



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

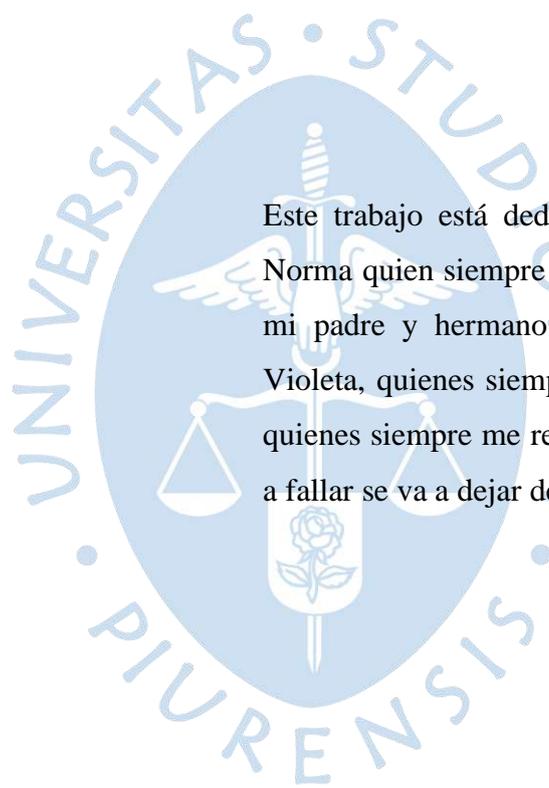
**Análisis del proyecto de compensación de energía reactiva
en baja tensión, implementado por Electronoroeste SA**

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico - Eléctrico

Daniel Arturo Herrera Reátegui

Asesor:
Dr. Ing. Justo Ernesto Oquelis Cabredo

Piura, octubre de 2019



Este trabajo está dedicado a Dios; a mi madre Norma quien siempre me inspiro con su ejemplo, mi padre y hermano; mi abuelo Esteban y tía Violeta, quienes siempre han estado para mí; y a quienes siempre me recordaron que no por miedo a fallar se va a dejar de intentar.



Prólogo

En los distintos componentes de la red eléctrica se producen pérdidas de energía, relacionadas a las características físicas de sus componentes. En el transporte y distribución de energía eléctrica, a cargo de las empresas distribuidoras, estas pérdidas se traducen en la diferencia entre la energía que ingresa a la red y la que es entregada para el consumo final de los clientes, siendo este resultado reflejo del nivel de eficiencia.

Según el Banco Interamericano de Desarrollo -BID, las pérdidas en energía eléctrica representan un problema global generalizado y suponen un alto costo, donde aproximadamente la mitad de los países de América Latina y el Caribe tienen pérdidas de electricidad por encima del 17 %. De los informes y evaluaciones del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería –Osinergmin, se sabe que a inicios de la década de los años noventa, el Perú presentaba un porcentaje de pérdidas de energía cercano al 20%; sin embargo, para el año 2015 dicho porcentaje ha disminuido a un 7.6%. Esta disminución es reflejo de los procesos de reforma y reestructuración del sector eléctrico que se llevaron a cabo en el país.

Las pérdidas eléctricas tienen un impacto importante tanto desde el punto de vista de la oferta como de la demanda eléctrica. Una reducción de las pérdidas implicaría ganancias en la eficiencia del sistema eléctrico, ayudando a reducir la generación requerida, conllevando beneficios ambientales significativos. Esta reducción de pérdidas, puede darse a través de una adecuada selección de equipamiento (ferretería, transformadores, aisladores, conductores), manejo de la potencia reactiva, que permiten disponer de un sistema eficiente de distribución. Las pérdidas, siempre representarán un problema que se refleja en deficiencias operativas y problemas de las Empresas de Distribución, ocasionando que se tengan mayores costos internos.

El presente trabajo de tesis está orientado al análisis de uno de los proyectos piloto, implementados por Electronoroeste SAC – ENOSA, como parte del programa de mejoras continua, el cual se basa en la compensación de energía reactiva en baja tensión, mediante la instalación de condensadores de 15 uF en cajas de portamedidores de clientes residenciales. Para la valoración de este proyecto se emplearán conceptos básicos, físicos y matemáticos, estudiados durante la carrera, con el objetivo de mostrar beneficios técnicos,

del proyecto, que sustenten mejora en la calidad de energía suministrada y reducción de pérdidas técnicas; con lo cual, poder concluir su utilidad e importancia del proyecto desde el punto de vista técnico, para poder recomendar ampliar y extender su alcance para lograr mayores beneficios y reducciones de pérdidas técnicas.

Este trabajo no hubiera sido posible sin el apoyo recibido en consejos, comentarios, sugerencias, elogios y críticas de los ingenieros Justo Oqueli Cabredo, William Huamán Hernández, Felipe Rueda Avalo, Walter Pasache y Benjamín Vásquez Alberca.



Resumen Analítico-Informativo

Análisis del proyecto de compensación de energía reactiva en baja tensión, implementado por Electronoroeste SA

Daniel Arturo Herrera Reátegui

Asesor(es): Dr. Ing. Justo Ernesto Oquelis Cabredo

Tesis.

Ingeniero Mecánico Eléctrico

Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería.

Piura, Agosto de 2019

Palabras claves: Compensación reactiva, baja tensión, pérdidas técnicas, calidad de servicio, condensadores, energía reactiva.

Introducción: El incremento de las pérdidas de energía es uno de los mayores problemas que aqueja a las empresas de distribución eléctrica; estas pérdidas se producen durante el transporte y distribución de energía, a causa de fenómenos físicos en relación a sus componentes (efecto Joule), como consecuencia de un mal dimensionamiento (operación inadecuada) o como consecuencia de conexiones clandestinas o hurtos. Es de gran importancia el tratar de reducir estas pérdidas de energía, para minimizar su impacto.

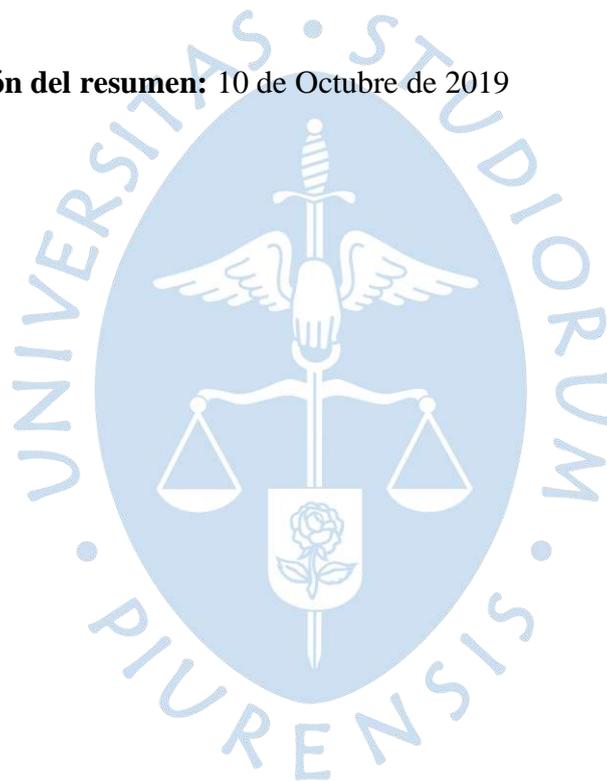
Metodología: Electronoroeste SAC – ENOSA, como parte de su programa de mejora continua de calidad, ejecutó un proyecto de compensación reactiva fija en baja tensión, basado en la implementación de condensadores de 15 uF conectados en los medidores de los usuarios residenciales. El presente trabajo tiene como objetivo evaluar la eficiencia del proyecto, que busca disminuir el porcentaje de pérdidas técnicas de energía y mejorar la calidad de tensión. Esta evaluación se realizó con base en un análisis comparativo de los registros de balances de energía BT, durante un año antes y un año después de ejecutado el proyecto, adicionalmente se simuló el comportamiento de una Subestación de Distribución (SED) representativa, para validación de resultados.

Resultados: De los análisis realizados se concluyó que después de ejecutado el proyecto de compensación reactiva en baja tensión, se obtuvo una disminución promedio de pérdidas de energía del 4,6 % por SED, variando entre un 3% y 6,6 %, de acuerdo a las características

de cada sistema eléctrico. En cuanto a la mejora en los niveles de tensión, se obtuvo un incremento del 1,7 % en la tensión mínima de cada circuito asociado a la Subestación de Distribución.

Conclusiones: Es técnicamente recomendable continuar y expandir la implementación del proyecto de compensación reactiva en baja tensión, dado que optimiza y mejora la eficiencia de las redes eléctricas de distribución. La ventaja de compensar en baja tensión BT, es que no requiere una gran inversión ni equipos complejos, adicionalmente al disminuir las pérdidas en baja tensión, también se están disminuyendo las pérdidas en media tensión MT y en alta tensión AT (transmisión).

Fecha de elaboración del resumen: 10 de Octubre de 2019



Analytical-Informative Summary

Analysis of the low voltage reactive energy compensation project, implemented by Electronoroeste SA

Daniel Arturo Herrera Reátegui

Advisor: Dr. Ing. Justo Ernesto Oquelis Cabredo

Thesis

Electrical Mechanical Engineer

University of Piura. Facultad de Ingeniería.

Piura,

Keywords: Reactive compensation, low voltage, technical losses, quality of service, capacitors, reactive energy.

Introduction: The increase in energy losses is one of the biggest problems facing electricity distribution companies; These losses occur during the transport and distribution of energy due to various factors, physical phenomena (Joules effect), as a result of poor sizing (improper operation) or due to theft (clandestine connections). It is of great importance to try to reduce these energy losses, to achieve minimizing their impact.

Methodology: Electronoroeste SAC - ENOSA, as part of its continuous quality improvement program, executed a fixed low voltage reactive compensation project, based on the implementation of 15 μF capacitors connected to residential users' meters. The purpose of this work is to evaluate the efficiency of the project, which seeks to reduce the percentage of technical energy losses and improve the quality of tension. This evaluation was carried out based on a comparative analysis of the BT energy balance records, during one year before and one year after the project was executed, in addition the behavior of a representative Distribution Substation (SED) was simulated, for validation of results.

Results: From the analyzes carried out, it was concluded that after executing the low voltage reactive compensation project, an average decrease of energy losses of 4.6% by SED was obtained, varying between 3% and 6.6%, according to the characteristics of each electrical system. As for the improvement in voltage levels, a 1.7% increase in the minimum voltage of each circuit associated with the Distribution Substation was obtained.

Conclusions: It is technically advisable to continue and expand the implementation of the low voltage reactive compensation project, given that it optimizes and improves the efficiency of the electric distribution networks. The advantage of compensating in low voltage BT, is that it does not require a large investment or complex equipment, in addition to reducing losses in low voltage, losses in medium voltage MT and high voltage AT (Transmission) are also being reduced.

Summary date: October 10, 2019



Tabla de Contenidos

Introducción	1
Capítulo 1. Elección del proyecto de compensación BT implementado por ENOSA	3
1. Interés del proyecto de compensación BT de ENOSA	3
2. Formulación de la investigación	4
3. Objetivos de la investigación	4
3.1. Objetivo general.	4
3.2. Objetivos específicos.....	4
4. Justificación de la elección del proyecto de ENOSA.....	5
5. Limitaciones en la evaluación del proyecto de ENOSA	6
Capítulo 2. Marco teórico del estudio	9
1. Bases teóricas generales	9
1.1. Concepto de energía y potencia.	9
1.1.1. Diferencia entre potencia y energía.....	9
1.2. La potencia eléctrica.....	10
1.2.1. Potencia en corriente continua.	10
1.2.2. Potencia en corriente alterna	11
1.2.3. Potencia activa o potencia absorbida (P)	12
1.2.4. Potencia reactiva (Q)	12
1.2.5. Potencia aparente (S).....	13
1.2.6. Factor de potencia (FP).....	13
1.3. La energía eléctrica.	14
1.3.1. Energía activa.....	14
1.3.2. Energía reactiva.....	15
1.4. Transmisión de la energía eléctrica.....	15
2. Pérdidas eléctricas	17
2.1. Origen de las pérdidas	17
2.2. Clasificación de pérdidas eléctricas	18
2.2.1. Pérdidas técnicas.	18
2.2.2. Pérdidas no técnicas.....	19

3.	Compensación de energía reactiva.....	21
3.1.	Concepto.....	21
3.2.	Beneficios de la compensación de energía reactiva.....	23
3.3.	Formas de compensación.....	25
3.3.1.	Según el tipo de compensación	26
3.3.2.	Según la ubicación de la compensación.	28
3.4.	Diferencia de compensación MT y BT. BT o en MT	29
3.5.	Problemas en la compensación.	30
4.	Definición de términos	31
5.	Antecedentes del estudio	33
Capítulo 3. Sistema de distribución eléctrico de ENOSA		35
1.	Redes de distribución	35
1.1.	Carteristas de las redes de distribución.	35
1.2.	Clasificación de las redes de distribución.....	37
1.3.	Características de las cargas sobre las redes de distribución.....	37
2.	Situación actual del sistema eléctrico de ENOSA	40
2.1.	Descripción del sistema eléctrico. Electronoroeste S.A.....	40
2.2.	Zona de responsabilidad técnica de ENOSA.....	40
2.3.	Sistema de transmisión pertenecientes a ENOSA.....	40
2.4.	Sistema de distribución pertenecientes a ENOSA	41
2.5.	Estratos por consumo de energía eléctrica en ENOSA.	44
2.6.	Factor de carga (fc) y factor de pérdida (f_{perd}) en ENOSA.....	45
3.	Pérdidas de energía en ENOSA (transmisión y distribución)	46
3.1	Pérdidas en el sistema de transmisión.....	46
3.2.	Pérdidas en el sistema de distribución.....	46
3.3.	Pérdidas reconocidas por Osinerming.....	49
Capítulo 4. Proyecto de compensación de energía reactiva BT.....		51
1.	Alcances del proyecto.....	51
2.	Metodología aplicada	53
2.1.	Características de los condensadores implementados	53
2.2.	Metodología de la ejecución del proyecto	53
2.3.	Metodología para la evaluación del proyecto	54

2.3.1. Balance de energía de SEDs	55
2.3.2. Limitaciones del análisis.....	56
3. Análisis de datos asociados al proyecto	56
3.1. Características de las SED's evaluadas.....	57
3.2. Evaluación de datos obtenidos de los balances de energía de ENOSA	57
4. Comentarios	86
Capítulo 5. Simulación de SED, modelada en base a datos del proyecto de ENOSA..	89
1. Metodología aplicada para la simulación	89
2. Consideraciones de los datos empleados para la simulación.....	90
3. Etapas del proceso de la simulación desarrollada (SED 391-01)	92
3.1. Modelamiento computacional de los parámetros de la red	92
3.2. Cálculo y estimación de parámetros para la simulación	93
3.2.1. Estimación de la demanda para el caso de estudio SED 391-01.....	94
3.3.2. Estimación de KVAR compensados en SED 391-01.....	96
3.3. Modelamiento de datos para la simulación.	97
4. Resultados de la simulación de la SED 391-01	99
4.1. Descripción de los escenarios simulados de la SED 391-01	100
4.2. Resultados de la simulación del escenario A.....	100
4.3. Resultados de la simulación del escenario B	100
4.4. Comparación de resultados entre los escenarios A y B.....	102
5. Comentarios	104
Capítulo 6. Discusión de resultados.....	105
1. Comparación de resultados entre análisis de data y simulación - (SED 391-01) ...	105
2. Valoración del proyecto de compensación BT, ejecutado por ENOSA.....	106
Conclusiones	109
Recomendaciones.....	111
Referencias Bibliográficas.....	113
Apéndices.....	117
Anexos.....	127



Índice de tablas

Tabla 1. Principales factores de causas del elevado nivel de pérdidas	17
Tabla 2. Disminución de pérdidas por efecto Joule	25
Tabla 3. Disminución de la caída de tensión en las líneas	26
Tabla 4. Ventajas y desventajas de las redes de distribución	38
Tabla 5. Datos generales de ENOSA	40
Tabla 6. SET de ENOSA	42
Tabla 7. LST de ENOSA	43
Tabla 8. Alimentadores de ENOSA	43
Tabla 9. Parque de transformadores de ENOSA	44
Tabla 10. Datos por unidad de negocio de ENOSA	44
Tabla 11. FC y Fp por U.N. de ENOSA	45
Tabla 12. Evolución de pérdidas en sistema de transmisión de ENOSA	46
Tabla 13. Evolución de pérdidas en sistema de distribución de ENOSA	47
Tabla 14. Factores de expansión de pérdidas para ENOSA	49
Tabla 15. Evolución de pérdidas reconocidas y no reconocidas	49
Tabla 16. Relación de condensadores BT instalados	51
Tabla 17. Características técnicas de alimentadores	52
Tabla 18. Relación de suministros ejecutados en U.N Piura	52
Tabla 19. Ejemplo de formato de datos en balance de energía BT	55
Tabla 20. Características de las 14 SED's evaluadas	57
Tabla 21. Resumen de datos de las 14 SED's evaluadas	86
Tabla 22. Resumen de comparación de tablas 4.5 y 4.6	87
Tabla 23. Datos de balance de energía BT – septiembre 2016 vs 2017	95
Tabla 24. Resultados del escenario A	101
Tabla 25. Resultados del escenario B	102
Tabla 26. Análisis de resultados entre los escenarios A y B	103
Tabla 27. Variación entre los escenarios A y B	104
Tabla 28. Comparación de valores entre análisis de datos y simulación	106



Índice de figuras

Figura	1	Triangulo de potencias	13
Figura	2	Circuito eléctrico simplificado	14
Figura	3	Proceso de transmisión de energía	16
Figura	4	Causas que inciden en las pérdidas técnicas.	20
Figura	5	Esquema de compensación de Potencia Reactiva	21
Figura	6	Diagrama fasorial de reducción de ángulo de transmisión	22
Figura	7	Diagrama fasorial de reducción de ángulo de transmisión	23
Figura	8	Reducción de pérdidas por compensación del FP	24
Figura	9	Esquema de compensación fija	27
Figura	10	Posiciones de ubicación de condensadores.	29
Figura	11	Esquema de cargas en BT.	30
Figura	12	Ejemplo de sistema radial	35
Figura	13	Ejemplo de cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas	36
Figura	14	Zona de concesión de Electronoroeste	41
Figura	15	Gráfico de la variación de pérdidas en transmisión	46
Figura	16	Gráfico de la variación del sistema de distribución de ENOSA	47
Figura	17	Pérdidas técnicas + comerciales (2016 vs 2017)	47
Figura	18	Esquema de pérdidas en el sistema de distribución de ENOSA	48
Figura	19	Gráfico de evolución de pérdidas reconocidas y no reconocidas	50
Figura	20	Foto de medidor donde se ejecutó el proyecto	54
Figura	21	Diagrama de ejecución de Servicio a ENOSA	55
Figura	22	Ubicación y alcance de SED 391-01	58
Figura	23	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 391-01	58
Figura	24	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 391-01	59
Figura	25	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 391-01	59
Figura	26	Ubicación y alcance de SED 425-01	60
Figura	27	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 425-01	60
Figura	28	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 425-01	61
Figura	29	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 425-01	61
Figura	30	Ubicación y alcance de SED 191-08	62
Figura	31	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 191-08	62
Figura	32	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 191-08	63

Figura 33	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 191-08	63
Figura 34	Ubicación y alcance de SED 213-08	64
Figura 35	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 213-08	64
Figura 36	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 213-08	65
Figura 37	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 213-08	65
Figura 38	Ubicación y alcance de SED 404-01	66
Figura 39	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 404-01	66
Figura 40	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 404-01	67
Figura 41	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 391-01	67
Figura 42	Ubicación y alcance de SED 203-081	68
Figura 43	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 203-08	68
Figura 44	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 203-08	69
Figura 45	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 203-08	69
Figura 46	Ubicación y alcance de SED 488-03	70
Figura 47	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 488-03	70
Figura 48	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 488-03	71
Figura 49	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 488-03	71
Figura 50	Ubicación y alcance de SED 484-03	72
Figura 51	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 484-03	72
Figura 52	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 484-03	73
Figura 53	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 484-03	73
Figura 54	Ubicación y alcance de SED 042-03	74
Figura 55	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 042-03	74
Figura 56	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 042-03	75
Figura 57	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 042-03	75
Figura 58	Ubicación y alcance de SED 050-02	76
Figura 59	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 050-02	76
Figura 60	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 050-02	77
Figura 61	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 050-02	77
Figura 62	Ubicación y alcance de SED 516-03	78
Figura 63	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 516-03	78
Figura 64	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 516-03	79
Figura 65	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 516-03	79

Figura 66	Ubicación y alcance de SED 392-01	80
Figura 67	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 392-01	80
Figura 68	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 392-01	81
Figura 69	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 392-01	81
Figura 70	Ubicación y alcance de SED 035-03	82
Figura 71	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 035-03	82
Figura 72	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 035-03	83
Figura 73	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 035-03	83
Figura 74	Ubicación y alcance de SED 406-01	84
Figura 75	Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 406-01	84
Figura 76	Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 406-01	85
Figura 77	Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 406-01	85
Figura 78	Gráfico que muestra la relación entre el % FU de SED y % pérdidas	87
Figura 79	Ventana inicial del Software Cymdist 4.7	89
Figura 80	Ventana de ingreso de datos del Software Cymdist 4.7	92
Figura 81	Visualización de red de ENOSA, en MapInfo 12.0	93
Figura 82	Visualización del cuadro de información sobre tipo de línea en Cymdist.	94
Figura 83	Visualización de cuadro de datos de parámetros para las cargas.	97
Figura 84	Visualización de cuadro de parámetros para compensación reactiva.	98
Figura 85	Visualización de parámetros a elegir para cuadro de resultados.	99
Figura 86	Visualización de reporte con resumen de resultados.	99
Figura 87	Cuadro de resultados de la simulación del escenario A.	101
Figura 88	Cuadro de resultados de la simulación del escenario B.	102



Introducción

Las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos son un problema constante, con el que tienen que lidiar las empresas de distribución eléctrica; estas se producen a causa de diversos factores, ya sean por fenómenos físicos relacionados a las características físicas de los componentes de la red (efecto Joule), por una inadecuada operación a causa de un mal dimensionamiento de la red o por fenómenos externos a la red producto de conexiones clandestinas y/o hurtos de energía eléctrica. Para una empresa de distribución, las pérdidas se definen como la diferencia entre la energía ingresada al sistema desde los puntos de compra y/o generación versus las ventas de energía realizadas a usuarios finales, estas pérdidas se presentan a lo largo de las redes de distribución eléctrica.

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo evaluar la eficiencia del proyecto piloto implementado por Electronoroeste S.A - ENOSA, para disminuir las pérdidas técnicas en baja tensión (BT) y mejora de calidad de producto, a través de compensación reactiva fija, empleando condensadores BT, conectados a los medidores de los suministros de usuarios residenciales. El informe se encuentra dividido en VI capítulos.

El capítulo I, referido a la elección del tema de investigación, muestra la importancia del proyecto seleccionado, planteamiento del problema, formulación de la investigación y se dan a conocer los objetivos, justificación y limitaciones del proyecto evaluado.

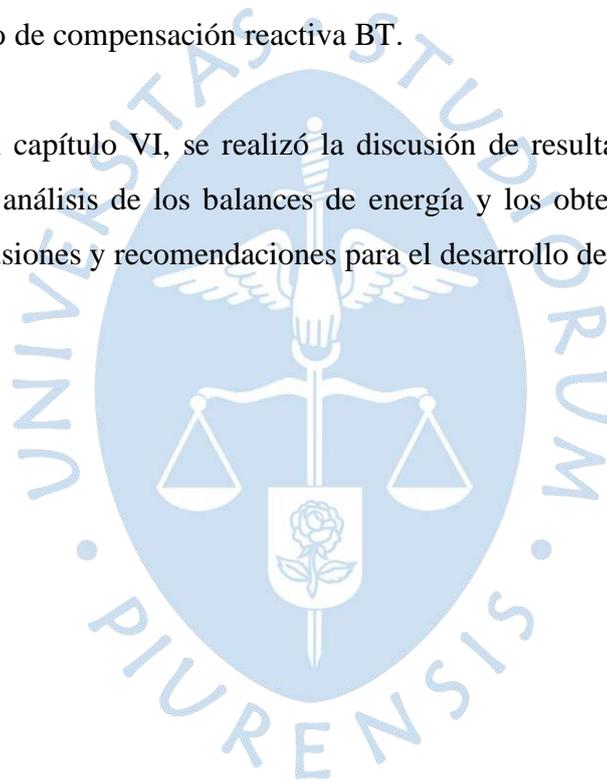
En el capítulo II, referido al marco teórico, presenta conceptos básicos de energía y potencia eléctrica, también habla de temas referidos a pérdidas eléctricas y compensación de energía reactiva. Adicionalmente, muestra las definiciones de términos claves y antecedentes del estudio.

