pero existe una excepción. La excepción corresponde a las redes que poseen mayor cantidad de puntos de consumo (las cuales no necesariamente son las más largas). Esto se debe a que según lo referido en la Sección 2.2, cuando se tiene una menor distancia entre dos puntos, disminuye la diferencia de tensión entre estos puntos, lo que genera menor cantidad de problemas y en consecuencia menores costos de reforzamiento.

En forma análoga al caso medio, se observa que en el **peor caso** un 54.66% del total de los casos, tienen costo cero de inserción, con un promedio de adopción de 18.8 vehículos por red. Adicionalmente, se extrae que un 62.87% del total de casos poseen un costo menor a 12.200 USD, en donde el promedio de adopción de vehículos por red es de 21.1. Por último, sólo el 2.79% del total de casos tienen un costo superior a 85.400 USD donde el promedio de vehículos adoptados por red es de 81.7.

Se visualiza que el promedio de los costos obtenidos en el **caso medio** es de 14.103 USD, con una desviación estándar de 23.557 USD. Por otro lado, se tiene que el promedio de los costos obtenidos en el **peor caso** es de 17.688 USD, con una desviación estándar de 25.638 USD. De esto se desprende que en el peor caso los costos efectivamente aumentan en comparación al caso medio, ya que el promedio de costos en este caso es mayor. También se desprende que en el peor caso la desviación estándar es mayor que en

el caso medio, lo que indica que en este caso la dispersión de los resultados del costo aumenta.

Adicionalmente, se observa que en el peor caso disminuye la cantidad de casos con costos nulos y también disminuye la capacidad promedio de adopción de vehículos. Por otra parte, en el peor caso se aumenta la cantidad de casos pertenecientes a los grupos que tienen costos asociados (distintos de 0 USD) y disminuye el promedio de adopción de vehículos.

Otro factor que se analiza es la dispersión de los resultados obtenidos por red, para ello se gráfica el percentil 10, 50 y 90 de las redes 7, 18 y 19, ya que estas representan redes grandes, medianas y chicas, respectivamente. Estos gráficos se muestran en la Figura 5.83, en la Figura 5.84 y en la Figura 5.85, los que corresponden a los resultados de la red 19, 18 y 7, respectivamente.

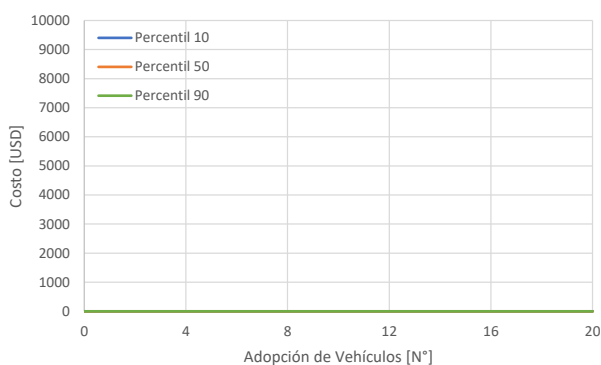


Figura 5.83 Percentiles costos Red 19

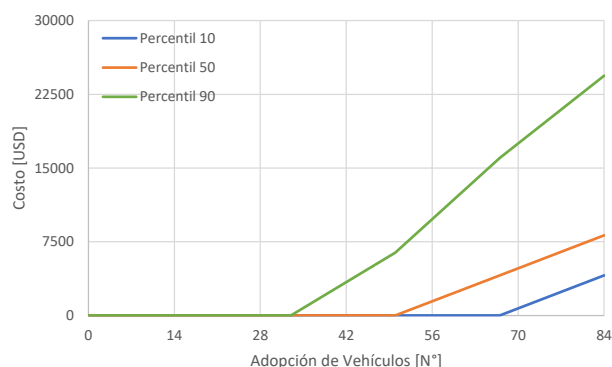


Figura 5.84 Percentiles costos Red 18

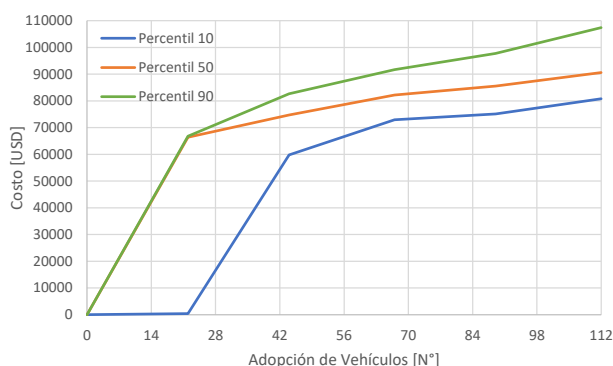


Figura 5.85 Percentiles costos Red 7

Por definición, de los percentiles se desprende que el 80% de los resultados se encuentran entre la curva celeste y la curva verde.

Se observa que en la red 19 existe poca variabilidad en los resultados, ya que todas las curvas son iguales. Al observar los resultados de la red 18 se desprende que existe una mayor variabilidad en los resultados, a medida que aumenta la inserción de vehículos eléctricos. Al igual que en la red 18, se observa que en la red 7, también aumenta la

variabilidad en los resultados a medida que aumenta la inserción de vehículos eléctricos, con la diferencia que en esta red la variabilidad comienza desde un menor nivel de inserción.

De estos resultados se desprende que a medida que aumenta la inserción, también aumenta la variabilidad en los resultados. Ocurre de igual manera con la dimensión de la red, ya que si aumenta la dimensión de la red, también lo hace la variabilidad.

Otra forma en que se analiza la dispersión de los resultados por red es agrupando los resultados de cada red según el costo y calculando la representatividad de cada grupo.

Para esto se crean cuatro grupos, el primer grupo representa los resultados con costo 0 USD, el segundo grupo representa los resultados con costos mayores a 0 USD y menores o igual a 36.600 USD, el tercer grupo representa los resultados con costos mayores a 36.600 USD y menores o igual a 73.200 USD y finalmente el cuarto grupo representa los resultados con costos mayores a 73.200 USD

La Figura 5.86 muestra el resultado al realizar este procedimiento, el cual representa la distribución de costos de cada red en los cuatro grupos y entrega una idea del comportamiento del costo de reforzamiento de cada red.

Se observa que en la mayoría de las redes (todas excepto la 7) existen costos iguales a cero. Por lo tanto, se desprende que la **red 7** tiene un mayor costo debido a que no tiene presencia de costos nulos. Este hecho, es atribuido que es una red larga y con gran cantidad de consumos, lo que provoca problemas en todas las simulaciones. De igual forma, estos factores generan una gran cantidad de problemas en la red, provocando que la mayoría de sus costos se distribuyan en medios y altos, cosa que no ocurre en otras redes.

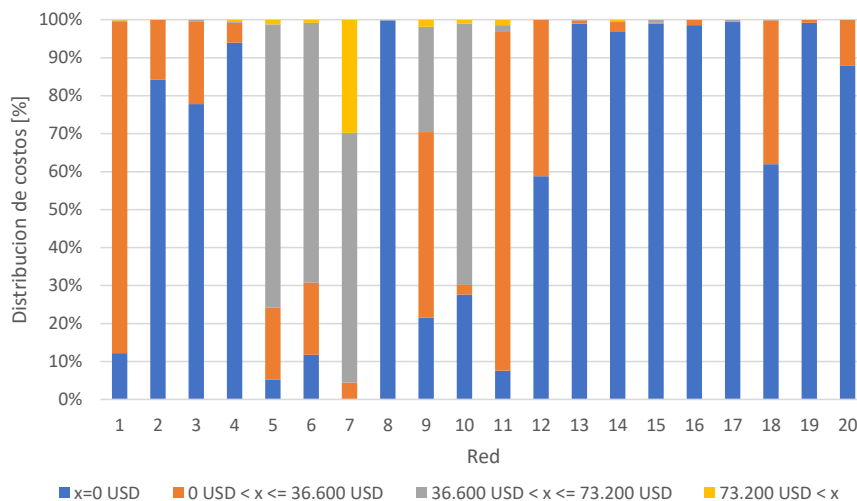


Figura 5.86 Dispersión de costos por red

De esta Figura se desprende que en la mayoría de las redes existen niveles y combinaciones de adopción en las que no se genera costo relacionado con la adopción de vehículos eléctricos.

5.2.5. Curva agregada y curva promedio

Al realizar las simulaciones de los niveles de adopción de las 20 redes se genera la curva de costos agregada de estos resultados.

En la Figura 5.87 se muestra la curva agregada de costos para los dos casos de estudio.

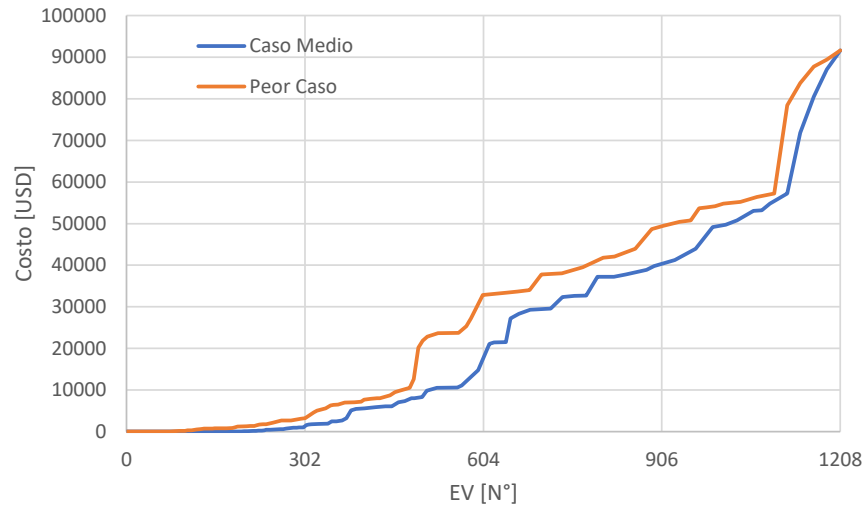


Figura 5.87 Comparación de curvas agregadas de aumento promedio con peor caso

La interpretación que tiene la curva de costo agregada en este caso corresponde a la cantidad de vehículos que se puede adoptar a un cierto costo de refuerzo. Un ejemplo de esto es que a costo cero para el **caso medio**, se puede tener la adopción de 204 vehículos y para el **peor caso** también a costo cero, se puede tener la adopción de 103 vehículos.

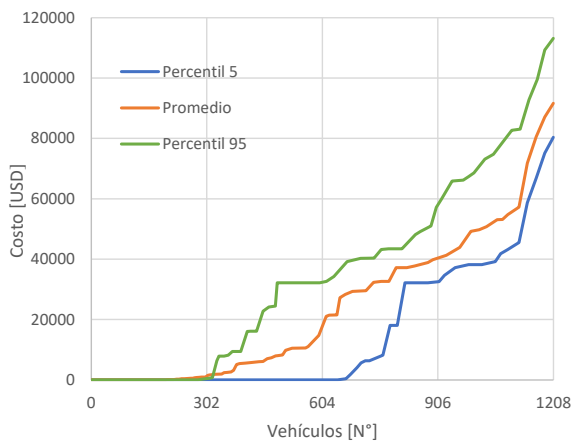


Figura 5.88 Curva agregada con percentiles caso medio

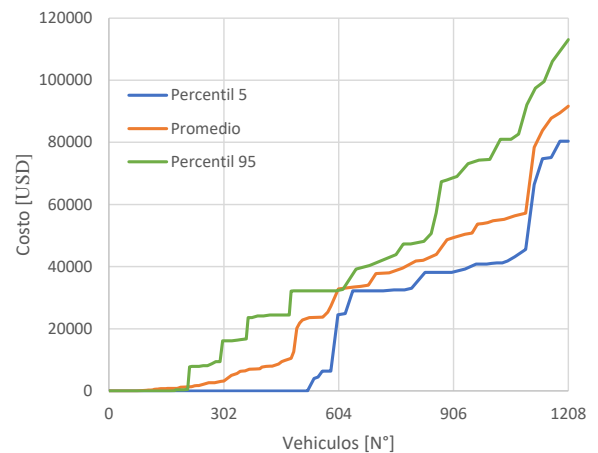


Figura 5.89 Curva agregada con percentiles peor caso

De las curvas de costos agregada se desprende que para los dos casos de estudio existen redes con ciertos niveles de adopción que permiten la inserción de vehículos eléctricos sin generar problemas en la red ni costos de reforzamiento asociados a ellos.

En la Figura 5.88 se muestra la gráfica de la curva agregada de costos de reforzamiento, realizado con el promedio y los percentiles 5 y 95 de los costos por nivel de adopción, en el **caso medio**. En la Figura 5.89 también se muestra la curva agregada de costos de reforzamiento, realizado con el promedio y los percentiles 5 y 95 de los costos por nivel de adopción, en el **peor caso**.

En las graficas se muestra el percentil 5 con color celeste y el percentil 95 con color verde, esto representa que el 90% de las curvas agregadas de costo para el estudio de insercion de vehiculos electricos se encuentra entre estas curvas.

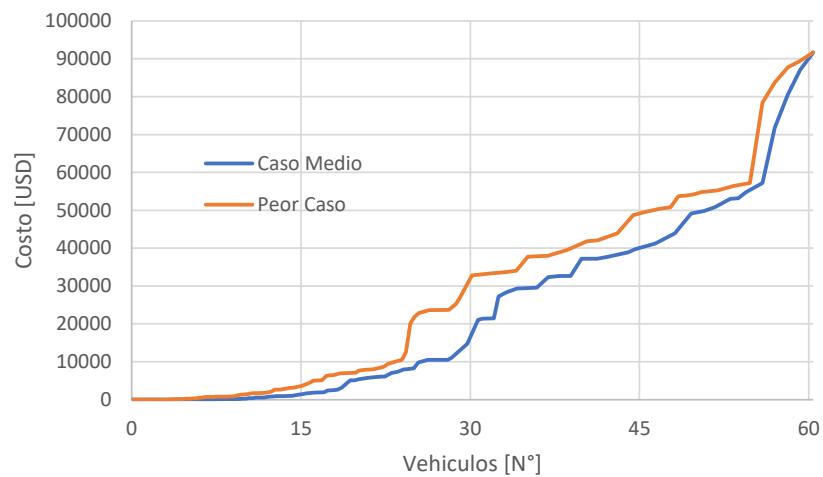


Figura 5.90 Curva promedio de costos

Adicionalmente se calcula la curva promedio de costos de ambos casos de estudio. La curva promedio de costos representa la curva de costos que debería tener cada red para que al agregarlas todas se forme la red agregada. En la Figura 5.90 se muestran las curvas promedio de costos de las simulaciones de los dos casos.

Como se menciona en el estudio de inserción de generación solar residencial, la curva promedio de costos muestra el comportamiento promedio de los costos de adopción de todas las redes evaluadas, lo que quiere decir que esta curva representa a la curva que se esperaría que tuviera una red si no se conoce su curva.

5.3. Comparación de ambos casos de estudio

En esta sección realiza una comparación de los resultados de los casos de estudio de inserción de generación solar residencial y de inserción de vehículos eléctricos.

Cabe destacar que estos casos de estudio no son comparables en todos los aspectos, a pesar de que los efectos provocados por la inserción de estas tecnologías sean análogos.

En ambos casos se pueden generar problemas de corriente por las líneas y de tensión en los consumos.

Es importante mencionar que las unidades en las que se mide la inserción de los casos estudiados no son comparables. En el caso de inserción de generación solar se mide en capacidad de adopción, en cambio en el caso de vehículos eléctricos la inserción se mide en cantidad de vehículos incorporados. Debido a esto no se puede establecer una relación directa entre las unidades en que se mide la adopción de ambos casos.

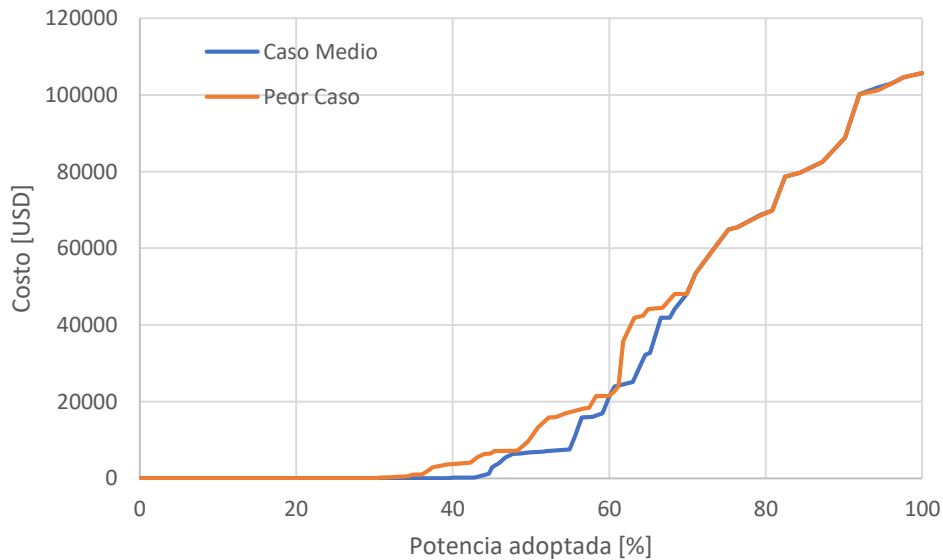


Figura 5.91 Curvas agregadas de inserción de generación solar vistas en porcentaje de adopción

Otro elemento por el que no son comparables es por la variabilidad de los casos estudiados. Esto hace referencia a que en el caso de inserción de generación solar el incremento se realiza en forma uniforme en toda la red y con un perfil definido. En cambio, en caso de vehículos eléctricos la ubicación de inserción se realiza en forma aleatoria y no en forma homogénea en toda la red, además que los perfiles son escogidos en forma aleatoria y sin una forma definida.

Dicho esto, se define que la comparación se realiza en función del porcentaje de adopción de cada tecnología. Para el caso de inserción de generación solar se calcula el porcentaje de potencia adoptada con respecto al total de potencia estudiada. En el caso de vehículos eléctricos se calcula el porcentaje de vehículos adoptados en función de la cantidad total de vehículos estudiados.

En la Figura 5.91 se muestran las curvas agregadas de costos vista en porcentaje de adopción en los dos casos realizados en el estudio de inserción de generación solar.

En la Figura 5.92 se muestran las curvas agregadas de costos vista en porcentaje de adopción en los dos casos realizados en el estudio de inserción de vehículos eléctricos.

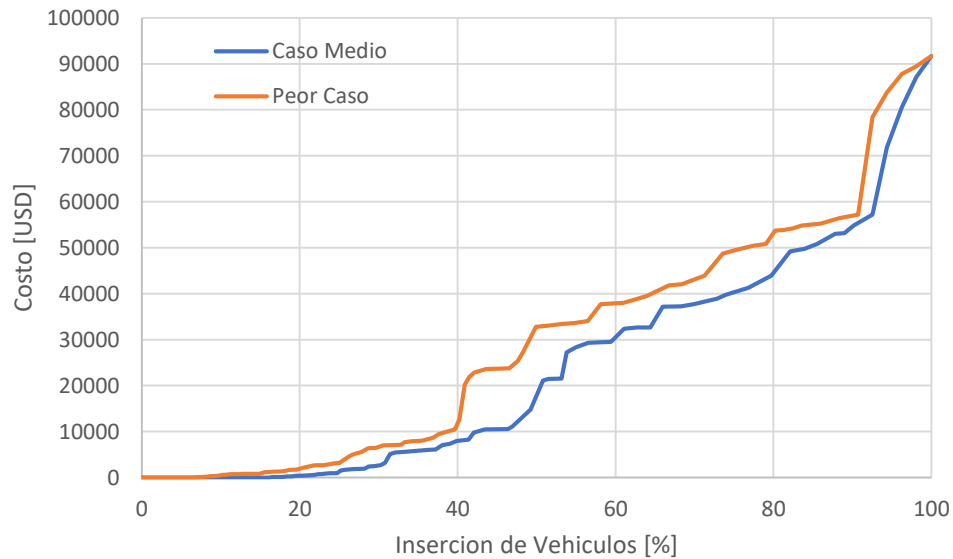


Figura 5.92 Curvas agregadas de inserción de vehículos eléctricos vistas en porcentaje de adopción

Se observa que en el estudio de inserción de vehículos eléctricos sólo se tiene un 18% de adopción con costo nulo en el **caso medio**. En cambio, para el caso de inserción de generación solar se observa que se tiene un 43% de adopción que tiene costo nulo.

En el caso de la inserción de vehículos eléctricos el consumo se incrementa, por lo que se genera una mayor caída de tensión, en relación a la que ya se tiene, la cual es producida por el consumo residencial. En cambio, en el caso de la inserción de generación solar se produce un aumento en la tensión, lo cual se soluciona (o mejora) en los primeros niveles, sin embargo sobre ciertos niveles, se comienzan a producir problemas por el aumento de tensión. Los hechos expuestos explican por qué los problemas comienzan antes para vehículos eléctricos en comparación con generación solar.

La coincidencia de los perfiles de generación produce elevados niveles de potencia, los cuales son inyectados a la red. Por otro lado, la variabilidad de los perfiles de carga de los vehículos produce que los niveles de potencia consumidos no sean tan elevados.

La Figura 5.93 muestra los perfiles agregados de generación, consumo y carga de vehículos de 112 puntos de consumo, lo cual representa un ejemplo del comportamiento de la potencia inyectada o consumida cuando se tiene una inserción del 100% en el caso de generación solar residencial y de vehículos eléctricos.

La diferencia de las potencias máximas produce que a partir de cierta cantidad de consumos, los flujos sean mayores para inserción de generación solar, lo que genera mayores niveles de problemas y por consiguiente un mayor costo.

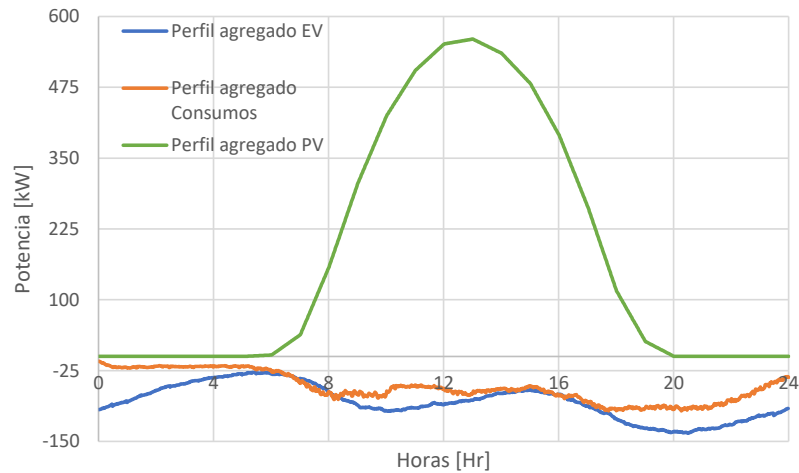


Figura 5.93 Perfiles agregados para 112 consumos

5.4. Estimación de curva de costos de Santiago

En esta sección se estima en forma muy preliminar el costo de reforzamiento de las redes de baja tensión de Santiago, a partir de los resultados obtenidos en los estudios realizados, tanto para la inserción de generación solar residencial y de vehículos eléctricos.

Para esto se utiliza la información de la cantidad de clientes (1.924.984) que tiene la empresa ENEL Distribución Chile, en la memoria anual de la empresa del año 2018 [32]. Adicionalmente se obtiene la información de los transformadores (28.185) que posee esta empresa, en la página de la SEC (superintendencia de electricidad y combustibles), llamada SECGIS [33], la cual entrega información georreferenciada de las empresas de distribución. De la Sección 5.1.3 y de la 5.2.3 se extrae que la mejor forma de estimar los costos a partir de los resultados es a partir de la cantidad de consumos que tiene cada red.

Luego de tener la información de la cantidad de clientes que pertenecen a la empresa y de los transformadores, se realiza una distribución de los clientes a prorrata en función de la capacidad de los transformadores. De este modo se obtienen aproximadamente las redes de baja tensión con sus respectivas cantidades de consumos.

Al tener la cantidad aproximada de consumos de cada red de Santiago se realiza una agrupación de las redes según la cantidad de consumos que éstas tengan. Con los grupos formados, se relaciona cada grupo con los resultados de las redes obtenidos para representarlas y así poder estimar una curva de costos de Santiago.

Al realizar la agrupación se observa que no se pueden representar todas las redes de Santiago con las redes que se simulan. Esto se debe a que existen redes en Santiago con cantidad de consumos mayores a los que se simularon. Al analizar las redes de Santiago se observa que si se consideran redes de cantidad menor o igual a 175 consumos (la mayor cantidad de consumos en las redes simuladas) se representa un 54.99% de los consumos totales de Santiago y un 90.29% de las redes de Santiago.

Para generar redes con mayor cantidad de consumos se agrupan todos los alimentadores asociados a un transformador y no sólo un alimentador por transformador. Luego se calcula la curva de costos de las redes resultantes.

La primera red que se forma agrupando las redes, denominada red agrupada 1, está compuesta por la red 1, 2, 3 y 4. La segunda red que se forma agrupando las redes, denominada red agrupada 2, está compuesta por la red 5, 6, 7 y 8. La tercera red que se forma agrupando las redes, denominada red agrupada 3, está compuesta por la red 9, 10, 11, 12, 13 y 14. La cuarta y última red que se forma agrupando las redes, denominada red agrupada 4, está compuesta por la red 15, 16, 17, 18, 19 y 20. La topología de las redes resultantes se encuentra en anexos en la Sección 8.1.2.

El resultado de la agrupación da como producto final, redes con mayor número de consumos. De esto se obtiene que la red agrupada 1 tiene 200 consumos, la red agrupada 2 tiene 452 consumos, la red agrupada 3 tiene 370 consumos y la red agrupada 4 tiene 186 consumos.

En la Tabla 5.6 se muestra las características resultantes de las redes que se crearon para la estimación del costo de reforzamiento para Santiago. Las características corresponden a la cantidad de consumos, el largo máximo y el largo total de conductores, donde el largo máximo corresponde a la distancia entre el transformador y el consumo más lejano.

Tabla 5.6 Características de las redes creadas para la estimación de la red de Santiago

| Red | Consumos [N°] | Largo Max [m] | Largo Total [m] |
|----------------|------------------|------------------|--------------------|
| Red agrupada 1 | 200 | 651.0 | 5856.7 |
| Red agrupada 2 | 452 | 720.6 | 12316.1 |
| Red agrupada 3 | 370 | 640.0 | 10483.6 |
| Red agrupada 4 | 186 | 437.1 | 6614.9 |
| Red promedio 1 | 193 | 544.0 | 6235.8 |
| Red promedio 2 | 285 | 645.5 | 8170.1 |
| Red promedio 3 | 411 | 680.3 | 11399.8 |

Para realizar el cálculo de las nuevas curvas de costos, se consideran niveles de adopción en los consumos de los alimentadores que tienen igual nivel de adopción, de esta forma el costo de la nueva curva corresponde a la suma de los costos de los mismos niveles de adopción de los alimentadores que forman la red. Las curvas de costos obtenidas se encuentran en anexos en la Sección 8.4.

Debido a que existe gran diferencia entre la cantidad de consumos provenientes de las redes agrupadas, se calculan las curvas promedio entre estas redes para generar curvas con cantidad de consumos intermedias a las que se obtienen de agrupar los alimentadores. De esta forma se calcula la curva promedio entre la red agrupada 4 y la red agrupada 1, lo que origina la curva de una red con 193 consumos, la que se denomina curva promedio 1. También se calcula la curva promedio entre la red agrupada 1 y la red agrupada 3, lo que genera una curva de costos para una red con 285 consumos, se le llama curva promedio 2.

Finalmente se calcula la curva promedio entre la curva agrupada 3 y la curva agrupada 4, la curva resultante se llama curva promedio 3. Las curvas promedio se encuentran en anexos en la Sección 8.4.

Tabla 5.7 Distribución de redes de Santiago en las redes simuladas

| Cantidad de Consumos | Curva que Representa | Consumos Representados [%] | Redes Representadas [%] |
|----------------------|----------------------|----------------------------|-------------------------|
| 0 < x <= 16 | 16 | 1.56 | 25.50 |
| 16 < x <= 17 | 17 | 0.01 | 0.02 |
| 17 < x <= 20 | 20 | 2.67 | 10.42 |
| 20 < x <= 21 | 21 | 0 | 0 |
| 21 < x <= 23 | 23 | 0.01 | 0.02 |
| 23 < x <= 24 | 24 | 0.49 | 1.43 |
| 24 < x <= 27 | 25 | 0.01 | 0.02 |
| 27 < x <= 35 | 31 | 0.05 | 0.11 |
| 35 < x <= 39 | 38 | 11.53 | 22.47 |
| 39 < x <= 45 | 39 | 0.03 | 0.05 |
| 45 < x <= 52 | 49 | 1.22 | 1.78 |
| 52 < x <= 60 | 55 | 0.62 | 0.72 |
| 60 < x <= 70 | 68 | 0.02 | 0.02 |
| 70 < x <= 79 | 75 | 15.84 | 15.43 |
| 79 < x <= 89 | 84 | 0.16 | 0.13 |
| 89 < x <= 96 | 94 | 1.10 | 0.80 |
| 96 < x <= 107 | 100 | 0.14 | 0.09 |
| 107 < x <= 117 | 112 | 17.93 | 10.48 |
| 117 < x <= 155 | 142 | 1.33 | 0.65 |
| 155 < x <= 180 | 175 | 6.41 | 2.50 |
| 180 < x <= 189 | 186 ⁴ | 0.85 | 0.31 |
| 189 < x <= 199 | 193 ⁵ | 0.07 | 0.02 |
| 199 < x <= 234 | 200 ² | 14.50 | 4.25 |
| 234 < x <= 330 | 285 ³ | 2.44 | 0.58 |
| 330 < x <= 395 | 370 ² | 3.02 | 0.58 |
| 395 < x <= 440 | 411 ³ | 0.62 | 0.10 |
| 440 < x <= 500 | 452 ² | 4.12 | 0.60 |
| 500 < x | 452 ⁶ | 13.25 | 0.88 |

En la Tabla 5.7 se muestra la distribución de las redes de Santiago, donde la primera columna representa el intervalo de consumos que pertenecen a un grupo, en la segunda columna se muestra la cantidad de consumos que posee la red que representa a cada grupo y en las columnas 3 y 4 se muestra la representación del total de consumos y redes de Santiago que tiene cada grupo.

⁴ Es una curva agrupada

⁵ Es una curva promedio de curvas agrupadas

⁶ Está representado por esta curva, pero no es representativa

Las redes se agruparon solo hasta 500 consumos, debido a que no se tiene una curva con mayor cantidad de consumos, por lo que las redes con cantidad de consumos mayores a 500 son representadas por la curva asociada a la red con mayor consumo. Se tiene que la cantidad de consumos que no son representados es 13.25% y la cantidad de redes que no son representadas es 0.88%.

Es necesario enfatizar, que estas curvas de costo son estimaciones a partir de los resultados obtenidos de las simulaciones y no representan las verdaderas curvas de costos de Santiago.

En la Figura 5.94 se observa la estimación de la curva de costos de Santiago debido a la inserción de generación solar. Esta curva se divide en tres partes para poder realizar una regresión por tramos que represente esta curva.

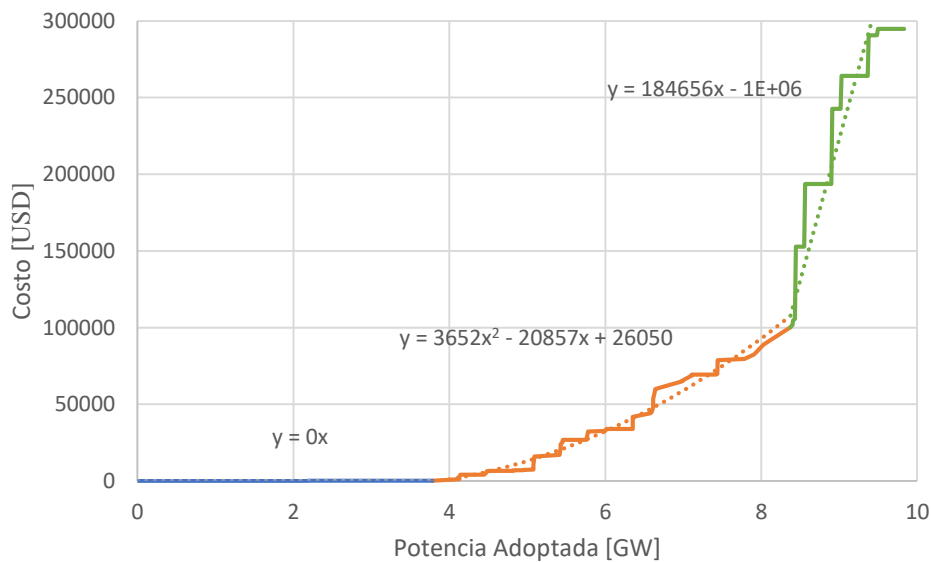


Figura 5.94 Estimación para Santiago de la curva agregada de costos de inserción de generación solar

La Ecuación (6) corresponde a la regresión de la curva agregada de costos de Santiago estimada para la inserción de generación solar.

$$y = \begin{cases} 0 \cdot x & , si \quad x \leq 3.78 \\ 3.652 \cdot X^2 - 20.857 \cdot x + 26.050 & , si \quad 3.78 \leq x \leq 8.38 \\ 184.656 \cdot x - 1.439.100 & , si \quad 8.38 \leq x \end{cases} \quad (6)$$

En la Figura 5.95 se observa la estimación de la curva de costos de Santiago debido a la inserción de vehículos eléctricos. Esta curva se divide en tres partes para poder realizar una regresión por tramos que represente esta curva.

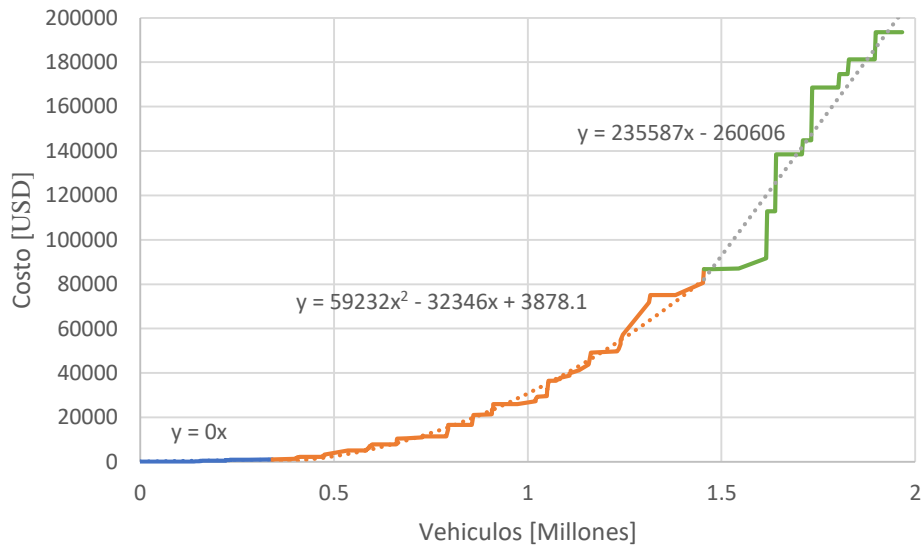


Figura 5.95 Estimación para Santiago de la curva agregada de costos de inserción de vehículos eléctricos

La Ecuación (7) corresponde a la regresión de la curva agregada de costos de Santiago estimada para la inserción de vehículos eléctricos.

$$y = \begin{cases} 0 \cdot x & , si \quad x \leq 0.34 \\ 59.232 \cdot X^2 - 32.346 \cdot x + 3878.1 & , si \quad 0.34 \leq x \leq 1.46 \\ 235.587 \cdot x - 260.606 & , si \quad 1.46 \leq x \end{cases} \quad (7)$$

Las regresiones que se realizan pueden ser utilizadas para incorporar la inserción de generación solar residencial y de vehículos eléctricos a un modelo de planificación del sistema eléctrico. De esta forma se podría obtener una combinación óptima de la cantidad de adopción de distintos tipos de tecnologías para el futuro, entre las que se encuentran las tecnologías abordadas en esta memoria, las que corresponden a la generación solar residencial y de vehículos eléctricos.

Capítulo 6: Conclusiones y trabajo futuro

En esta sección se exponen las conclusiones del trabajo realizado, aquí se busca plasmar el aprendizaje del proceso de memoria. También se proponen posibles trabajos que se pueden realizar a futuro para poder mejorar los resultados obtenidos.

De los resultados se concluye que existen diversos factores que afectan el comportamiento de la red, por lo que es relevante identificar correctamente dichos factores y caracterizar adecuadamente la red según estos mismos, para poder así determinar el comportamiento de la red. La ventaja de caracterizar las redes es que brinda la posibilidad de poder agruparlas según características similares, lo cual en casos como este estudio, permite obtener resultados similares en las redes de cada grupo, lo cual además permite realizar una extrapolación de los resultados del sistema a partir de los resultados de redes representativas de estos grupos.

De los resultados también se concluye, que el comportamiento de los problemas de tensión, en comparación con el comportamiento de los problemas de corriente, determina de mejor forma el comportamiento de costos de reforzamiento. Esto ocurre a pesar de que los costos de reforzamiento se deben al reemplazo de conductores, acción que busca solucionar ambos tipos de problemas.

De los resultados se desprende también, que existe la posibilidad de llevar a cabo inserción de estas tecnologías sin generar problemas en la red. Esto se debe a que se identifica que cada red tiene un rango de nivel de adopción para cada tecnología, sin ocurrencia de problemas. Para llevarlo a cabo se hace necesario caracterizar cada red y agruparlas adecuadamente según el comportamiento esperado, con el fin de identificar el nivel de adopción que no genera problemas en cada grupo y por otra parte, la ubicación de estas tecnologías en cada red. Esto cobra importancia, ya que, bajo estos argumentos, se puede incentivar la adopción de estas tecnologías en las redes de baja tensión, en una cantidad y ubicación determinada, sin generar un costo extra para el sistema.

En la misma línea, se visualiza que si se realiza una correcta caracterización de las redes de baja tensión de una ciudad y se agrupan las redes según la similitud de sus características, se puede obtener grupos de redes con un comportamiento similar. Es aquí, donde se proyecta uno de los aportes y contribución más importante de esta memoria, ya que se puede utilizar como punto de inicio para incentivar la generación de políticas públicas, donde se busque potenciar la adopción de las tecnologías abordadas en este trabajo en diversas ciudades del país. Donde el punto de partida de estas políticas podría ser el aprovechamiento de los niveles de adopción que no producen costos en las redes, ya que esto solo generaría ganancias para el sistema sin tener que incurrir en algún costo adicional.

Complementariamente al propósito anterior, se puede realizar una parametrización de la curva agregada de costos. Con la parametrización de la curva de costos, se podría incorporar el costo de inserción de estas tecnologías en un modelo de planificación y así, llegar a un punto óptimo que incluya, como medida de mitigación de las emisiones de CO₂, la inserción de estas tecnologías en el desarrollo del sistema eléctrico.

Con los resultados de este trabajo se obtiene una primera aproximación, para las redes de baja tensión de Santiago, de la curva agregada de costos generada al solucionar los problemas técnicos generados por la inserción de las tecnologías estudiadas. Esto, marca un primer paso y precedente en la cuantificación de los costos asociados a la inserción de las tecnologías con baja emisión de carbono y da pie a seguir investigando acerca de esta temática, con el fin de que en el futuro sea una realidad la incorporación de este tipo de tecnologías en las redes de Santiago.

6.1. Trabajo futuro

En este trabajo sólo se evalúa el reforzamiento de red como método empleado para mitigar los problemas técnicos que genera la incorporación de este tipo de tecnologías, por lo que queda pendiente y sujeto a investigación la evaluación de otros métodos para resolver los problemas. Dentro de los métodos que se encuentran sujetos a estudios futuros es el uso de baterías, coordinación de activos, transformadores con tap, entre otros.

Al realizar la evaluación de costos del empleo de otros métodos para mitigar los problemas técnicos, se hace necesario realizar una evaluación técnico-económica de los métodos, con el fin de definir cuál método tiene un mejor desempeño y una mejor proyección y que por consiguiente sea el más conveniente para utilizar en la solución de los problemas técnicos.

Por otro lado, como trabajo a futuro, queda pendiente también obtener las curvas de costos reales de Santiago. Para esto es necesario realizar la adecuación de ciertos datos utilizados:

- Obtener la información de las redes de Santiago.
- Realizar la correcta caracterización de las redes de Santiago.
- Generar perfiles de demanda representativos de Santiago. Para esto se deben considerar distintos factores que determinan el comportamiento del consumo, como el comportamiento de los habitantes de Santiago, la cantidad de habitantes por hogar, la jornada laboral, el tipo de calefacción usada y el uso de electrodomésticos, entre otros parámetros.
- Adicionalmente, para estudiar la inserción de vehículos eléctricos, se debe generar perfiles de carga de los vehículos, que al igual que para los consumos, consideren el comportamiento de carga situada en Santiago.

Es así como se espera que al considerar estos factores se pueda mejorar la representatividad de los resultados obtenidos al calcular los costos de adaptación de las tecnologías de este estudio, mediante el refuerzo de conductores y de transformador, en las redes de baja tensión para la ciudad de Santiago.

Cabe mencionar que este trabajo evalúa la inserción de vehículos eléctricos particulares, sin embargo, también se puede realizar esta evaluación para la electrificación del transporte público, como medida de mitigación de emisiones de CO₂. Debido a los requerimientos de energía para la electrificación del transporte público, es probable que

al realizar este proceso también se originen problemas en las redes de distribución. Es en este sentido que es necesario cuantificar los costos necesarios para poder adaptar las redes de distribución a la electrificación del transporte público.

Es importante considerar que Santiago puede ser el inicio de un trabajo que a futuro puede extenderse al resto del país, puesto que en el resto del país también se puede llevar a cabo la inserción de estas tecnologías como forma de mitigar las emisiones. Un ejemplo concreto de esto sería realizar el estudio de la electrificación del calor en la zona sur del territorio nacional. Con esto se podría disminuir en esta zona la cantidad de contaminación que se genera, la cual es producida principalmente por el tipo de calefacción que se utiliza. Pero al igual que para Santiago, se hace necesario la creación tanto de perfiles de consumo, como de perfiles de requerimientos de energía asociados a la electrificación del calor, representativos de dicha zona.

Por otro lado, un elemento que queda pendiente de los resultados obtenidos es la incorporación de este tipo de tecnologías en un modelo de planificación, con el fin de encontrar una combinación óptima de las distintas tecnologías presentes en el sistema y que además se considere estas tecnologías.

Por último, es importante proyectar que a partir de estos resultados y de los posibles trabajos a futuros se puedan generar políticas públicas que contemplen el fomento y la incentivación de la adopción de tecnologías con baja emisión de carbono, a través de opciones como subsidios a la inserción o un ajuste en la tarifa de cobros para los consumos que opten por la inserción de este tipo de tecnologías.

Capítulo 7: Bibliografía

- [1] «Banco Mundial,» 2014. [En línea]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.KT?end=2014&start=1960&view=chart>.
- [2] «El Mostrador,» 10 01 2019. [En línea]. Available: <https://m.elmostrador.cl/agenda-pais/2019/01/10/2018-ano-record-en-emisiones-de-co2/>.
- [3] «Global Carbon Project,» 05 Diciembre 2018. [En línea]. Available: http://folk.uio.no/roberan/img/GCB2018/PNG/s10_2018_FossilFuel_and_Cement_emissions_1959.png.
- [4] «Comisión europea,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es.
- [5] «Ministeri Secretaría General de Gobierno,» 09 04 2019. [En línea]. Available: <http://www.msgg.gob.cl/wp/index.php/2019/04/09/cop-25-todo-lo-que-quieres-saber-sobre-la-cumbre-del-cambio-climatico-mas-importante-del-mundo-de-la-cual-chile-sera-anfitrión/>.
- [6] Ministerio del Medio Ambiente, «Tercer informe bienal actualización de Chile sobre el cambio climático,» Santiago de Chile, 2018.
- [7] A. Navarro y L. Ochoa, «Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n° 3, pp. 2192-2203, Mayo 2016.
- [8] W. Brokering Christie, R. Palma Behnke y L. Vargas Díaz, *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Santiago de Chile: PEARSON Educación, 2008.
- [9] «Global Electricity Wordpress,» 31 Octubre 2013. [En línea]. Available: <https://globelectricity.wordpress.com/2013/10/31/constitucion-de-los-sistemas-electricos/>. [Último acceso: Julio 2019].

- [10] SEC, «Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución,» pp. 1-90, Diciembre 2017.
- [11] M. Méndez Treviño, «Planificación del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, Trabajo Fin de Master,» Universidad de Sevilla, Sevilla, 2007.
- [12] A. Gómez Expósito, J. Martínez Ramos, J. Rosendo Macías, E. Romero Ramos y J. Riquelme Santos, *Sistemas Eléctricos de Potencia*, Madrid: Prentice Hall, 2003.
- [13] M. Thomson y D. G. Infield, «Network Power-Flow Analysis for a High,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 22, n^o 3, pp. 1157-1162, 2007.
- [14] A. Navarro, L. F. Ochoa y D. Randles, «Monte Carlo-Based Assessment of PV Impacts,» de *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, 2013.
- [15] «Ofgem,» Junio 2014. [En línea]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/04/lvns_closedown_report.pdf.
- [16] «ABB,» [En línea]. Available: <https://new.abb.com/es/redes-inteligentes/ques-una-red-inteligente>.
- [17] A. Navarro, «Low Carbon Technologies in Low Voltage: Probabilistic Assessment of Impacts and Solutions,» Thesis submitted for the degree of Doctor of Philosophy, Faculty of Engineering and Physical Sciences, University of Manchester, Manchester, UK, 2015.
- [18] K. Ma, R. Li. y F. Li, «Quantification of Additional Asset Reinforcement Cost From 3-Phase Imbalance,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n^o 4, pp. 2885-2891, July 2016.
- [19] N. G. Mankiw, de *Principios de Economía*, Boston, Massachusetts, EE. UU., CENGAGE Learning, 2012, pp. 67-70.
- [20] L. J. Rodríguez-Aragón, *Introducción a los Métodos Cuantitativos y a la Investigación Operativa*, 2011.

- [21] J. I. Illaná, *Métodos Monte Carlo*, Granada, 2013.
- [22] EPRI, «EPRI Electric Power Research Institute,» [En línea]. Available: <https://www.epri.com/#/pages/sa/openss?lang=en>.
- [23] SOURCE FORGE, «SOURCE FORGE,» [En línea]. Available: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>.
- [24] Spyder, «Spyder,» [En línea]. Available: <https://www.spyder-ide.org/>.
- [25] Electricity North West, «Electricity North West,» 03 Octubre 2014. [En línea]. Available: <https://mail.google.com/mail/u/0/#search/anavarro%40centroenergia.cl/FMfcgXwBWSwcnpSFfCmdhcqCSsgkWwhL>. [Último acceso: 28 Marzo 2019].
- [26] M. Thomson y E. McKenna, «High-resolution stochastic integrated thermal–electrical domestic demand model,» *Applied Energy*, vol. 165, pp. 445-461, 2016.
- [27] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield y A. Delahunty, «Domestic lighting: A high-resolution energy demand model,» *Energy and Buildings*, vol. 41, pp. 781-789, 2009.
- [28] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield y C. Clifford, «Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model,» *Energy and Buildings*, vol. 42, pp. 1878-1887, 2010.
- [29] Ministerio de energía, «Explorador solar,» 2017. [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>. [Último acceso: Diciembre 2018].
- [30] J. Quirós-Tortós, A. Navarro-Espinosa, L. F.Ochoa y T. Butler, «Statistical Representation of EV Charging: Real Data Analysis and Applications,» de *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, 2018.
- [31] «My Electric Avenue,» [En línea]. Available: <http://myelectricavenue.info/>.

- [32] Enel Distribución Chile S.A., «Memoria Anual ENEL Distribución Chile,» Enel, Santiago, Chile, 2018.
- [33] SEC, «SECGIS,» [En línea]. Available: http://secgis.sec.cl/gis_electrico/infraestructura/maps.html. [Último acceso: Diciembre 2018].
- [34] J. M. B. Caroca, «Análisis del impacto de la incorporación de paneles fotovoltaicos de carácter residencial en redes de distribución de baja tensión,» Departamento de ingeniería eléctrica, FCFM, UCH, Santiago, RM, Chile, 2017.
- [35] M. P. A. Pérez, «Estudio de impactos en la red de distribución MT de la adopción residencial masiva de paneles fotovoltaicos y vehículos eléctricos,» Departamento de ingeniería eléctrica, FCFM, UCH, Santiago, RM, Chile, 2017.
- [36] K. Ma, R. Li, I. Gil y F. Li, «Quantification of Additional Reinforcement Cost from Severe 3-Phase Imbalance,» *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017.
- [37] L. J. Rodríguez-Aragón, *Introducción a los Métodos Cuantitativos y a la Investigación Operativa*, 2011.