En el capítulo III, se efectuó una descripción de las características del sistema eléctrico dentro de la zona de responsabilidad técnica de ENOSA, donde se describen las redes del sistema eléctrico de transmisión y distribución, incluyendo información de los porcentajes de pérdidas de energía, dentro de los periodos de evaluación del presente trabajo de investigación.

En el capítulo IV, describe el proyecto de compensación de energía reactiva en BT efectuado por ENOSA S.A, indicando metodología aplicada y alcances. Se analizó los resultados de los balances de energía de 14 subestaciones de distribución (SED) parte del proyecto, para obtener la variación de los porcentajes de reducción de pérdidas de energía, al comparar los resultados un año antes y un año después de ejecutado el proyecto.

En el capítulo V, describe y muestran resultados de la simulación realizada a una SED parte del proyecto de ENOSA S.A, para ver comportamiento, estos resultados servirán para validar los obtenidos por método de análisis de los balances de energía, además a través de la simulación, se cuantificó la variación en los niveles de tensión antes y después de ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT.

Finalmente, en el capítulo VI, se realizó la discusión de resultados, contrastando los obtenidos luego del análisis de los balances de energía y los obtenidos por simulación, llegando a las conclusiones y recomendaciones para el desarrollo de trabajos futuros.



Capítulo 1

Elección del proyecto de compensación BT implementado por ENOSA

1. Interés del proyecto de compensación BT de ENOSA

El interés por la eficiencia energética es un tema que cada vez toma mayor importancia, no solo por los beneficios económicos directos que puede representar para las empresas distribuidoras, sino también porque permite mejorar la competitividad y eficiencia de las mismas, sin reducir esfuerzos que se realizan por la lucha contra el cambio climático.

En este sentido, mejorar la eficiencia significa implementar medidas y acciones que ayuden reducir las pérdidas técnicas de energía manteniendo los niveles de calidad, logrando aprovechar al máximo los recursos (redes, transformadores, etc.). Son continuos los esfuerzos realizados por las empresas distribuidoras para introducir medidas que se centren en mejorar la calidad y eficiencia del servicio, no obstante, en el Perú, no ha podido explotar al máximo el potencial para mejorar el nivel de la eficiencia energética.

Existen muchos métodos prácticos para mejorar los niveles de eficiencia de las redes eléctricas. Uno de los métodos más utilizados es la optimización del uso de los recursos de compensación de reactivo en la red, esto permite controlar y minimizar los flujos de potencia reactiva, traduciéndose en reducción de las pérdidas de energía en la red. Estudios, como el proyecto piloto realizado por Electro Ucayali – “Compensación reactiva en baja tensión - Pucallpa I etapa, año 2006”, demuestran que se puede lograr un ahorro de pérdidas de entre 5% - 15% (cabe indicar que teóricamente, lo óptimo es instalar la compensación junto a la carga). De los diferentes informes de pérdidas técnicas en empresas distribuidoras (grupo Distriluz), se concluye que las menores pérdidas están en alta tensión (AT), luego en media tensión (MT) y las más altas en baja tensión (BT).

Electronoroeste S.A. (ENOSA), empresa distribuidora de energía eléctrica, parte del grupo Distriluz, a cargo de la distribución eléctrica en las regiones de Piura y Tumbes, viene implementando progresivamente un proyecto de compensación de energía reactiva en BT, su proyecto consiste en la implementación de condensadores fijos BT, en las cajas de los medidores de los clientes residenciales, buscando disminuir las pérdidas técnicas en las redes de distribución, así como mejorar la calidad del servicio que proporciona.

2. Formulación de la investigación

De la variedad de tecnologías y métodos que se pueden implementar para reducir las pérdidas técnicas en redes de distribución, Electronoroeste S.A - ENOSA, como parte de su programa de mejora de calidad, viene implementando la compensación de energía reactiva fija en baja tensión. Para determinar la eficiencia, influencia, importancia y si es recomendable continuar expandiendo la implementación del proyecto, se debe hacer una evaluación, análisis y valoración de los resultados del proyecto, para determinar sus beneficios técnicos, analizando su viabilidad de implementación y sus limitaciones.

En este trabajo, se compararán los resultados de consumos energéticos en algunas de las Subestaciones de distribución (SED) de ENOSA, que han sido parte del proyecto piloto, durante un año antes y después de su ejecución (periodos: nov 2015- oct 2016 y nov 2016 – oct 2017), con el objetivo de poder ver las variaciones de los niveles de pérdidas. Además, se escogerá una SED representativa, la cual se modelará y simulara con la ayuda del programa simulador Cymdist de la compañía canadiense CYME International T&D, este software es capaz de realizar análisis de caídas de tensión por fase, análisis de flujo de carga, cálculos de corrientes de corto circuito, con lo cual se podrán validar los resultados obtenidos por mediciones.

Finalmente, con información trabajada se podrá comentar y responder: ¿Que tan eficiente y ventajoso es técnicamente la compensación fija en baja tensión?

3. Objetivos de la investigación

3.1. Objetivo general. Evaluar desde un punto de vista técnico la eficiencia y beneficios del proyecto piloto, implementado por ENOSA: Compensación de energía reactiva en baja tensión, mediante la instalación de condensadores de 15 uF en cajas portamedidor de usuarios residenciales; método para disminuir las pérdidas técnicas del sistema y mejorar la calidad de energía suministrada.

3.2. Objetivos específicos

- Cuantificar el porcentaje de reducción de pérdidas promedio del proyecto.
- Verificar y cuantificar mejoras en niveles de tensión, con implementación del proyecto.

- Comentar especificaciones del proyecto a tener en cuenta.
- Establecer beneficios y dificultades del proyecto.
- Mostrar e identificar limitaciones y condiciones críticas del proyecto.

4. Justificación de la elección del proyecto de ENOSA

El incremento de las pérdidas eléctricas es uno de los mayores problemas que golpea a las empresas de distribución de energía eléctrica, ya sea en el marco socioeconómico (mayores gastos) o en la necesidad de racionalización del uso de la energía (mejorar eficiencia eléctrica), reflejando la necesidad de mejora en políticas medio ambientales, que garanticen un crecimiento sostenible. Adicionalmente se podrán cuantificar los resultados de mejorar de calidad, a través de la variación de tensión en los diferentes circuitos relacionadas a una SED.

Mientras más se logre disminuir las pérdidas de energía eléctrica, esto impactará de manera positiva sobre la evolución de las tarifas eléctricas, disminución en el precio de facturación eléctrica, lo que impactará sobre el nivel de bienestar de los diversos hogares (usuarios residenciales).

Siempre existirán pérdidas técnicas por transporte y distribución de energía eléctrica. El reducir el porcentaje de las pérdidas generalmente demanda grandes inversiones para poder llevarlas a un rango de valores aceptables (valores estándar); sin embargo, conociendo los puntos críticos, focos donde se generan las mayores pérdidas, realizando pequeñas inversiones en estos puntos estratégicos es posible la reducción de pérdidas, recuperando un importante volumen de energía pérdida, pudiendo recuperar la inversión generada en un corto plazo de tiempo.

Electronoroeste S.A. (ENOSA), viene implementando progresivamente un proyecto de compensación de energía reactiva en BT, comenzando con la implementación de condensadores fijos BT, en las cajas de los medidores de clientes residenciales, buscando disminuir las pérdidas técnicas en las redes de distribución, así como mejorar la calidad del servicio que proporciona. La ventaja de compensar en BT es que adicionalmente a bajar las pérdidas en ese nivel de tensión se estarían bajando también las pérdidas en MT y AT.

La energía reactiva representa un porcentaje de utilización del sistema eléctrico que no llega a producir un rendimiento útil, mientras mayor sean los valores de energía reactiva en el sistema, provoca que se tenga menor capacidad útil en las líneas, transformadores, generadores, etc; esto ocasiona que se tengan sobredimensionamiento en los sistemas, y no se pueda aprovechar al máximo su rendimiento. En la facturación eléctrica de los clientes industriales, el consumo de energía reactiva si se contabiliza, pudiendo llegar a cobrar penalidades por consumos con factor de potencia menor a 0,96 (según regularización de Osinerming), para estos clientes es recomendable controlar y regularizar su consumo reactivo, para evitar cobros adicionales en la facturación eléctrica.

El impacto y alcance de este proyecto piloto de compensación reactiva BT, implementado por ENOSA, se demostrará a través de una evaluación del comportamiento de los balances de energía de las SEDs en BT, y posterior simulación de una SED que permita validar resultados, mostrando la eficiencia y beneficios del proyecto, los cuales se traducen en reducción de pérdidas técnicas y mejora en calidad; para poder concluir si es beneficioso, desde un punto de vista técnico, continuar con el proyecto piloto o en su defecto buscar nuevos métodos de reducción de pérdidas.

5. Limitaciones en la evaluación del proyecto de ENOSA

La cuantificación e identificación de las pérdidas en redes de distribución BT no es tarea sencilla, dado a diversos factores que modifican los registros de lecturas alterando los balances de energía, esto se debe a las fallas en los equipos medidores totalizadores dentro del sistema, mal registro de usuarios y robos de energía.

La principal limitación de la investigación, proviene de los registros de lecturas de los medidores de consumo en baja tensión (residencial, alumbrado y totalizador), que son manejados por ENOSA. Se debe tener en cuenta que solo se registran las lecturas de energía activa y pérdidas, no se tiene un registro histórico de la variación y evolución de la energía reactiva por SED. Para la obtención de datos de la SED a simular, se instaló un equipo registrador monofásico para la obtención de parámetros (factor de potencia FP, demanda - kW), analizando su comportamiento por un lapso de 05 días (ver resultados en Anexo B).

Las zonas de responsabilidad técnica de ENOSA, presenta diversos problemas para mantener un correcto control y seguimiento de consumo energético, debido a que existen conexiones clandestinas, hurtos, mal empadronamiento de medidores, etc; que no permiten tener un buen registro de consumos en BT, dificultando los balances de energía y pérdidas, originando que en algunas SED se tengan valores incongruentes de energía generando incluso en algunos casos pérdidas negativas, con los cuales no se puede trabajar. Las pérdidas negativas, pueden deberse a fallas en equipos de medición (problemas con los transformadores de corrientes), originando malas mediciones; adicionalmente puede deberse a que existen transferencias de carga que se realiza en campo y cuya información no es actualizada en el sistema, traduciéndose en un incorrecto empadronamiento de SED con suministros.

No se ha podido evaluar todas las SED que son parte del proyecto ejecutado en Piura (83 SED en U.N Piura), dado que no todas presentan adecuados valores en sus balances de energía durante un periodo constante. Para desarrollo del presente trabajo se escogieron 14 SED's representativas del proyecto que presentaron adecuados valores en sus balances de energía; el tiempo que se fijó para el análisis y evaluación de la muestra seleccionada fue de dos (02) años divididos en dos periodos de un año antes y un año después de puesto en operación comercial el proyecto (periodo I: noviembre 2015 – octubre 2016 y el periodo II: noviembre 2016 – octubre 2017)

Para una validación de resultados del proyecto, se simulará el comportamiento de los circuitos de una SED, con lo que se podrá comparar los resultados por medición y simulación, además se obtendrán los valores de los niveles de tensión para cada escenario (antes y después de implementado el proyecto), permitiendo poder compararlos y mostrar si existen mejoras en la calidad de tensión que se suministra (aumento en los niveles de tensión). La gran cantidad de suministros asociados a cada SED, fue una limitación para simular la totalidad de las 83 SED's, por lo que se decidió solo simular una SED representativa para análisis.



Capítulo 2

Marco teórico del estudio

1. Bases teóricas generales

1.1. Concepto de energía y potencia. El concepto de energía; se relaciona con la capacidad de generar movimiento o lograr la transformación de algo. La materia posee energía como resultado de su movimiento o de su posición en relación con las fuerzas que actúan sobre ella.

Diversos recursos o fenómenos de la naturaleza son capaces de suministrar y brindar energía, las cuales se pueden clasificar de acuerdo al tipo de fuente que las originan, ya sean fuentes renovables, que se pueden generar de manera natural (ciclos que se mantienen de forma constante) como la luz del sol, el viento, las corrientes de ríos, biomasas, etc; o fuentes no renovables, que se agotan cuando son empleadas (su velocidad de consumo es mayor que el de su regeneración), como el petróleo, el gas natural, el carbón, etc.

El concepto de potencia; se relaciona con la fuerza, el poder o la capacidad para realizar o conseguir algo. La potencia es la cantidad de trabajo que se realiza por unidad de tiempo. Puede asociarse a la velocidad de cambio de energía dentro de un sistema, o al tiempo que demora concretarse un trabajo específico. En resumen, se puede afirmar que la potencia resulta igual a la energía total dividida por el tiempo.

1.1.1. Diferencia entre potencia y energía. La mayoría de artefactos con los que interactuamos en nuestra vida cotidiana, como una bombilla, un equipo de aire acondicionado, un equipo de sonido o un secador, consumen energía eléctrica y la transforman en un trabajo útil que podemos obtener, ya sea: iluminar, enfriar, emitir sonido o secar. En las etiquetas de estos dispositivos se puede encontrar indicada el valor de su potencia, normalmente señalada en watt (W), lo que nos da información de la velocidad a la que consumen la energía.

La energía consumida por equipo se calcula multiplicando la potencia del aparato por el tiempo de funcionamiento y se mide en watt hora (Wh). Para aclarar la diferencia y relación entre estos conceptos, viendo desde un punto de vista eléctrico, a través del

consumo y facturación eléctrica, podemos notar lo siguiente: todo recibo eléctrico en la parte de facturación se observa que indica “la potencia” contratada de cada suministro, este valor hace referencia a la cantidad de energía límite que se nos reserva y la que tenemos derecho por contrato; mientras que el "término energía", hace referencia a lo que realmente hemos consumido en el periodo de tiempo al que se refiere el recibo y está controlada por un equipo medidor de energía eléctrica.

1.2. La potencia eléctrica. La potencia eléctrica es la relación entre el paso de energía por unidad de tiempo; en otras palabras, es la cantidad de energía entregada o absorbida en un lapso de tiempo determinado. Se mide en vatios o watts (W), que es el equivalente a 1 julio por segundo (1 J/s).

1.2.1. Potencia en corriente continua. La corriente continua (CC) o también llamada corriente directa (DC) se explica como la intensidad constante en el movimiento de las cargas; donde el movimiento de las cargas siendo este movimiento constante y siempre en el mismo sentido.

En corriente continua (CC) la potencia eléctrica desarrollada en un cierto instante por un dispositivo de dos terminales, no es otra cosa que el producto de la diferencia de potencial entre terminales y la intensidad de corriente que atraviesa el dispositivo. En este sentido, la potencia es proporcional a la corriente y a la tensión.

$$P = \frac{d\omega}{dt} = \frac{d\omega}{dq} \cdot \frac{dq}{dt} = V \cdot I \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde I es el valor instantáneo de la intensidad de corriente y V es el valor instantáneo del voltaje.

Cuando el dispositivo es puramente resistivo (resistencia de valor R), se puede concluir, que mientras sea el valor de la resistencia, menor corriente de paso, la potencia también puede calcularse como:

$$P = R \cdot I^2 = \frac{V^2}{R} \quad \text{Ec. 2.2}$$

1.2.2. Potencia en corriente alterna. En corriente alterna existen desfases entre la tensión y la corriente originados por la presencia de capacidades e inductancias dentro de los circuitos; que crean campos eléctricos y magnéticos, necesarios para el correcto funcionamiento de algunos artefactos.

La potencia reactiva, es la parte de la potencia que se utiliza para crear campos eléctricos y magnéticos, no se consume, ni genera un rendimiento útil. Sin embargo, la fuente debe proveerla para el correcto funcionamiento del circuito de acuerdo a sus necesidades.

Cuando se trata de corriente alterna (AC) sinusoidal, el promedio de potencia eléctrica desarrollada por un dispositivo de dos terminales es una función de los valores eficaces, de la diferencia de potencial entre los terminales y de la intensidad de corriente que pasa a través del dispositivo. Entonces si a un circuito se aplica una tensión sinusoidal $v(t)$ con velocidad angular ω y valor pico V_0 de forma $v(t) = V_0 \cdot \sin(\omega t)$; esto provocará, en el caso de un circuito de carácter inductivo (caso más común), una corriente $i(t)$ desfasada un ángulo φ respecto de la tensión aplicada $i(t) = I_0 \cdot \sin(\omega t - \varphi)$.

La potencia instantánea vendrá dada como producto las expresiones anteriores, obteniéndose:

$$p(t) = V_0 \cdot I_0 \cdot \sin(\omega t - \varphi) \quad \text{Ec. 2.3}$$

Mediante de trigonometría, queda trasformada en:

$$p(t) = V_0 \cdot I_0 \cdot \frac{\cos(\varphi) - \cos(2\omega t - \varphi)}{2} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Sustituyendo los valores picos por los eficaces queda

$$p(t) = V_e \cdot I_e \cdot [\cos(\varphi) - \cos(2\omega t - \varphi)] \quad \text{Ec. 2.5}$$

Se obtiene así para la potencia un valor constante $V \cdot I \cdot \cos(\varphi)$, y otro variable con el tiempo $V \cdot I \cdot \cos(2\omega t - \varphi)$.

1.2.3. Potencia activa o potencia absorbida (P). Es la potencia capaz de transformar la energía eléctrica en trabajo efectivo (útil); es decir es la potencia que el circuito utiliza para hacer funcionar los elementos que se conecten al circuito. En resumen, es la cantidad de potencia “útil” que consume un equipo eléctrico, la realmente consumida por los circuitos y, en consecuencia, cuando se habla de demanda eléctrica, se hace referencia a esta potencia.

Se designa con la letra P y se mide en vatios/watts (W) o kilovatios/kilowatts (kW). De acuerdo con su expresión:

$$P = I_e \cdot V_e \cdot \cos \varphi = I_e \cdot Z \cdot I_e \cdot \cos \varphi \quad \text{Ec. 2.6}$$

$$P = I_e^2 \cdot Z \cdot \cos \varphi = I_e^2 \cdot R \quad \text{Ec. 2.7}$$

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad \text{Ec. 2.8}$$

1.2.4. Potencia reactiva (Q). Es la potencia necesaria para crear campos eléctricos y magnéticos. Es una potencia devuelta por el circuito, está presente en el funcionamiento del mismo. En el sentido estricto, esta potencia no se consume ni se genera, pero es necesaria para el correcto funcionamiento de algunos aparatos eléctricos.

Esta potencia se designa con la letra Q y se mide en Var (volt ampere reactivos), una unidad equivalente al watt; se define a través de la siguiente expresión:

$$Q = I \cdot V \cdot \sin \varphi = I^2 \cdot \sin \varphi \quad \text{Ec. 2.9}$$

$$Q = I^2 \cdot X = I^2 (X_L - X_C) \quad \text{Ec. 2.10}$$

$$Q = S \cdot \sin \varphi \quad \text{Ec. 2.11}$$

Siendo X_L , componente inductivo y X_C componente capacitivo.

La potencia reactiva, se puede entender como una potencia "de ida y vuelta"; en otras palabras, cuando hay elementos que almacenan energía (condensadores y bobinas), elementos que están permanentemente almacenando y devolviendo energía. El problema es que durante "proceso - viaje" se pierde algo de energía. Esas pérdidas que ocurren durante el viaje, son las que se deben evitar compensando la potencia reactiva inductiva con capacitiva, para obtener valores lo más cercano al consumo. De este modo, lograremos que la energía que viaje en el proceso, sea la mínima necesaria y no se pierda tanta energía en el trayecto (camino). A eso se llama compensación del factor de potencia, que busca obtener un valor lo más cercano a 1 (valor ideal teórico), para lograr minimizar pérdidas al máximo.

1.2.5. Potencia aparente (S). Conocida como la potencia compleja de un circuito eléctrico de corriente alterna (cuya magnitud se conoce como potencia aparente y se identifica con la letra S), es la suma vectorial de la potencia que disipa dicho circuito y se transforma en calor o trabajo (conocida como potencia promedio, activa o real, que se designa con la letra P (W)) y la potencia utilizada para la formación de los campos eléctrico y magnético de sus componentes, que fluctuará entre estos componentes y la fuente de energía (conocida como potencia reactiva, que se identifica con la letra Q (Var)). En conclusión, la potencia aparente representa la potencia total desarrollada en un circuito. La relación entre todas las potencias aludidas es:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad \text{Ec. 2.12}$$

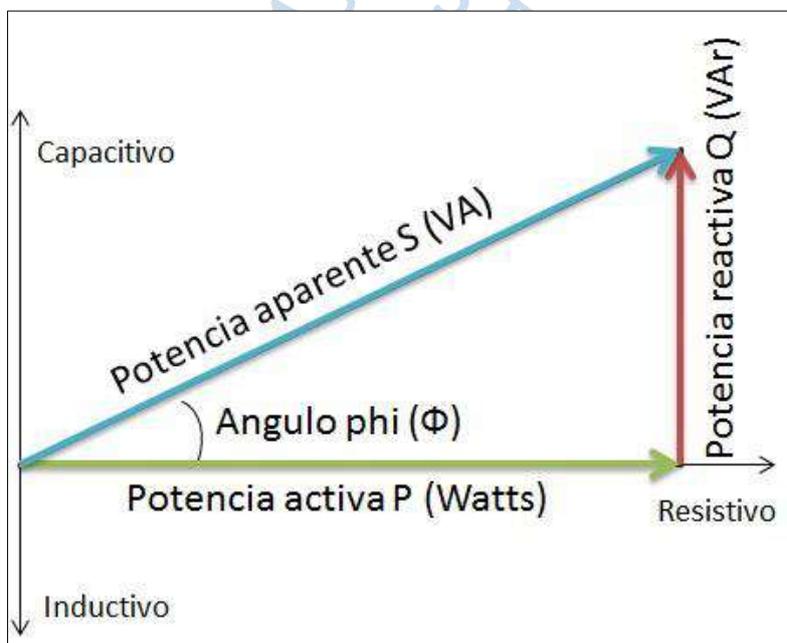


Figura 1. Triangulo de potencias.
Fuente: Elaboración propia

1.2.6. Factor de potencia (fp). Es un indicador cuantitativo del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica. El factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo útil.

El factor de potencia (*fp*) es la relación entre las potencias activa (P) y aparente (S) si las corrientes y tensiones son señales sinusoidales. Si estas son señales perfectamente sinusoidales el factor de potencia será igual al $\cos \phi$, coseno del ángulo que forman los fasores de la corriente y la tensión.

$$fp = \frac{P}{|S|} = \frac{V_e \cdot I_e \cdot \cos(\hat{V} - \hat{I})}{V_e \cdot I_e} \quad \text{Ec. 2.13}$$

$$fp = \cos(\hat{V} - \hat{I}) = \cos \hat{Z} = \cos \varphi \quad \text{Ec. 2.14}$$

1.3. La energía eléctrica. La energía eléctrica resulta de una diferencia de potencial entre dos puntos, manifestándose como corriente eléctrica, es decir, como el movimiento de cargas eléctricas negativas (electrones), a través de un medio conductor (puede ser un cable metálico), para obtener algún tipo de trabajo, también puede transformarse en otros tipos de energía como por ejemplo la energía luminosa (luz), la energía mecánica (movimiento) y la energía térmica (calor). La magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, es decir el trabajo por unidad de carga ejercido por el campo eléctrico sobre una partícula para que se mueva, se denomina voltaje y su unidad de medida es el voltio (V), mientras que la tasa a la cual fluyen los electrones se denomina intensidad de corriente, cuya unidad de medida es el amperio (A).