Capítulo 8: Anexos

8.1. Topología de las redes

8.1.1. Alimentadores

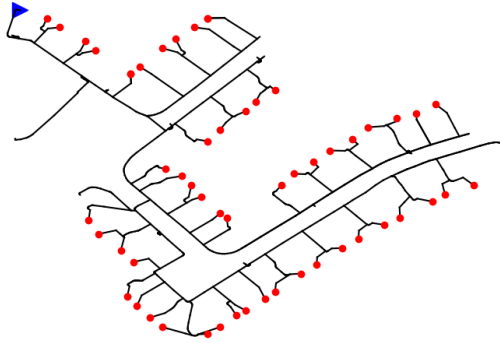


Ilustración 8.1 Topología Red 1

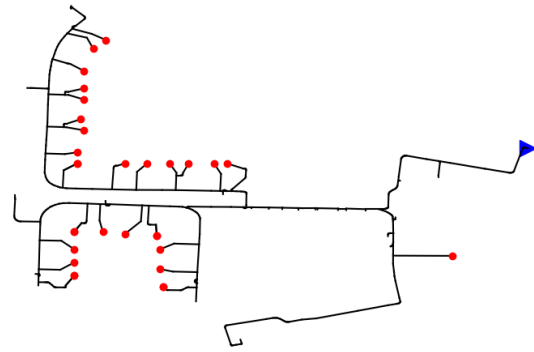


Ilustración 8.2 Topología Red 2

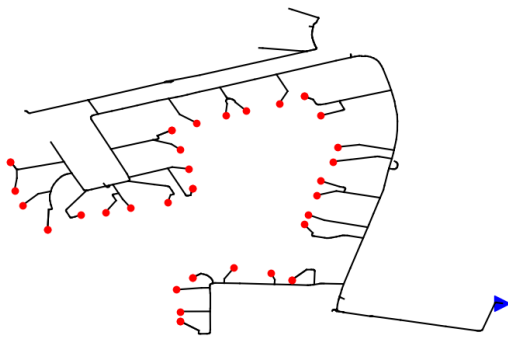


Ilustración 8.3 Topología Red 3

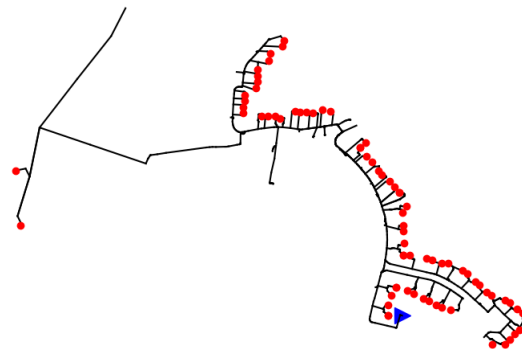


Ilustración 8.4 Topología Red 4

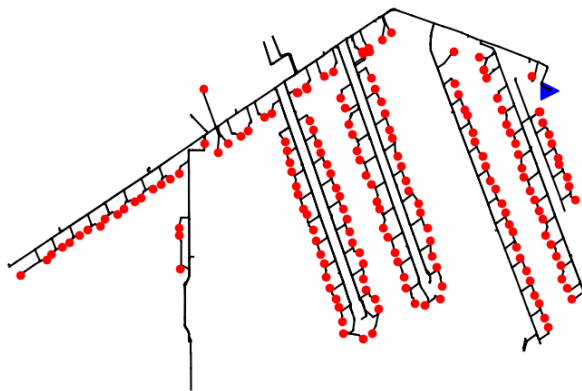


Ilustración 8.5 Topología Red 5

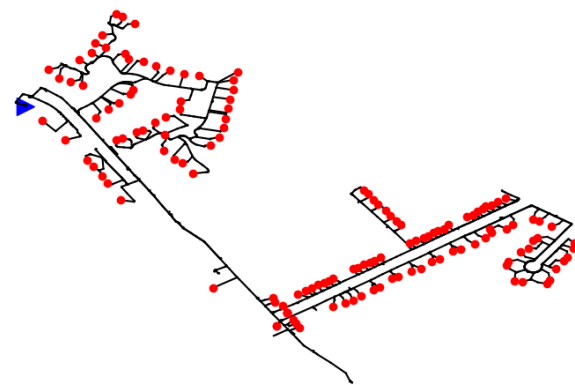


Ilustración 8.6 Topología Red 6

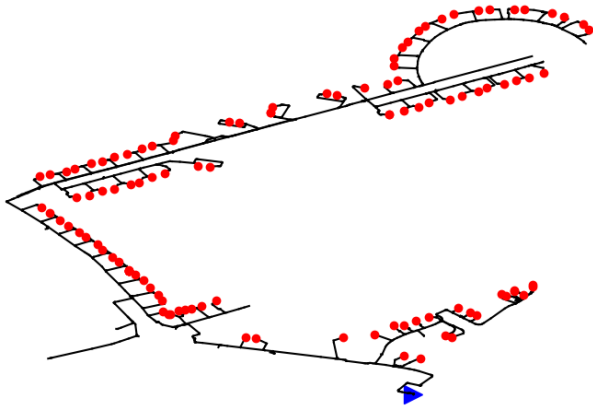


Ilustración 8.7 Topología Red 7

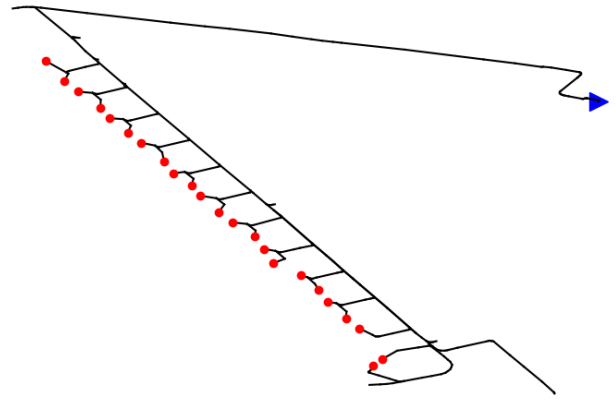


Ilustración 8.8 Topología Red 8

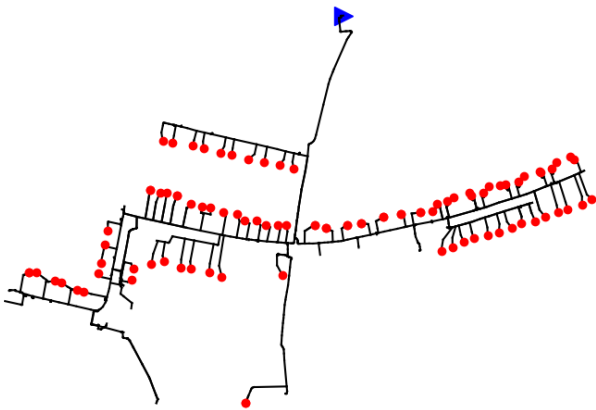


Ilustración 8.9 Topología Red 9

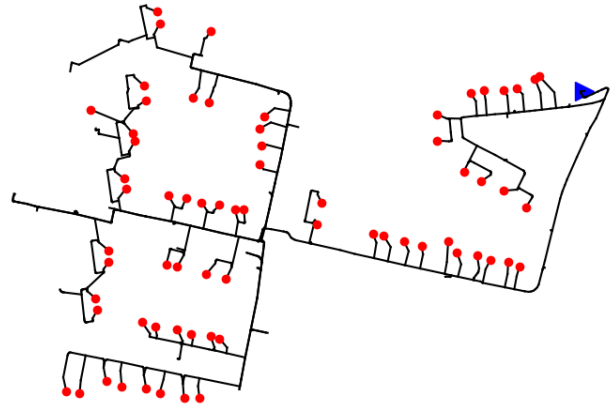


Ilustración 8.10 Topología Red 10

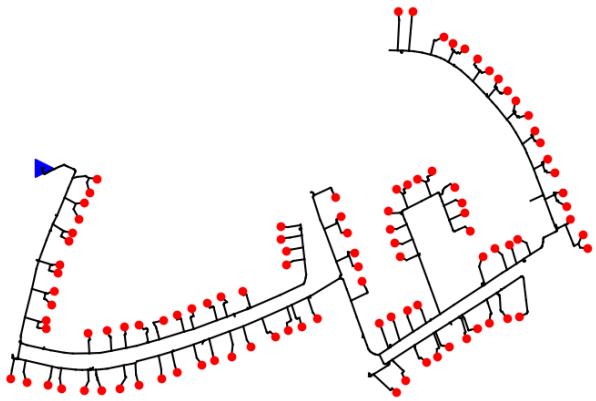


Ilustración 8.11 Topología Red 11

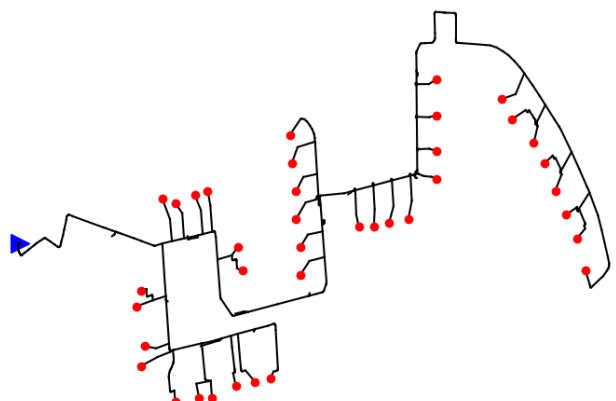


Ilustración 8.12 Topología Red 12

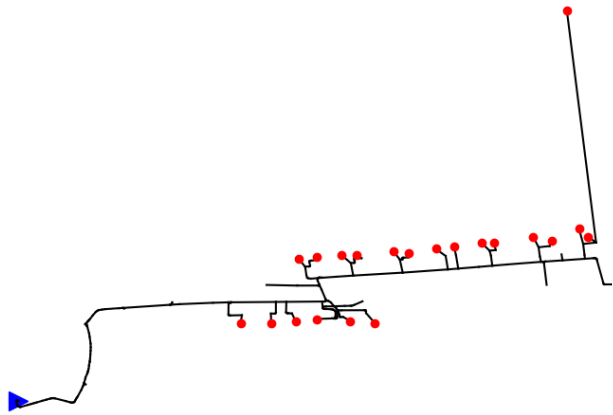


Ilustración 8.13 Topología Red 13

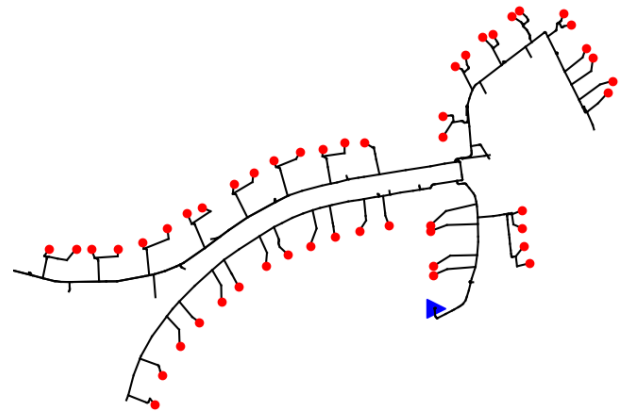


Ilustración 8.14 Topología Red 14

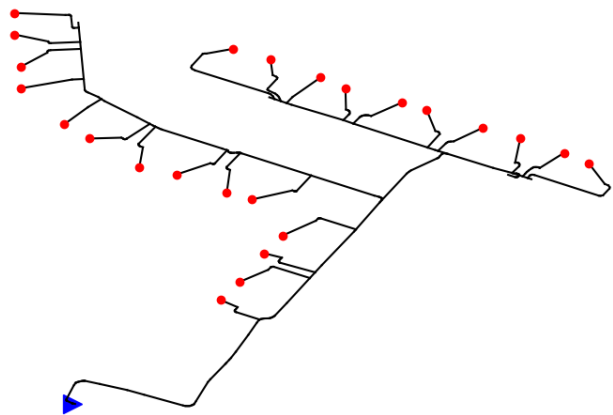


Ilustración 8.15 Topología Red 15

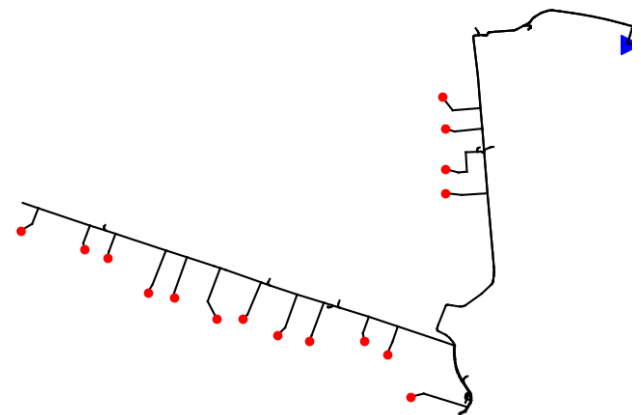


Ilustración 8.16 Topología Red 16

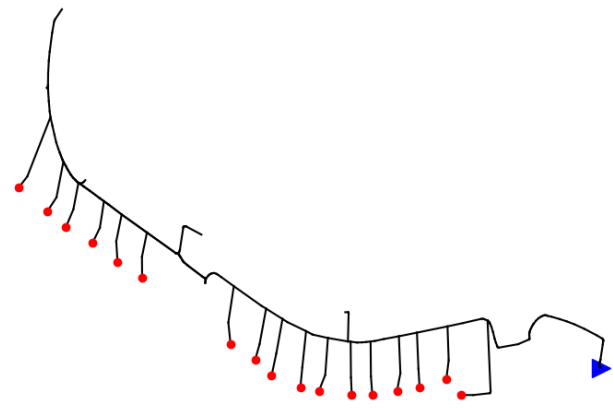


Ilustración 8.17 Topología Red 17

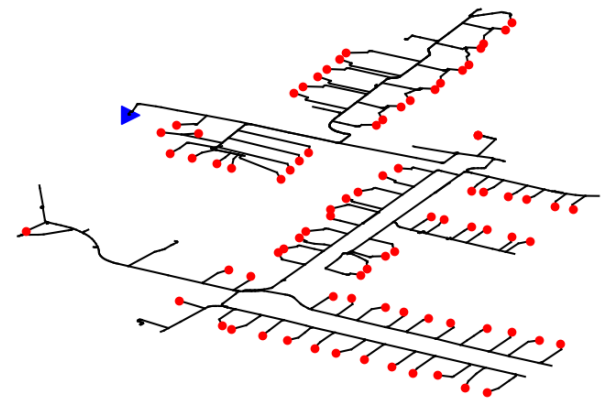


Ilustración 8.18 Topología Red 18

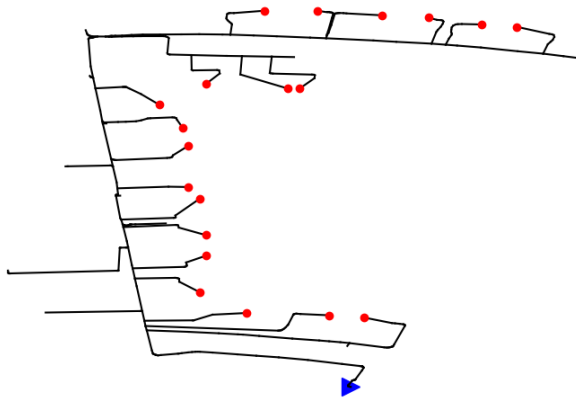


Ilustración 8.19 Topología Red 19

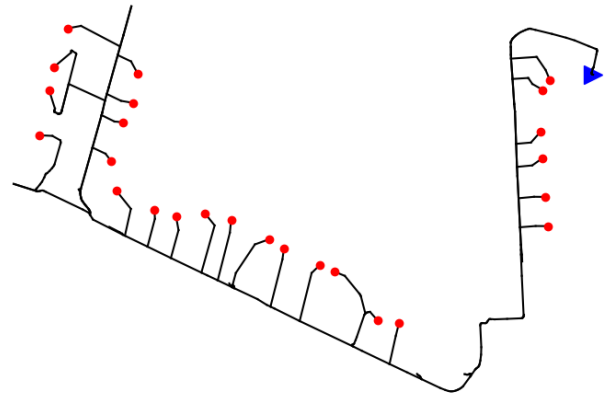


Ilustración 8.20 Topología Red 20

8.1.2. Redes



Ilustración 8.21 Red agrupada 1

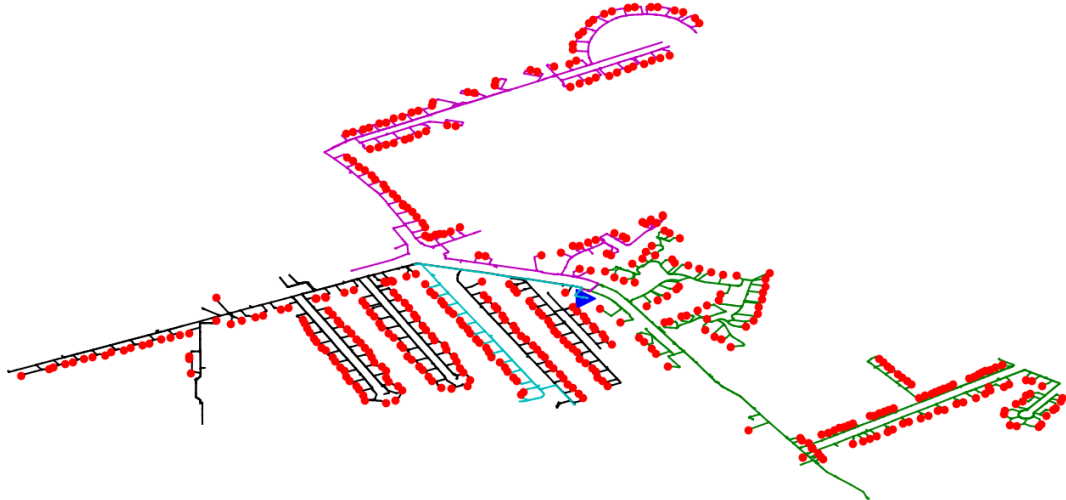


Ilustración 8.22 Red agrupada 2

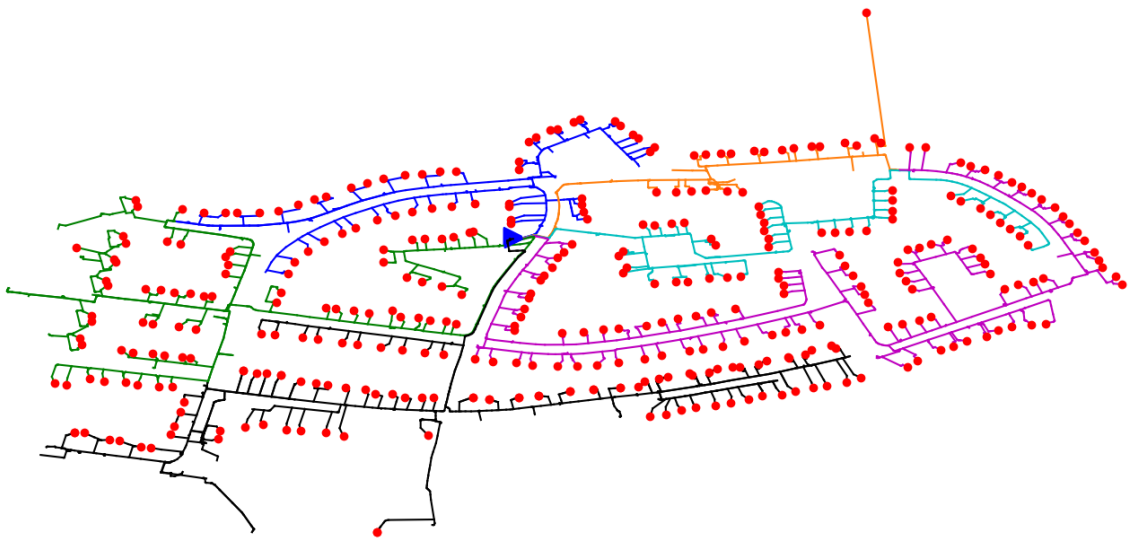


Ilustración 8.23 Red agrupada 3

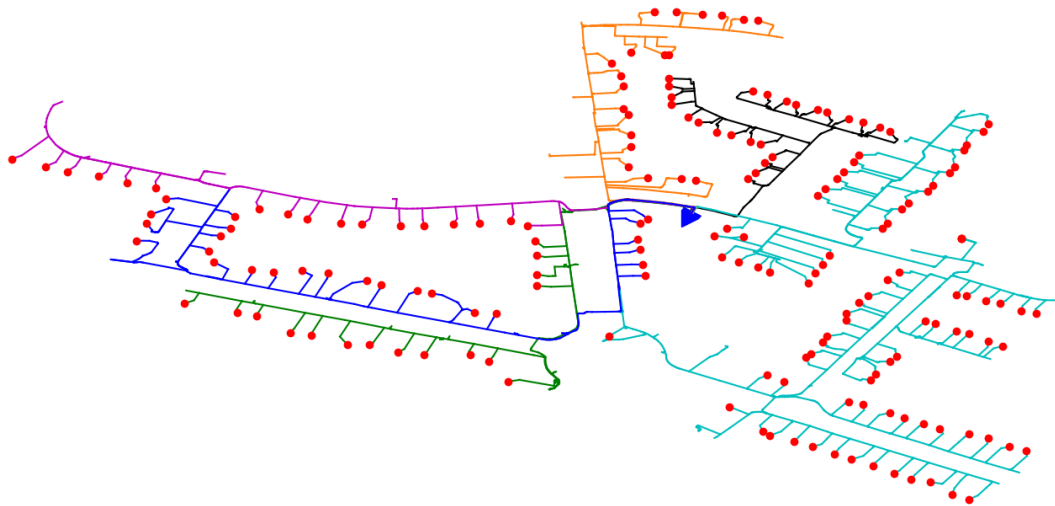


Ilustración 8.24 Red agrupada 4

8.2. Resultados Generación Solar

8.2.1. Costos

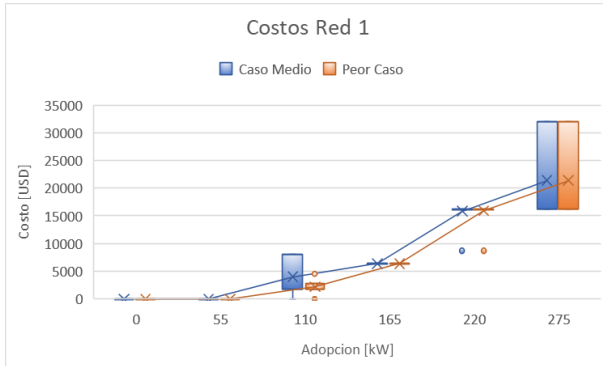


Ilustración 8.25 Resultados Costos Red 1

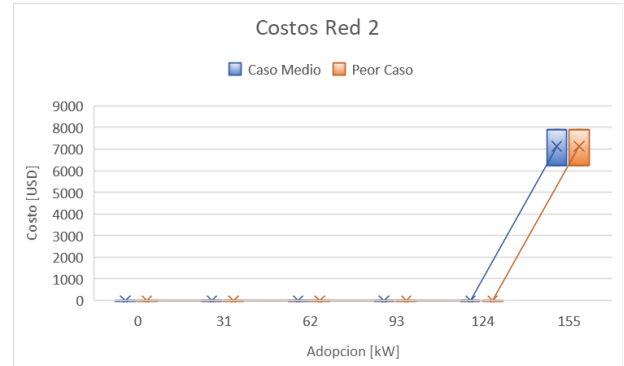


Ilustración 8.26 Resultados Costos Red 2

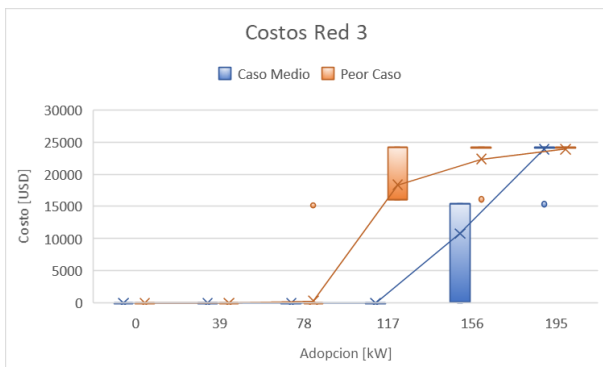


Ilustración 8.27 Resultados Costos Red 3

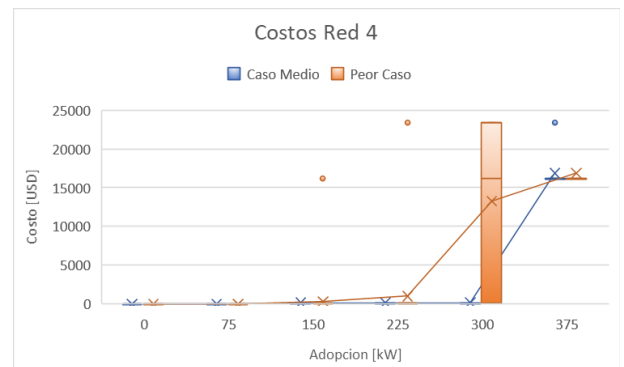


Ilustración 8.28 Resultados Costos Red 4

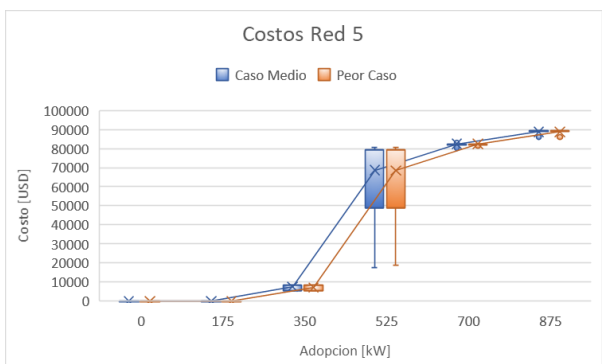


Ilustración 8.29 Resultados Costos Red 5

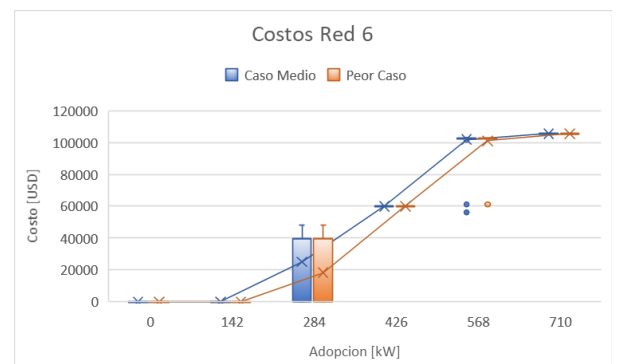


Ilustración 8.30 Resultados Costos Red 6

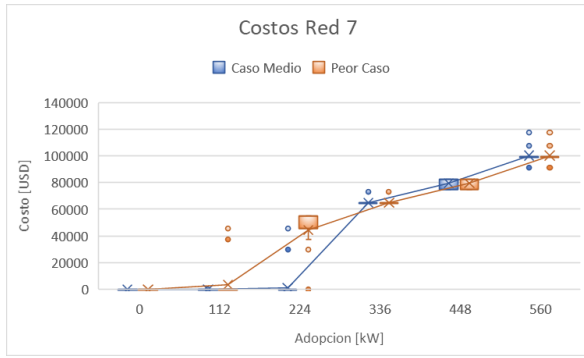


Ilustración 8.31 Resultados Costos Red 7

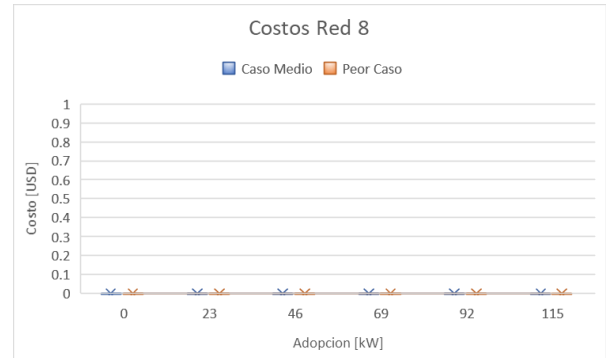


Ilustración 8.32 Resultados Costos Red 8

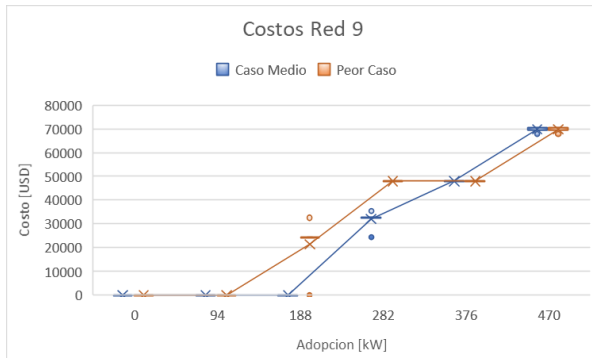


Ilustración 8.33 Resultados Costos Red 9

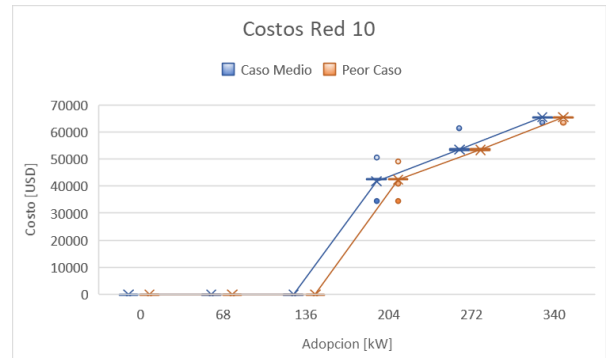


Ilustración 8.34 Resultados Costos Red 10

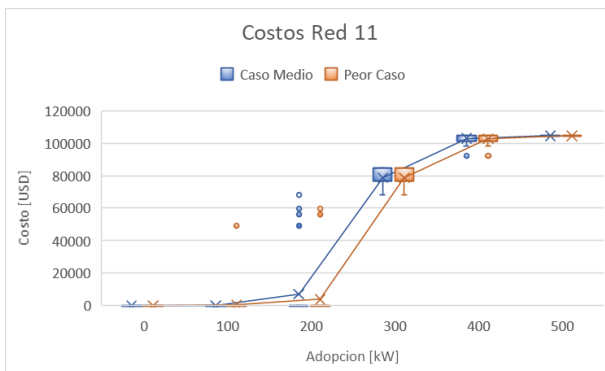


Ilustración 8.35 Resultados Costos Red 11

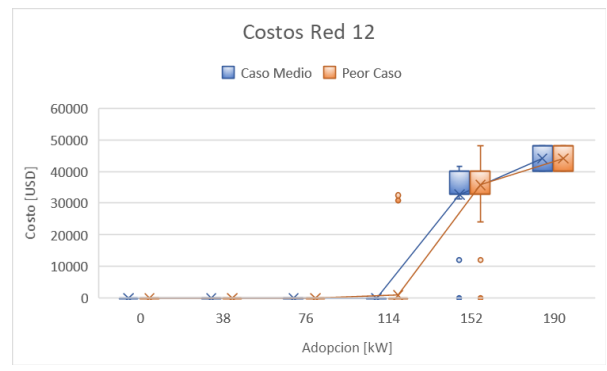


Ilustración 8.36 Resultados Costos Red 12

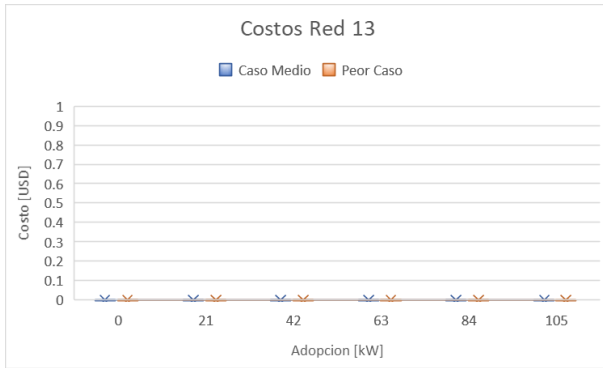


Ilustración 8.37 Resultados Costos Red 13

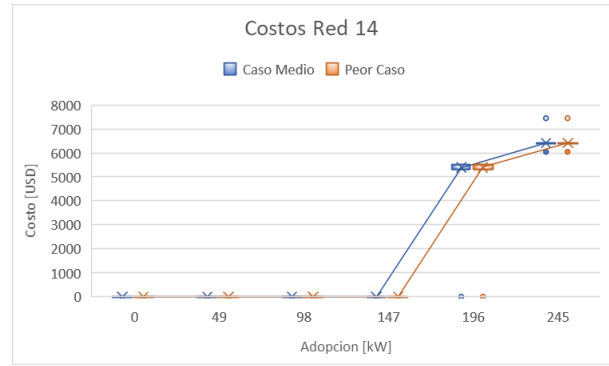


Ilustración 8.38 Resultados Costos Red 14

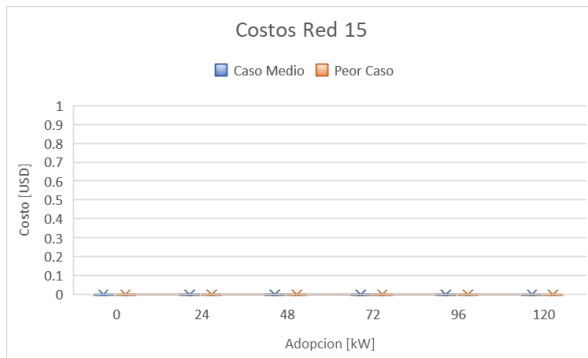


Ilustración 8.39 Resultados Costos Red 15

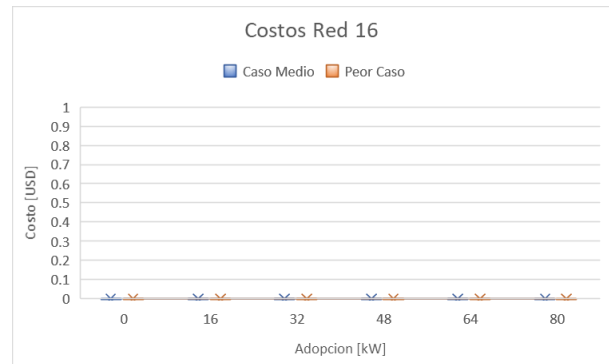


Ilustración 8.40 Resultados Costos Red 16

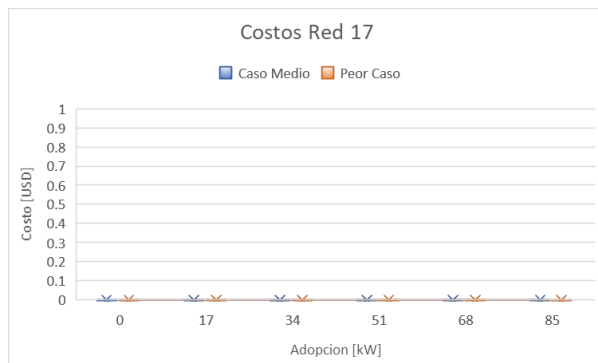


Ilustración 8.41 Resultados Costos Red 17

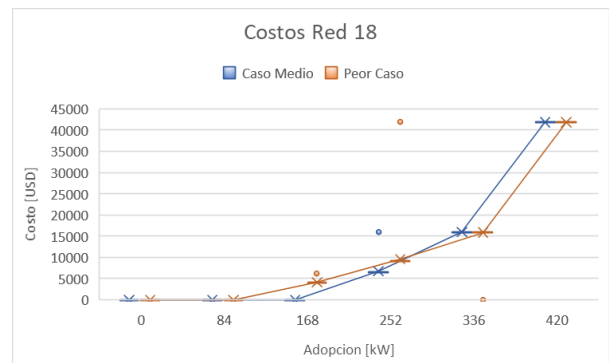


Ilustración 8.42 Resultados Costos Red 18

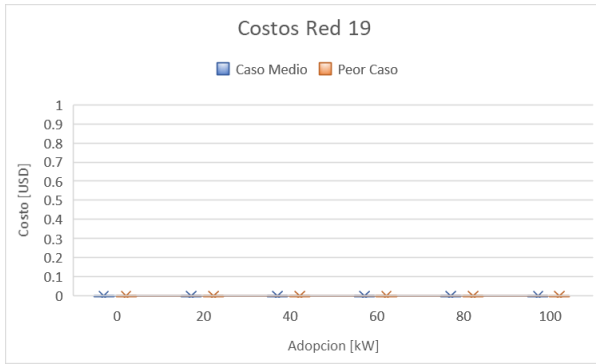


Ilustración 8.43 Resultados Costos Red 19

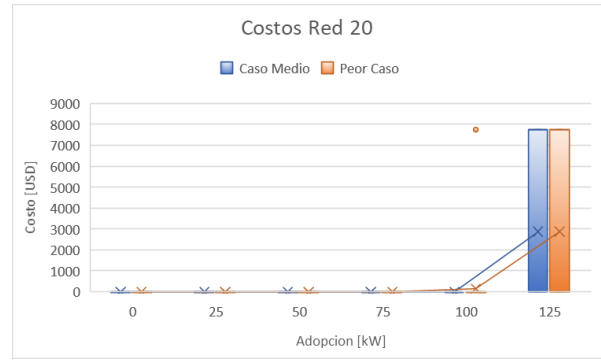


Ilustración 8.44 Resultados Costos Red 20

8.2.2. Problemas en los Consumos

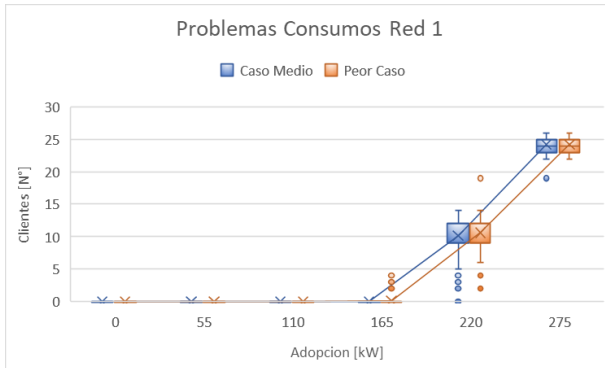


Ilustración 8.45 Problemas Consumos Red 1

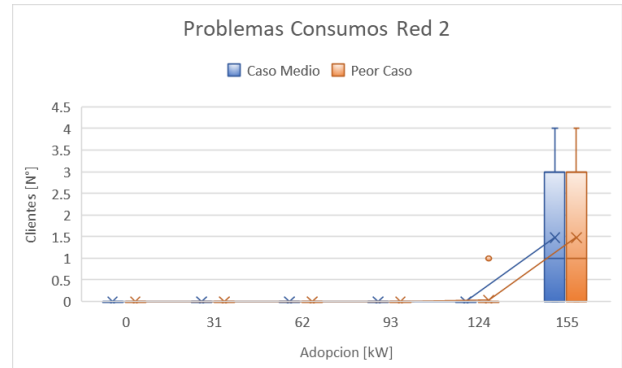


Ilustración 8.46 Problemas Consumos Red 2

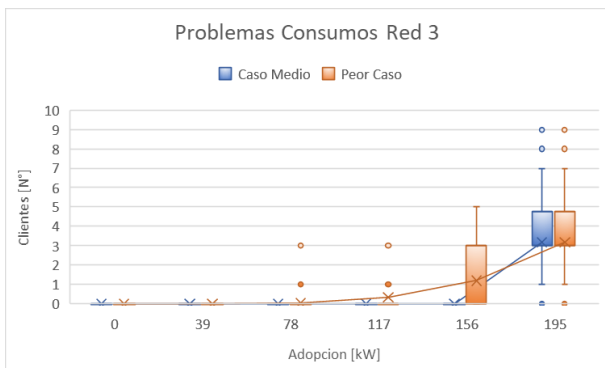


Ilustración 8.47 Problemas Consumos Red 3

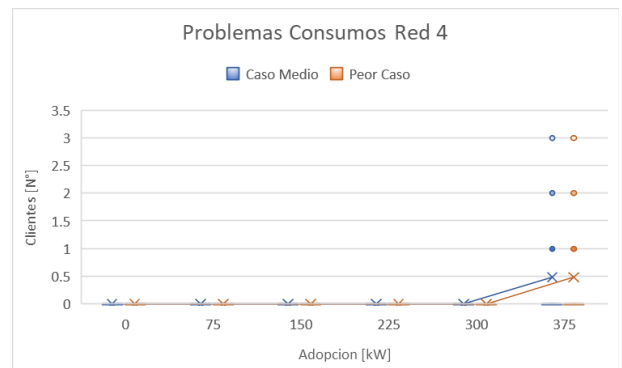


Ilustración 8.48 Problemas Consumos Red 4

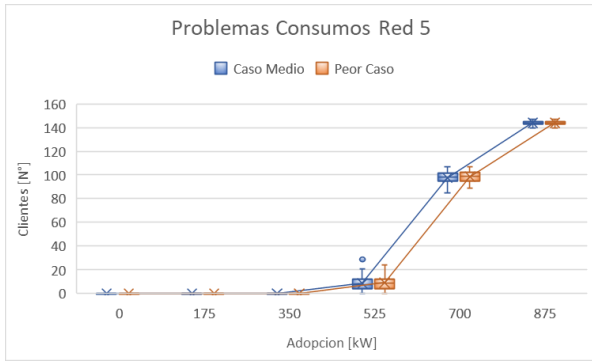


Ilustración 8.49 Problemas Consumos Red 5

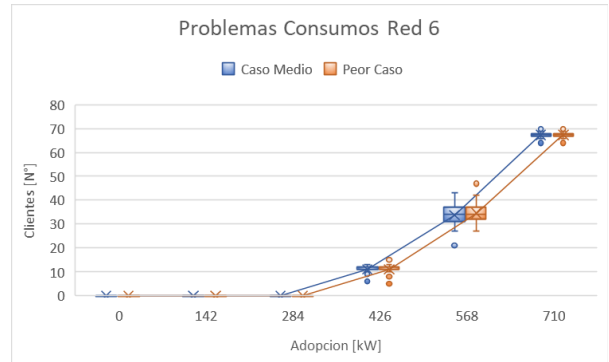


Ilustración 8.50 Problemas Consumos Red 6

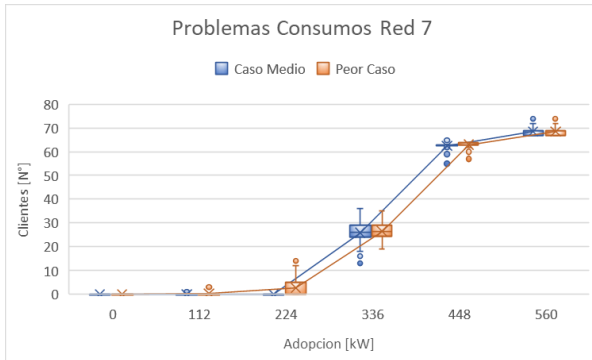


Ilustración 8.51 Problemas Consumos Red 7

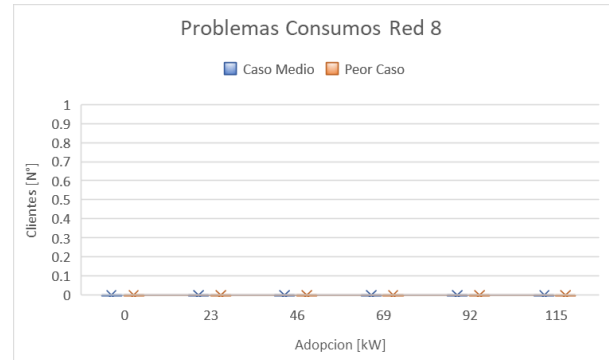


Ilustración 8.52 Problemas Consumos Red 8

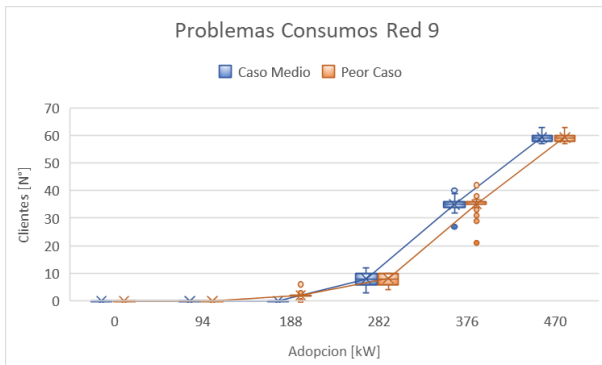


Ilustración 8.53 Problemas Consumos Red 9

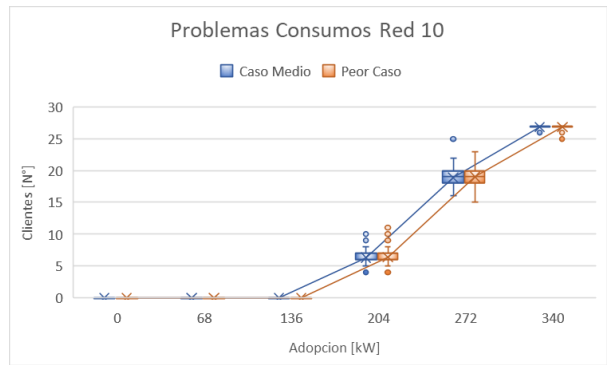


Ilustración 8.54 Problemas Consumos Red 10

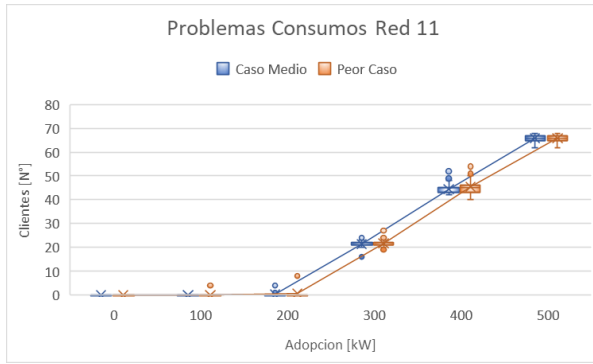


Ilustración 8.55 Problemas Consumos Red 11

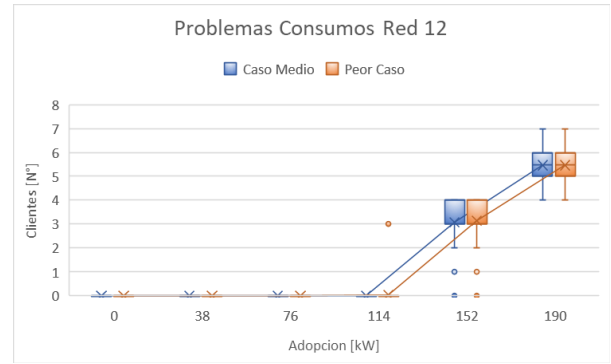


Ilustración 8.56 Problemas Consumos Red 12

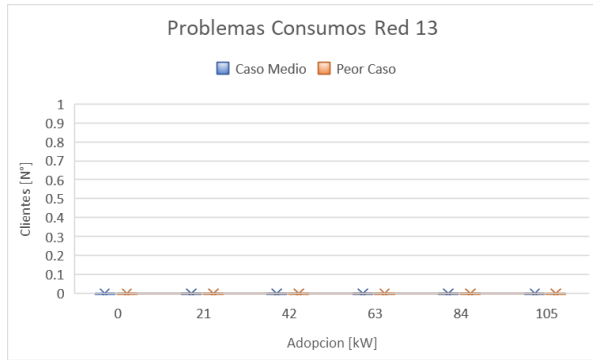


Ilustración 8.57 Problemas Consumos Red 13

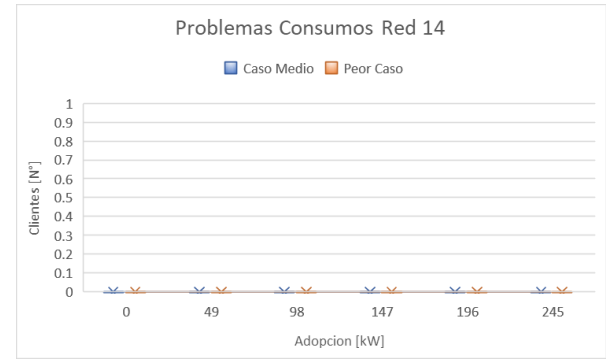


Ilustración 8.58 Problemas Consumos Red 14

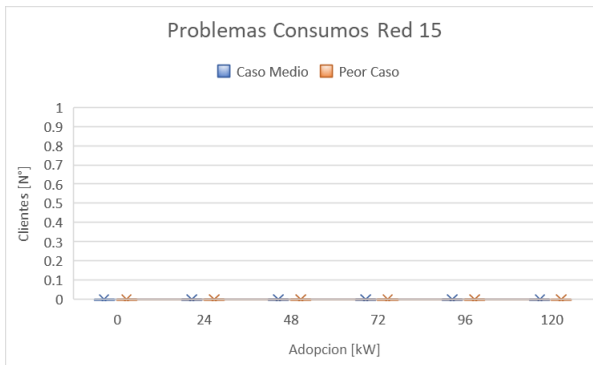


Ilustración 8.59 Problemas Consumos Red 15

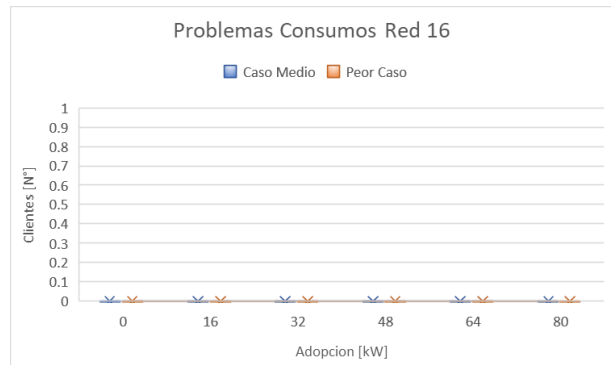


Ilustración 8.60 Problemas Consumos Red 16

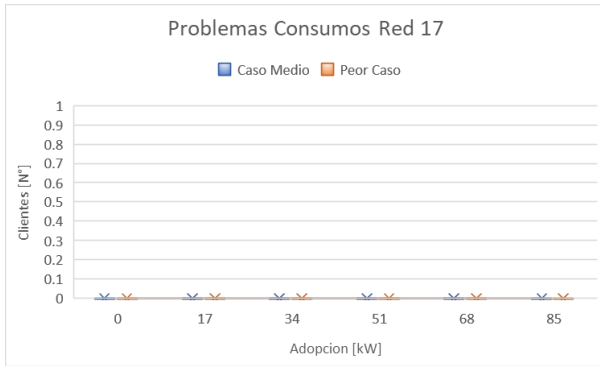


Ilustración 8.61 Problemas Consumos Red 17

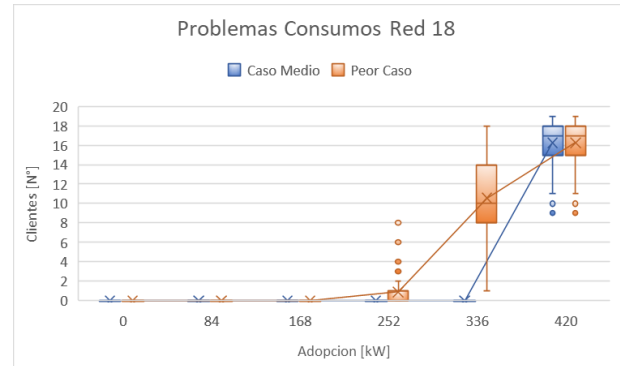


Ilustración 8.62 Problemas Consumos Red 18

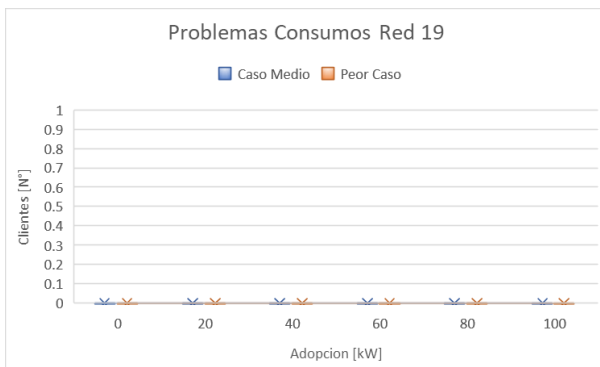


Ilustración 8.63 Problemas Consumos Red 19

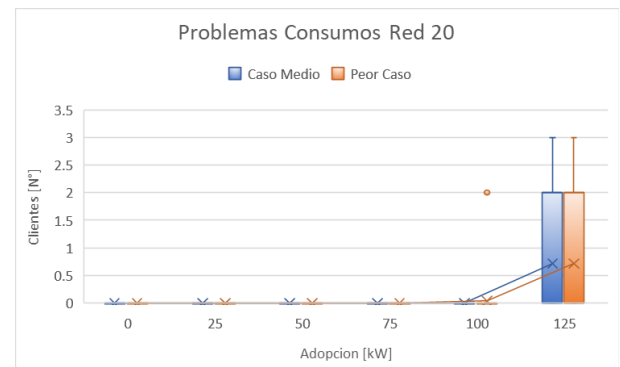


Ilustración 8.64 Problemas Consumos Red 20

8.2.3. Problemas en las Líneas

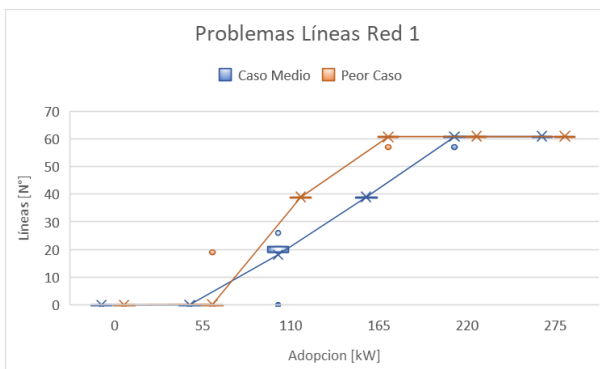


Ilustración 8.65 Problemas Líneas Red 1

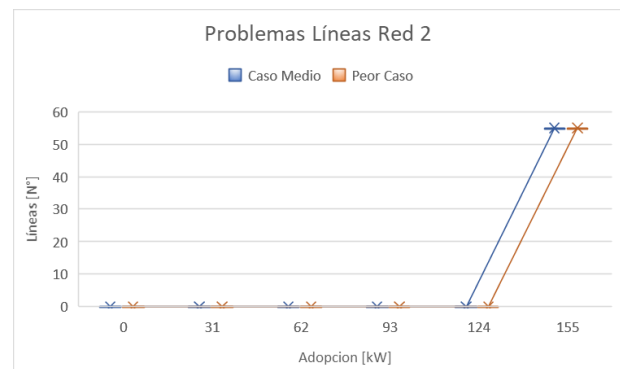


Ilustración 8.66 Problemas Líneas Red 2

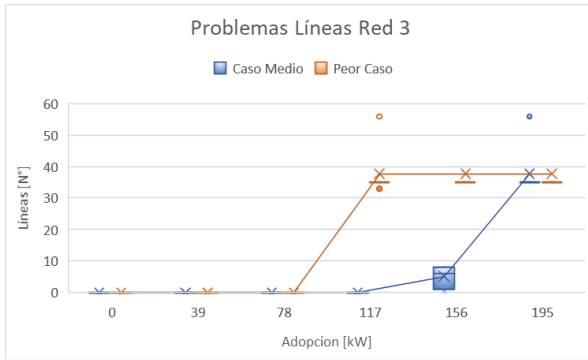


Ilustración 8.67 Problemas Líneas Red 3

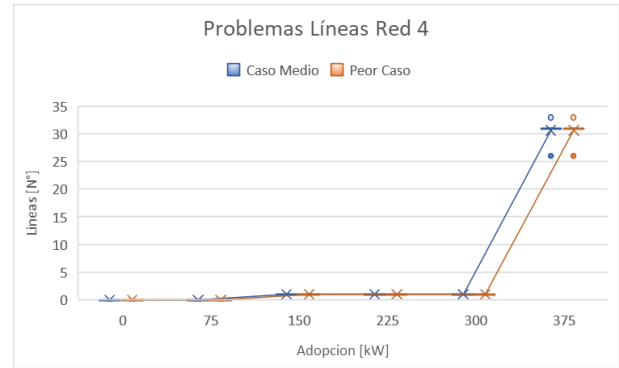


Ilustración 8.68 Problemas Líneas Red 4

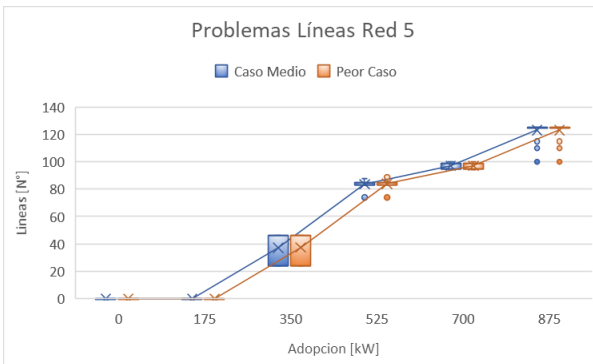


Ilustración 8.69 Problemas Líneas Red 5

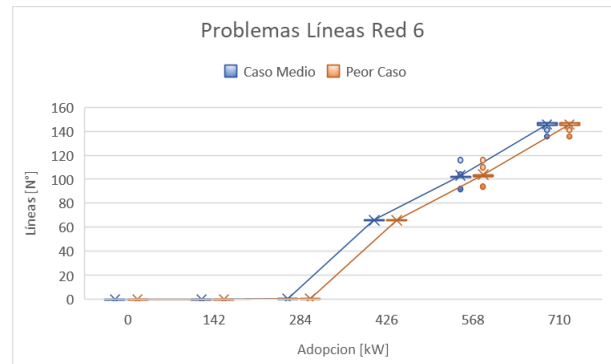