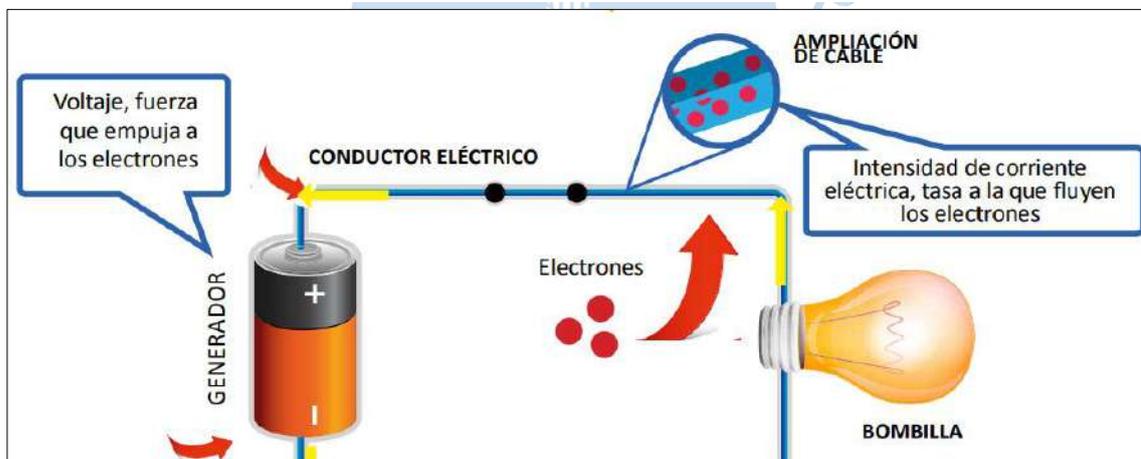


Figura 2. Circuito eléctrico simplificado.

Fuente: Biggar y Hesamzadeh (2014). Elaborado: Gerencia de políticas y análisis económico-Osinergmin

1.3.1. Energía activa. Los receptores eléctricos alimentados por corriente eléctrica transforman la energía eléctrica en trabajo mecánico y en calor. A este efecto útil se le denomina "energía activa" y se mide en kWh.

1.3.2. Energía reactiva. Existen numerosos receptores, tales como motores, transformadores, reactancias, etc., que para funcionar necesitan que se formen campos magnéticos.

Estos equipos, en general inductivos, absorben energía de la red para crear los campos magnéticos y la devuelven mientras desaparecen. Con este intercambio de energía, se provoca un consumo que no es aprovechable por los receptores. A esta energía se le denomina “energía reactiva” y se mide en kVArh.

1.4. Transmisión de la energía eléctrica. La distribución de la energía eléctrica desde las centrales hasta los centros de consumo se realiza a través de la red de transporte.

La red de transporte de energía eléctrica esta constituida por los elementos necesarios para llevar a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas hasta los puntos de consumo. Parte de la red de transporte son las líneas de transporte. Una línea de transporte es el medio mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el conductor (cables de acero, aluminio o cobre), como por sus elementos de soporte (torres y postes).

La actividad de transmisión se refiere al transporte de la energía, desde los generadores hacia los centros de consumo (industriales y residenciales). Para ello cuenta con un conjunto de redes de diferente tensión y subestaciones de transformación. En el proceso de transmisión de energía se pueden distinguir tres etapas (ver Figura 3.), en las cuales se generan diferentes tipos de pérdidas.

La inyección de energía y potencia al sistema principal de transmisión es realizada por parte de los generadores, para lo cual utilizan líneas de transmisión y se requiere la transformación de la tensión a fin de reducir las pérdidas de energía. Esto se hace mediante transformadores que fijan el voltaje de corrientes según se requiera. Luego de lograr el voltaje adecuado, la electricidad es transportada por medio de líneas de alta tensión a las subestaciones. En las subestaciones se efectúa la transformación de la corriente para reducirla a media tensión. Por último, antes de que la energía llegue a los consumidores finales, la media tensión se reduce a baja tensión de 380 V ó 220 V. Esto se realiza en los transformadores de distribución ubicados normalmente en postes.

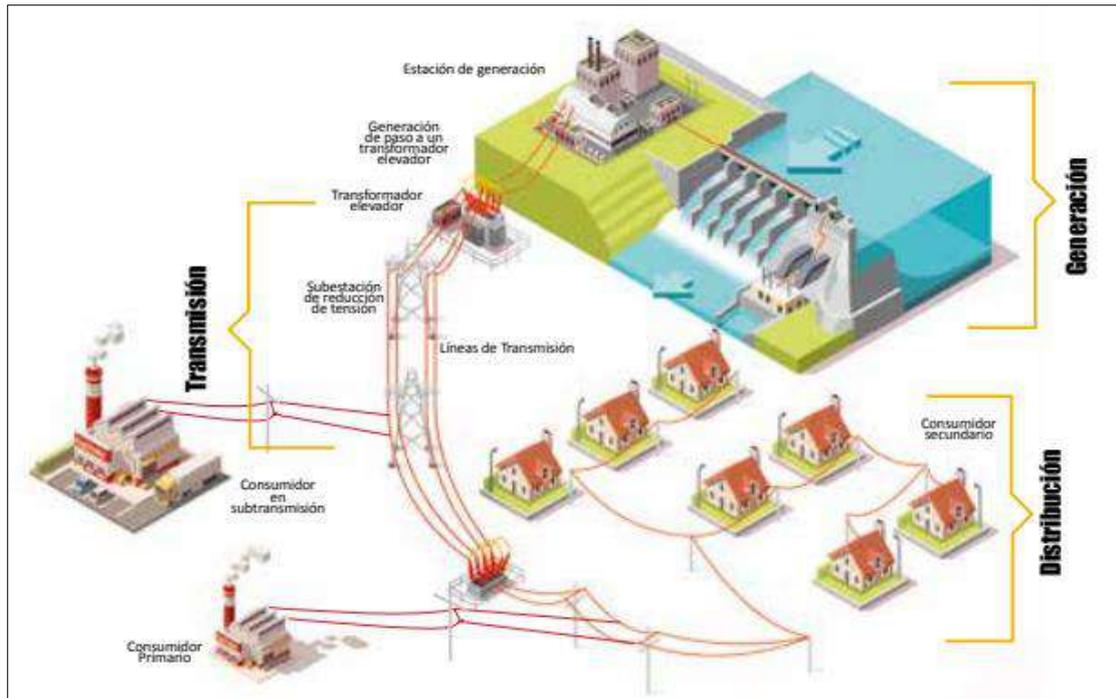


Figura 3. Proceso de transmisión de energía.

Fuente: Biggar y Hesamzadeh (2014). Elaboración: Gerencia de Políticas y Análisis Económico -Osinergmin

Las líneas de transmisión en el Perú usan distintos niveles de tensión para transportar la electricidad clasificándose según el código nacional de electricidad, de la siguiente manera:

- Baja Tensión (380/220 V; 400/220 V)
- Mediana tensión (10 kV; 13,2 kV; 22.9 kV; 33 kV)
- Alta tensión (60 kV; 13 kV; 220 kV)
- Extra alta tensión (500 kV)

Durante el transporte siempre se producen pérdidas de energía. La pérdida de energía es una consecuencia natural del transporte. El calentamiento de la línea, es la principal pérdida que se da en el transporte (efecto Joule) y viene dado por:

$$W = I^2 \cdot R \cdot t = I^2 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} \cdot t \quad \text{Ec. 2.15}$$

Donde:

- I es la intensidad de la corriente,
- ρ es la resistividad del conductor,
- L su longitud
- S su sección.

Para reducir las pérdidas los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevando su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por efecto Joule.

2. Pérdidas eléctricas

2.1. Origen de las pérdidas. Para brindar el servicio de energía eléctrica, las empresas distribuidoras cuentan con diversos componentes físicos, para transportar el fluido eléctrico. A través del recorrido que realiza la electricidad, esta sufre efectos de disipación de energía en conductores y demás equipos que conforman el sistema de distribución, esta disipación de energía se manifiesta en forma de calor, motivo por el cual la energía que ingresa al sistema resulta mayor que la energía en los puntos de entrega a los clientes finales, puntos en los cuales se mide y se factura por la energía que consumen. La diferencia de energía que entra al sistema y la que se factura a los clientes finales se conoce como pérdidas totales, el cual tiene dos componentes: pérdidas técnicas (considera las pérdidas de energía no aprovechada debido a fenómenos físicos propios de la red de distribución) y pérdidas no técnicas (energía no facturada).

El problema con las pérdidas de energía radica especialmente en la gestión de las empresas eléctricas, es decir en la eficiencia y optimización de los recursos que empleen.

Tabla 1.
Principales causas que generan elevados niveles de pérdidas.

CAUSA	SOLUCION
Nivel de Tensión Inadecuado	<ul style="list-style-type: none"> - Incrementar el calibre de conductores. - Reparto de carga entre SED's aledañas. - Compensación reactiva.
Organización	<ul style="list-style-type: none"> - El área designada al control de pérdidas debe tener una estructura sólida y funciones definidas orientadas a la reducción de pérdidas. - Planificar crecimiento de la población (crecimiento de la carga). - Capacitar al personal.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Cambiar redes en mal estado. - Gastar en mantenimiento, hasta un límite permitido por la tarifa.

Fuente: Trabajo de identificación de pérdidas técnicas en BT, elaborado para Electronoroeste S.A. (Año 2016)

2.2. Clasificación de pérdidas eléctricas. Las pérdidas de energía pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales (comúnmente llamadas pérdidas negras) y pérdidas técnicas.

2.2.1. Pérdidas técnicas. Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada pero el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde en equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que sirven para conducir y transformar la electricidad. Representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores.

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente, pero es posible reducir estas a niveles aceptables a través del mejoramiento de la red.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios así tenemos:

- a) Según la causa que las produce:
 - Pérdidas por efecto Joule; son las pérdidas que se presentan en los conductores, debido al paso de la corriente eléctrica, siendo su magnitud proporcional al cuadrado de la misma, este valor dependerá de la naturaleza, longitud y sección del conductor. Estas pérdidas se manifiestan en forma de calor, que mediante un proceso de convección son liberadas al exterior.
 - Pérdidas por corrientes parásitas (corrientes de Foucault); es la variación del flujo magnético en el interior de las chapas que forman el núcleo del transformador produce una fuerza electromotriz que provoca una corriente en el interior de las chapas. Esta circulación de corriente provoca pérdidas, que a la vez se traduce en calor dentro del transformador.
 - Pérdidas por histéresis magnética; los materiales ferromagnéticos presentan una estructura molecular que se pueden asumir como pequeños imanes que interactúan entre sí, cuando el material es sometido a un campo magnético variable, estos imanes tienden a alinearse con el campo magnético, este proceso de alineamiento provoca pérdidas que se traducen en calor.
 - Pérdidas por efecto corona; son los fenómenos producidos por la ionización del aire que rodea a un conductor cargado, producto de la acumulación de cargas en las zonas

afiladas del conductor y la creación de campos eléctricos muy intensos, con capacidad de producir la ruptura dieléctrica del aire. El conductor, cuando se somete a un fuerte efecto corona, presenta una luminosidad y una crepitación constante, fenómenos que se traducen en pérdidas, que es función del nivel de tensión, del diámetro de los conductores, de la distancia entre ellos y de las condiciones climáticas.

b) Por su origen en la Red:

- Pérdidas en líneas de transmisión; las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión están asociadas con el campo eléctrico que viaja por la superficie del conductor y dependen principalmente de los voltajes en los extremos y de los parámetros eléctricos de la línea de transmisión.
- Pérdidas en transformadores; son las pérdidas que se presentan en los equipos de transformación de tensión, se logran distinguir dos componentes las pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro (corrientes de Foucault y a la histéresis magnética).
- Pérdidas en medidores. Son las pérdidas que se presentan en los medidores electromecánicos de los usuarios finales que no son contabilizados por estos, estas pérdidas se presentan en forma de calor. Adicional a esto se encuentran factores que incrementan el valor de las pérdidas como son: armónicos, desbalance entre fases de los conductores, puntos de empalme de conexión, entre otros. Factores que afectaran el resultado final de las pérdidas de energía según el nivel de tensión.

Las pérdidas de energía, en la parte de distribución y concretamente la que corresponde a BT es donde se tiene el mayor porcentaje de pérdidas; siendo los principales factores los que se muestran en la Figura 4.

2.2.2. Pérdidas no técnicas. Las pérdidas no técnicas representan la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas técnicas, y están caracterizadas por hurto de energía, errores de facturación (deficiencias administrativas), errores de medición (puntos compra y venta). Las pérdidas no técnicas no son contabilizadas por los aparatos de medición, por lo tanto, no puede ser objeto de cobro. Por lo tanto, las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, ésta es utilizada por algún usuario de la empresa distribuidora que solo recibe parte o ninguna retribución las mismas.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios así tenemos:

a) Según la causa que las produce:

- Consumo de usuarios no suscriptos o clandestinos; comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a una red sin ningún contrato o acuerdo con la empresa distribuidora eléctrica. En este grupo también se encuentran los usuarios que habiendo tenido un contrato son desconectados de la red, y se vuelven a conectar a ésta sin autorización sin tener medición de energía.
- Error en la contabilización de energía; comprende todos los errores de medición de contadores de energía, lectura y facturación de suscriptores.
- Error en consumo estimado (de suscriptores sin medidor de energía); comprende a todos aquellos suscriptores que por cualquier motivo son facturados por una estimación de su consumo (no tienen medición directa).
- Fraude o hurto; comprende todos los casos en los que el usuario, siendo un suscriptor de la empresa distribuidora de energía, altera intencionalmente el equipo de medición o toma directamente la energía de la red.
- Error en consumo propio de las empresas distribuidoras; comprende la energía consumida y no contabilizada por la empresa encargada de la distribución (generalmente el consumo no medido de auxiliares de subestaciones, alumbrado público, etc).
- Por Fugas a Tierra; son las pérdidas producidas por las fugas de corriente a tierra, debido al deterioro del aislamiento de cables.

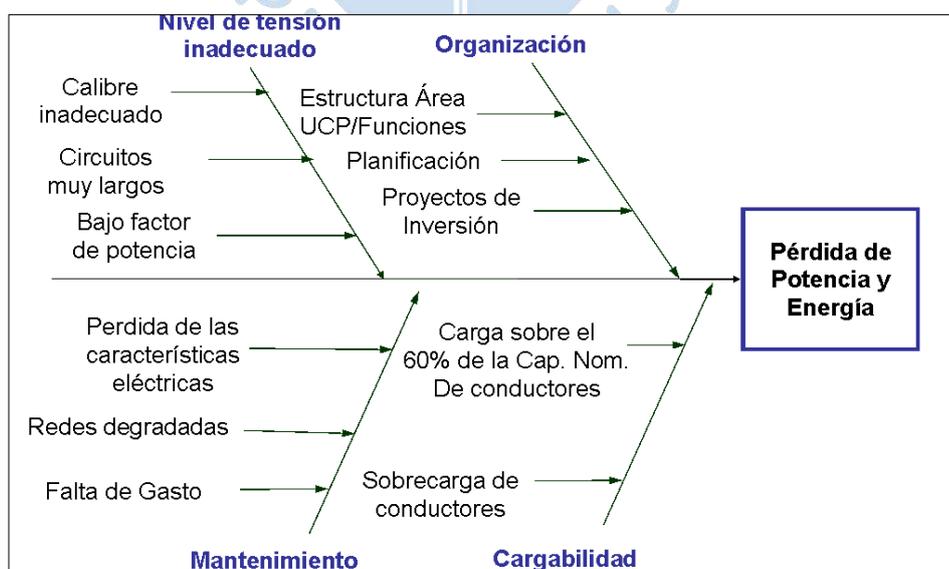


Figura 4. Causas que inciden en las pérdidas técnicas.

Fuente: Informe de pérdidas técnicas en BT, elaborado para ENOSA S.A. (Año 2016)

b) Según relación con la actividad administrativa de la empresa:

Es evidente que un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estricta, procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales son un reflejo de la capacidad administrativa de la empresa distribuidora, así tenemos:

- Por registro o medición deficiente del consumo (equipos en mal estado).
- Por facturación incorrecta de los usuarios.
- Errores en proceso de la toma de lectura de la medición.
- Inadecuada información que produce errores y demoras en la facturación.

3. Compensación de energía reactiva

3.1. Concepto. La compensación de energía reactiva es el proceso que se realiza para buscar reducir la demanda de energía reactiva presente en un sistema eléctrico mediante la instalación de unos condensadores o filtros armónicos, incrementando el ratio de la potencia activa/útil respecto a la total, logrando mayor capacidad en las redes. Compensar la energía reactiva es tratar de conseguir un factor de potencia lo más cercano a 1, lo que significaría que toda la potencia suministrada a la instalación se convierte en potencia útil (factor ideal).

En su mayoría todas las instalaciones eléctricas disponen de factores de potencia inductivos (motores, generadores, transformadores, las líneas, etc), por lo que la potencia reactiva que se debe compensar ha de ser capacitiva.

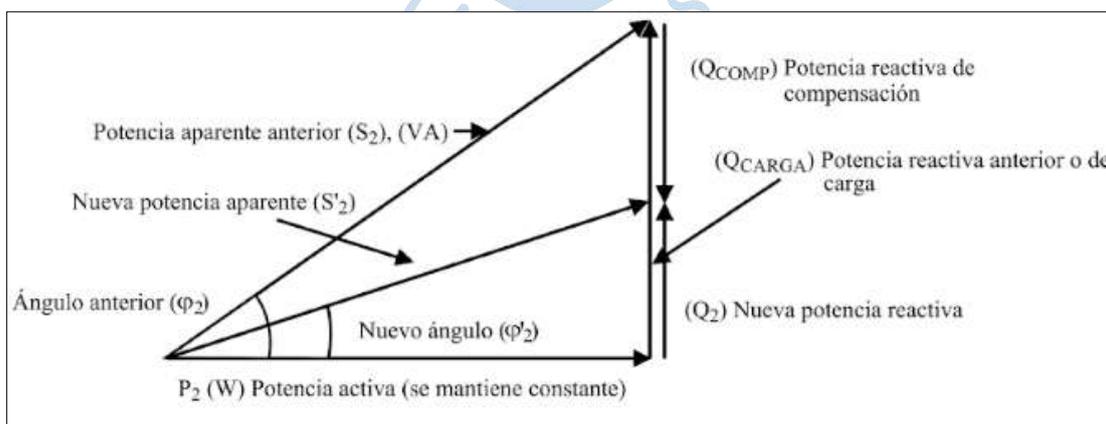


Figura 5. Esquema de compensación de Potencia Reactiva.

Fuente: Mujal, Ramón M. (2015). Cálculo de líneas y redes eléctricas.

a) Compensación mediante condensadores colocados en serie:

Las líneas aéreas introducen efectos inductivos importantes, que provocan un aumento de la impedancia en las mismas. La inclusión de condensadores en serie con la línea aérea reduce la reactancia inductiva total, permitiendo reducir la caída de tensión, además de aumentar el flujo de potencia activa (P) al máximo. Como resultado se obtiene un mejor funcionamiento del sistema de transporte debido a:

- Aumento de la estabilidad angular.
- Mejora de la estabilidad de la tensión.
- Optimización de la división de potencias entre circuitos paralelos.

La compensación en serie inyecta energía reactiva en la línea. Como consecuencia, el ángulo de transmisión se reduce, y la transferencia de energía se puede aumentar sin la reducción de la estabilidad del sistema.

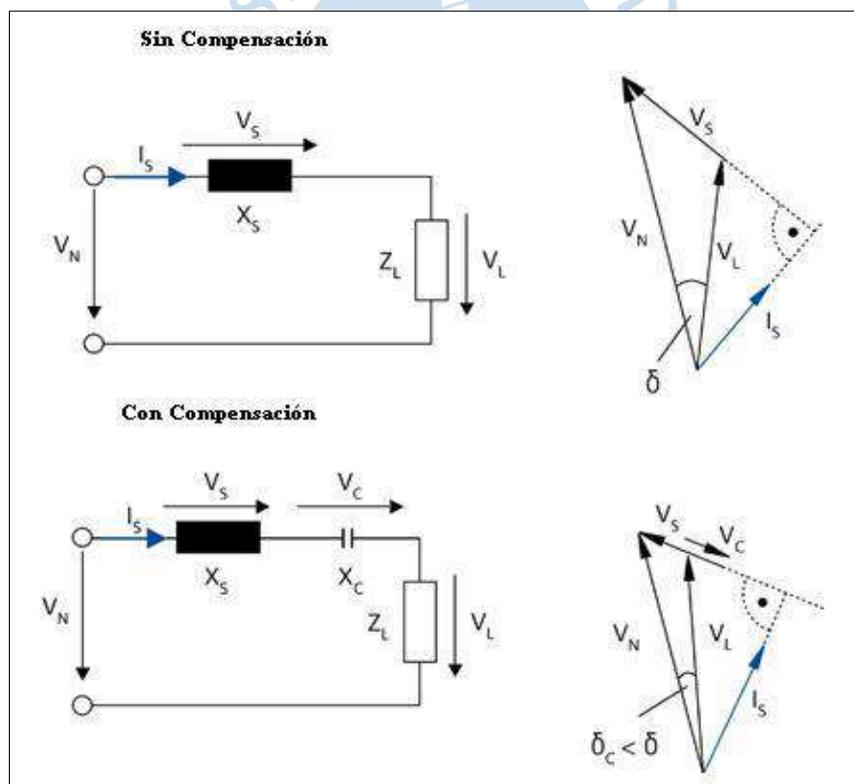


Figura 6. Diagrama fasorial en sistema con compensación reactiva en serie.

Fuente: Prof. H. Rudnick (mayo 2007). Aplicación de FACTS en Sistema Eléctrico Chileno.

b) Compensación mediante condensadores colocados en paralelo:

Su función primordial es mejorar el factor de potencia, debido a que disminuye la circulación de corriente a lo largo del circuito lo que reduce las pérdidas y mejora los perfiles de tensión. Los beneficios de la optimización de circuitos, son la disminución de la carga térmica, aumento de niveles de tensión y reducción de pérdidas.

La importancia de esta compensación en paralelo, es que disminuye el efecto Ferranti (el efecto Ferranti es una sobretensión producida en una larga línea, relativa a la tensión al final de la misma, que ocurre cuando esta está desconectada de la carga, o bien con una carga muy pequeña (este efecto es debido a la capacitancia distribuida de la línea.).

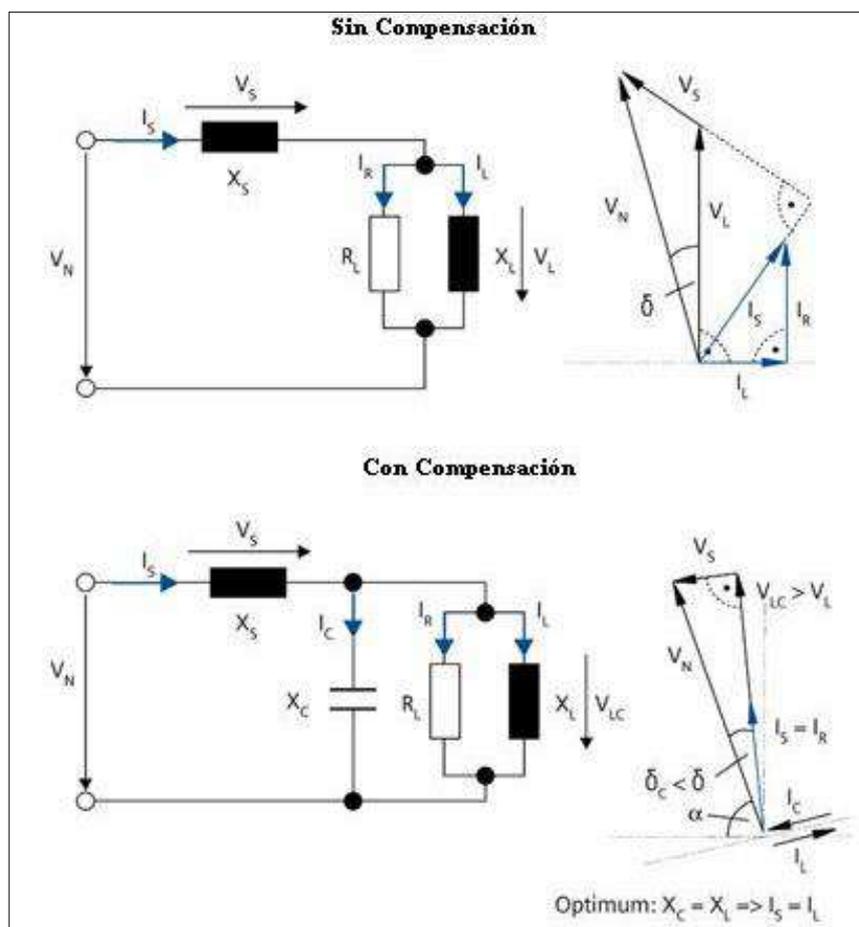


Figura 7. Diagrama fasorial en sistema con compensación reactiva en paralelo.