Ilustración 8.70 Problemas Líneas Red 6

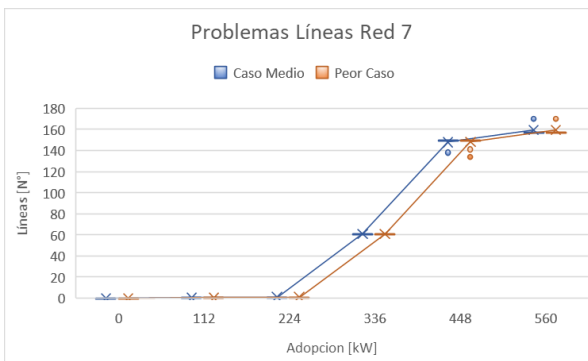


Ilustración 8.71 Problemas Líneas Red 7

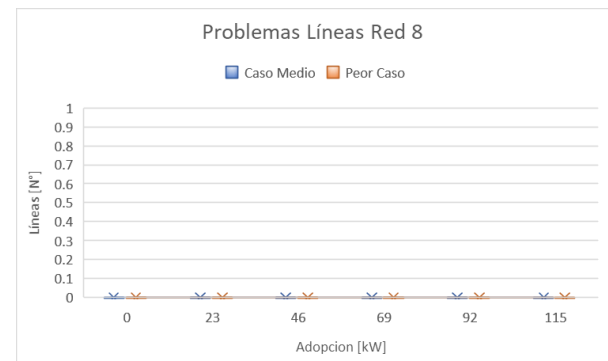


Ilustración 8.72 Problemas Líneas Red 8

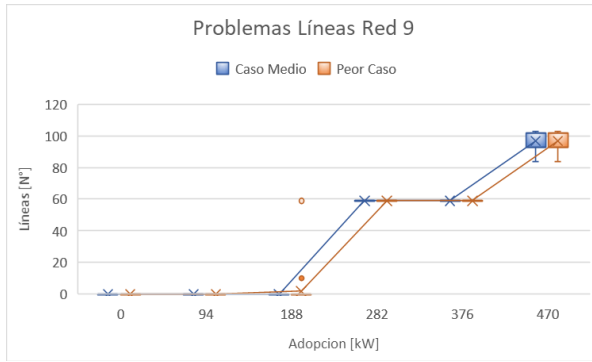


Ilustración 8.73 Problemas Líneas Red 9

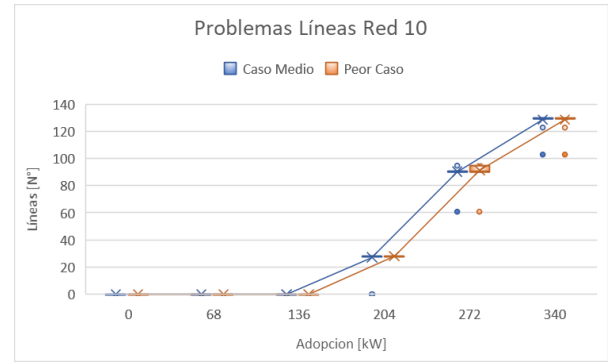


Ilustración 8.74 Problemas Líneas Red 10

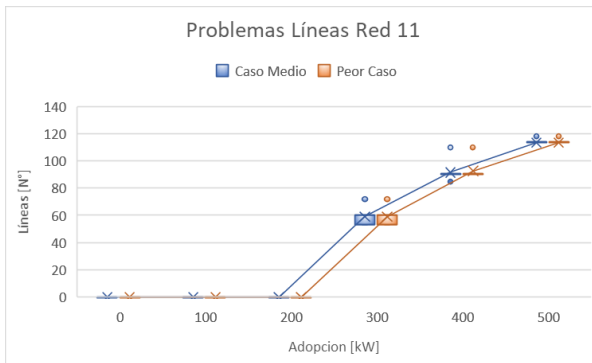


Ilustración 8.75 Problemas Líneas Red 11

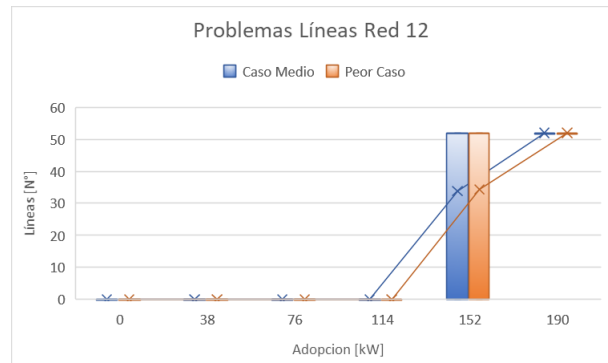


Ilustración 8.76 Problemas Líneas Red 12

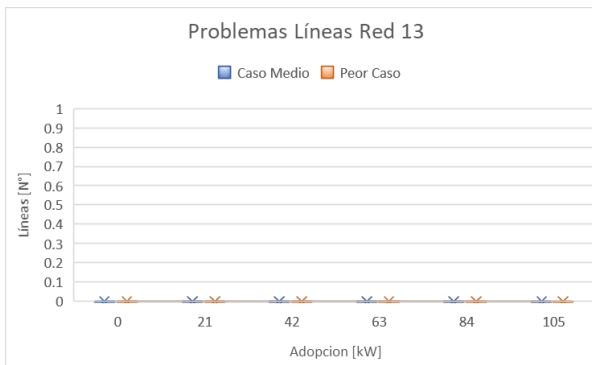


Ilustración 8.77 Problemas Líneas Red 13

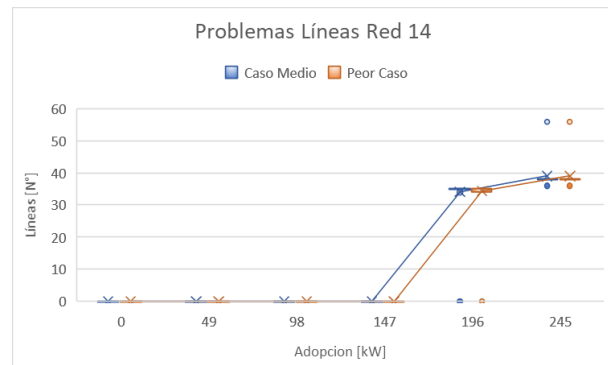


Ilustración 8.78 Problemas Líneas Red 14

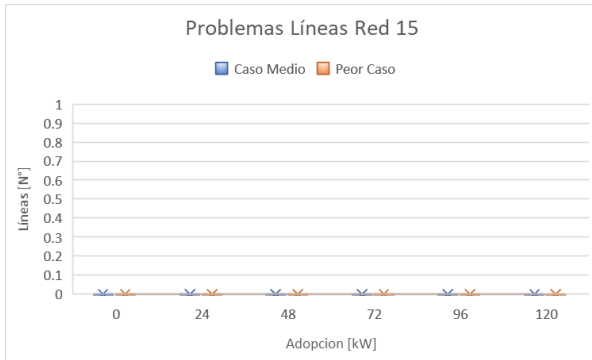


Ilustración 8.79 Problemas Líneas Red 15

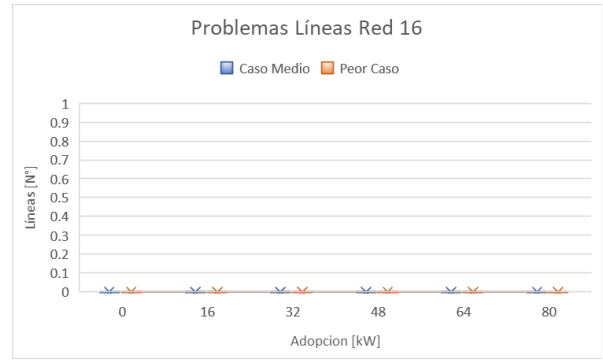


Ilustración 8.80 Problemas Líneas Red 16

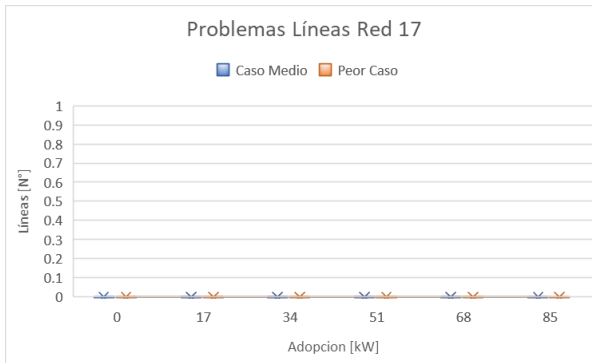


Ilustración 8.81 Problemas Líneas Red 17

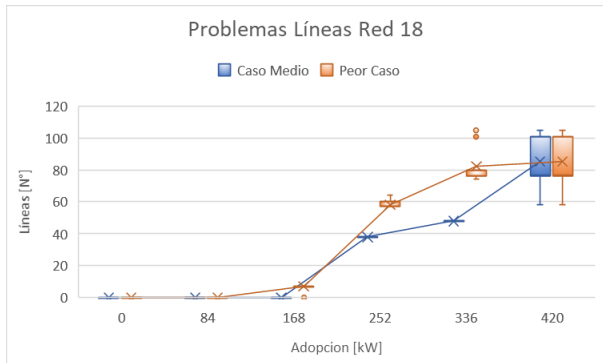


Ilustración 8.82 Problemas Líneas Red 18

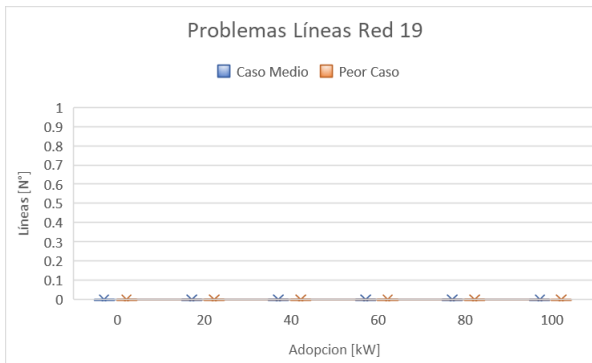


Ilustración 8.83 Problemas Líneas Red 19

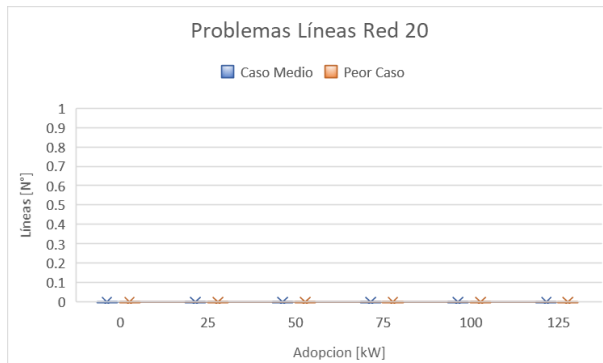


Ilustración 8.84 Problemas Líneas Red 20

8.2.4. Largo de Líneas con Problemas

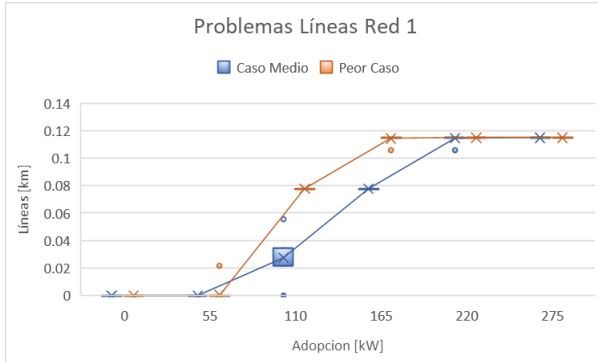


Ilustración 8.85 Largo de Líneas con problemas Red 1

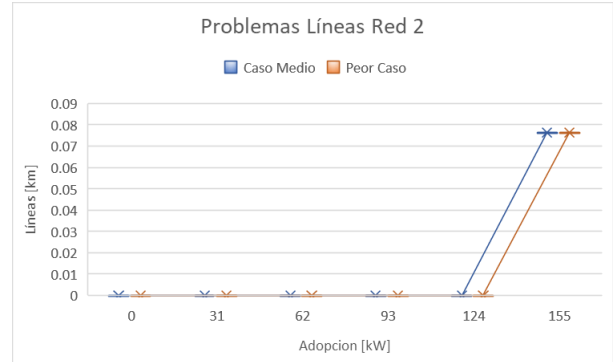


Ilustración 8.86 Largo de Líneas con problemas Red 2

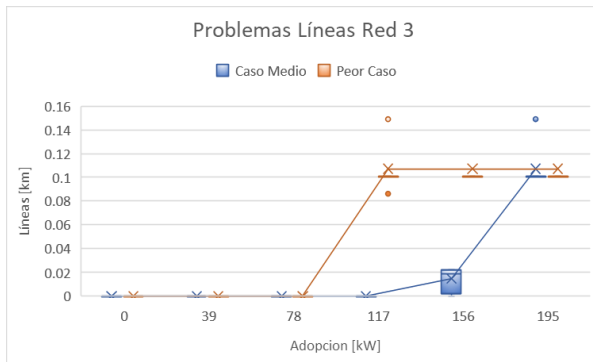


Ilustración 8.87 Largo de Líneas con problemas Red 3

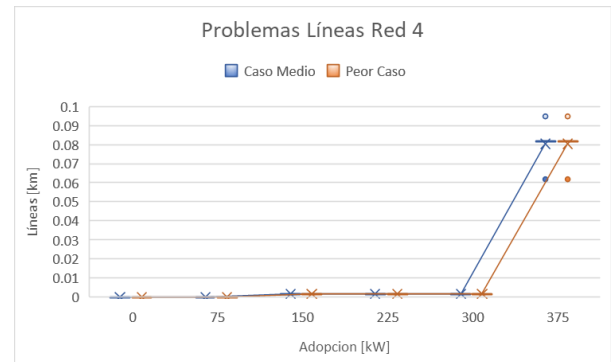


Ilustración 8.88 Largo de Líneas con problemas Red 4

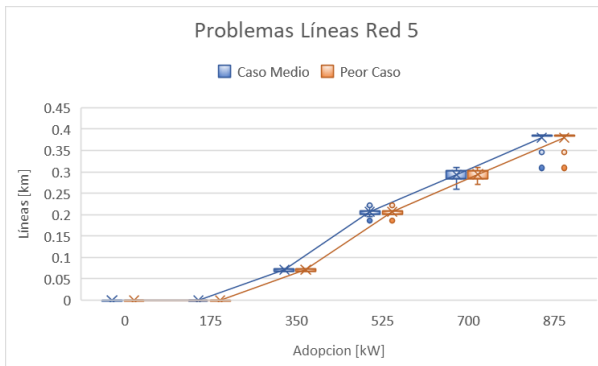


Ilustración 8.89 Largo de Líneas con problemas Red 5

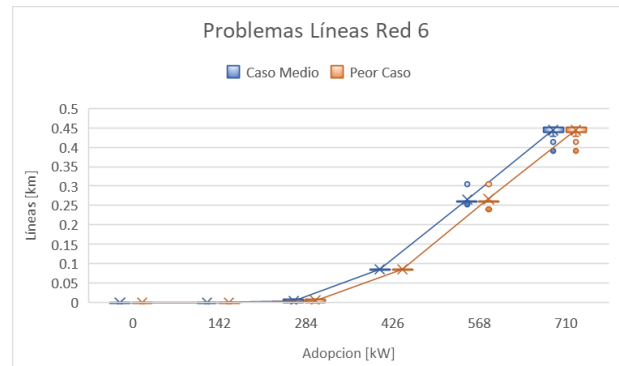


Ilustración 8.90 Largo de Líneas con problemas Red 6

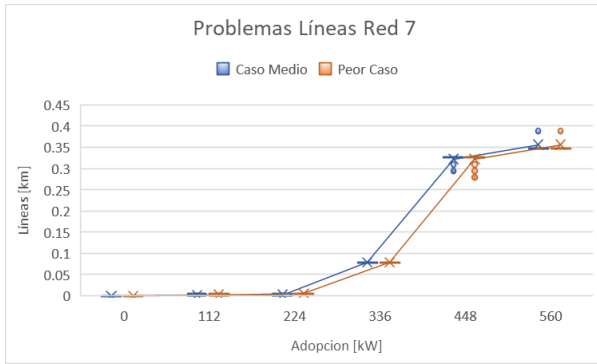


Ilustración 8.91 Largo de Líneas con problemas Red 7

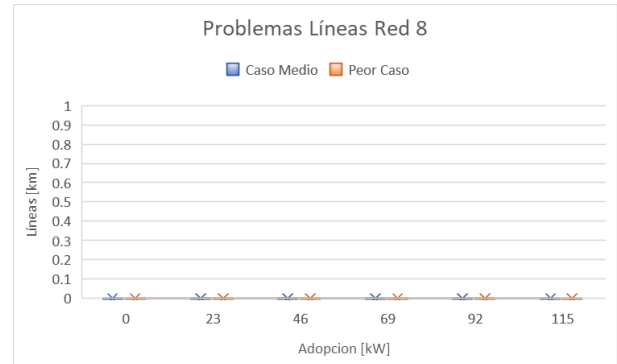


Ilustración 8.92 Largo de Líneas con problemas Red 8

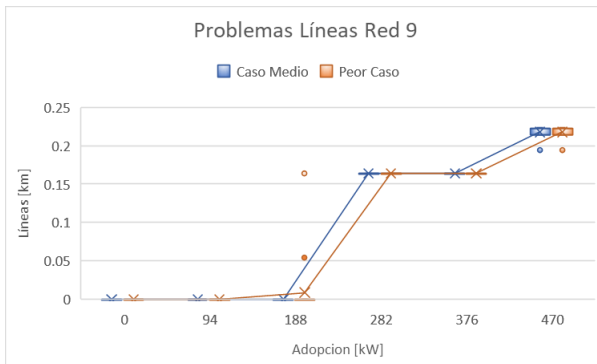


Ilustración 8.93 Largo de Líneas con problemas Red 9

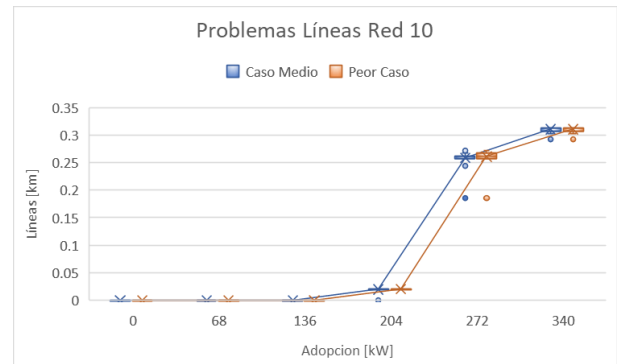


Ilustración 8.94 Largo de Líneas con problemas Red 10

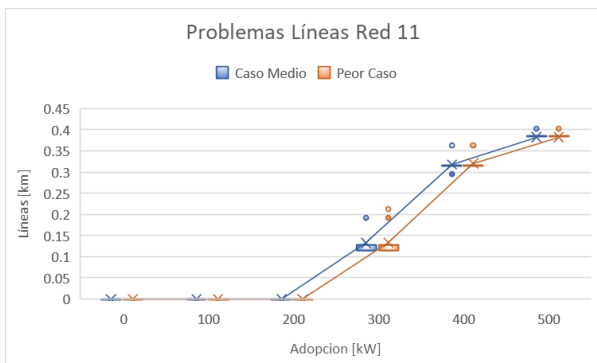


Ilustración 8.95 Largo de Líneas con problemas Red 11

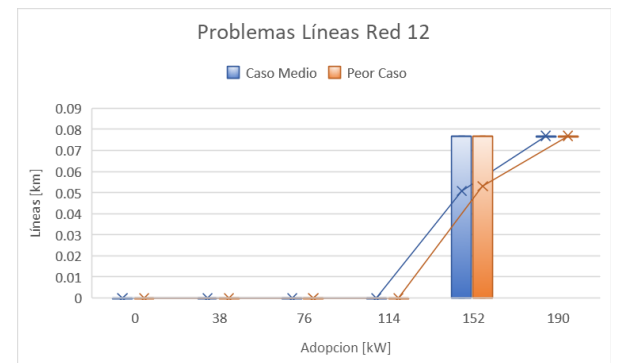


Ilustración 8.96 Largo de Líneas con problemas Red 12

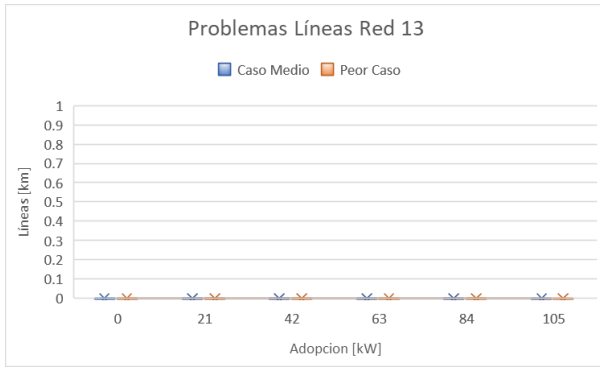


Ilustración 8.97 Largo de Líneas con problemas Red 13

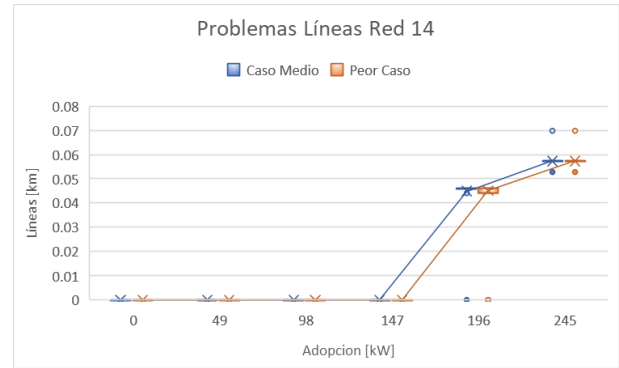


Ilustración 8.98 Largo de Líneas con problemas Red 14

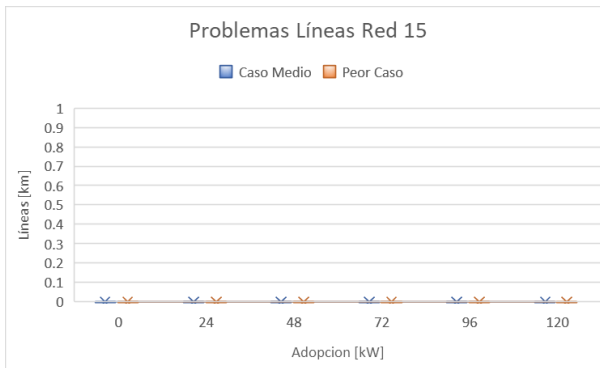


Ilustración 8.99 Largo de Líneas con problemas Red 15

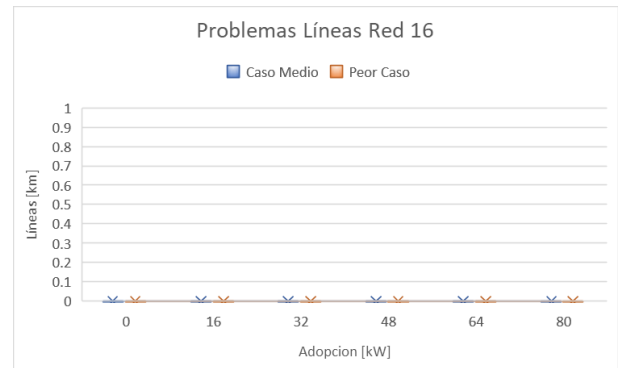


Ilustración 8.100 Largo de Líneas con problemas Red 16

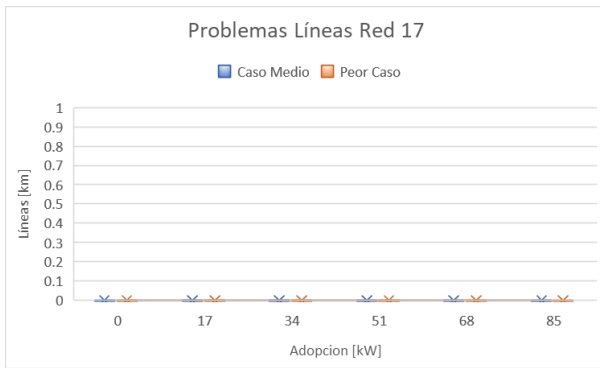


Ilustración 8.101 Largo de Líneas con problemas Red 17

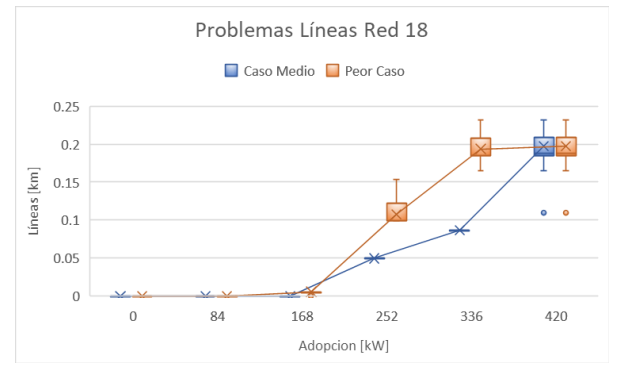


Ilustración 8.102 Largo de Líneas con problemas Red 18

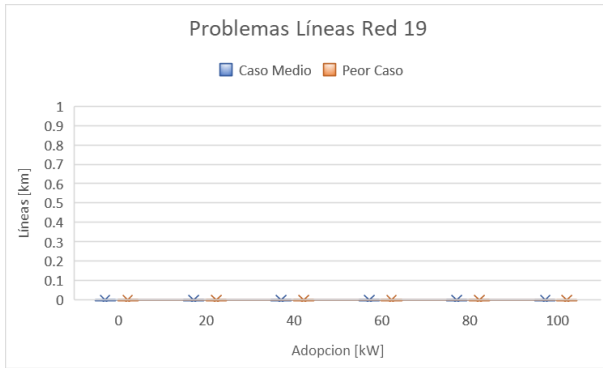


Ilustración 8.103 Largo de Líneas con problemas Red 19

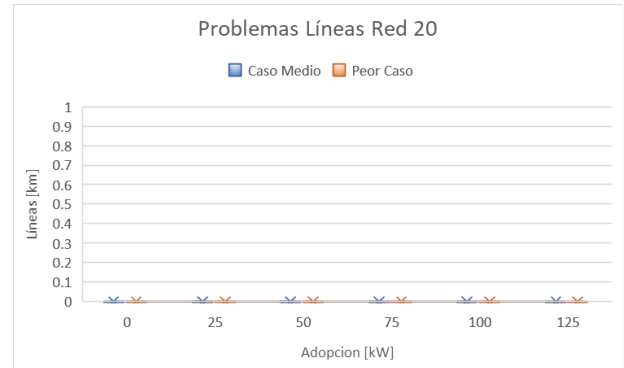


Ilustración 8.104 Largo de Líneas con problemas Red 20

8.3. Resultados Vehículos Eléctricos

8.3.1. Costos

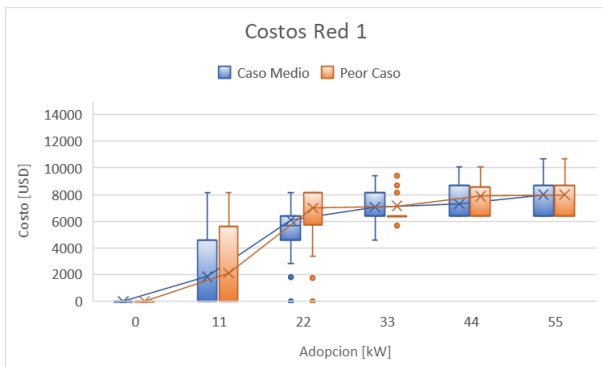


Ilustración 8.105 Resultados Costos Red 1

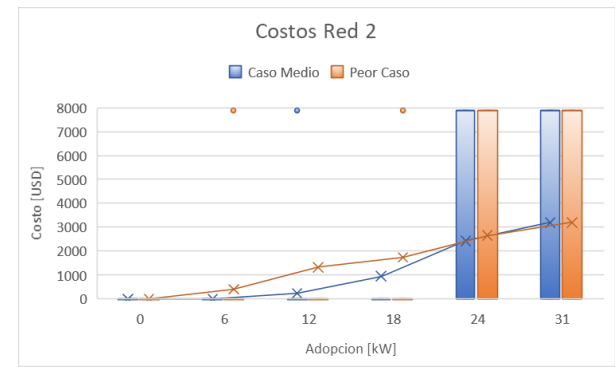


Ilustración 8.106 Resultados Costos Red 2

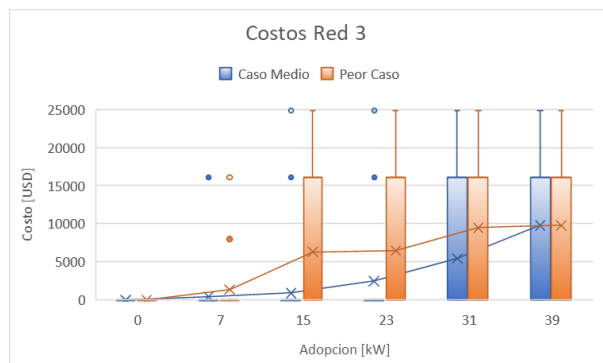


Ilustración 8.107 Resultados Costos Red 3

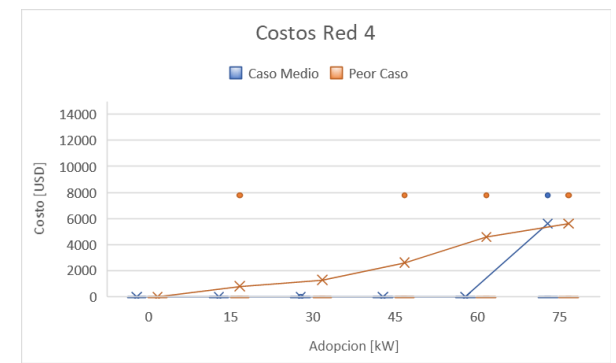


Ilustración 8.108 Resultados Costos Red 4

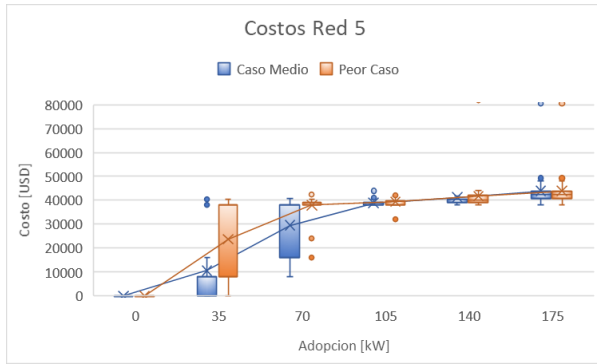


Ilustración 8.109 Resultados Costos Red 5

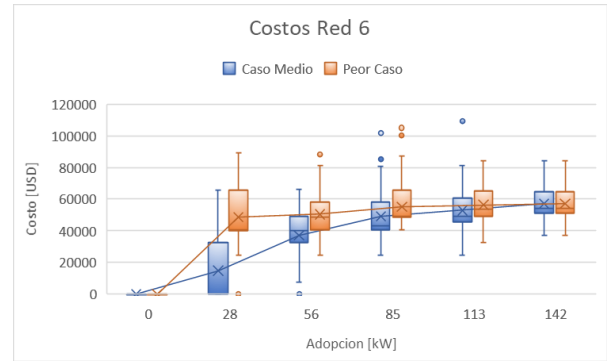


Ilustración 8.110 Resultados Costos Red 6

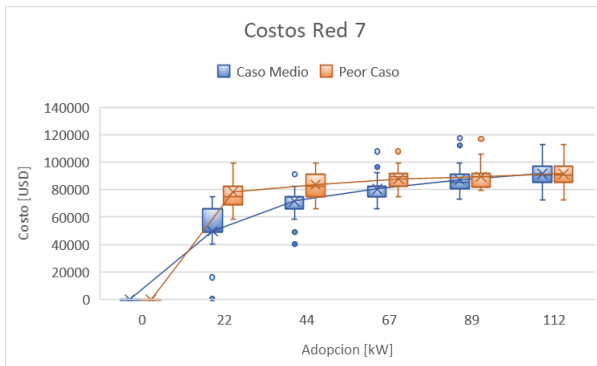


Ilustración 8.111 Resultados Costos Red 7

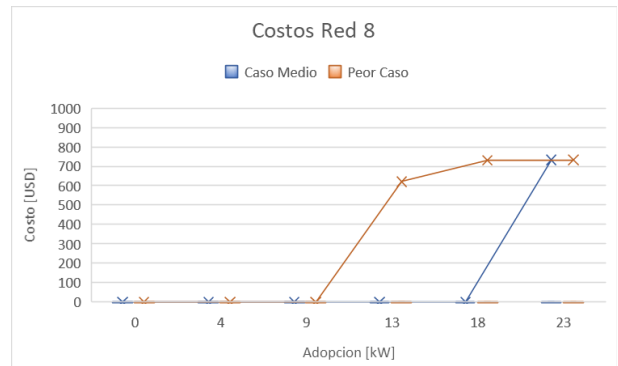


Ilustración 8.112 Resultados Costos Red 8

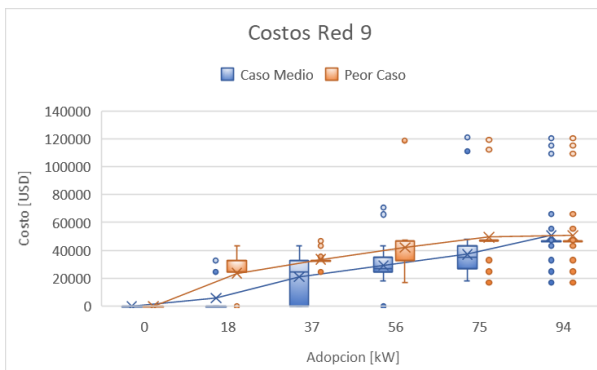


Ilustración 8.113 Resultados Costos Red 9

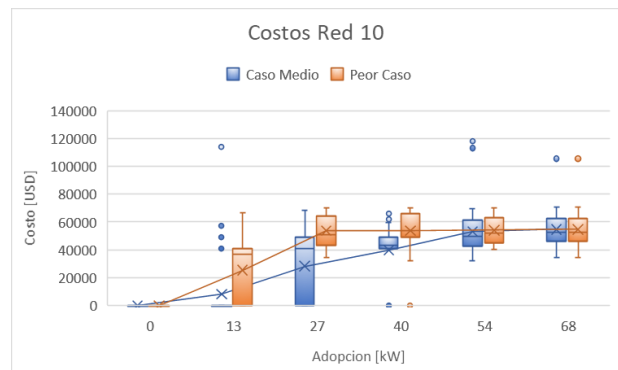


Ilustración 8.114 Resultados Costos Red 10

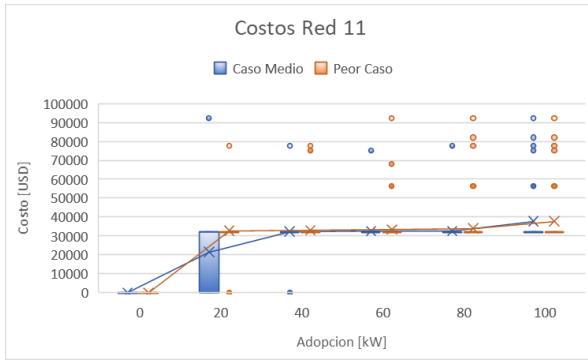


Ilustración 8.115 Resultados Costos Red 11

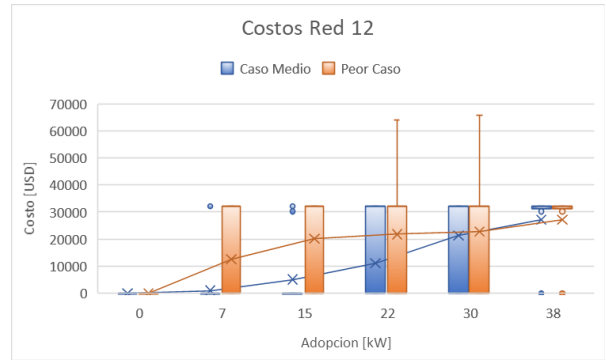


Ilustración 8.116 Resultados Costos Red 12

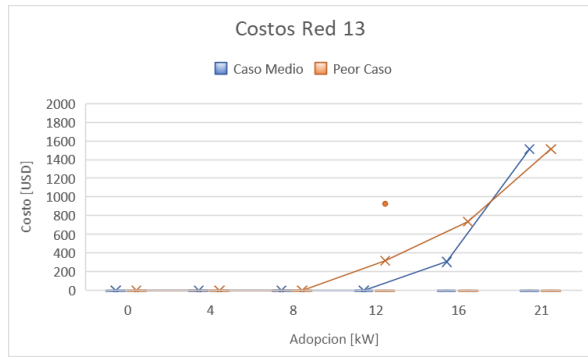


Ilustración 8.117 Resultados Costos Red 13

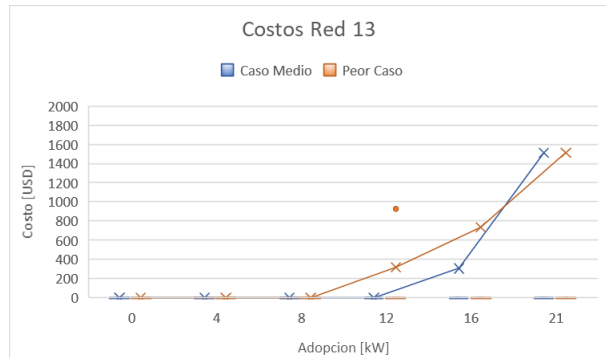


Ilustración 8.118 Resultados Costos Red 14

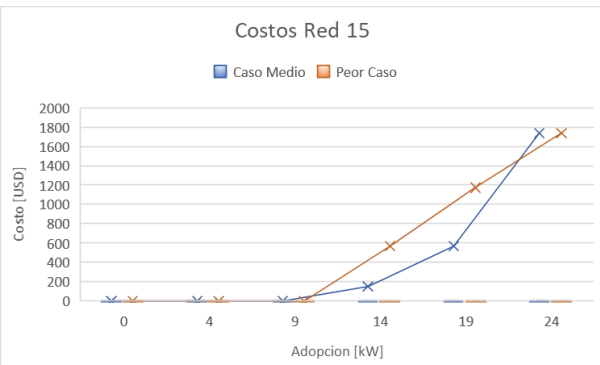


Ilustración 8.119 Resultados Costos Red 15

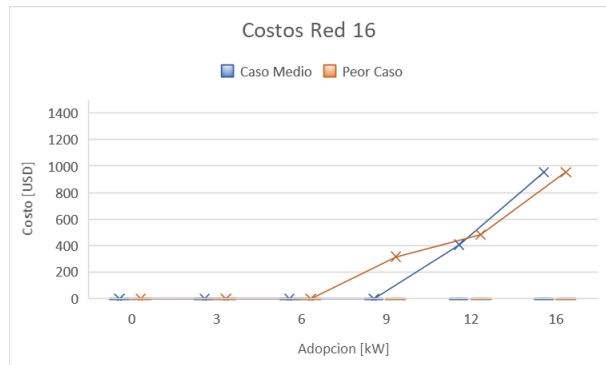


Ilustración 8.120 Resultados Costos Red 16

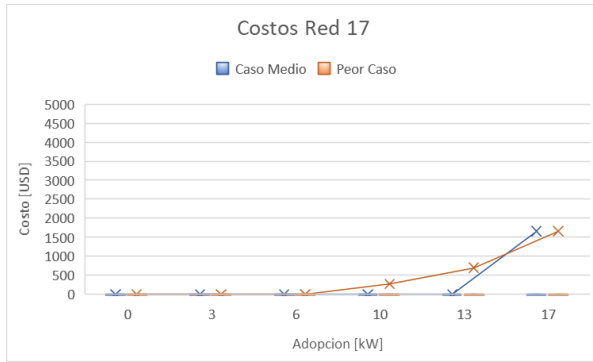


Ilustración 8.121 Resultados Costos Red 17

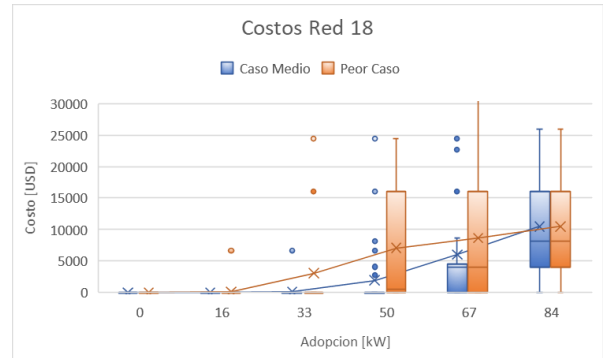


Ilustración 8.122 Resultados Costos Red 18

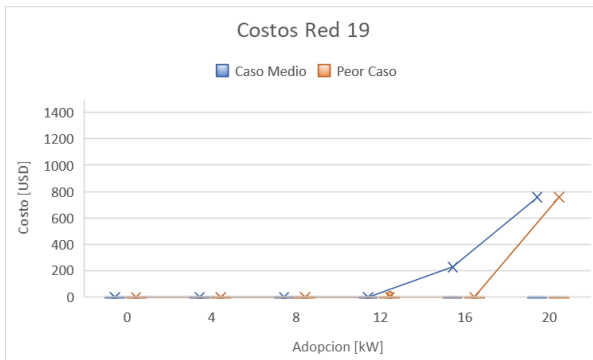


Ilustración 8.123 Resultados Costos Red 19

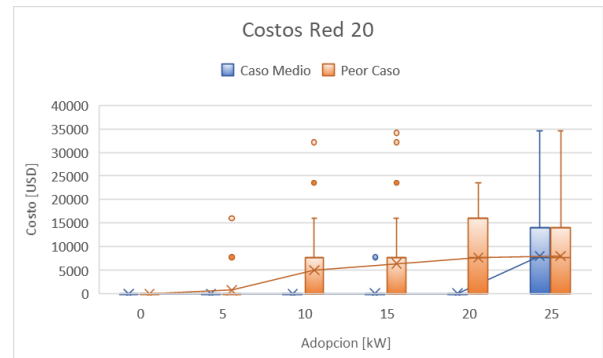


Ilustración 8.124 Resultados Costos Red 20

8.3.2. Problemas en los Consumos

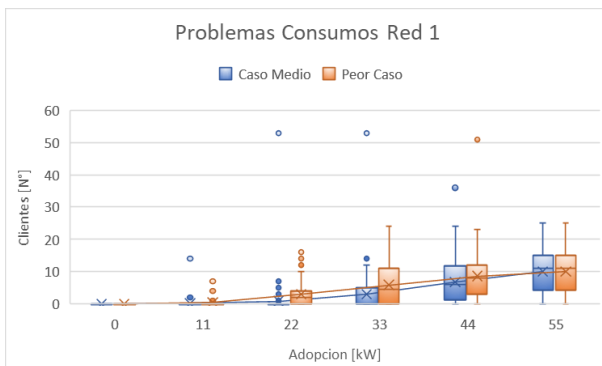


Ilustración 8.125 Problemas Consumos Red 1

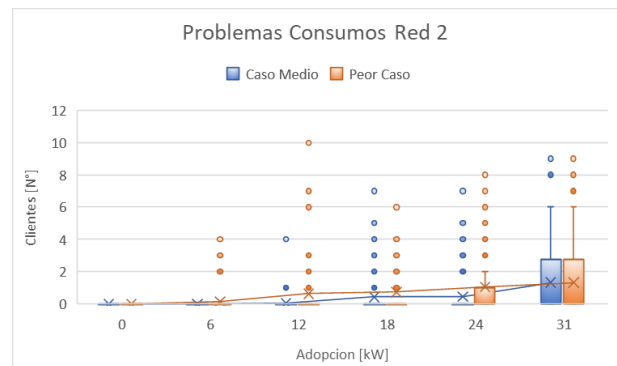


Ilustración 8.126 Problemas Consumos Red 2

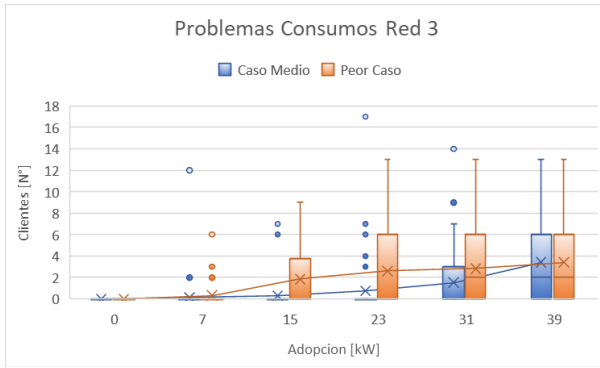


Ilustración 8.127 Problemas Consumos Red 3

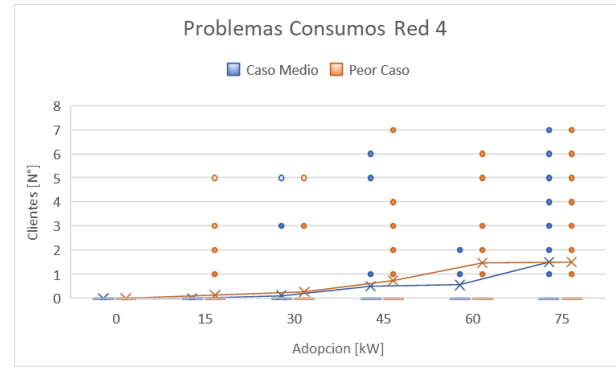


Ilustración 8.128 Problemas Consumos Red 4

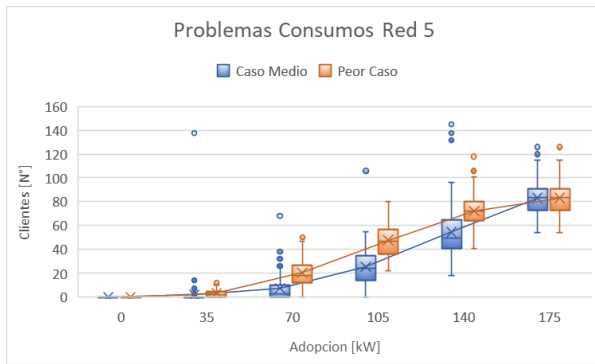


Ilustración 8.129 Problemas Consumos Red 5

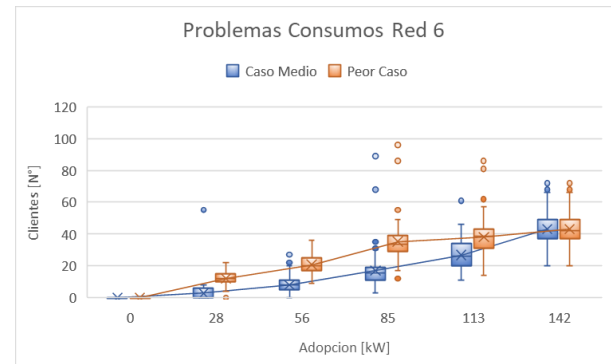


Ilustración 8.130 Problemas Consumos Red 6

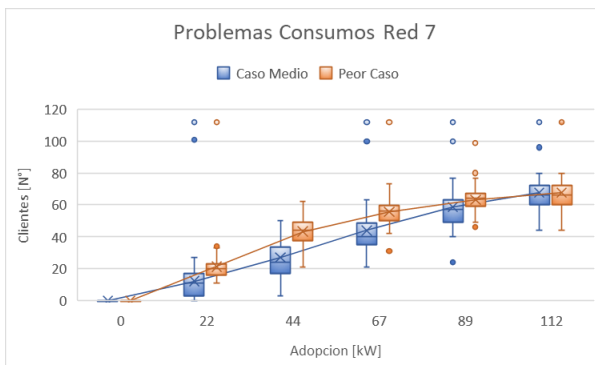


Ilustración 8.131 Problemas Consumos Red 7

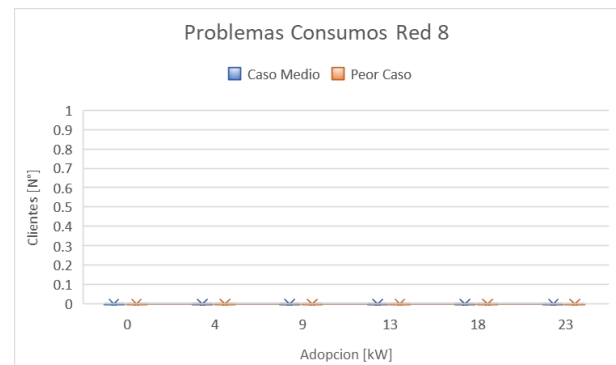


Ilustración 8.132 Problemas Consumos Red 8

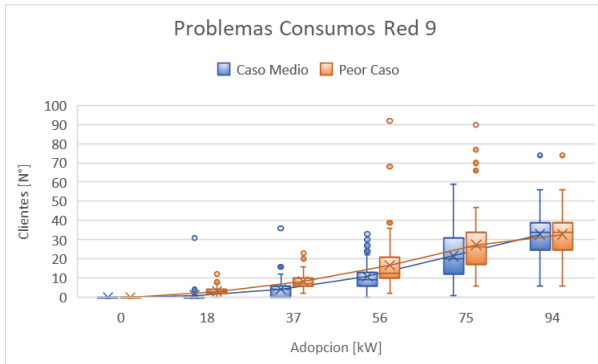


Ilustración 8.133 Problemas Consumos Red 9

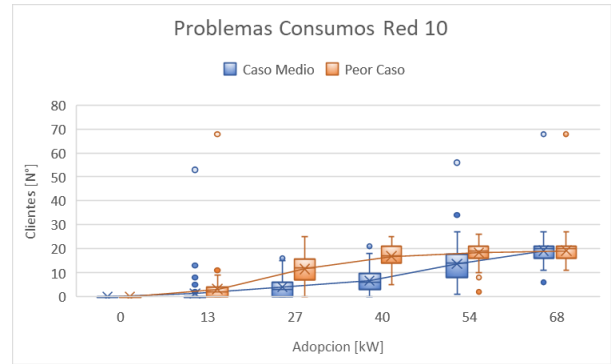


Ilustración 8.134 Problemas Consumos Red 10