Fuente: Prof. H. Rudnick (mayo 2007). Aplicación de FACTS en Sistema Eléctrico Chileno.

3.2. Beneficios de la compensación de energía reactiva. Existen varios beneficios que se obtienen luego de haber implementado una compensación reactiva, siendo los principales los siguientes:

- Reducción de la factura de electricidad: Para los clientes Industriales es importante mantener controlado el requerimiento de energía reactiva, para mantener dentro del límite permisible (tener un FP de 0,96), para evitar la penalización por consumo de energía reactiva, con el consecuente ahorro en la factura de electricidad.

- Optimización técnica de la instalación: La compensación de reactiva evita el sobredimensionamiento de muchos componentes de la instalación (reducción de sección de los cables, transformadores, entre otros).
- Aumento de la capacidad de la red eléctrica: Considerando todo lo que se produce como extra para contrarrestar las pérdidas, si se compensara el factor de potencia, parte de ese extra podría utilizarse en el consumo. Los transformadores son diseñados en base a la potencia nominal aparente S . La mejor manera de aprovechar la capacidad del transformador es tratar de mantener un factor de potencia cercano a 1, en ese caso casi toda su potencia aparente es aprovechada como potencia activa.
- Una forma de aumentar la capacidad de la instalación es corregir el factor de potencia, con lo cual aumenta su capacidad de transporte de energía activa. En la Figura 8. se da un gráfico que permite calcular la potencia activa adicional que podría obtenerse si se mejora el factor de potencia de $\cos \phi_1$ a $\cos \phi_2$.

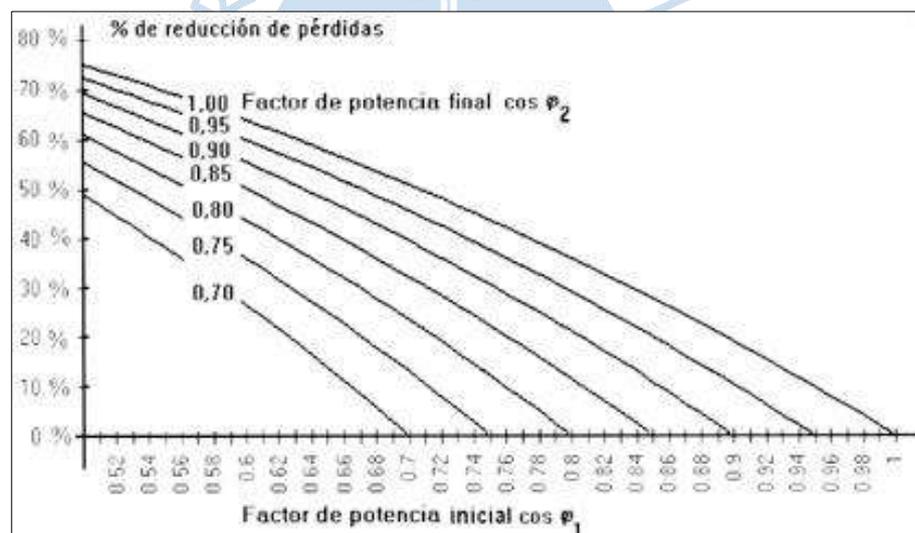


Figura 8. Reducción de pérdidas por compensación del FP.

Fuente: Artículo de CLAS Ingeniería Eléctrica S.A. (agosto 2010).

- Disminución de las pérdidas por efecto Joule: Las pérdidas por calentamiento en una línea, conocidas como pérdidas por efecto Joule, dependen de la resistencia de los cables (no de su impedancia, sino sólo de la parte resistiva).

$$\frac{Pérdidas_i}{Pérdidas_f} = \left(\frac{\cos \varphi_i}{\cos \varphi_f} \right)^2 \quad \text{Ec. 2.16}$$

Donde:

$Pérdidas_i$: Pérdidas iniciales; $Pérdidas_f$: Pérdidas finales.

$\cos \varphi_i$: factor de potencia inicial; $\cos \varphi_f$: factor de potencia final.

La compensación de la energía reactiva permite la reducción de las pérdidas por efecto Joule en los conductores y transformadores (ver Tabla 2.).

Tabla 2.
Disminución de pérdidas por efecto Joule

$\text{Cos}\varphi_{\text{inicial}}$	$\text{Cos}\varphi_{\text{final}}$			
	0,85	0,90	0,95	1,00
0,50	65,40%	69,14%	72,30%	75,00%
0,55	58,13%	62,65%	66,48%	69,75%
0,60	50,17%	55,56%	60,11%	64,00%
0,65	41,52%	47,84%	53,19%	57,75%
0,70	32,18%	39,51%	45,71%	51,00%
0,75	22,15%	30,56%	37,67%	43,75%
0,80	11,42%	20,99%	29,09%	36,00%
0,85	-	10,80%	19,94%	27,75%
0,90	-	-	10,25%	19,00%
0,95	-	-	-	9,75%

Fuente: Artículo de RTR Energía SL RTR Compensación de Energía Reactiva

- Disminución de la caída de tensión en las líneas de distribución: En el proceso de transporte de la energía eléctrica se produce una caída de tensión, ya que la corriente debe vencer la impedancia eléctrica propia del conductor (Z). La caída de tensión se determina mediante la ley de Ohm y es igual al producto de la intensidad de corriente por la resistencia, luego al sustituir la intensidad demandada por la potencia conectada al suministro se obtiene:

$$\Delta U = U_{\text{final}} - U_{\text{inicial}} = I \times Z \quad \text{Ec. 2.17}$$

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi \quad \text{Ec. 2.18}$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot Z}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} \quad \text{Ec. 2.19}$$

Siendo:

ΔU : caída de tensión en la línea; U : tensión de distribución;

P : potencia activa; Z : impedancia del conductor.

La reducción de la corriente provocada por la compensación de la energía reactiva, reduce la caída de tensión en el cable de alimentación, mejorando los niveles de tensión en las zonas donde se ha implementado (ver Tabla 3.).

3.3. Formas de compensación. Dentro de las maneras de realizar la compensación reactiva, se pueden clasificar de acuerdo al tipo de compensación o de acuerdo a la ubicación de la compensación.

3.3.1. Según el tipo de compensación:

a) Condensadores Fijos:

Son equipos con un valor fijo de kVAr, que inyecta constantemente a la red, se utilizan uno o varios para obtener la reactiva necesaria para compensar de acuerdo a la necesidad, suministran un valor constante de potencia reactiva. Son ideales para la compensación individual de motores de gran potencia, de transformadores o de una instalación, que tenga un consumo constante. Los condensadores pueden ser comandados mediante interruptores, contactores, o conectados directo a la carga.

Tabla 3.
Disminución de la caída de tensión en las líneas

$Cos\varphi_{inicial}$	$Cos\varphi_{final}$			
	0,85	0,90	0,95	1,00
0,50	41,18%	44,44%	47,37%	50,00%
0,55	35,29%	38,89%	42,11%	45,00%
0,60	29,41%	33,33%	36,84%	40,00%
0,65	23,53%	27,78%	31,58%	35,00%
0,70	17,65%	22,22%	26,32%	30,00%
0,75	11,76%	16,67%	21,05%	25,00%
0,80	5,88%	11,11%	15,79%	20,00%
0,85	-	5,56%	10,53%	15,00%
0,90	-	-	5,26%	10,00%
0,95	-	-	-	5,00%

Fuente: Artículo de RTR Energía SL RTR Compensación de Energía Reactiva

Esta compensación se realiza mediante condensadores fijos, que almacena el flujo de energía reactiva (Q_1), creando una componente “negativa” (Q_c) en el eje de abscisas del triángulo de potencias y por lo tanto, reduciendo el valor de la componente reactiva (Q_2) y aproximando el factor de potencia FP ($\cos \phi$) a 1 (ver Figura 9.).

Las ventajas de la compensación mediante condensadores fijos son las siguientes:

- Máxima vida útil de los condensadores.
- Bajas corrientes de inserción.
- Regulación prácticamente instantánea del factor de potencia.
- Los condensadores no están sometidos a stress eléctrico.
- Mantienen el factor de potencia prácticamente inamovible.
- No existen operaciones mecánicas.
- Menor mantención.
- Bajos costos.

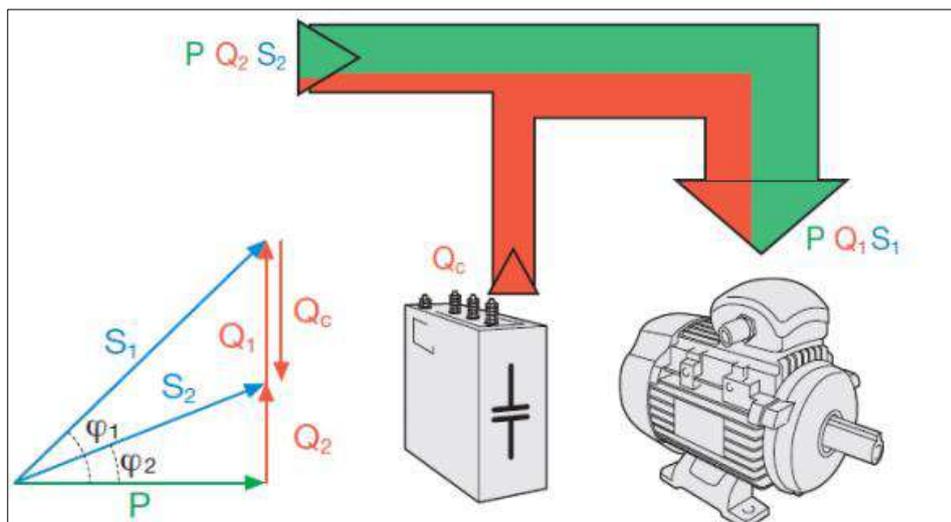


Figura 9. Esquema de compensación fija.

Fuente: Artículo “Corrección de energía reactiva”, AECA Group – Barcelona (2014)

b) Condensadores automáticos:

En general se trata de un banco de varios pasos, los cuales son controlados por un relé de acuerdo a la necesidad de la carga conectada, según la variación del factor de potencia de la instalación. Proporcionan el valor necesario de kVAr para mantener el FP de la instalación cercano a un valor objetivo definido (para maximizar la eficiencia lo más cercano a 1). Se adaptan a las variaciones de consumo de reactiva en la instalación.

Cada paso del banco debe tener un elemento de protección (interruptor automático o fusible), un elemento de maniobra (contactor) y una batería de condensadores. Por lo general siempre se componen de tres elementos principales:

- Regulador; mide el $\cos \varphi$ de la instalación y da la orden necesaria para variar los kVAr entregados a la instalación y alcanza el $\cos \varphi$ objetivo.
- Contactores; elementos que maniobran los condensadores que componen la batería para aportar los kVAr necesarios.
- Condensadores; elementos que proporcionan la energía reactiva necesaria a la instalación.

Este tipo de compensación es la más recomendada, dado que se adapta de acuerdo a la necesidad de cada instalación, sin embargo, la principal desventaja son los altos costos asociados a su implementación.

3.3.2. Según la ubicación de la compensación. La ubicación de los condensadores, puede darse en tres posiciones bien definidas y son las siguientes (ver Figura 10.):

a) Compensación global centralizada:

Es la compensación conectada a la entrada principal de la instalación, se instala dentro del tablero general. Utilizada para la reducción de facturación eléctrica por recargos de energía reactiva; sus principales características son:

- La potencia aparente kVA de la instalación se ajusta a su consumo real en kW, por lo que se descarga al transformador, más kW disponibles.
- La corriente reactiva está presente en todo el circuito, por lo que las pérdidas por efecto Joule no disminuyen (no se reducen las pérdidas en los cables).
- Descarga el transformador de potencia.

b) Compensación por grupo (sector):

Es la compensación para grupos de cargas en instalaciones donde existe una distribución sectorizada y extensa. En este caso los Condensadores se instalan en tableros de distribución secundarios o Centros de Control de Motores (CCM). Presenta las siguientes ventajas:

- Se optimiza una parte de la instalación, ya que la potencia y corriente reactiva no circula por los cables de alimentación de estos tableros secundarios (aumentando la capacidad de la línea que suministra al grupo de cargas compensadas.)
- Se reducen las pérdidas por efecto Joule en los cables de alimentación de estos tableros.
- Descarga el transformador de potencia.

c) Compensación individual:

Generalmente se usa para cargas específicas (grandes motores), para los propios transformadores de potencia o para cualquier receptor con gran consumo de reactiva (potencia significativa). Sus mayores ventajas:

- Ya no circula corriente reactiva, ya que ésta se abastece en el mismo lugar que se consume.
- Se reducen las caídas de tensión.
- Gran reducción de las pérdidas por efecto Joule.
- Descarga el transformador de potencia.

3.4. Diferencia de compensación MT y BT. A pesar de tener características comunes, es necesario tener en claro las diferencias técnicas de compensar en BT o en MT. Las penalizaciones por consumo de energía reactiva han ido evolucionando rápidamente en los últimos años a nivel mundial, siendo cada vez más estrictas y fuertes.

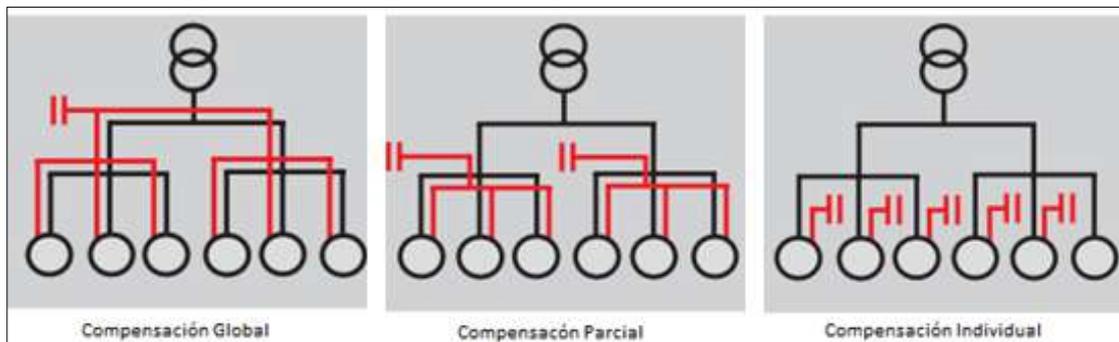


Figura 10. Posiciones de ubicación de condensadores.

Fuente: Merlin Gerin, una marca de Schneider Electric. Compensación de energía reactiva y filtrado de armónicos Baja y Media Tensión.

Para poder encontrar y establecer la mejor forma de compensar es necesario conocer la topología de nuestro sistema y donde está establecido la medida de energía, dicho de otra forma, como es nuestro sistema y donde se requiere y es necesario compensar.

Francesc Fornieles (febrero 2012). Compensación de la Energía Reactiva y Filtrado de Armónicos, nos presenta los siguientes ejemplos para ayudar a determinar la mejor forma de compensación reactiva de acuerdo a su necesidad:

- En la situación en que se cuenta solo con cargas en BT, como se indica en la Figura 2.11 (A y B) la compensación de energía reactiva puede plantearse de las siguientes formas:
 - En el esquema A se deberá compensar en BT.
 - En el esquema B puede realizarse de dos formas:
 - Compensación en BT de las cargas, más la compensación fija del transformador también en BT.
 - Compensación del conjunto en MT.

Las condiciones para utilizar un sistema u otro responderán al comportamiento de la demanda. Consumos de potencia reactiva muy variables o inferiores a 1000 VAr, es mejor plantear la compensación en BT. Para consumos estables con pocas

variaciones de consumo, o superiores a 1000 VAr, puede estudiarse la posibilidad de compensar en MT.

- En la situación donde existan cargas en MT, la compensación de energía reactiva debe compensarse en MT (*revista virtual Novedades R – Circutor. p.18-19*)

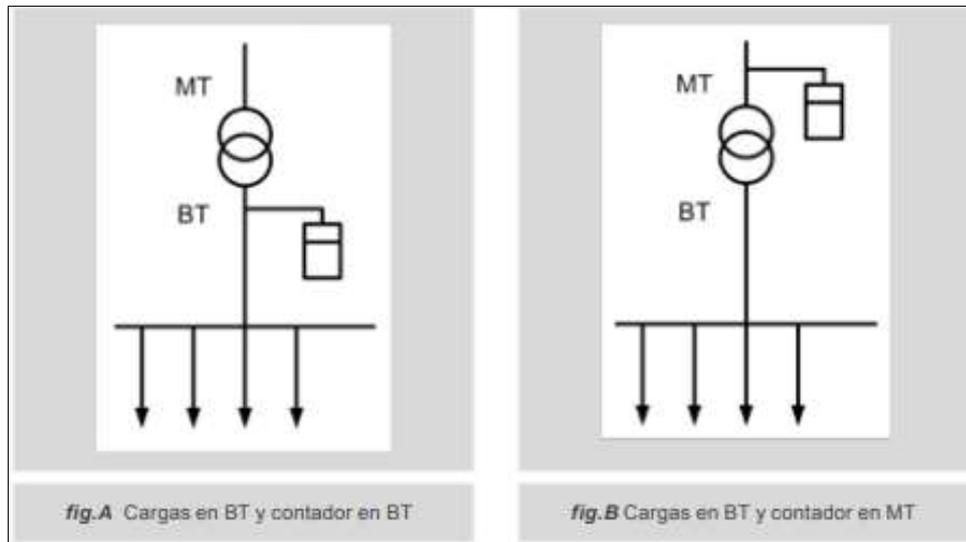


Figura 11. Esquema de cargas en BT.

Fuente: Francesc Fornieles (2012), revista virtual Novedades R-CIRCUTOR 2012-02.

3.5. Problemas en la compensación. En los últimos tiempos, debido al gran desarrollo y uso de la electrónica de potencia dentro de las instalaciones eléctricas, se han incrementado los niveles de distorsión armónica presente en las redes eléctricas. Este problema es causado esencialmente por:

- Variadores de frecuencia y arrancadores de estado sólido.
- Rectificadores y sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS).
- Hornos de arco, balastos de lámparas de descarga y fluorescentes.

La variación en función del tiempo de la corriente y tensión, distorsionadas, se aparta bastante de una sinusoidal pura. Aparecen además de la frecuencia fundamental componentes armónicas de orden 3, 5, 7, 11, etc. Para el Perú la frecuencia nominal es 60 Hertz (Hz.), mientras que para países de Europa es de 50 Hz.

La presencia de armónicos en una instalación no es el mejor escenario posible para una batería de condensadores o un condensador fijo, siendo los condensadores especialmente sensibles al contenido de armónicos, presentándose fundamentalmente dos problemas:

- La impedancia de un condensador decrece con la frecuencia ($X_C = \frac{1}{2\sqrt{f \cdot C}}$), presentando por lo tanto un camino de baja impedancia para las corrientes armónicas. Estas corrientes elevadas producen calentamiento, con degradación del dieléctrico, pudiendo llegar a su perforación.
- La batería de condensadores, con la inductancia de la red de distribución y la del transformador, forman un circuito oscilante. Dicho circuito tiene una impedancia que varía con la frecuencia, amplificando los armónicos en la red. Si las cargas no lineales generan una corriente armónica con una frecuencia igual o próxima a la frecuencia de resonancia de dicho circuito oscilante, se producirá el fenómeno de resonancia. Esto produce una sobretensión y también una sobrecorriente que puede provocar la perforación del dieléctrico del condensador.

Otro problema común en la compensación, es calcular mal la necesidad de potencia reactiva y sobredimensionarla, ocasionando mayores pérdidas.

4. Definición de términos

Se muestran las definiciones técnicas, de los principales conceptos que se emplean y aplican en la evaluación del presente trabajo de investigación:

- Alta tensión: En electricidad, la tensión se define como el voltaje con que la electricidad se traslada de un cuerpo a otro. Cuando este voltaje es mayor a los 60 KV voltios se dice que existe alta tensión. La alta tensión se emplea en la distribución y transferencia de energía eléctrica, en el suministro técnico y en estudios científicos.
- Baja tensión: Considera instalación que distribuya energía eléctrica, genere electricidad para consumo propio y a las receptoras, en los siguientes límites de tensiones nominales: corriente alterna, igual o inferior a 1.000 voltios; corriente continua, igual o inferior a 1.500 voltios.
- Capacitancia: La capacidad eléctrica, que es también conocida como capacitancia, es la propiedad que tienen los cuerpos para mantener una carga eléctrica. La capacidad es también una medida de la cantidad de energía eléctrica almacenada para una diferencia de potencial eléctrico dada.
- Calidad de energía eléctrica (CEL): En términos generales es un conjunto de propiedades inherentes tanto al servicio como a la señal de tensión o corriente eléctrica que permiten apreciarla como igual, mejor o peor que otras. Por tanto,

podemos afirmar que la CEL en su concepto más amplio debe considerar tanto la continuidad del servicio como las señales de tensión y corriente eléctrica, en un tiempo dado y en un espacio determinado de un sistema de potencia eléctrica.

- Condensador: Se denomina condensador al dispositivo formado por dos placas conductoras cuyas cargas son iguales, pero de signo opuesto. Básicamente es un dispositivo que almacena energía en forma de campo eléctrico. Al conectar las placas a una batería, estas se cargan y esta carga es proporcional a la diferencia de potencial aplicada, siendo la constante de proporcionalidad la capacitancia: el condensador.
- Demanda Máxima (kW o kVA): Indica dentro de un período establecido la carga mayor que se puede obtener, por medio de ella se realizan estudios demostrando las pérdidas de energía y potencia mediante la curva de carga diaria típica, representando las caídas de tensión en la red de distribución.
- Eficiencia energética: Es una práctica que tiene como objetivo reducir el consumo de energía. La eficiencia energética es el uso eficiente de la energía, de esta manera optimizar los procesos productivos y el empleo de la energía utilizando lo mismo o menos para producir más bienes y servicios. Dicho de otra manera, producir más con menos energía.
- Factor de carga (f_c): Corresponde a la relación entre la demanda promedio de un periodo establecido con respecto a la demanda máxima del mismo periodo de análisis.

$$f_c = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x t_i}{MD x T} \quad \text{Ec. 2.20}$$

Donde:

Pi : Potencia instantánea

ti : Periodo donde ocurre Pi

MD: Máxima demanda

T : Tiempo total

- Factor de pérdidas (f_{per}): Puede definirse en la curva de pérdidas como la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en calor en un intervalo de tiempo especificado. Es la relación entre las perdidas promedio y las pérdidas máximas durante un determinado periodo.

$$f_{per} = \frac{\text{Kwh de pérdidas durante el período}}{\text{Kw máximo de pérdidas} \times \text{número de horas del período}} \quad \text{Ec. 2.21}$$

$$f_{per} = 0,15 x (fc) + (1 - 0,15)x (fc)^2 * \quad \text{Ec. 2.22}$$

(*) Valor empírico, según cálculo de pérdidas técnicas de energía en BT, desarrollado por ENOSA S.A.