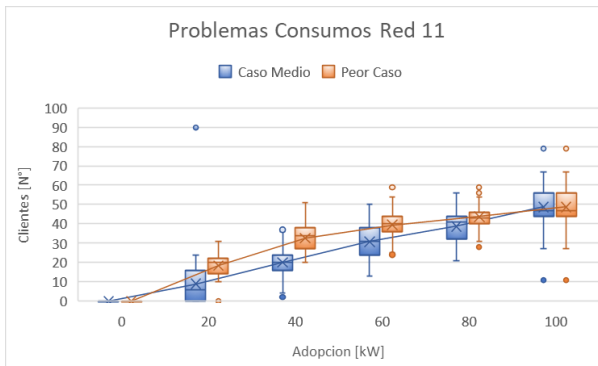


Ilustración 8.135 Problemas Consumos Red 11

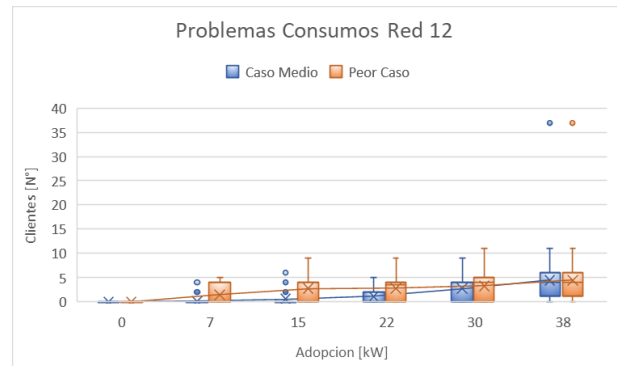


Ilustración 8.136 Problemas Consumos Red 12

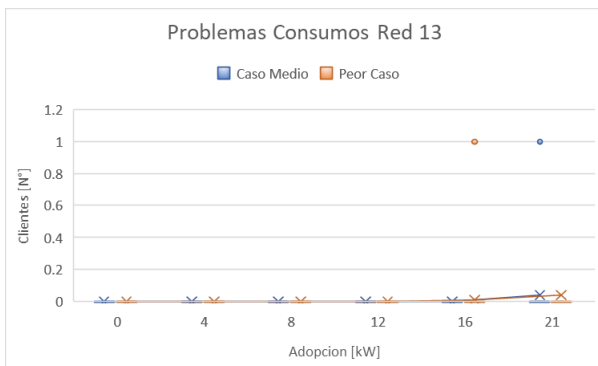


Ilustración 8.137 Problemas Consumos Red 13

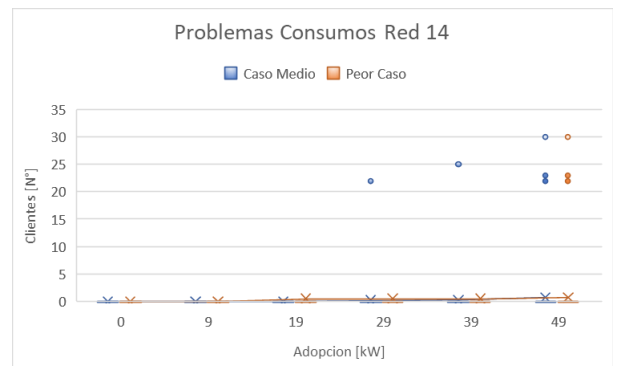


Ilustración 8.138 Problemas Consumos Red 14

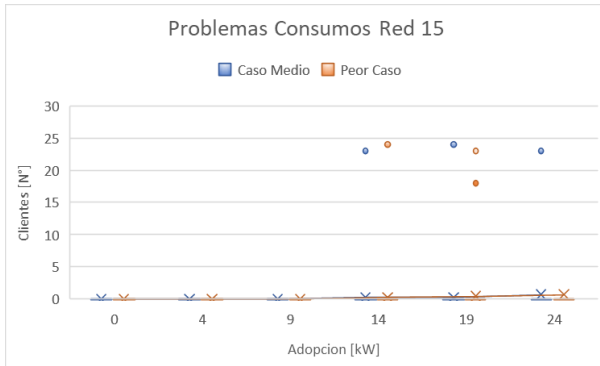


Ilustración 8.139 Problemas Consumos Red 15

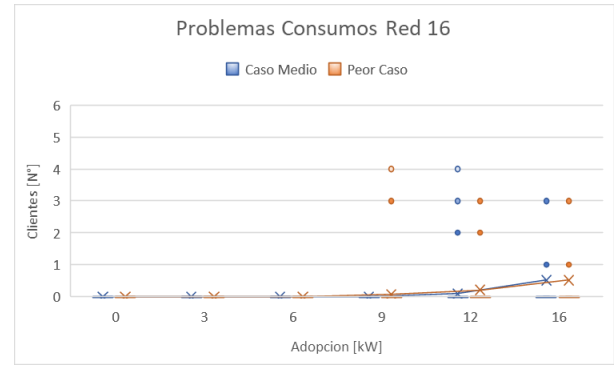


Ilustración 8.140 Problemas Consumos Red 16

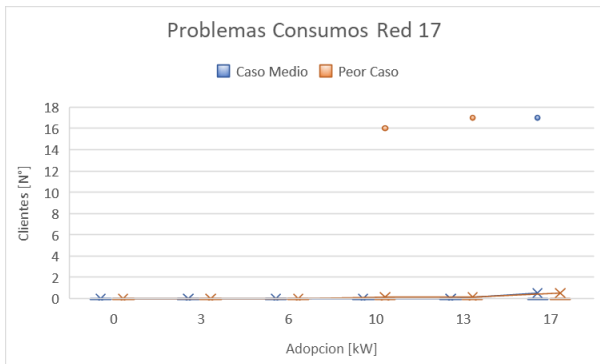


Ilustración 8.141 Problemas Consumos Red 17

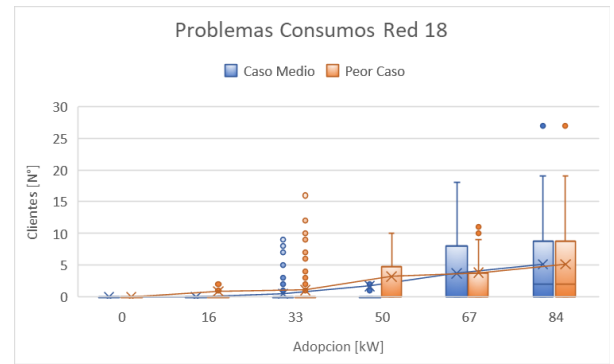


Ilustración 8.142 Problemas Consumos Red 18

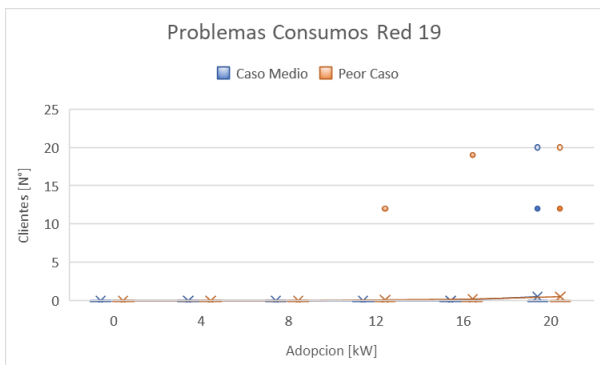


Ilustración 8.143 Problemas Consumos Red 19

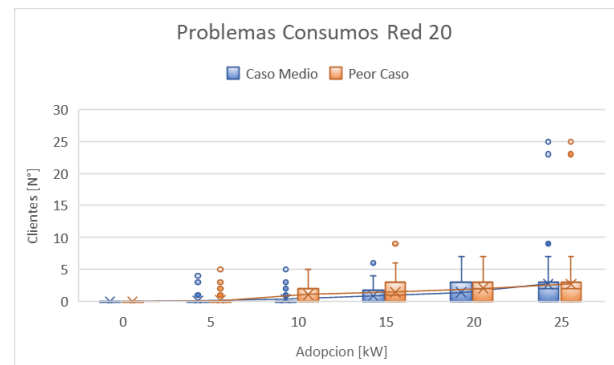


Ilustración 8.144 Problemas Consumos Red 20

8.3.3. Problemas en las Líneas

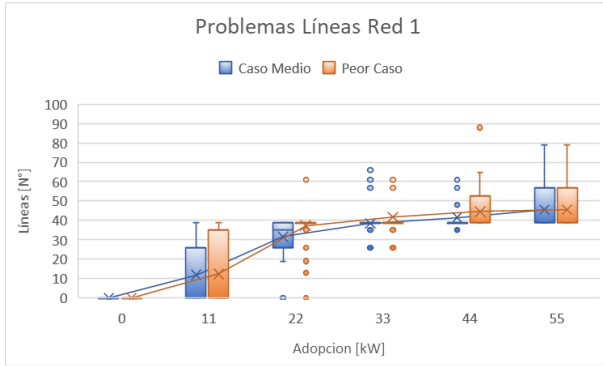


Ilustración 8.145 Problemas Líneas Red 1

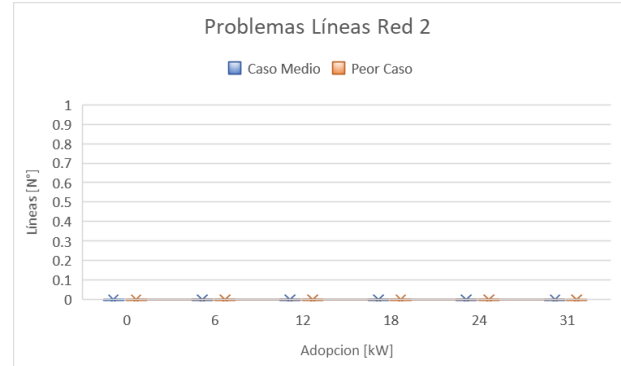


Ilustración 8.146 Problemas Líneas Red 2

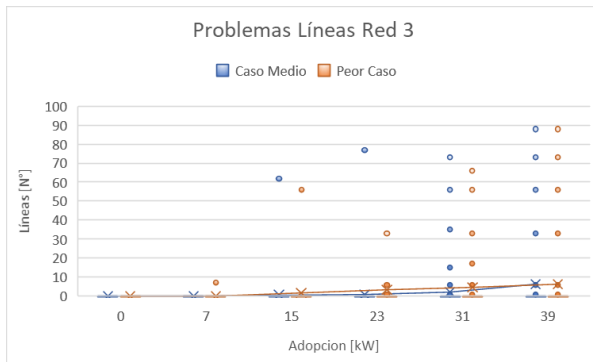


Ilustración 8.147 Problemas Líneas Red 3

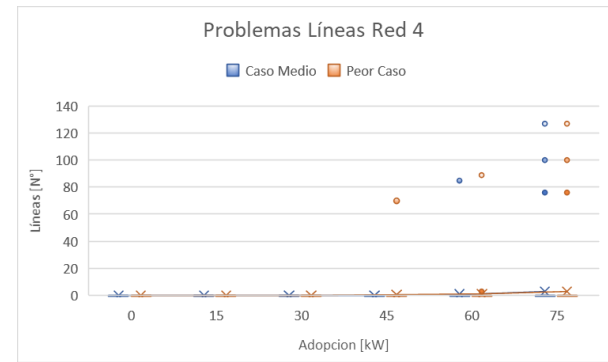


Ilustración 8.148 Problemas Líneas Red 4

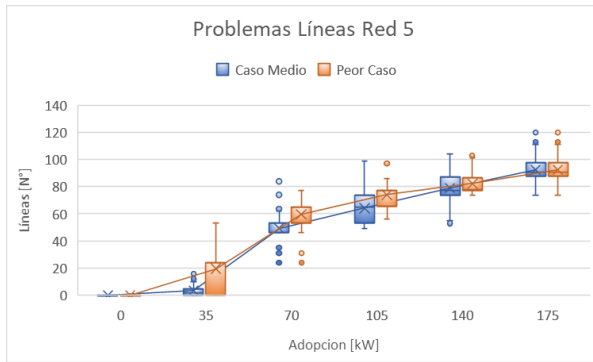


Ilustración 8.149 Problemas Líneas Red 5

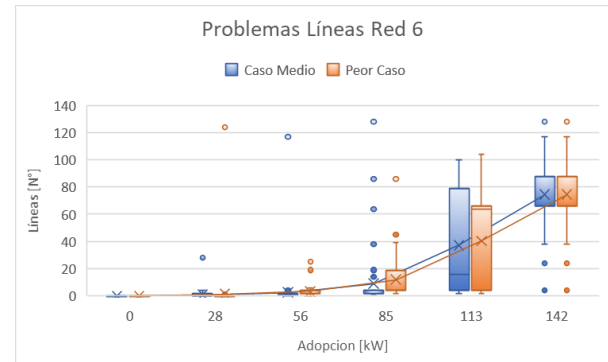


Ilustración 8.150 Problemas Líneas Red 6

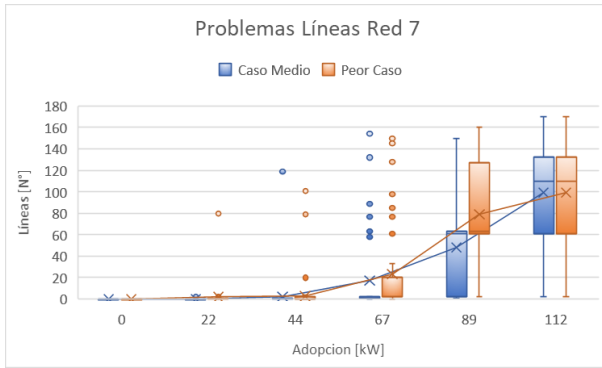


Ilustración 8.151 Problemas Líneas Red 7

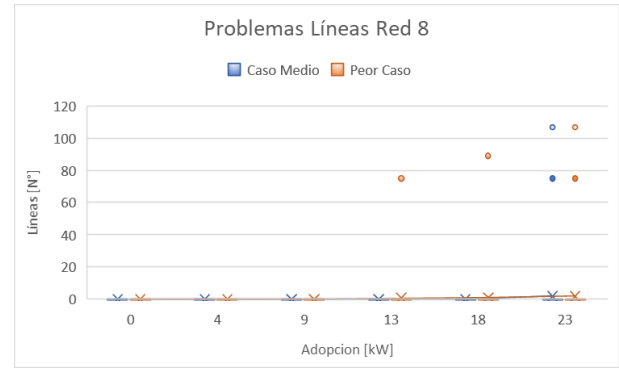


Ilustración 8.152 Problemas Líneas Red 8

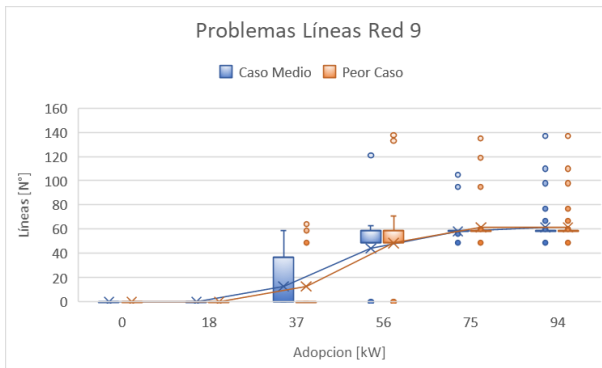


Ilustración 8.153 Problemas Líneas Red 9

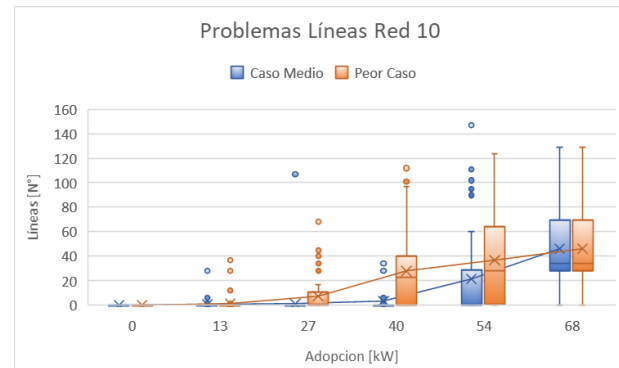


Ilustración 8.154 Problemas Líneas Red 10

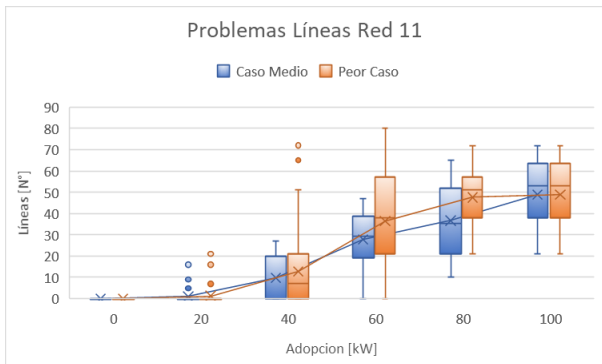


Ilustración 8.155 Problemas Líneas Red 11

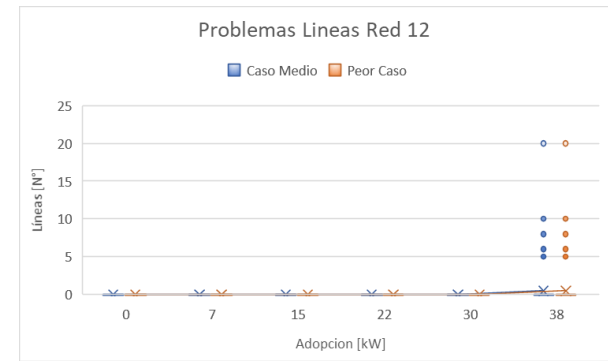


Ilustración 8.156 Problemas Líneas Red 12

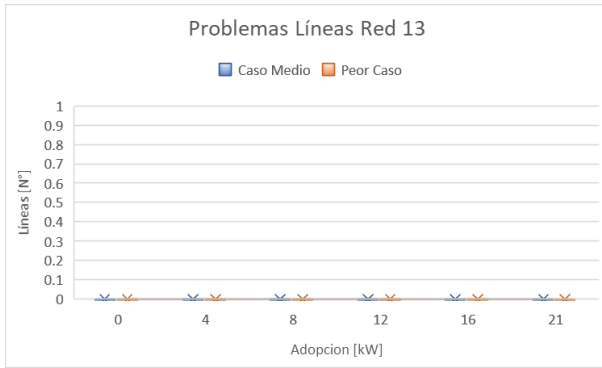


Ilustración 8.157 Problemas Líneas Red 13

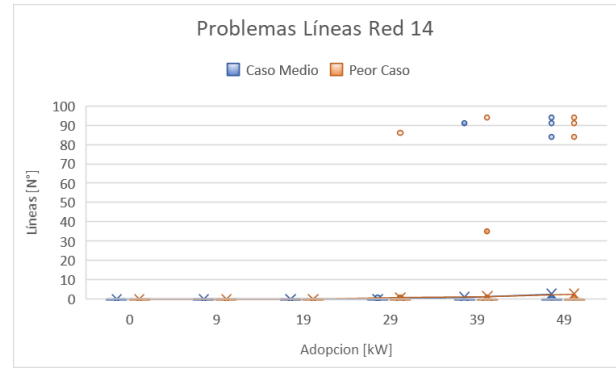


Ilustración 8.158 Problemas Líneas Red 14

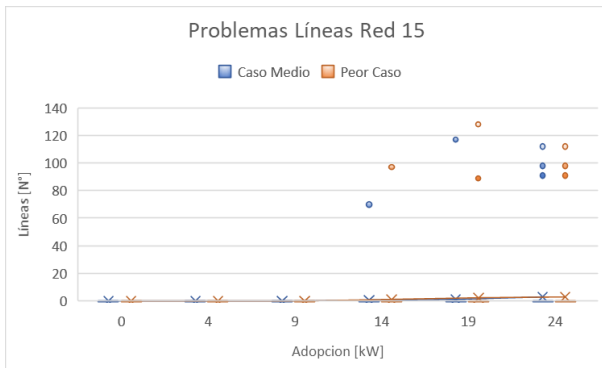


Ilustración 8.159 Problemas Líneas Red 15

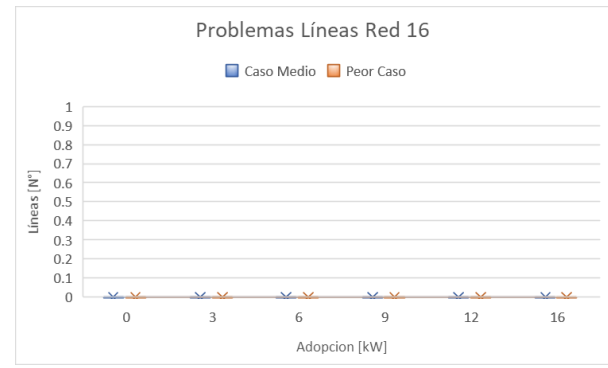


Ilustración 8.160 Problemas Líneas Red 16

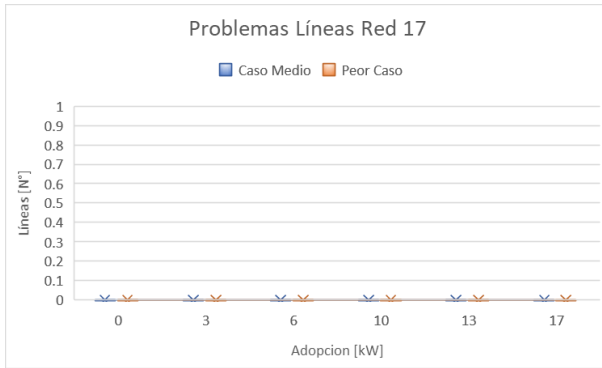


Ilustración 8.161 Problemas Líneas Red 17

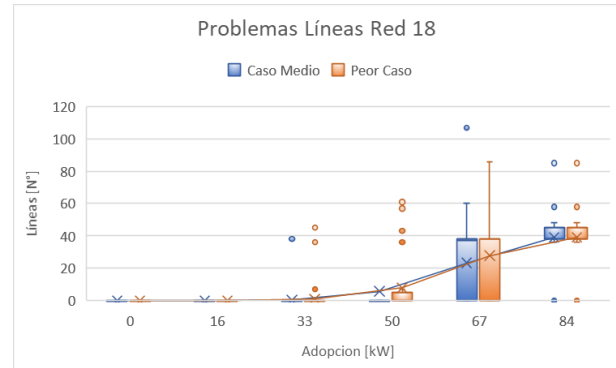


Ilustración 8.162 Problemas Líneas Red 18

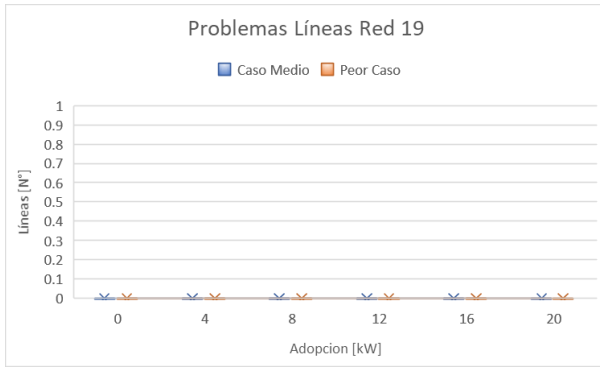


Ilustración 8.163 Problemas Líneas Red 19

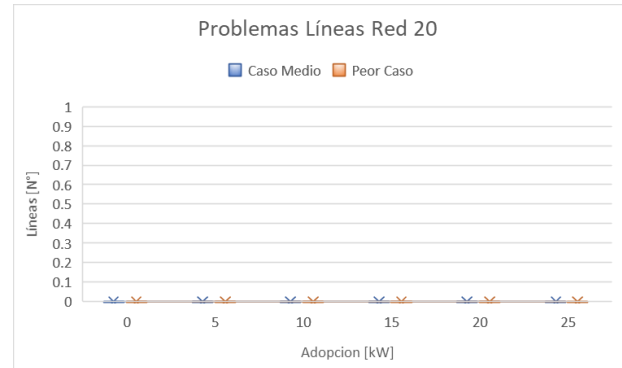


Ilustración 8.164 Problemas Líneas Red 20

8.3.4. Largo de Líneas con Problemas

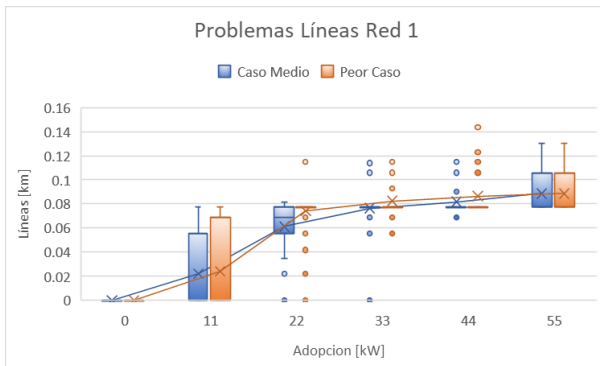


Ilustración 8.165 Largo de Líneas con problemas Red 1

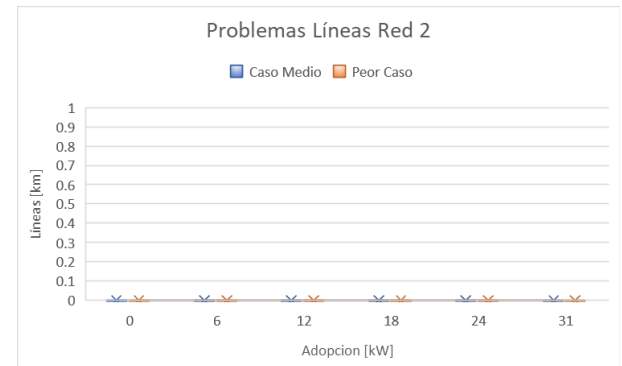


Ilustración 8.166 Largo de Líneas con problemas Red 2

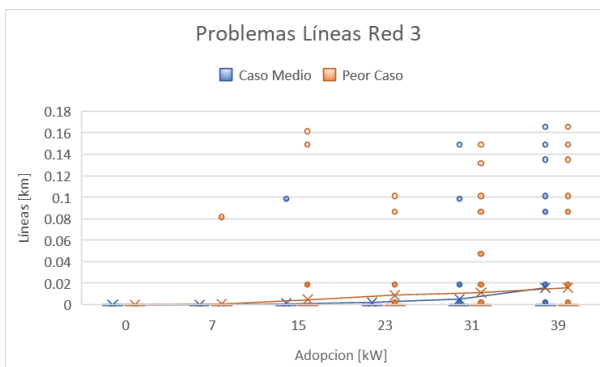


Ilustración 8.167 Largo de Líneas con problemas Red 3