- Media tensión: Es el término que se usa para referirse a instalaciones eléctricas con tensión nominal de entre 1 y 36 kV.
- Medidor de energía: Es un instrumento, cuya principal función es el cálculo de la energía consumida, y la indicación visual numérica de este resultado. Existen medidores electromecánicos y electrónicos. Los medidores electromecánicos utilizan embobinados de corriente y de tensión para crear corrientes parásitas en un disco que bajo la influencia de los campos magnéticos produce un giro que a su vez mueve las agujas de la carátula. Los medidores electrónicos utilizan convertidores análogos digitales para hacer la conversión mediante circuitos electrónicos digitales.
- Pérdidas eléctricas: Son equivalentes a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden ser clasificadas en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas se relacionan con la energía que se pierde durante el transporte y distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores que transportan. Las pérdidas no técnicas representan el saldo restante de las pérdidas de energía y obedecen principalmente al uso clandestino del servicio y a errores administrativos.
- Sistema de distribución eléctrico: Es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente).

5. Antecedentes del estudio

En últimos tiempos se han realizados muchos estudios acerca de la eficiencia energética, que se preocupan del uso racional de la energía, ya sea por buscar conseguir beneficios económicos o por ayudar en la lucha de establecer políticas energéticas más fuertes que sean amigables con el medio ambiente (disminución de la contaminación ambiental eléctrica). La energía eléctrica como una de las formas de mayor uso ha sido uno de los campos más importantes de estudio, enfocando esfuerzos en obtener los máximos rendimientos de la energía consumida, minimizando las pérdidas.

La cuantificación e identificación de las pérdidas en redes de distribución BT no es tarea sencilla. Es muy difícil hacerlo, dado a diversos factores que modifican los registros de lecturas alterando los balances de energía, esto se debe a las fallas en los equipos medidores totalizadores dentro del sistema (transformadores de corriente), mal registro de usuarios y robos de energía.

Para Electronoroeste S.A - ENOSA, uno de los principales factores que contribuyen al desbalance de registro de energía en BT; son las conexiones clandestinas y robos de electricidad (energía no contabilizada), dado que incrementan el consumo en la fuente donde se conecten ya sea en algún alumbrado público, o alguna SED que no pertenece al registro del sector, haciendo que muchas veces la energía del totalizador de la SED sea pequeña en comparación con la energía que se suministra en el punto donde se ha inyectado la energía robada, ocasionando errores incluso pudiendo generar valores negativos de pérdidas. La manipulación de medidores de energía eléctrica, alterados por los usuarios para evitar una correcta facturación de energía, también es un gran problema de desbalance que origina fallas en los balances de energía. Otro caso frecuente es el mal empadronamiento de suministros, los cuales no son actualizados con las modificaciones de cambio de suministros de SED en la zona, ocasionando malas lecturas en la SED, que considera alguna medida de lectura que no le corresponde dado que no se actualizan los registros de los balances. Finalmente, una causa también importante para ENOSA, en los registros de lecturas en BT, son los errores correspondientes a los equipos de medición dentro de los medidores (transformadores de corriente, bobinas, etc) que en algunos casos los contactos en mal estado o pegados producen lecturas erróneas, así como también la mala configuración de los registradores y errores humanos en la lecturas y apunte de datos, pueden llegar incluso a ocasionar pérdidas negativas, fuera de lugar que no corresponden a la realidad.

Capítulo 3

Sistema de distribución eléctrico de ENOSA

1. Redes de distribución

Las redes de distribución ocupan un lugar importante en el sistema eléctrico, siendo su función tomar la energía eléctrica de la fuente y distribuirlas hasta entregarlas a los consumidores (usuarios finales - residenciales o industriales). En este sentido, los sistemas eléctricos de distribución deben cumplir con aspectos fundamentales entre los cuales están el mejorar la confiabilidad del sistema, reducir las interrupciones del servicio, mejorar la calidad de servicio con los clientes, reducir costos de operación y mantenimiento y mejorar la seguridad.

1.1. Características de las redes de distribución. Las redes de distribución (MT y BT) presentan características particulares que las diferencian de las redes de transmisión (Alta Tensión). Entre estas se distinguen las siguientes:

- Topologías mayormente radiales: Los sistemas de distribución son en mayor parte radiales, esto quiere decir que el flujo de potencia nace solo de un nodo, este nodo principal es la subestación que alimenta al resto de la red.

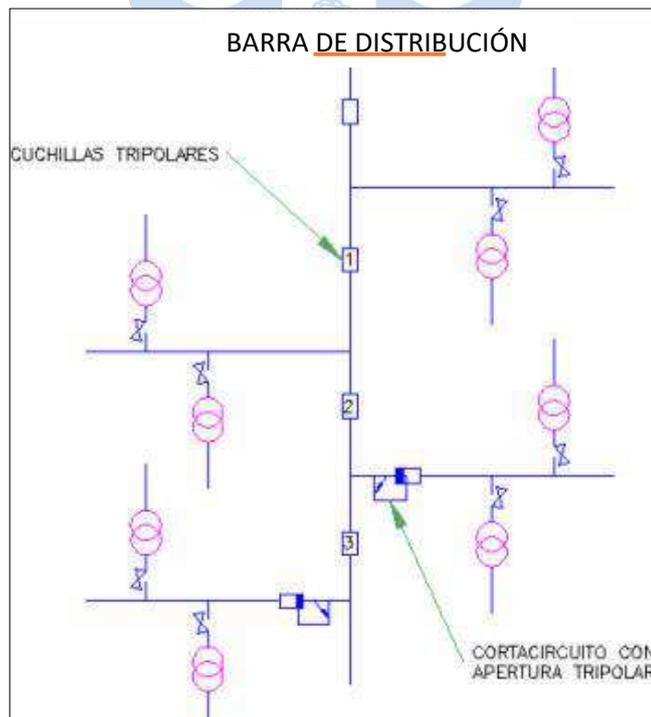


Figura 12. Ejemplo de Sistema Radial

Fuente: Eléctricos JS & AC S.A.S; Descripción de Redes Eléctricas

- Múltiples conexiones (trifásicas, bifásicas, monofásicas): La distribución se hace en el nivel de M.T. o en baja tensión (B.T.), según los requerimientos de cada cliente ya sean residenciales, comerciales o industriales. En estos sistemas de distribución se puede encontrar varios tipos de conexiones así tenemos: trifásicas, bifásicas o monofásicas. En M.T. la gran mayoría de redes son trifásicas, sin embargo, también se pueden encontrar cargas bifásicas, especialmente en zonas rurales. En B.T. es donde se encuentran los más variados tipos de conexiones, por la gran mayoría de cargas de naturaleza monofásica, aunque actualmente debido al crecimiento de las ciudades y negocios, es más común encontrar acometidas y suministros trifásicos.

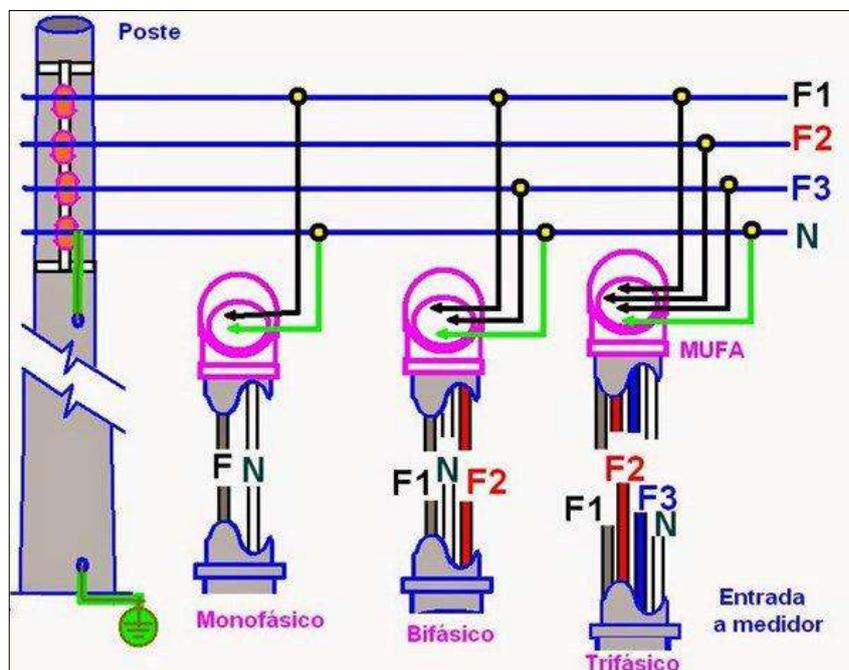


Figura 13. Ejemplo de cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas
Fuente: David Tupak, respuesta a blog eléctrico de Todoexpertos.com

- Cargas de distinta naturaleza: Las redes de distribución presentan cargas de distinta naturaleza; en efecto los tipos de carga que comúnmente se encuentran son: residenciales, comerciales, industriales, agro-industriales; cada uno de estos tipos se caracteriza por poseer un factor de potencia típico y un determinado comportamiento frente a las variaciones de voltaje y temperatura, de acuerdo al sector de distribución típico donde se encuentre. Los sectores de distribución típicos, son instalaciones con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento. Siendo los sectores de distribución típicos para el Perú los siguientes:

- Sector de Distribución Típico 1: Urbano de alta densidad.
- Sector de Distribución Típico 2: Urbano de media densidad.
- Sector de Distribución Típico 3: Urbano de baja densidad.
- Sector de Distribución Típico 4: Urbano rural.
- Sector de Distribución Típico 5: Rural de media densidad.
- Sector de Distribución Típico 6: Rural de baja densidad.
- Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER): SER calificados según la Ley General de Electrificación Rural (LGER).
- Sector de Distribución Típico Especial: Coelvisac (Villacurí).

1.2. Clasificación de las redes de distribución.

a) Redes de distribución aéreas:

Estas se encuentran conformadas por postes de madera o de hormigón que sirven de soporte para los conductores desnudos o aislados a través de aisladores ubicados en las crucetas.

b) Redes de distribución subterráneas:

Su uso por lo general se encuentran en zonas urbanas céntricas, debido a que ofrece seguridad para los transeúntes y estética para la ciudad, los conductores que se utilizan deben poseer una rigidez dieléctrica, aislamiento, resistir temperaturas de operación además poseer una resistencia a la humedad de acuerdo al nivel de tensión.

1.3. Características de las cargas sobre las redes de distribución. Las cargas intervienen directamente en el sistema de potencia, como también en el sistema de distribución. Las características de las cargas definen las condiciones de funcionamiento de las redes de distribución. Existen factores que ayudan a determinar las características de las cargas, entre los cuales tenemos:

a) Carga instalada (C_i):

La carga según la definición clásica en el contexto de distribución, es la parte del sistema que convierte la energía eléctrica a otra forma de energía, como por ejemplo un motor eléctrico, el cual convierte la energía eléctrica en energía mecánica.

La carga, como tal, normalmente se refiere al pico de demanda diversificada o, lo que es lo mismo, al pico de demanda coincidente.

Siendo la carga instalada la suma de las potencias nominales individuales de todos los elementos consumidores de energía dentro de una instalación eléctrica.

b) Densidad de carga:

La densidad de carga se determina sumando las cargas comprendidas dentro del área servida y refiriendo a la unidad de área. Es decir, es la relación entre la carga instalada y el área, o bien, la carga correspondiente a la unidad de área:

$$D_c = \frac{C_i}{A} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Tabla 4.

Ventajas y desventajas de las redes de distribución

REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS	
Principales ventajas	Desventajas
Costo de construcción bajo.	Contaminación visual
El mantenimiento es más sencillo	Menor confiabilidad.
No presentan dificultad al acceso y ubicación de fallas.	Propensas a mayor probabilidad de fallas físicas.
Sus tiempos son más cortos al momento de construir.	
REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS	
Principales ventajas	Desventajas
Mayor confiabilidad.	Mayor costo de construcción.
No produce contaminación visual.	Dificultad para acceso y ubicación de fallas.
Brindan mayor seguridad a los transeúntes.	Mayor tiempo de mantenimiento y reparación.
Protegidas contra el vandalismo.	Propensas a humedad y roedores.

Fuente: Orellana M.& Ramon P. (2017). Determinación de factores de carga y pérdidas en BT.

c) Demanda:

Es la potencia eléctrica relativa a un intervalo de tiempo específico, que exige la carga del sistema para funcionar. Ese lapso se denomina intervalo de demanda, y su indicación es obligatoria a efecto de interpretar un determinado valor de demanda. La demanda eléctrica, se determina a partir del consumo de energía de un equipo o máquina y equivale al valor promedio de potencia eléctrica en un intervalo de 15 minutos. Para calcularla se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Demanda eléctrica} = \frac{\text{Energía (kWh)}}{\text{tiempo (h)}} \quad \text{Ec. 3.2}$$

d) Factores que caracterizan la demanda:

- Factor de demanda; es la relación, expresada como un valor numérico o como un porcentaje, de la potencia máxima de una instalación o grupo de instalaciones durante un período determinado, y la carga total instalada.

- Factor de simultaneidad; es la relación, expresada como un valor numérico o como un porcentaje, de la potencia simultánea máxima de un grupo de artefactos eléctricos o clientes durante un período determinado; y la suma de sus potencias individuales máximas durante el mismo período.
- Factor de carga; es la relación de la carga promedio en un determinado periodo de tiempo y la carga pico ocurrida en este intervalo.
- Factor de utilización; es la relación de la demanda máxima de un sistema y la capacidad medida por el sistema. El factor de utilización puede aplicarse a un sistema o parte del sistema, como por ejemplo el factor de utilización de un transformador o conductor. Este factor representa la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando en un periodo de carga dado.
- Factor de pérdida; es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un periodo de tiempo especificado. Las pérdidas dependen del cuadrado de la corriente y supuesto que la tensión se mantiene constante dependen del cuadrado de la potencia aparente

e) **Máxima demanda:**

Es la mayor de las demandas de una instalación o sistema ocurridas durante un período de estudio especificado. La demanda máxima representa para un instante dado, la máxima coincidencia de cargas eléctricas operando al mismo tiempo. La demanda máxima corresponde a un valor instantáneo en el tiempo.

Los medidores de energía almacenan únicamente, la lectura correspondiente al máximo valor registrado de demanda, en cualquier intervalo de 15 minutos de cualquier día del ciclo de lectura. Los picos por demanda máxima se pueden controlar evitando el arranque y la operación simultánea de cargas eléctricas.

La energía totalizada en BT, que es igual a la suma de la energía distribuida más la energía empleada en el alumbrado público:

$$E.T = E.D + E.AP \quad \text{Ec. 3.3}$$

La máxima demanda del servicio particular se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Máx. Dem.} = \frac{\text{Energía Distribuída}}{\text{Factor de Carga} * 24 \text{ horas} * 30 \text{ días}} \quad \text{Ec. 3.4}$$

El factor de carga es función del consumo por cliente de la SED.

La Máxima Demanda de AP se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Máx. Dem. AP} = \frac{\text{Energía Alumbrado Público}}{12 \text{ horas} \times 30 \text{ días.}} \quad \text{Ec. 3.5}$$

La máxima demanda total resultaría:

$$\text{Máx. Dem. Total} = \text{Máx. Dem. SP} + \text{Máx. Dem. AP} \quad \text{Ec. 3.6}$$

El factor de utilización es función de la máxima demanda TOTAL

$$\text{Factor de Utilización} = \frac{\text{Máxima Demanda TOTAL}}{\text{Potencia (kVA)} \times 0,9} \quad \text{Ec. 3.7}$$

2. Situación actual del sistema eléctrico de ENOSA

2.1. Descripción del sistema eléctrico. Electronoroeste S.A. comercialmente conocida como ENOSA, es una empresa peruana que realiza actividades propias del servicio público de electricidad, fundamentalmente en distribución y comercialización de energía eléctrica, en el área de concesión, de 667,76 km².

Tabla 5.
Datos generales de ENOSA

ELECTRONOROESTE S.A.	
Cantidad de clientes	502 598
Coefficiente de electrificación	89,98 %
Área de concesión (Km ²)	667,76
Redes BT (Km)	8 799
Redes MT (Km)	7 386
Cantidad de SED	7 997

Fuente: Datos técnicos del área de Análisis y Evaluación de la Operación de ENOSA (2019)

2.2. Zona de responsabilidad técnica de ENOSA. Electronoroeste S.A. abarca las regiones de Piura y Tumbes. Para efectos administrativos y operativos la empresa subdivide dicha área en seis unidades de negocio y un servicio mayor (Bajo Piura): Tumbes, Talara, Paita, Sullana, Piura, Alto Piura y Bajo Piura; conforme se indica en la siguiente Figura 14. Adicionalmente, también puede prestar servicios de distribución de energía eléctrica en zonas aledañas. Estas últimas zonas se denominan área de influencia.

2.3. Sistema de transmisión pertenecientes a ENOSA. El sistema de transmisión de ENOSA es en 60 kV, comprende líneas (LST) en los niveles de tensión de 60 y 33 kV, y transformadores de potencia AT/MT, denominadas subestaciones eléctricas de transmisión (SET). En el Anexo C, se ve el diagrama unifilar de toda la red eléctrica de ENOSA.

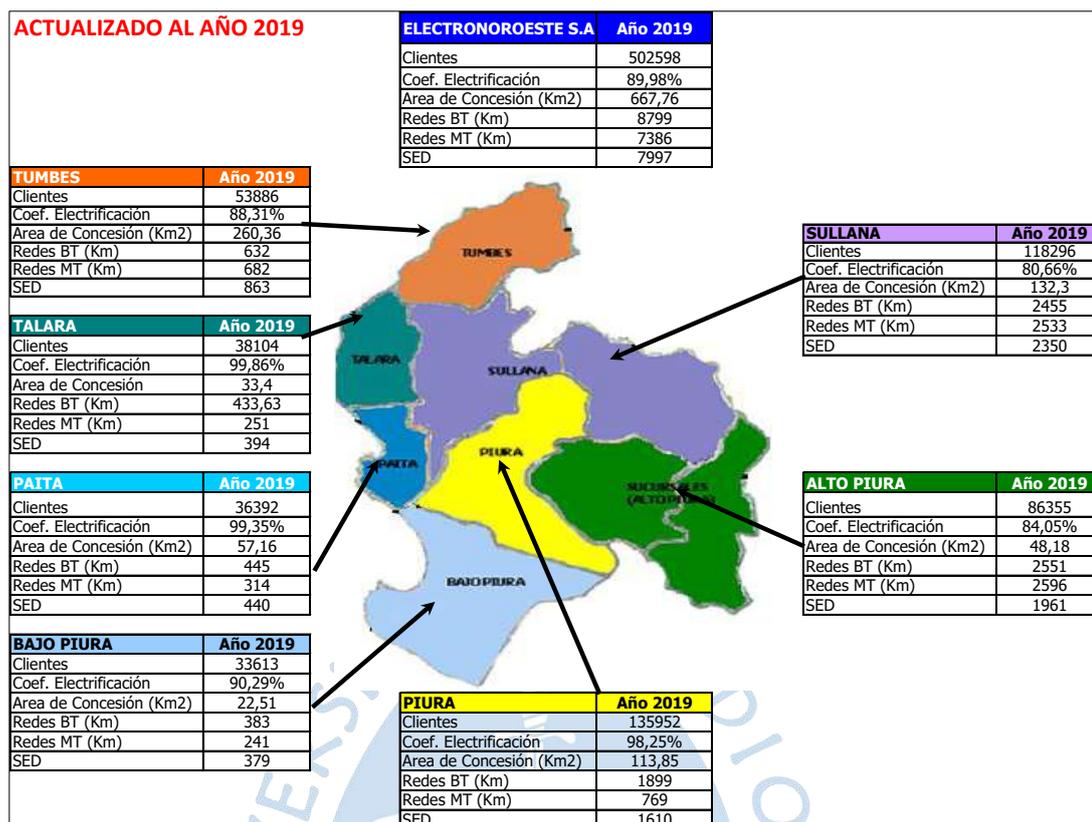


Figura 14. Zona de Concesión de Electronoroeste.

Fuente: Datos técnicos del área de Análisis y Evaluación de la Operación de ENOSA (2019)

a) Subestación eléctrica de transmisión (SET):

Los sistemas eléctricos en Electronoroeste S.A., se encuentra conformado por 24 subestaciones de transmisión, y son las encargadas de transformar los niveles de tensión para proveer de energía eléctrica a los diferentes tipos de clientes. En la Tabla 6. se detallan los niveles de tensión de las subestaciones de ENOSA S.A.

b) Líneas de transmisión (LST):

Una línea de transmisión eléctrica es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión y distribución de la energía eléctrica. En la Tabla 7. se detallan las líneas de transmisión que componen el sistema eléctrico de ENOSA.

2.4. Sistema de distribución pertenecientes a ENOSA

a) Redes de distribución primaria MT:

Circuitos conocidos como Alimentador MT, normalmente conectado a una estación receptora, que suministra energía eléctrica a uno o varios servicios directamente a varias subestaciones distribuidoras. En la Tabla 8. se detallan la cantidad de Alimentadores de ENOSA.

Tabla 6.

Subestación eléctrica de transmisión - SET de ENOSA

N°	SISTEMA TRANSMISIÓN	SUB. TRANSM.	TENSIÓN
1	PIURA SER PIURA	CASTILLA	10,00
		CASTILLA	22,90
		PIURA CENTRO	10,00
		PIURA CENTRO	10,00
		PIURA OESTE	60,00
		PIURA OESTE	10,00
2	SULLANA, PAITA, EL ARENAL, SULLANA II Y III (POECHOS) Y SER SULLANA	EL ARENAL	13,80
		PAITA	10,00
		PAITA	22,90
		POECHOS	22,90
		SULLANA	10,00
		SULLANA	22,90
		SULLANA	60,00
		T. COLORADA	10,50
3	TALARA	MALACAS	13,20
		MALACAS	33,00
4	BAJO PIURA	CONSTANTE	22,90
		LA UNIÓN	10,00
		SECHURA	10,00
5	FRONTERA, CHULUCANAS, SANTO DOMINGO, CHALACO I Y II, HUANCABAMBA, HUARMACA Y SER CHULUCANAS	CHULUCANAS	10,00
		CHULUCANAS	22,90
		LOMA LARGA	22,90
		MORROPÓN	22,90
		C.H. QUIROZ	22,90
6	BAYOVAR	BAYOVÁR	60,00
		PUERTO RICO	22,90
7	TUMBES, MÁNCORA, TUMBES RURAL, ZARUMILLA RURAL Y SER TUMBES	LA CRUZ	10,00
		LOMA DE VIENTO	10,00
		MÁNCORA	60,00
		MÁNCORA	22,90
		MÁNCORA	10,00
		PUERTO PIZARRO	22,90
		TUMBES	22,00
		TUMBES	10,00
		ZARUMILLA	10,00
		ZARUMILLA	22,90
		LOS CEREZOS	10,00
		LOS CEREZOS	33,00
		CANCAS	22,90
		ZORRITOS	10,00
ZORRITOS	22,90		

Nota: La SET Bayobar, SET Puerto Rico, SET Loma del Viento, son proyectos.

Fuente: Base de datos técnicos del área de Análisis y Evaluación de la Operación de ENOSA..

Tabla 7.

Líneas de transmisión - LST de ENOSA

Código de Línea	Ubicación	Longitud (km)
LST 6650	Chulucanas - Loma Larga / Morropón	4,6 2,7
LST 6651	Piura Oeste - Castilla	6,70
LST 6657-A	Piura Oeste - Ejidos	10,80
LST 6657-C	Ejidos - Chulucanas	49,60
LST 6657-C	Chulucanas - Loma Larga / Morropón	80,00
LST 6654	Piura Oeste - Paita	45,80
LST 6659	Paita - Tierra Colorada	5,40
LST 6660	El Arenal - Tablazo	14,40
LST 6663	Tablazo - Paita	11,71
LST 6662-B	La Huaca - El Arenal	13,00
LST 6662-A	Sullana - La Huaca	31,50
LST 6698A	Piura Oeste - Nodo Curumuy	16,90
LST 6698A	Nodo Curumuy - Sullana	12,30
LST 6658-A	Piura Oeste - La Unión	23,90
LST 6658-B	La Unión - Sechura	21,00
LST 6658-C	Sechura - Constante	18,00
LST 6665-A	Nuevo Zorritos - Tumbes	24,00
LST 6665-B	Tumbes - Puerto Pizarro	11,60
LST 6665-C	Puerto Pizarro - Zarumilla	12,50
LST 33 KV	CT. Charán - SET Corrales	13,90
LST 33 KV	CT. Charán - SET Zorritos	8,30

Fuente: Datos técnicos del área de Análisis y Evaluación de la Operación de ENOSA.

Tabla 8.

Alimentadores de ENOSA

Unidad de Negocios	Número de Alimentadores
PIURA	23
SULLANA	16
TALARA	6
TUMBES	18
ALTO PIURA	8
BAJO PIURA	7
PAITA	22

Fuente: Datos técnicos del área de Análisis y Evaluación de la Operación de ENOSA.

b) Redes de distribución secundarias BT:

El sistema de distribución secundaria de Electronoroeste S.A., esta alimentado por transformadores de distribución 1 Φ y 3 Φ , con voltajes de 10/0,22; 10/0,38-0.22 y 10/0,44-0,22 kV, para dar atención a los clientes BT, de acuerdo a las características de las redes disponibles del entorno.

c) Transformadores de distribución de ENOSA:

ENOSA a lo largo de su área de responsabilidad técnica tiene aproximadamente un total de 7977 transformadores entre propios y privados, con una capacidad de transformación total instalada en el sistema de 687,27 MVA, los transformadores son monofásicos y en su mayoría trifásicos, con capacidades estándares desde loa 5 a 2500 kVA. La Tabla 9. se muestra los transformadores más comunes de ENOSA de acuerdo a una clasificación residencial, comercial e industrial.

Tabla 9.
Parque de transformadores de ENOSA

	TIPO MÁS COMÚN DE KVA		CANTIDAD	
RESIDENCIAL	X 1 fase	O 3 fases	5 KVA	918 unid.
	X 1 fase	O 3 fases	10 KVA	638 unid.
	O 1 fase	X 3 fases	100 KVA	498 unid.
COMERCIAL	O 1 fase	X 3 fases	50 KVA	256 unid.
	O 1 fase	X 3 fases	100 KVA	201 unid.
	O 1 fase	X 3 fases	75 KVA	146 unid.
INDUSTRIAL	O 1 fase	X 3 fases	5 KVA	136 unid.
	O 1 fase	X 3 fases	100 KVA	71 unid.
	O 1 fase	X 3 fases	160 KVA	55 unid.

Fuente: Datos técnicos del área de Análisis y Evaluación de la Operación de ENOSA.

En la Tabla 10. se muestran el resumen de las principales características de los Sistemas Eléctricos de ENOSA, de acuerdo a cada Unidad de Negocio.

Tabla 10.
Datos por unidad de negocio de ENOSA

Descripción	UNID.	SERVICIO SECHURA	PAITA	ALTO PIURA	TALARA	TUMBES	SULLANA	PIURA
Clientes	Cant.	33613	36392	86355	38104	53886	118296	135952
Área	Km2	22,51	57,16	48,18	33,4	260,36	132,3	113,85
Redes BT	Km	383	445	2551	433,63	632	2455	1899
Redes MT	Km	241	314	2596	251	682	2533	769
SED	Cant.	379	440	1961	394	863	2350	1610

Fuente: Base de datos técnicos del área de Análisis y Evaluación de la Operación de ENOSA S.A.

2.5. Estratos por consumo de energía eléctrica en ENOSA. ENOSA, para tener un mejor control de sus clientes en BT, ha estratificado sus clientes por kWh/cliente con la finalidad separar sectores socioeconómicos y en consecuencia hábitos de consumo, reflejando 5 estratos de acuerdo al consumo per-capita de la siguiente manera:

- G1 : Residencial muy bajo (0-30 kWh/cliente)
- G2 : Residencial bajo (30-60 kWh/cliente)
- G3 : Residencial medio (60-100 kWh/cliente)

- G4 : Residencial alto (100-200 kWh/cliente)
- G5 : Comercial y/o residencial muy alto (> a 200 kWh/cliente)

2.6. Factor de carga (f_c) y factor de pérdida (f_{per}) en ENOSA. CENERCIA, mediante mediciones realizadas en diferentes SED's de ENOSA, presento informe de pérdidas técnica en BT, que se muestra en la Tabla 11. donde muestra el valor promedio representativo de f_c y f_{per} , según estratos por U.N de ENOSA, actualizado al año 2017.

Tabla 11.

Factores de carga (f_c) y factores de pérdidas (f_{per}) por U.N. de ENOSA

UU.NN.	GRUPO	f_c	f_{per}
PIURA	G1	0,41	0,26
	G2	0,43	0,28
	G3	0,50	0,35
	G4	0,60	0,47
	G5	0,65	0,53
SULLANA	G1	0,38	0,23
	G2	0,41	0,26
	G3	0,55	0,41
	G4	0,58	0,44
	G5	0,57	0,43
PAITA	G1	0,38	0,23
	G2	0,44	0,29
	G3	0,57	0,43
	G4	0,62	0,49
	G5	0,65	0,53
TALARA	G1	0,32	0,18
	G2	0,53	0,38
	G3	0,55	0,41
	G4	0,55	0,41
	G5	0,64	0,52

UU.NN.	GRUPO	f_c	f_{per}
TUMBES	G1	0,40	0,25
	G2	0,49	0,34
	G3	0,55	0,41
	G4	0,67	0,56
	G5	0,68	0,57
A. PIURA	G1	0,36	0,21
	G2	0,39	0,24
	G3	0,40	0,25
	G4	0,41	0,26
	G5	0,49	0,34
B. PIURA	G1	0,40	0,25
	G2	0,50	0,35
	G3	0,51	0,36
	G4	0,41	0,26
	G5	0,46	0,31

f_c : Factor de carga
 f_{per} : Factor de pérdidas

Fuente: Informe pérdidas técnicas en ENOSA, elaborado por CENERCIA

Para la interpretación se considera que los valores del f_c están entre 0 y 1, lo ideal sería obtener un valor de 1 donde la demanda promedio sería igual a la demanda máxima, los consumos de energía cercanos a 1 son los clientes industriales, en cambio para clientes residenciales, el f_c de un usuario se encuentra estimada entre 0,19 y 0,26; se debe en que su demanda no es constante, sino que varía conforme las horas de demanda del cliente, alcanzando sus picos máximos en periodos muy cortos, a medida que se agrupa los clientes dentro del estrato el f_c tiende a obtener un incremento del f_c .

3. Pérdidas de energía en ENOSA (transmisión y distribución)

En cada etapa del transporte de energía se producen pérdidas, tanto en los sistemas de transmisión en MT, como en los sistemas de distribución en MT y BT; sin embargo, se ve que se presenta un mayor porcentaje de pérdidas en el sistema de distribución secundaria BT, por lo que es en este grupo donde se debe tomar mayor interés, monitorear y buscar maneras de disminuir estas pérdidas.

3.1 Pérdidas en el sistema de transmisión. En el sistema de transmisión de ENOSA, el índice de pérdidas para el año 2016 fue de 3,56% o 51,37 GWh mayor respecto al obtenido en el año 2015 (3,05 % o 45,98 GWh), su evolución fue la siguiente:

Tabla 12.

Evolución de pérdidas en sistema de transmisión de ENOSA

DESCRIPCIÓN	2012	2013	2014	2015	2016
Energía adquirida generadores (MWh)	1217985	1250913	1408860	1507850	1443744
Pérdida en transmisión MAT y AT (MWh)	27039	24169	40364	45981	51374
Pérdida en transmisión %	2,37%	2,15%	3,14%	3,05%	3,56%

Fuente: Portal del grupo Distriluz – ENOSA (2017)

3.2. Pérdidas en el sistema de distribución. En el año 2016, el índice de pérdidas de energía en el sistema de distribución alcanzó un promedio de 9,55 % con una desviación de 0,51 puntos porcentuales respecto al obtenido en el año 2015 (9,04%).

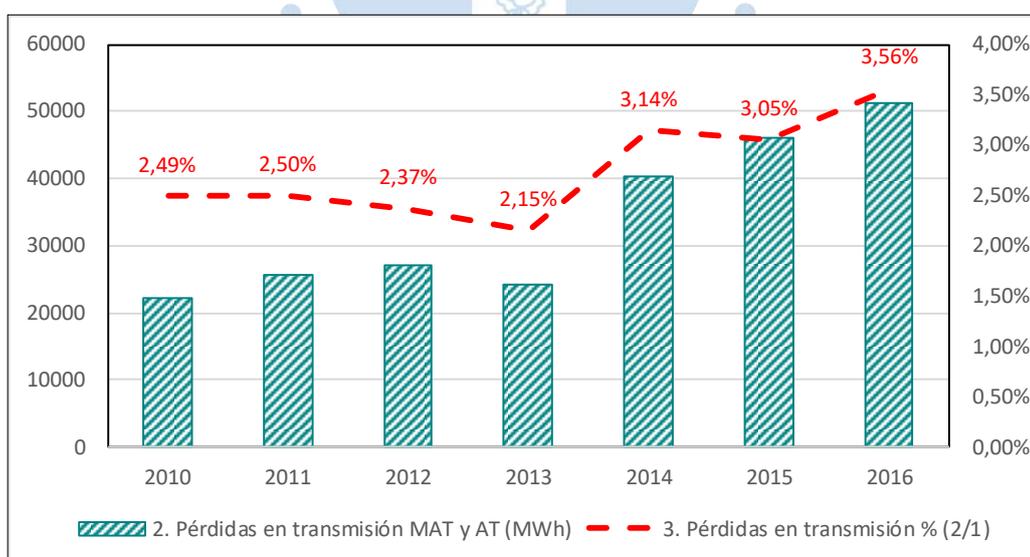


Figura 15. Gráfico de la variación de pérdidas en transmisión

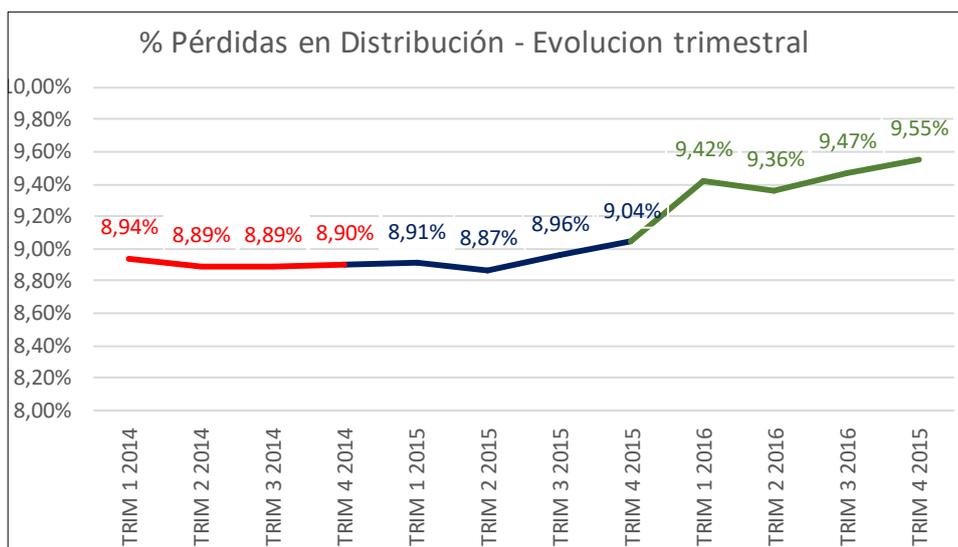
Fuente: Portal del grupo Distriluz – ENOSA (2017)

Tabla 13.

Evolución de pérdidas en sistema de distribución de ENOSA

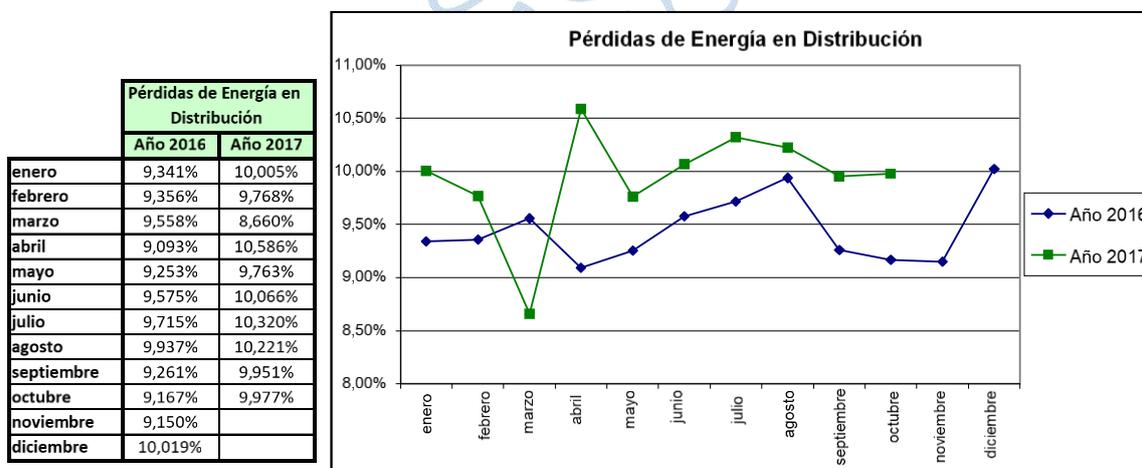
DESCRIPCIÓN	Trim 1 2015	Trim 2 2015	Trim 3 2015	Trim 4 2015	Trim 1 2016	Trim 2 2016	Trim 3 2016	Trim 4 2016
Pérdidas en distribución (MWh)	34416	67022	98408	132743	34748	66058	98645	133580
% de pérdidas en distribución.	8,91%	8,87%	8,96%	9,04%	9,42%	9,36%	9,47%	9,55%

Fuente: Portal del grupo Distriluz – ENOSA (2017)

**Figura 16. Gráfico de la variación del sistema de distribución de ENOSA**

Fuente: Portal del grupo Distriluz – ENOSA (2017)

A pesar de los programas de recupero de energía (convenios para regulación de hurtos de energía), al comparar los porcentajes de pérdidas en los sistemas de distribución (técnicas + comerciales) en los últimos años, se ve que han ido aumentando y los consumos de demanda total del sistema han disminuido, con lo que podemos concluir que las pérdidas técnicas son las que se han ido incrementando en el sistema eléctrico.

**Figura 17. Porcentaje de pérdidas en distribución (2016 vs 2017)**

Fuente: Elaboración propia, en base a datos del balance de pérdidas de ENOSA.

En el año 2016, a través del desarrollo de actividades del programa de recupero de energía, se logró recobrar un total de 4 824 MWh.

Cálculo de pérdidas BT

En la Figura 18. se presenta un escenario típico existente en ENOSA, donde se aplicará el balance de energía para la determinación de las pérdidas totales en BT, mediante Ec. 3.6.

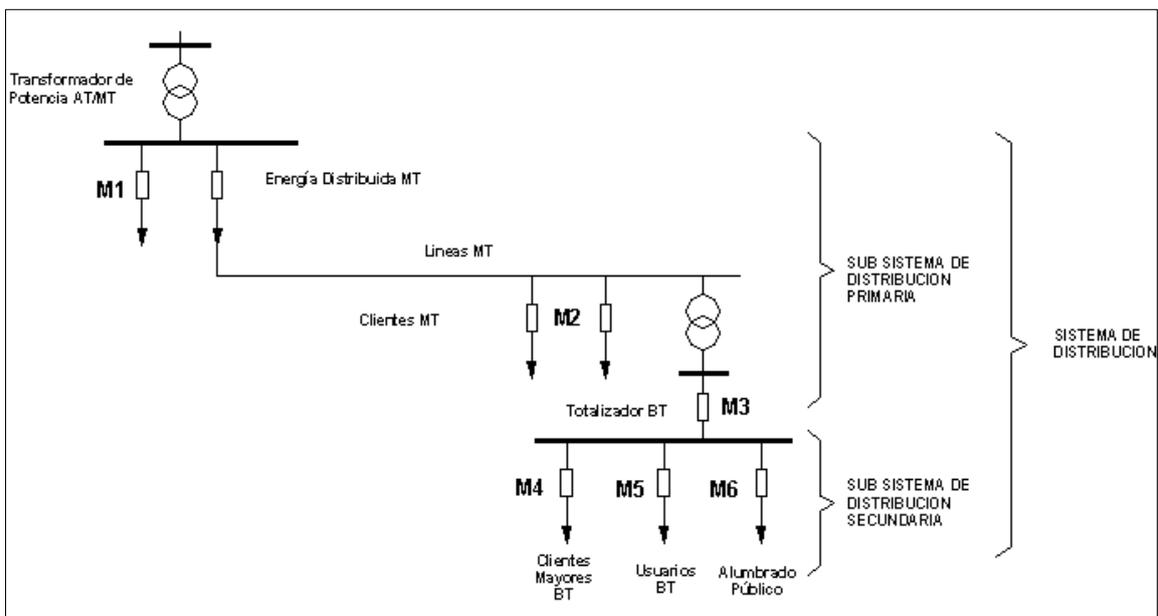


Figura 18. Esquema de pérdidas en el sistema de distribución de ENOSA

Fuente: Base de datos técnicos del área de Análisis y Evaluación de la Operación de ENOSA S.A.

$$Pérdidas Totales en BT = \sum M3 - (\sum M4 + \sum M5 + \sum M6) \text{ Ec. 3.6}$$

Las pérdidas técnicas de potencia que se tienen en los circuitos del sistema particular se deben a los consumos por parte de los usuarios presentes.

Según el estudio “Pérdidas Técnicas en Electronoroeste S.A” de CENERGIA (2016), realizado por encargo de ENOSA, se sabe que del total de pérdidas técnicas en baja tensión las pérdidas en medidores de energía usados representan un 3,3 %.

3.3. Pérdidas reconocidas por OSINERMIN. Los factores de expansión de pérdidas calculados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de Osinergmin reconocen para Electronoroeste S.A. hasta un 7,73 % en pérdidas de distribución (pérdida reconocida en tarifa).

En la Tabla 15. se ve la evolución de los porcentajes de pérdidas de energía en Distribución de ENOSA, distinguiendo que porcentaje es reconocido por Osinerming.

Tabla 14.
Factores de expansión de pérdidas para ENOSA

	Sector SER	Sector Especial
Media Tensión		
Energía	1,99%	2,31%
Potencia	0,82%	3,12%
Baja Tensión		
Energía	6,22%	7,73%
Técnicas	3,37%	4,88%
SEDs MT/BT	2,86%	4,40%
Redes BT-SP	0,34%	0,19%
Acometidas	0,02%	0,01%
Medidores	0,15%	0,28%
No Técnicas	2,85%	2,85%
Potencia	6,61%	6,89%
Técnicas	3,76%	4,04%
SEDs MT/BT	2,62%	3,37%
Redes BT-SP	0,77%	0,26%
Acometidas	0,04%	0,02%
Medidores	0,33%	0,38%
No Técnicas	2,85%	2,85%

Fuente: Gerencia adjunta de regulación tarifaria – OSINERMIN

Tabla 15.
Evolución de pérdidas reconocidas y no reconocidas

EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN EN ENOSA						
Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Pérdidas reconocidas (Osinermig)	5,49%	5,42%	4,56%	4,76%	4,96%	5,34%
Pérdidas no reconocidas	4,21%	4,69%	4,34%	4,28%	4,49%	4,60%
Pérdidas totales en Distribución	9,70%	10,11%	8,90%	9,04%	9,45%	9,94%

Fuente: Base de datos del balance de pérdidas de ENOSA.

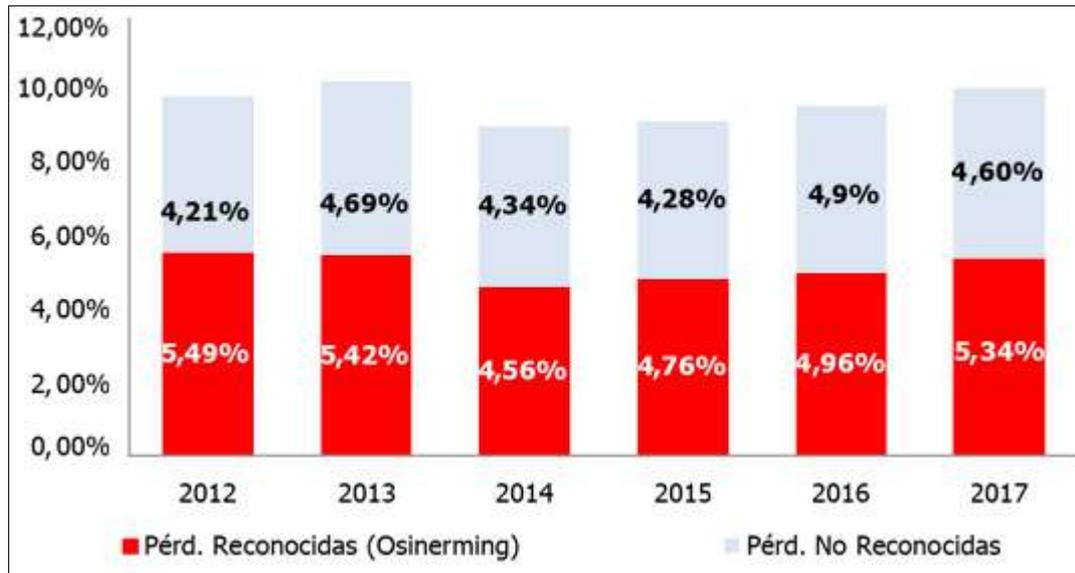


Figura 19. Gráfico de evolución de pérdidas reconocidas y no reconocidas

Fuente: Base de datos técnicos del área de Análisis y Evaluación de la Operación de ENOSA S.A.



Capítulo 4

Proyecto de compensación de energía reactiva BT

1. Alcances del proyecto

Durante el 2016, se implementó en las diferentes Unidades de Negocio (U.N) de ENOSA, un piloto como parte del proyecto del programa de mejora de calidad de energía, que consistía en la instalación de condensadores BT en cajas medidores de energía de algunos usuarios, con la finalidad de disminuir las pérdidas técnicas y obtener mejores niveles de tensión.

La empresa consorcio Salitral, se encargó de la ejecución del proyecto en un plazo de 60 días calendario; iniciando el 24 de setiembre y finalizando el 22 de noviembre del año 2016. Se implementaron un total de 8897 condensadores, siendo la U.N Piura donde se centralizo el proyecto. En la Tabla 4.1 se muestra la cantidad de condensadores BT, que se instalaron como parte del proyecto.

Tabla 16.
Relación de condensadores BT instalados

Relación de condensadores BT instalados		
Unidad de Negocios	N° SED	Cantidad de condensadores
U.N. Bajo Piura	2	188
U.N. Talara	27	1699
U.N. Sullana	21	1534
U.N. Tumbes	18	1253
U.N. Piura	83	5922

Fuente: Elaboración propia en base a padrones de empresa Salitral

Dado que el proyecto se centró en la U.N Piura, se toma esta como base para el análisis y evaluación de datos; dicha evaluación gira en torno a dos periodos, al año anterior y posterior a la ejecución del proyecto (Periodo I: nov 2015-oct 2016 y Periodo II: nov 2016 – oct 2017). Se intervinieron 83 SED's dentro de la U.N Piura, las cuales se encuentran distribuidas a lo largo de 9 alimentadores asociados a la SET Piura (A1001, A1003, A1940, A1943), SET Castilla (A1095, A1096, A1097, A1123) y SC Coscomba (A1124). En la Tabla 4.2 se presentan las principales características técnicas de estos alimentadores.

Tabla 17.

Características técnicas de alimentadores

Alim.	Long. (Km)	Calibre troncal (mm2)	M.D - Act. (kW)-2016	M.D - React. (kVAr) 2016	FP 2016	M.D - Act. (kW)-2017	M.D - Act. (kVAr) 2017	FP 2017
A1001	19,40	AAAC 3X120	5,73	1,98	94,51	5,46	1,61	96,73
A1003	8,50	AAAC 3X240	5,34	1,83	95,17	6,94	2,15	96,06
A1940	37,50	AAAC 3X120	5,11	2,71	92,78	5,15	1,38	95,76
A1943	7,80	AAAC 3X240	4,87	1,35	94,46	4,97	1,85	95,15
A1095	5,60	AAAC 3X120	2,01	0,93	91,75	2,01	0,44	97,45
A1096	54,70	AAAC 3X120	5,07	1,65	95,11	5,37	1,75	95,88
A1097	4,70	AAAC 3X240	5,08	2,01	92,98	5,05	1,58	93,73
A1123	15,60	AAAC 3X185	3,87	1,7	92,47	3,61	1,38	95,26
A1124	40,90	AAAC 2 - 3X240	3,34	0,77	97,44	3,25	1,02	96,42

Fuente: Elaboración propia en base a datos del área técnica de ENOSA

En la Tabla 18. se muestra la relación de todas las SED's intervenidas en la U.N. Piura, con la respectiva cantidad de condensadores implementados según proyecto ejecutado.