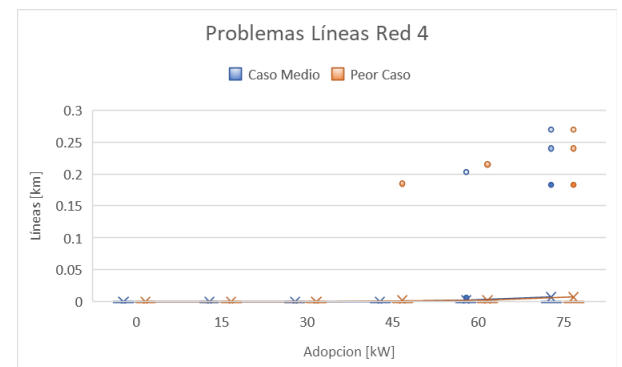


Ilustración 8.168 Largo de Líneas con problemas Red 4

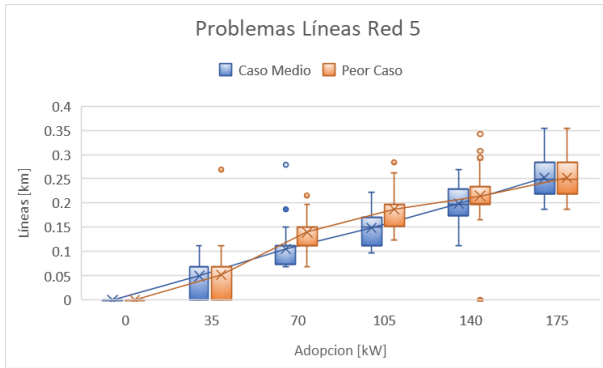


Ilustración 8.169 Largo de Líneas con problemas Red 5

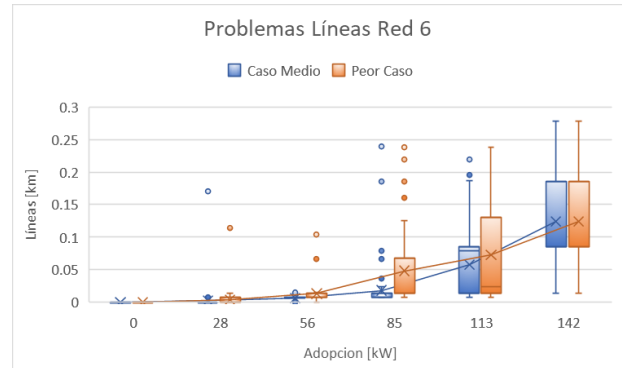


Ilustración 8.170 Largo de Líneas con problemas Red 6

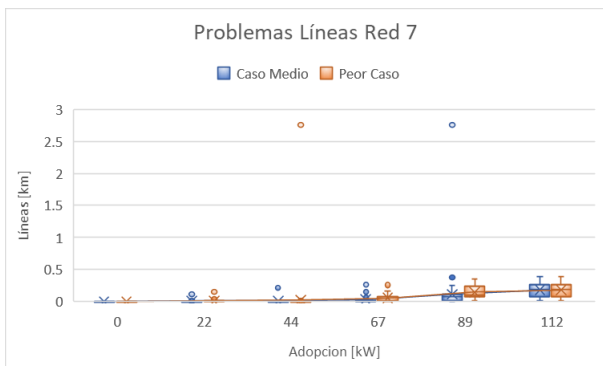


Ilustración 8.171 Largo de Líneas con problemas Red 7

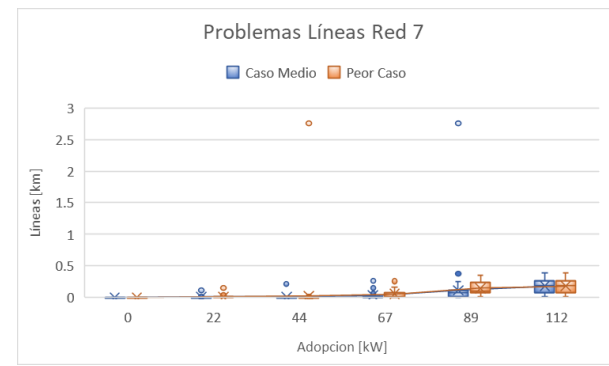


Ilustración 8.172 Largo de Líneas con problemas Red 8

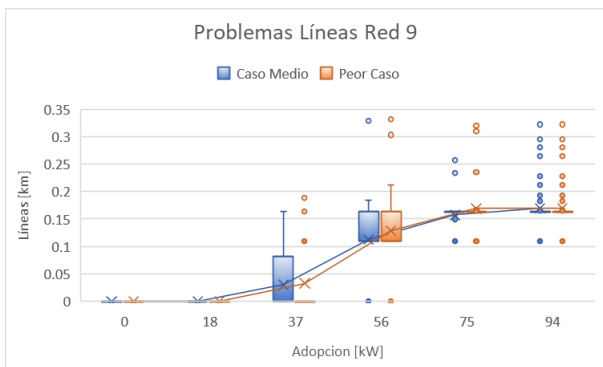


Ilustración 8.173 Largo de Líneas con problemas Red 9

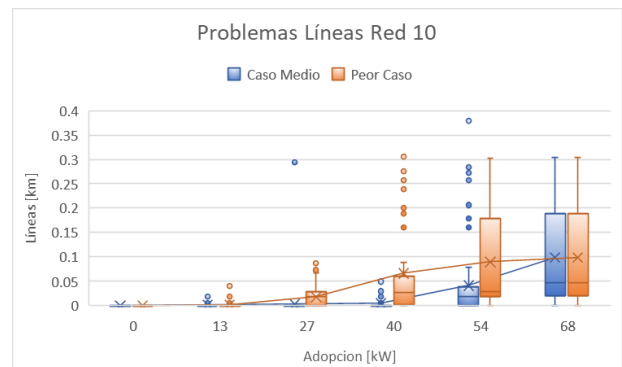


Ilustración 8.174 Largo de Líneas con problemas Red 10

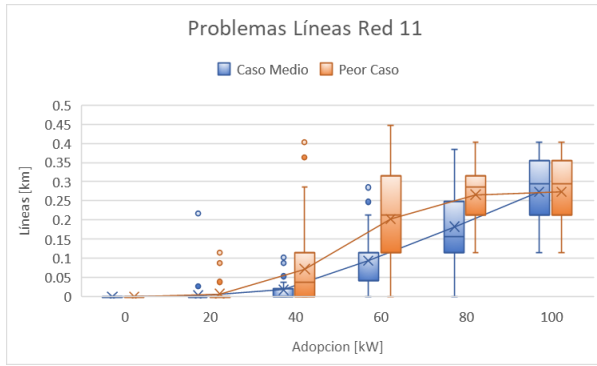


Ilustración 8.175 Largo de Líneas con problemas Red 11

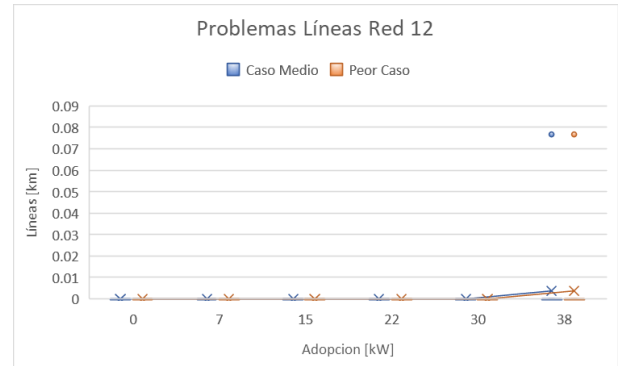


Ilustración 8.176 Largo de Líneas con problemas Red 12

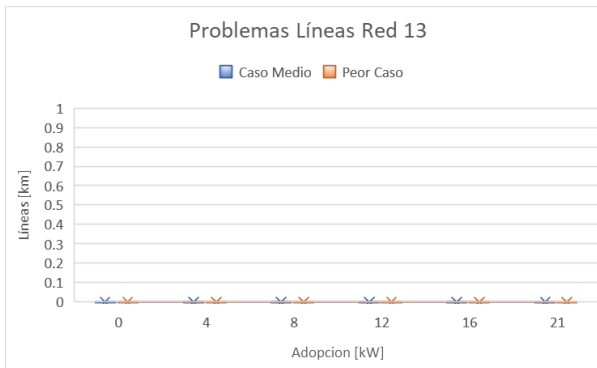


Ilustración 8.177 Largo de Líneas con problemas Red 13

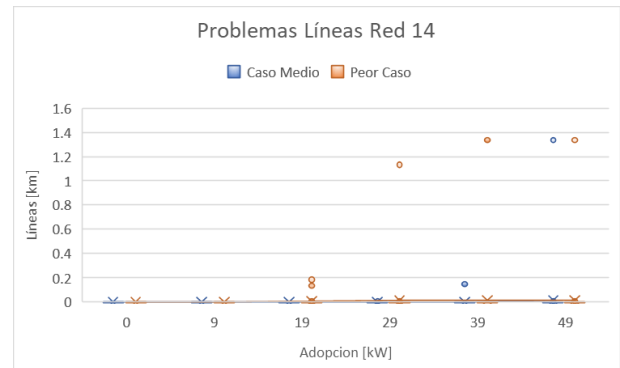


Ilustración 8.178 Largo de Líneas con problemas Red 14

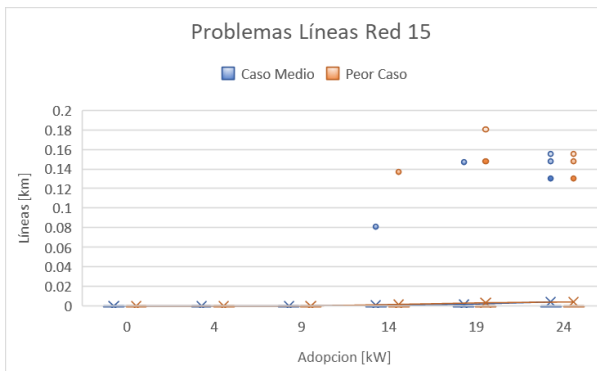


Ilustración 8.179 Largo de Líneas con problemas Red 15

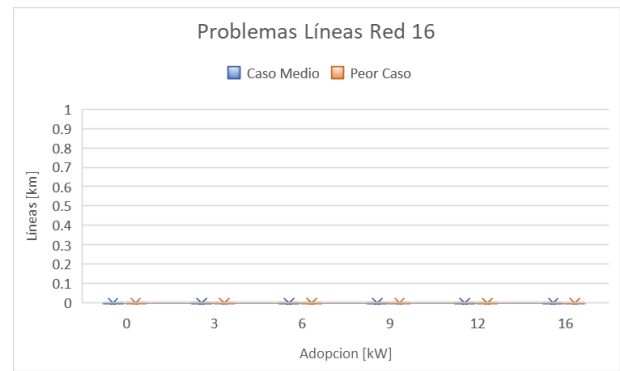


Ilustración 8.180 Largo de Líneas con problemas Red 16

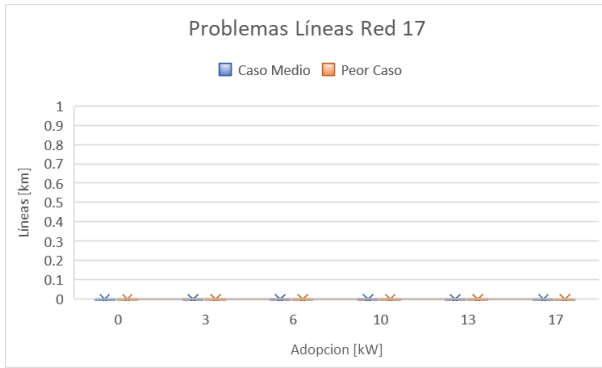


Ilustración 8.181 Largo de Líneas con problemas Red 17

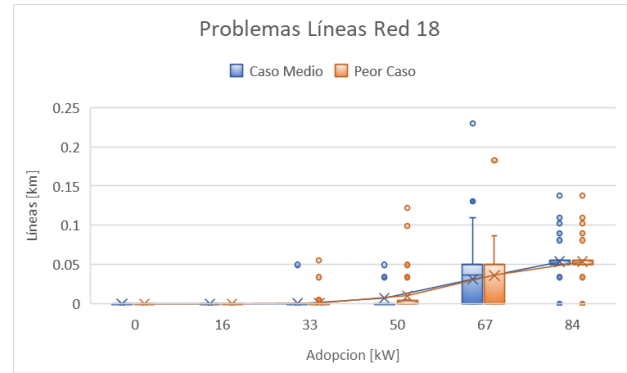


Ilustración 8.182 Largo de Líneas con problemas Red 18

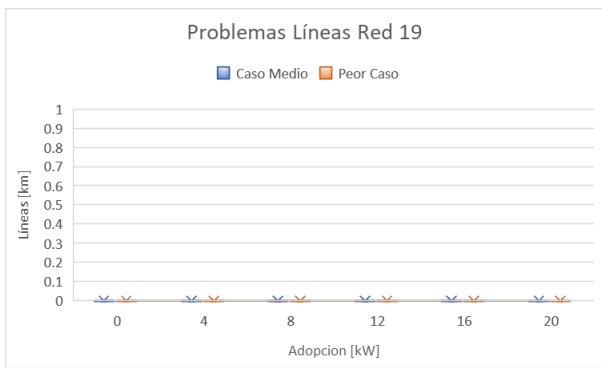


Ilustración 8.183 Largo de Líneas con problemas Red 19

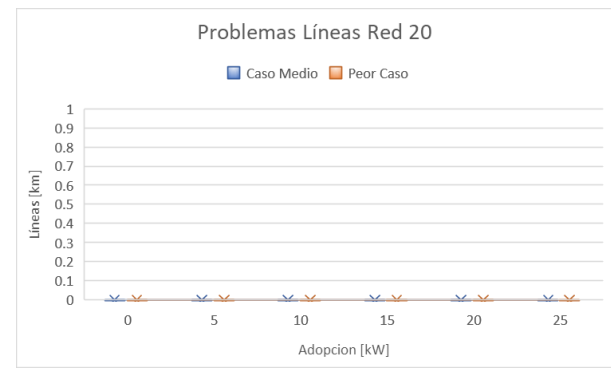


Ilustración 8.184 Largo de Líneas con problemas Red 20

8.4. Creación de Nuevas Curvas

8.4.1. Generación Solar

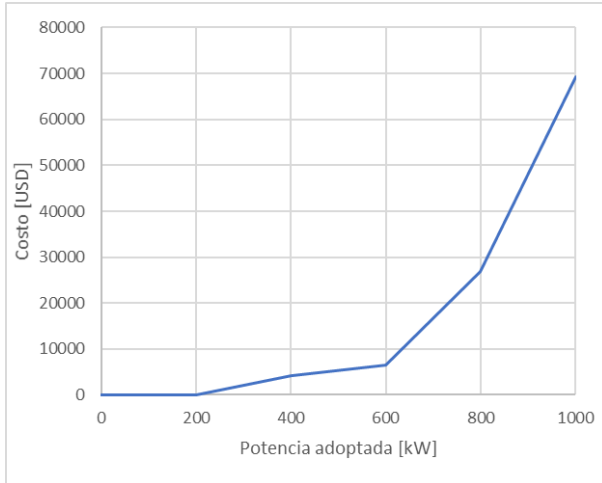


Ilustración 8.185 Curva de costos red agrupada 1

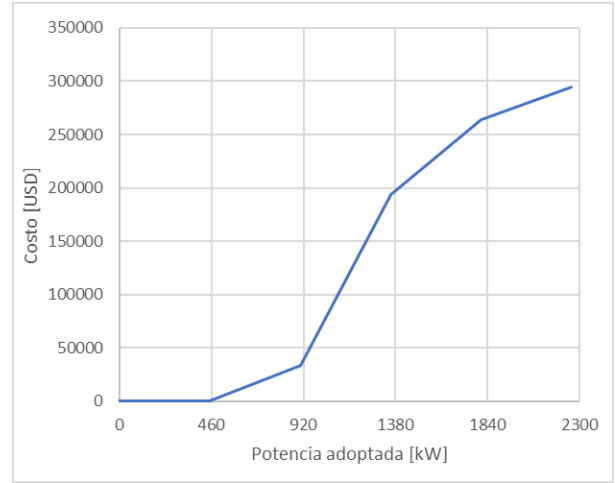


Ilustración 8.186 Curva de costos red agrupada 2

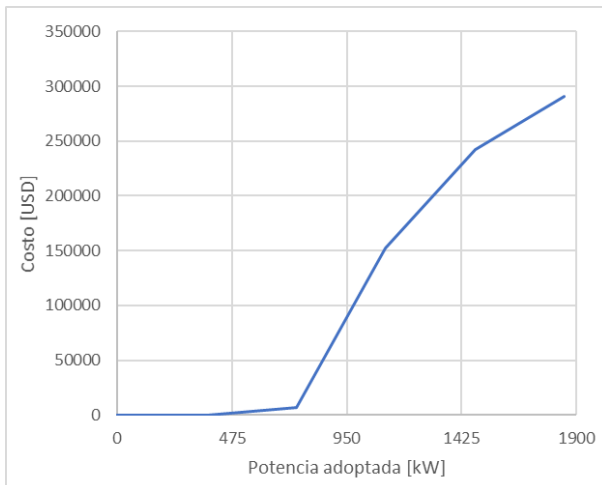


Ilustración 8.187 Curva de costos red agrupada 3

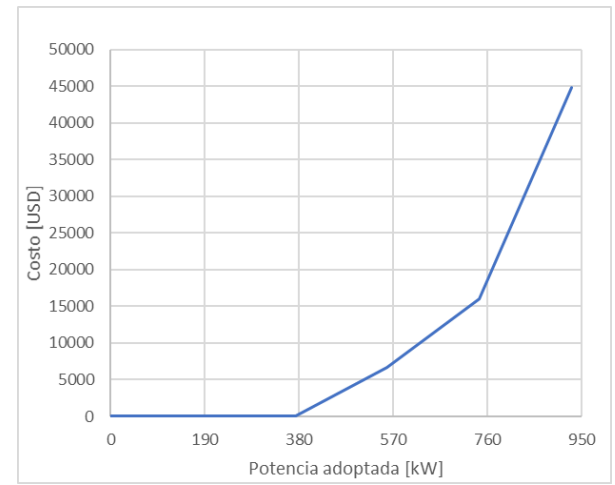


Ilustración 8.188 Curva de costos red agrupada 4

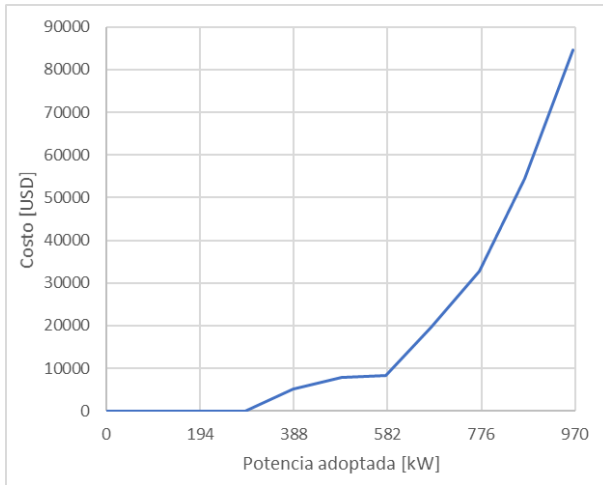


Ilustración 8.189 Curva promedio 1

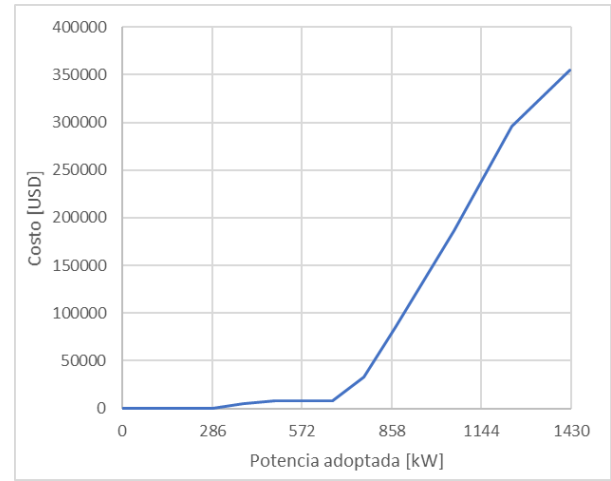


Ilustración 8.190 Curva promedio 2

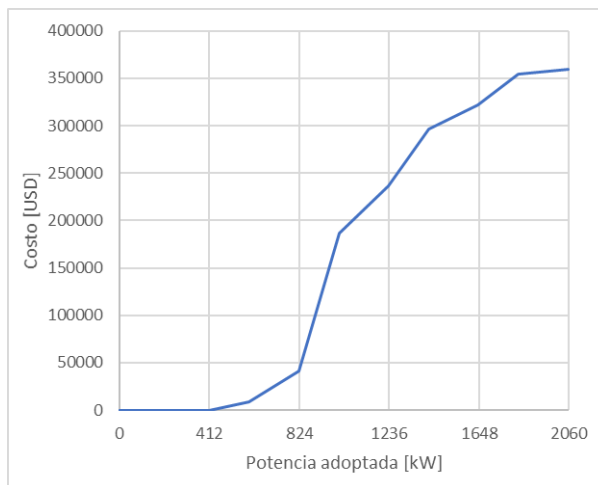


Ilustración 8.191 Curva promedio 3

8.4.2. Vehículos eléctricos

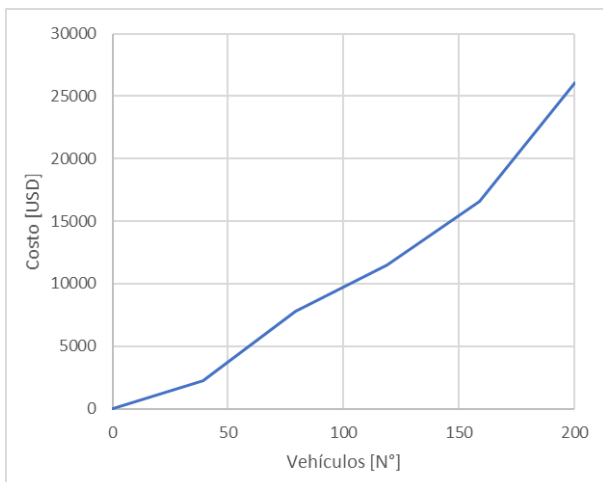


Ilustración 8.192 Curva de costos red agrupada 1

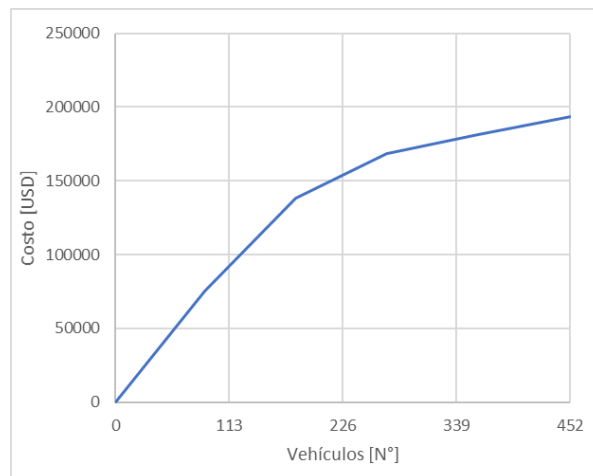


Ilustración 8.193 Curva de costos red agrupada 2

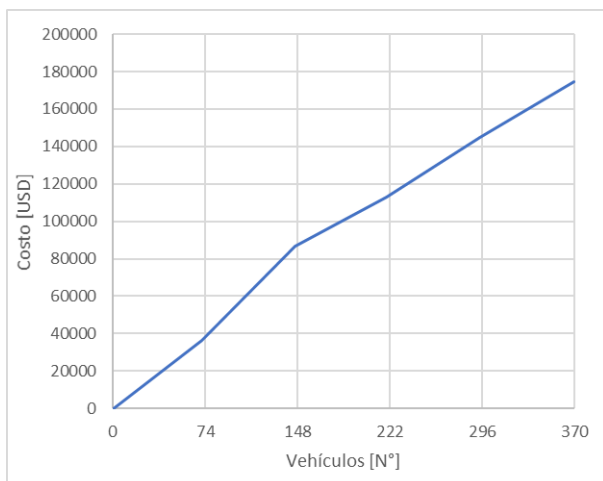


Ilustración 8.194 Curva de costos red agrupada 3

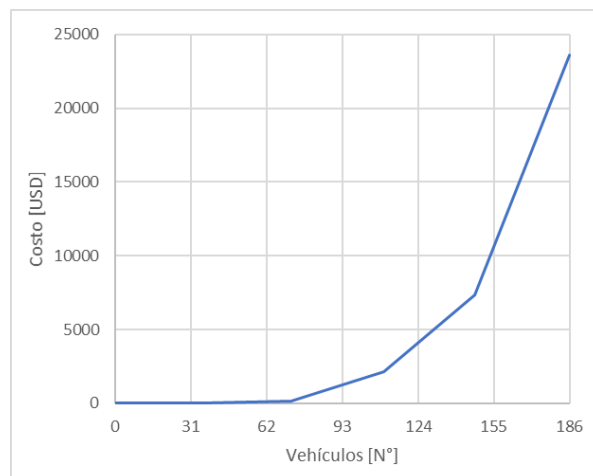


Ilustración 8.195 Curva de costos red agrupada 4

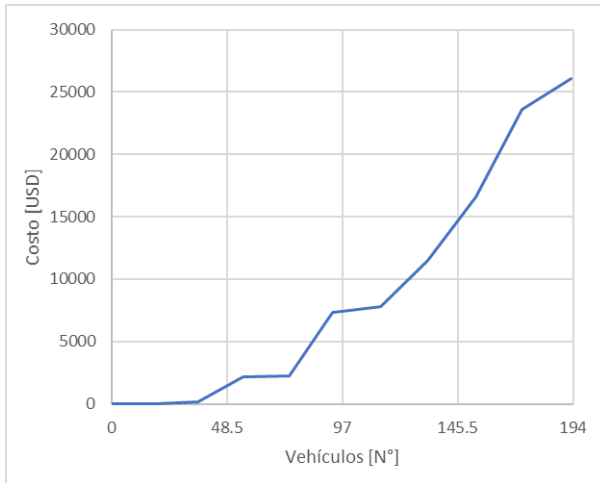


Ilustración 8.196 Curva promedio 1

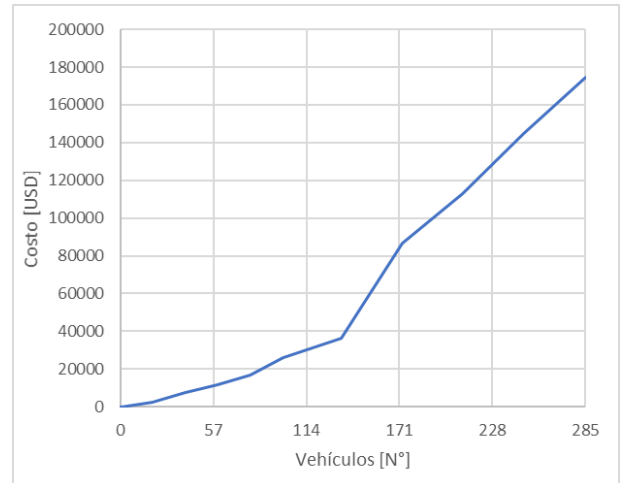


Ilustración 8.197 Curva promedio 2

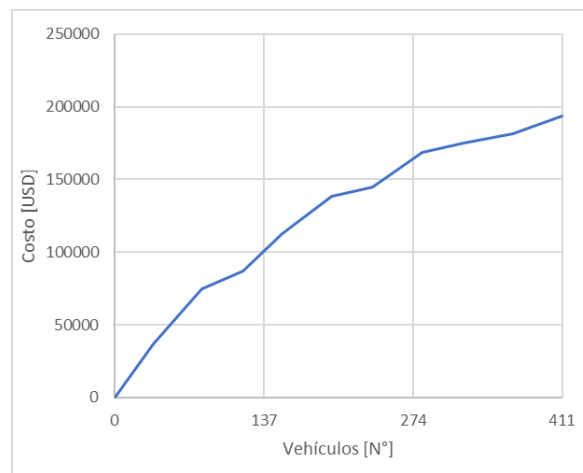


Ilustración 8.198 Curva promedio 3