Tabla 18.

Relación de suministros ejecutados en U.N Piura

ITEM	UU.NN	Codigo SED	ALIMEN.	Dirección	Numero Clientes	Conden. por SED	kVar/ SED	ITEM	UU.NN.	Codigo SED	ALIMEN.	Dirección	Numero Clientes	Conden. por SED	kVar/ SED
1	Piura	404-01	A1001	UR SAN EDUARDO	29	15	4,11	43	Piura	395-03	A1003	UR LAS PALMERAS	285	142	38,91
2	Piura	406-01	A1001	UR SAN EDUARDO	36	18	4,93	44	Piura	398-01	A1003	BO PACHITEA CL	292	146	40,00
3	Piura	405-01	A1001	UR SAN EDUARDO	65	33	9,04	45	Piura	453-01	A1095	UR URB MIRAFLORE	112	56	15,34
4	Piura	807-01	A1001	RS PREDIO	33	17	4,66	46	Piura	455-01	A1095	UR MIRAFLORES	209	104	28,50
5	Piura	419-01	A1001	UR LA RIVERA	27	14	3,84	47	Piura	454-01	A1095	UR URB MIRAFLORE	264	132	36,17
6	Piura	443-01	A1003	BO BARRIO NORTE	31	16	4,38	48	Piura	464-01	A1095	UR MIRAFLORES	282	141	38,63
7	Piura	401-01	A1001	UR EL CHIPE	58	29	7,95	49	Piura	924-1095	A1095	UR MIRAFLORES	51	25	6,85
8	Piura	467-01	A1001		92	46	12,60	50	Piura	461-01	A1095	UR M1RAFLORES	192	96	26,30
9	Piura	400-01	A1001	UR EL CHIPE	99	50	13,70	51	Piura	460-01	A1095	UR MIRAFLORES	225	112	30,69
10	Piura	845-01	A1001	FU LOS EJIDOS	48	24	6,58	52	Piura	459-01	A1095	UR MIRAFLORES	240	120	32,88
11	Piura	838-01	A1001	FU LOS EJIDOS	62	31	8,49	53	Piura	517-03	A1096	UR EL BOSQUE	101	50	13,70
12	Piura	649-01	A1001	LOS COCOS DEL GOLFO	180	90	24,66	54	Piura	509-03	A1096	UR 15 DE SETIEMBR	174	87	23,84
13	Piura	1010-01	A1001	LOS COCOS DEL CHIP	169	85	23,29	55	Piura	2196-1096	A1096	AH A.H. APECUARI	48	24	6,58
14	Piura	408-01	A1001	LAGUNA DEL CHIPE	153	77	21,10	56	Piura	516-03	A1096	UR EL BOSQUE	101	50	13,70
15	Piura	1039-01	A1001	FU LOS EJIDOS	73	37	10,14	57	Piura	663-03	A1096	UR SAN ANTONIO	142	71	19,45
16	Piura	433-01	A1001	FU LOS EJIDOS	48	24	6,58	58	Piura	051-02	A1097	BO PIURA CENTRO	88	44	12,06
17	Piura	964-01	A1001	AS EJIDOS DEL NORT	37	19	5,21	59	Piura	050-02	A1097	BO PIURA CENTRO	162	81	22,19
18	Piura	466-01	A1001		137	69	18,91	60	Piura	680-04	A1097	BO PIURA CENTRO	33	16	4,38
19	Piura	422-01	A1001	UR LOS GERANIOS	115	69	18,91	61	Piura	042-03	A1097	BO PIURA CENTRO	173	86	23,56
20	Piura	423-01	A1001	UR LOS GERANIOS	117	69	18,91	62	Piura	965-04	A1097	BO PIURA CENTRO	36	18	4,93
21	Piura	425-01	A1001	STA MARIA DEL PINAR	340	69	18,91	63	Piura	057-04	A1097	BO PIURA CENTRO	119	59	16,17
22	Piura	646-01	A1003		58	69	18,91	64	Piura	035-03	A1097	BO PIURA CENTRO	158	79	21,65
23	Piura	999-01	A1003	BO CENTRO DE PIURA	204	69	18,91	65	Piura	055-04	A1097	80 CENTRO DE PIURA	44	22	6,03
24	Piura	2077-01	A1001	QUINTA ANA MARIA	59	69	18,91	66	Piura	060-04	A1097	BO PIURA CENTRO	200	100	27,40
25	Piura	434-01	A1001	FU LOS EJIDOS	48	69	18,91	67	Piura	494-03	A1123	UR MIRAFLORES P	265	132	36,17
26	Piura	384-01	A1001	UR ANGAMOS	173	69	18,91	68	Piura	599-10	A1123	CASTILLA SECTOR	364	182	49,87
27	Piura	424-01	A1001	STA MARIA DEL PINAR	575	69	18,91	69	Piura	583-10	A1123	AG CASTILLA SECTO	511	255	69,87
28	Piura	715-03	A1003	BO PIURA CENTRO	75	69	18,91	70	Piura	775-06	A1124	CENTRO CATACAOS	35	17	4,66
29	Piura	387-01	A1003	UR SANTA ISABEL	75	69	18,91	71	Piura	765-06	A1124	CENTRO CATACAOS	365	182	49,87
30	Piura	487-03	A1003	BO PIURA CENTRO	152	69	18,91	72	Piura	500-03	A1934	AH CASTIULA 522	356	178	48,77
31	Piura	484-03	A1003	PA PIURA CENTRO	220	69	18,91	73	Piura	191-08	A1943	GR URB SAN RAMON	92	46	12,60
32	Piura	383-01	A1003	RS ANGAMOS	45	69	18,91	74	Piura	213-08	A1943	UR LA ALBORADA	115	57	15,62
33	Piura	388-01	A1003	UR SANTA ISABEL	92	69	18,91	75	Piura	214-08	A1943	URB. PR. CHIRA-PIURA	134	67	18,36
34	Piura	488-03	A1003	BO PIURA CENTRO	160	69	18,91	76	Piura	190-08	A1943	UR SAN RAMON	127	63	17,26
35	Piura	034-03	A1003	BO PIURA CENTRO	195	69	18,91	77	Piura	199-08	A1943	UR MARISCAL TITO	139	69	18,91
36	Piura	392-01	A1003	UR ANGAMOS	138	69	18,91	78	Piura	208-08	A1943	UR LAS MAGNOLIAS	70	35	9,59
37	Piura	483-03	A1003	RS EL MORRO	175	69	18,91	79	Piura	204-08	A1943	UR BELLO HORIZONTE	72	36	9,86
38	Piura	486-03	A1003	BO PIURA CENTRO	284	69	18,91	80	Piura	215-08	A1943	UR LA ALBORADA	98	49	13,43
39	Piura	2147-03	A1003	ZC PIURA AV LORETO	176	69	18,91	81	Piura	206-08	A1943	UR BANCARIOS	97	49	13,43
40	Piura	031-03	A1003	BO PIURA CENTRO	243	69	18,91	82	Piura	200-08	A1943	UR BELLO HORIZONTE	112	56	15,34
41	Piura	391-01	A1003	UR SAN DIONISIO	120	69	18,91	83	Piura	203-08	A1943	UR BELLO HORIZONTE	120	60	16,44
42	Piura	036-03	A1003	BO PIURA CENTRO	68	69	18,91								

Fuente: Padrones de trabajo de consorcio Salitral

2. Metodología aplicada

Electronoroeste S.A., mediante concurso público P1-062-2016/Electronoroeste, convoca a concurso para seleccionar la firma contratista que se encargue de llevar a cabo la ejecución del proyecto "Compensación de energía reactiva en baja tensión mediante la instalación de 5922 condensadores de 15 uf, en cajas de portamedidor de usuarios, en la U.N. Piura", siendo el consorcio salitral ganador y ejecutor del proyecto.

2.1. Características de los condensadores implementados. Los condensadores BT empleados en el proyecto fueron de la marca ELECTRONICOM modelo E33 -501505, de MKP 15 $\mu\text{F} \pm 5\%$, son condensadores en aluminio con protección contra sobrepresión, para uso general

Estos condensadores de ELECTRONICOM de la serie E33, son universalmente adecuados para aplicaciones de iluminación y motores, así como para corrección de factor de potencia y electrónica de potencia. Su elemento de enrollamiento de película de polipropileno autorreparable está inmerso en aceite vegetal respetuoso con el medioambiente y diseñado para los requisitos más exigentes en cuanto a la vida útil y la seguridad funcional incluso a altas temperaturas de funcionamiento y otras condiciones extremas, como la alta humedad. La conexión se realiza a través de conectores de pestaña.

En la Figura 20. se muestra un ejemplo de un suministro parte del proyecto, luego de finalizada la instalación del condensador BT en su medidor monofásico.

2.2. Metodología de la ejecución del proyecto. Para la ejecución del proyecto, el contratista debió ubicar previamente las SED's donde se encuentran los suministros monofásicos que serán intervenidos como parte del proyecto, según criterio establecido, además se llevará un registro donde estará el tipo de caja portamedidor que cuenta el suministro y anotar el número de suministro.

El criterio principal que se decidió para la instalación de condensadores por cada SED a intervenir dependerá del número de suministro. Se inicia la implementación de condensadores BT en cada circuito de la SED a intervenir, comenzando con el primer suministro, luego se continua la instalación intercaladamente, dejando de instalar un

suministro "aguas abajo", siendo la instalación de forma alternada. Bajo este criterio al final del montaje, se obtendrá una cantidad aproximada a la mitad de clientes de la SEDs intervenidas.



Figura 20. Foto de medidor modelo del proyecto de compensación reactiva BT.
Fuente: Elaboración propia.

2.3. Metodología para la evaluación del proyecto. Para la evaluación de resultados del proyecto se compararán los porcentajes de pérdidas de energía de las SED's intervenidas, un año antes y después de la ejecución del proyecto. Los datos se toman del registro de balances de energía en baja tensión de SED's, en los que se tienen las mediciones de registradores totalizadores, de alumbrado público y de energía distribuida. La Tabla 19. es un ejemplo de la forma en que se presentan los datos.

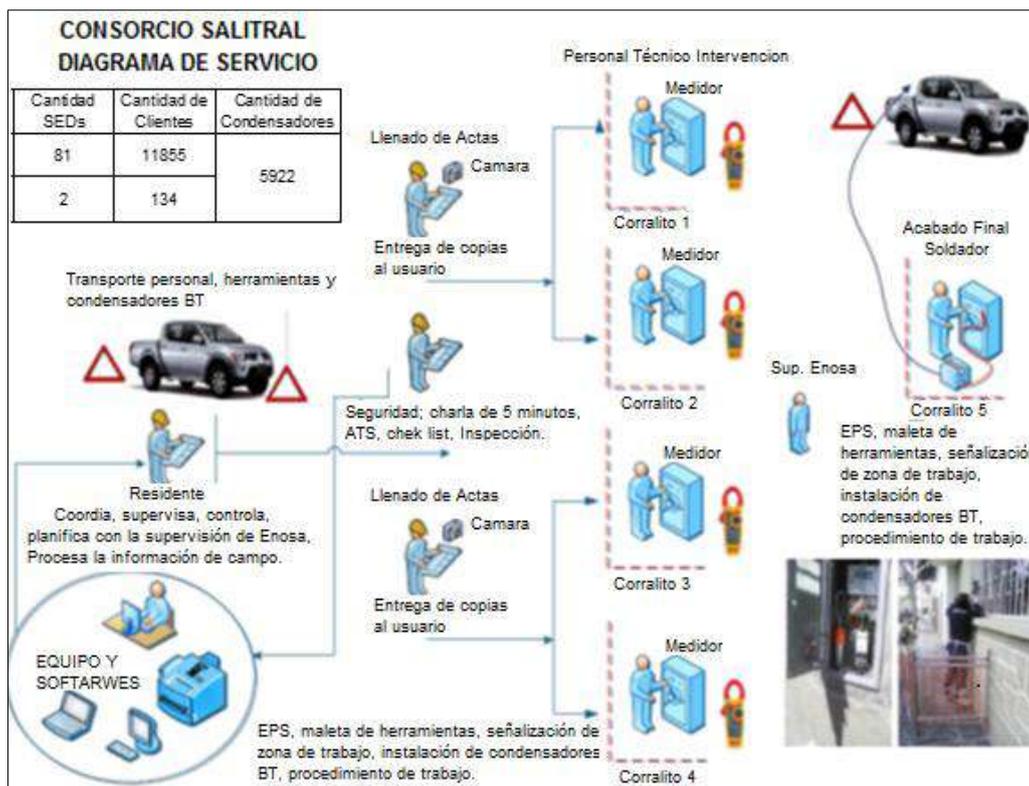


Figura 21. Diagrama de ejecución de Servicio a ENOSA

Fuente: Consorcio Salitral S.A.

Tabla 19.

Ejemplo de formato de datos en balance de energía BT

Periodo	Código SED	Alim.	Total	Alumb.	Energía Distribuida	Consumo Clientes	Num. Clientes	Pérdida Energía	% Pérdida
2017-03	E101015	A1002	57232	751,6	56480,4	50772,28	183	5708,12	10,11%

Fuente: Balance de energía BT por la Unidad de Control de pérdidas – ENOSA

2.3.1. Balance de energía de SEDs. ENOSA, para disponer de indicadores de pérdidas de energía en su red de distribución BT, por cada subestación eléctrica MT/BT ha instalado medidores registradores de energía para monitorear consumo, asimismo se tiene un empadronamiento por sectores que indica la relación cliente-transformador (no actualizado); lo cual permite realizar micro balances de energía.

Se han revisado los balances de energía de las SEDs de Enosa que forman parte del proyecto de compensación reactiva BT, y se pudo determinar que SED's presentan valores reales y coherentes para su respectivo análisis. En el Anexo A, se adjunta el resume de los balances de energía en baja tensión, de las SED's seleccionas, durante los periodos de análisis.

2.3.2. Limitaciones del análisis. Existen algunos problemas en los registros de balance de energía BT, que presentan inconsistencias, por ejemplo en algunos casos, los valores de demanda totalizada de las SED's aparecen con valores cercanos a cero e incluso consumo negativo, lo que indica que existe falla en dicho punto de medición; en otros puntos se tiene que la energía distribuida es mayor que la totalizada, esto se debe a que existen cambios y traslados de suministros entre las diferentes SED que no son informados, además la falta de actualización de empadronamiento de nuevos suministros generan desbalances de consumo. También se debe considerar como un fuerte factor de desbalance de energía se debe a que existen conexiones clandestinas, hurtos de energía, y alteración de medidores que modifican los balances de energía en algunas SED, obteniendo pérdidas superiores al 30 %, e incluso en algunos casos con resultados negativos.

Se evalúan la data de las 83 SED's intervenidas en el proyecto, de las cuales se verifica que solo 14 muestran datos correctos para todos los periodos que se necesitan evaluar, por ello serán estas 14 las SED's que se tomaran en cuenta.

3. Análisis de datos asociados al proyecto

Para el análisis de resultados del proyecto, se toma como base los datos obtenidos de 14 SED's pertenecientes a la U.N Piura, cuyas lecturas registradas durante los periodos de evaluación son congruentes a la realidad. Los periodos de evaluación son:

- Periodo I (P.I), año anterior a la ejecución del proyecto (nov. 2015 – oct. 2016).
- Periodo II (P.II), año después de ejecutado el proyecto (nov. 2016 – oct. 2017).

La evaluación y comparación de los datos registrados en las 14 SED's, se realiza mediante gráficos elaborados en Microsoft Excel 2013, para cada SED independiente.

Se debe tener en cuenta que, para obtener una mejor comparación y variaciones precisas en los porcentajes de pérdidas, estas deben referirse a consumos parecidos en la SED, lo que significa que se tendrá mayor confiabilidad de las variaciones de pérdidas en aquellos puntos cuyas demandas sean similares entre los periodos de análisis.

3.1. Características de las SED's evaluadas. Las principales características de las 14 SED's seleccionadas para la evaluación del proyecto se muestran en la Tabla 20.

Cabe indicar que las 14 SED's evaluadas son trifásicas, además se considera que las cargas son mayormente monofásicas y se encuentran distribuidas de la mejor manera posible, equilibrando cargas entre las tres fases de cada SED.

Tabla 20.

Características de las 14 SED's evaluadas

	GRUPO A DE SED EVALUADAS						
	SED 391-01	SED 425-01	SED 191-08	SED 213-08	SED 404-01	SED 203-08	SED 488-03
Alimentador	A1003	A1001	A1940	A1943	A1001	A1943	A1003
Capacidad SED (kVA)	75	250	160	75	100	75	100
Nivel de Tensión (kV)	10/0,22	10/0,44-0,23	10/0,44-0,23	10-4,2/0,23	10/0,38-0,22	10/0,40-0,23	10/0,40-0,23
M.D Periodo I (kW)	58,25	205,34	69,56	70,19	86,5	59,67	124,69
M.D Periodo II (kW)	58,79	200,52	70,11	90,61	89,14	58,56	120,09
Máximo F.U (Per. I)	86,30%	91,26%	48,31%	103,99%	96,11%	88,40%	138,54%
Máximo F.U (Per. II)	87,10%	89,12%	48,69%	134,24%	99,04%	86,76%	133,43%
Número suministros	120	340	92	115	29	120	160
N° Condensadores	60	170	46	57	15	60	80
Compensación (kVAr)	16,44	46,58	12,6	15,62	4,11	16,44	21,92

	GRUPO B DE SED EVALUADAS						
	SED 484-03	SED 042-03	SED 516-03	SED 050-02	SED 392-01	SED 035-03	SED 406-01
Alimentador	A1003	A1097	A1096	A1097	A1003	A1097	A1001
Capacidad SED (kVA)	275	250	75	250	100	200	125
Nivel de Tensión (kV)	10/0,40-0,23	10/0,40-0,23	10/0,40-0,23	10/0,22	10/0,40-0,23	10/0,23	10/0,48-0,23
M.D Periodo I (kW)	207,39	168,62	54,51	158,07	118,91	120,6	153,66
M.D Periodo II (kW)	211,83	161,58	51,8	145,59	119,56	119,44	82,08
Máximo F.U (Per. I)	83,79%	74,94%	80,76%	70,25%	132,12%	67,00%	136,59%
Máximo F.U (Per. II)	85,59%	71,81%	76,74%	64,71%	132,84%	66,36%	72,96%
Número suministros	220	173	101	162	138	158	36
N° Condensadores	110	86	50	81	69	79	18
Compensación (kVAr)	30,14	23,56	13,7	22,19	18,91	21,65	4,93

Fuente: Elaboración propia en base a datos de UCO – ENOSA

3.2. Evaluación de datos obtenidos de los balances de energía de ENOSA. Para una mejor evaluación de datos obtenidos durante los periodos de análisis: P.I (nov. 2015 – oct. 2016) y P.II (nov. 2016 – oct. 2017), se evaluaron y graficaron los resultados para cada SED independientemente.

a) *SED 391-01:*

Esta SED, se encuentra ubicada en la Av. San Cristóbal, zona conocida como Urb. San Dionisio - Piura, como se muestra en la Figura 22.



Figura 22. Ubicación y alcance de SED 391-01
Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 23. muestra gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Queda claro que existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas en el P.II, luego de haberse ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT.



Figura 23. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 391-01
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto.

La Figura 24. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I.

De esta grafica podemos interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en el porcentaje de pérdidas alrededor de un 5,8 %, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda entre el P.I y P.II.

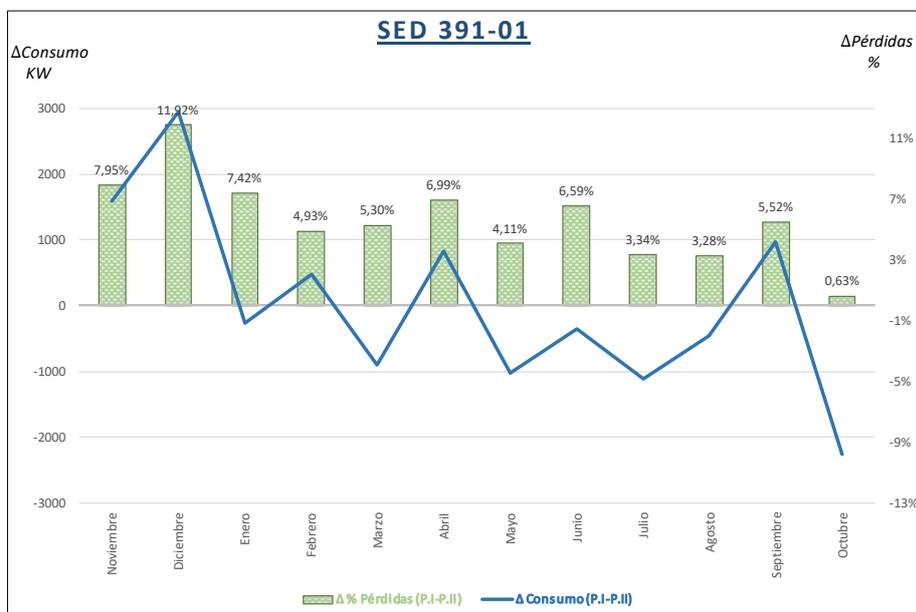


Figura 24. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 391-01

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto.

La Figura 25. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 5,66 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación ente los consumos promedio de cada periodo es de 0,18%.

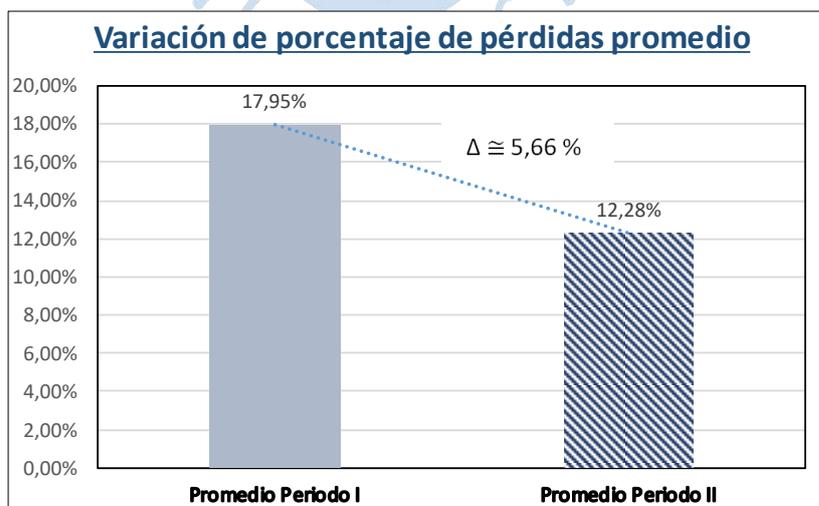


Figura 25. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 391-01

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto.

b) *SED 425-01:*

Esta SED, se encuentra ubicada en Av. Las Casuarinas, zona conocida como Santa María del Pinar - Piura, como se muestra en Figura 26.

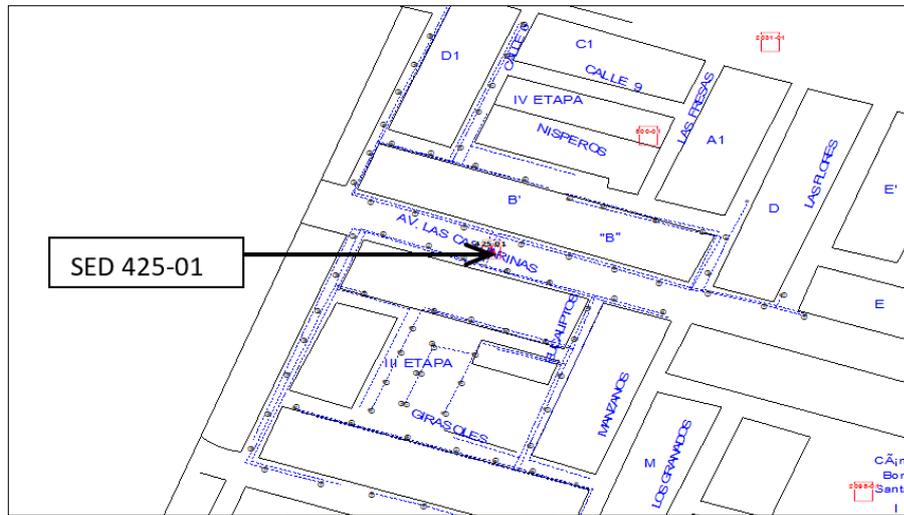


Figura 26. Ubicación y alcance de SED 425-01

Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 27, muestra una gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Queda claro que existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas en el P.II, luego de haberse ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT, sin embargo existen casos en que estas pérdidas se incrementan, esto puede entenderse al comparar los consumos y ver que el consumo para el P.II es mayor que el del P.I, por lo tanto las pérdidas en el P.II pueden ser ligeramente mayor a las del P.I, dado al incremento del consumo.

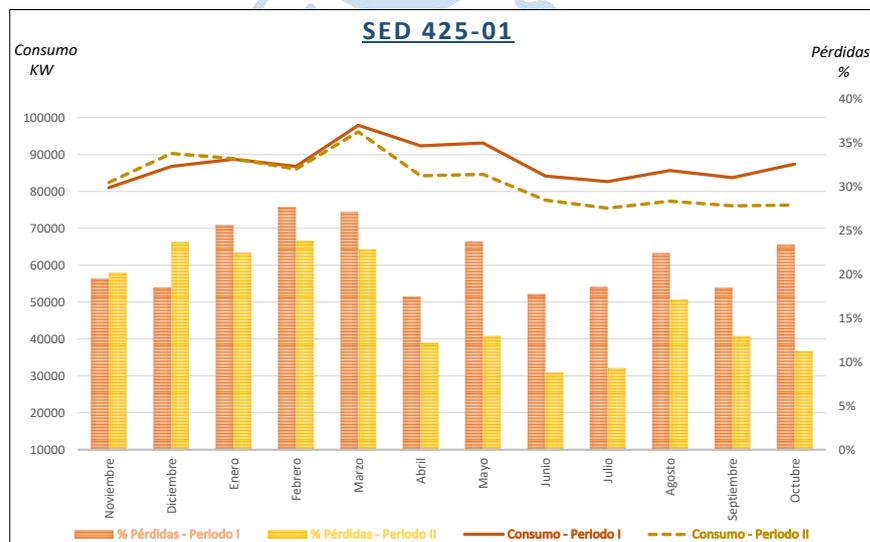


Figura 27. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 425-01

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto.

Figura 28. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en porcentaje de pérdidas alrededor de un 5,8 %, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda. Existen casos en que son negativas, esto se puede entender al comparar los consumos y ver que el consumo para el P.II es mayor que el del P.I.

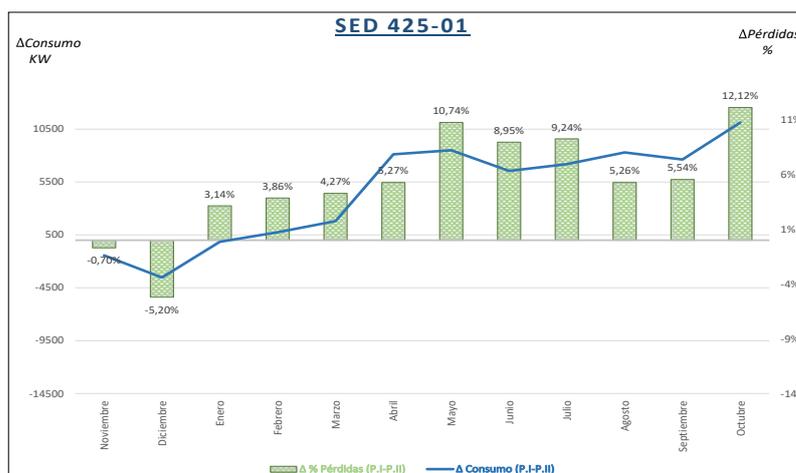


Figura 28. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 425-01
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto.

La Figura 29. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 5,21 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es de 5,2 %.

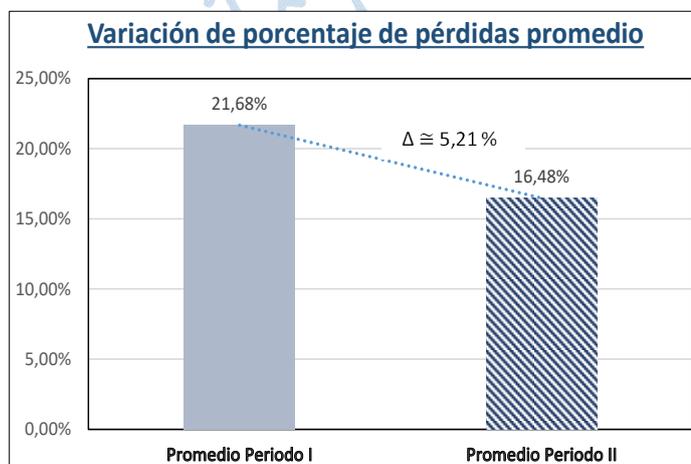


Figura 29. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 425-01
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto.

c) *SED 191-08:*

Esta SED, se encuentra ubicada en la Jr. Amapolas, zona conocida como San Ramón - Piura, como se muestra en la Figura 30.

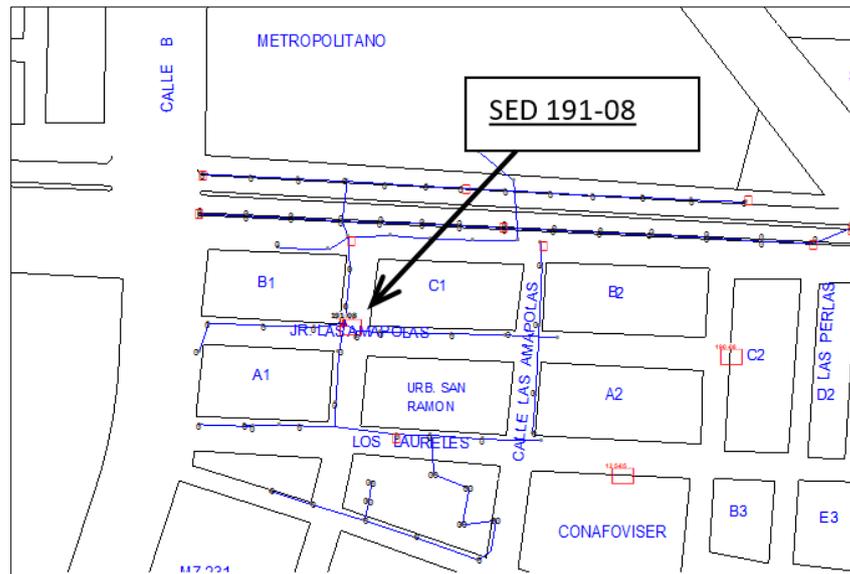


Figura 30. Ubicación y alcance de SED 191-08

Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 31. muestra gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas en el P.II, luego de ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT, sin embargo existen casos en que estas pérdidas se incrementan, esto se puede entender al comparar los consumos y ver que el consumo para el P.II es mayor que el del P.I, por lo tanto las pérdidas en el P.II pueden ser ligeramente mayor a las del P.I, dado al incremento del consumo.

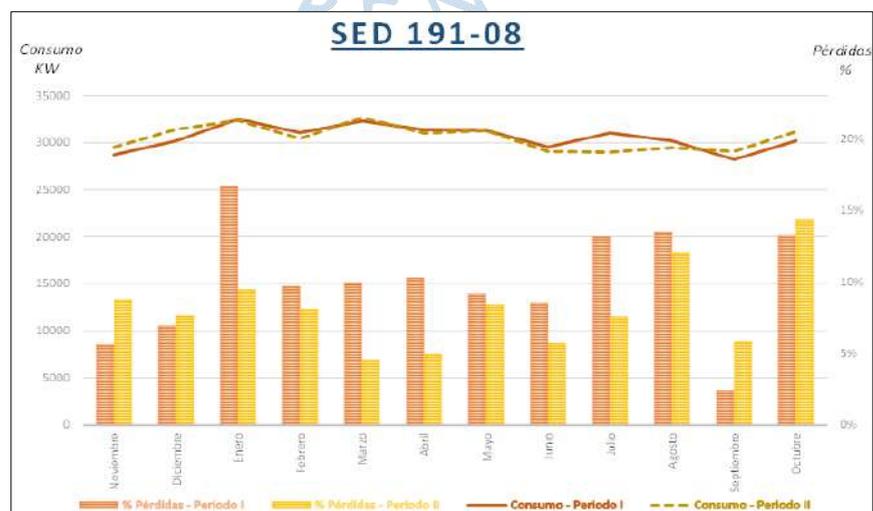


Figura 31. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 191-08

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto.

La Figura 32. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I–valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en porcentaje de pérdidas alrededor de un 5,8%, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda. Existen casos en que son negativas, esto se puede entender al comparar los consumos y ver que el consumo para el P.II es mayor que el del P.I.

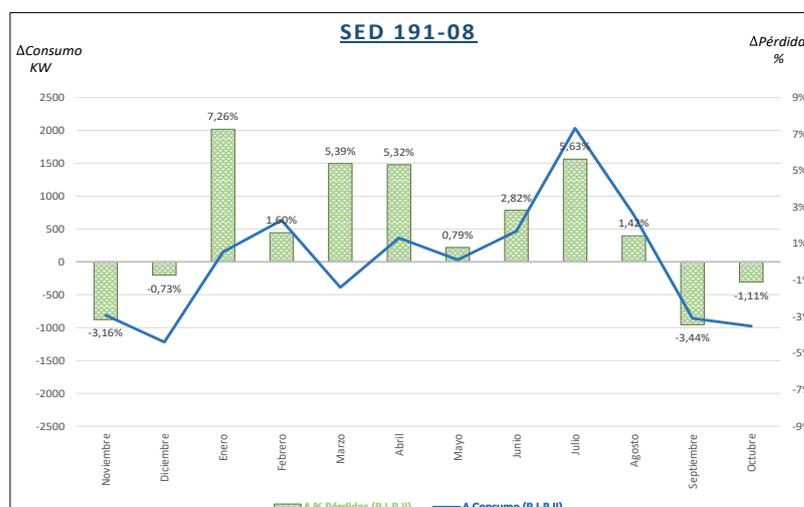


Figura 32. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 191-08
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto.

La Figura 33. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 1,82 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es de 0,04 %.

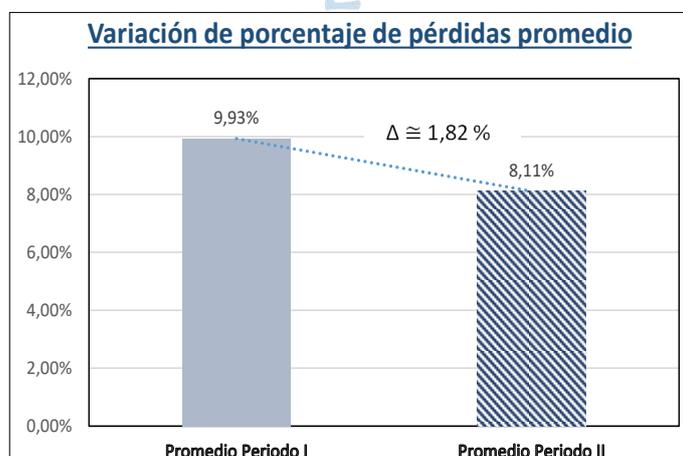


Figura 33. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 191-08
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto.

d) *SED 213-08*:

Esta SED, se encuentra ubicada en la Av. Marcavelica, zona conocida como La Alborada, como se muestra en la Figura 34.

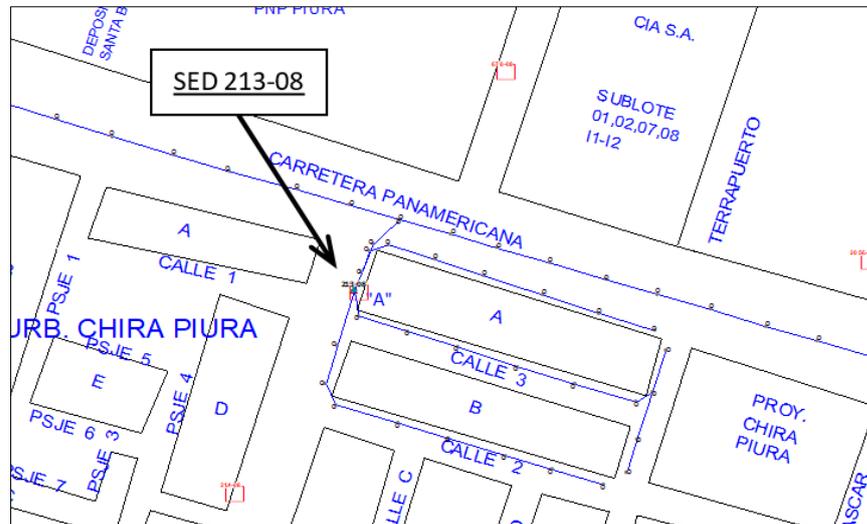


Figura 34. Ubicación y alcance de SED 213-08
Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 35. muestra una gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas para el P.II, luego de ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT, sin embargo, existen casos en que estas pérdidas se incrementan.

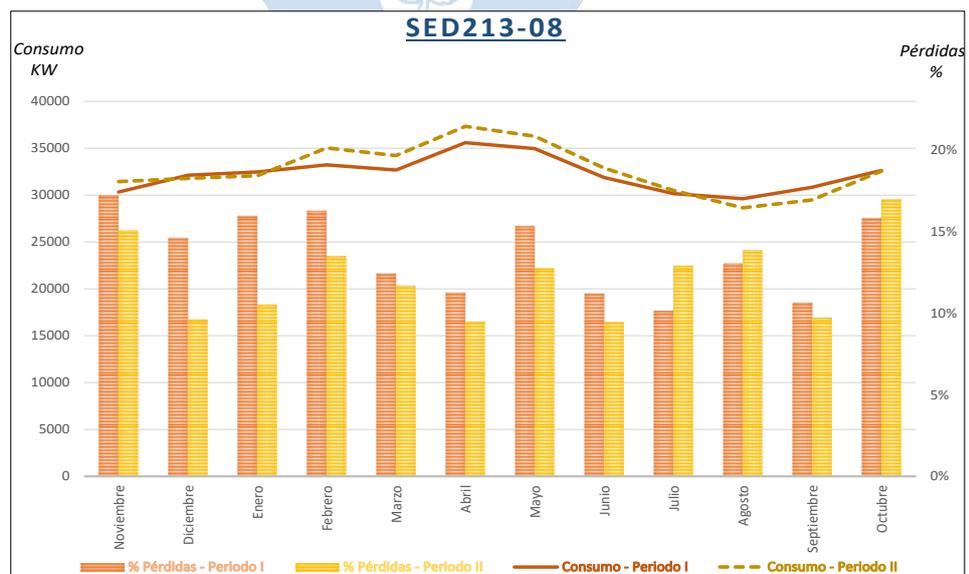


Figura 35. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 213-08
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto.

La Figura 36. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en porcentaje de pérdidas alrededor de un 5 %, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda entre el P.I y P.II.

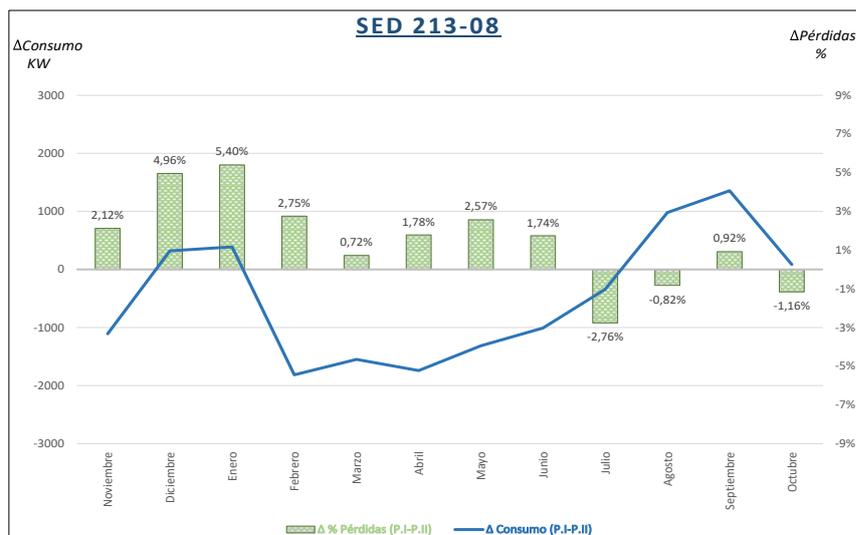


Figura 36. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 213-08
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 37, muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 1,52 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es de 1,5 %.

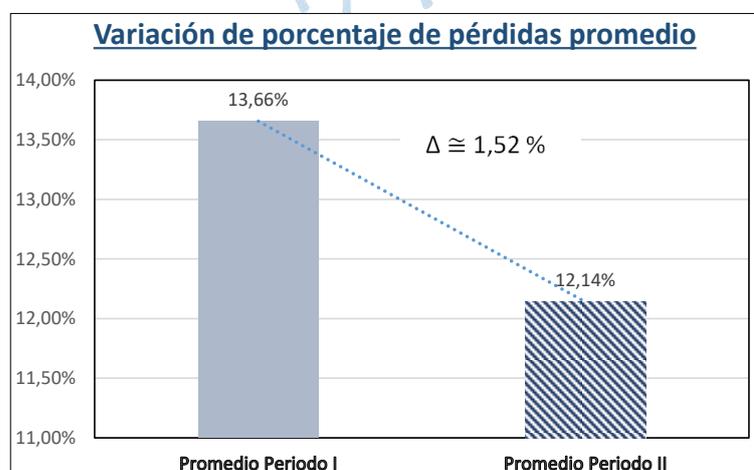


Figura 37. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 213-08
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

e) *SED 404-01:*

Esta SED, se encuentra ubicada en la Av Chirichigno, zona conocida como San Felipe - Piura, como se muestra en la Figura 38.

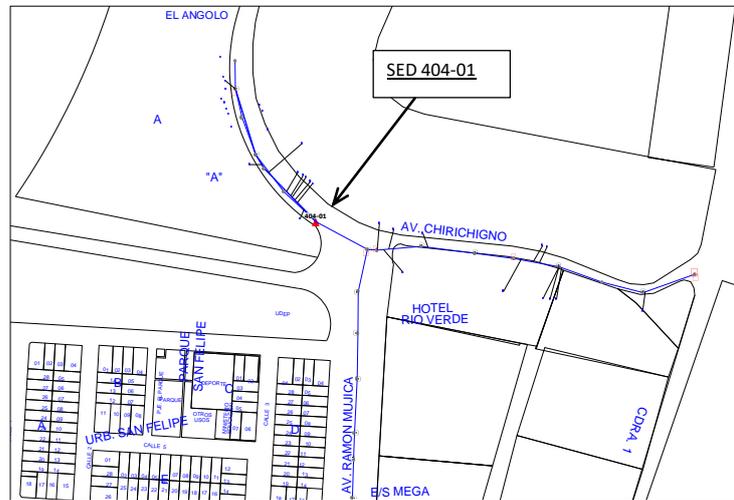


Figura 38. Ubicación y alcance de SED 404-01

Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 39. muestra una gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas para el P.II, luego de ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT, sin embargo, existen casos en que estas pérdidas se incrementan.

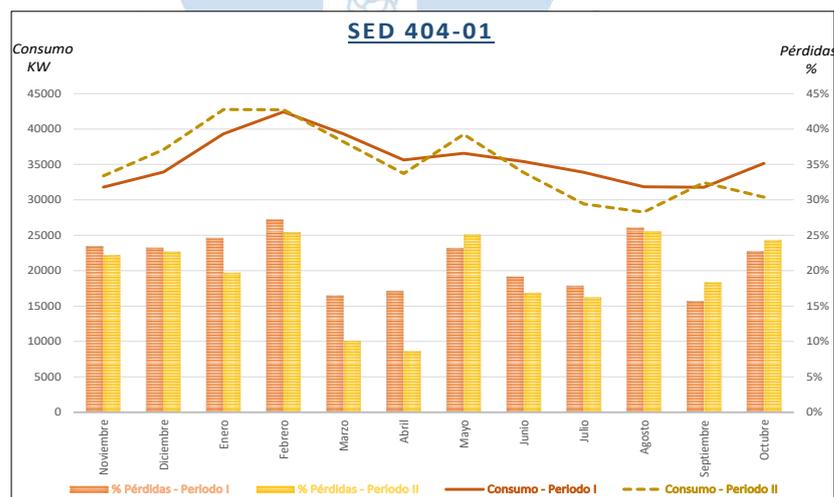


Figura 39. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 404-01

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 40. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos

interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en porcentaje de pérdidas alrededor de un 1,8 %, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda entre el P.I y P.II.



Figura 40. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 404-01
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 41. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 1,78 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es 1,41 %.

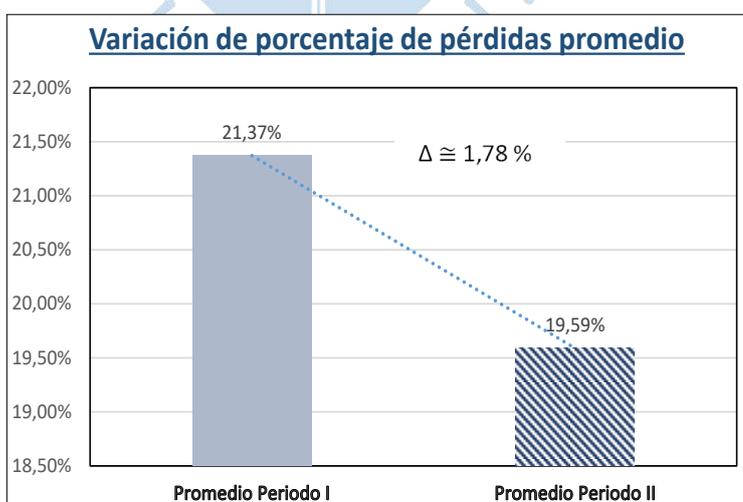


Figura 41. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 391-01
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

f) SED 203-08:

Esta SED, se encuentra ubicada en la Calle 1, zona conocida como Urb. Bello Horizonte - Piura, como se muestra en la Figura 42.

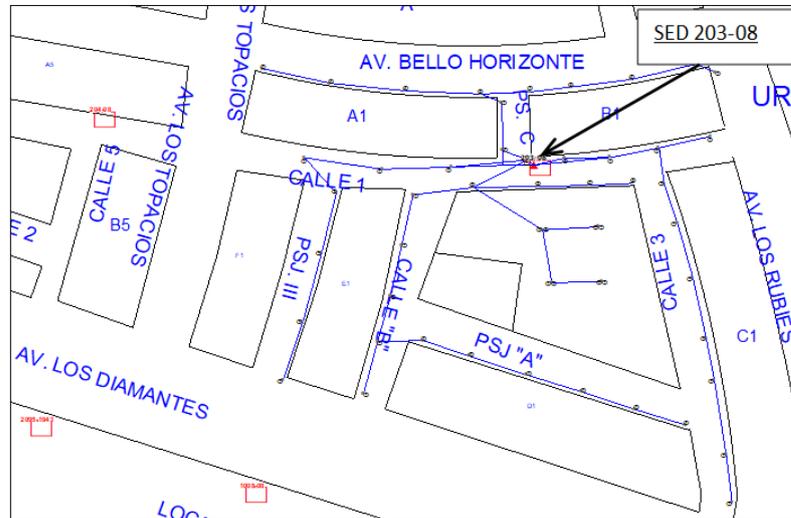


Figura 42. Ubicación y alcance de SED 203-081
Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 43. muestra una gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas para el P.II, luego de ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT.

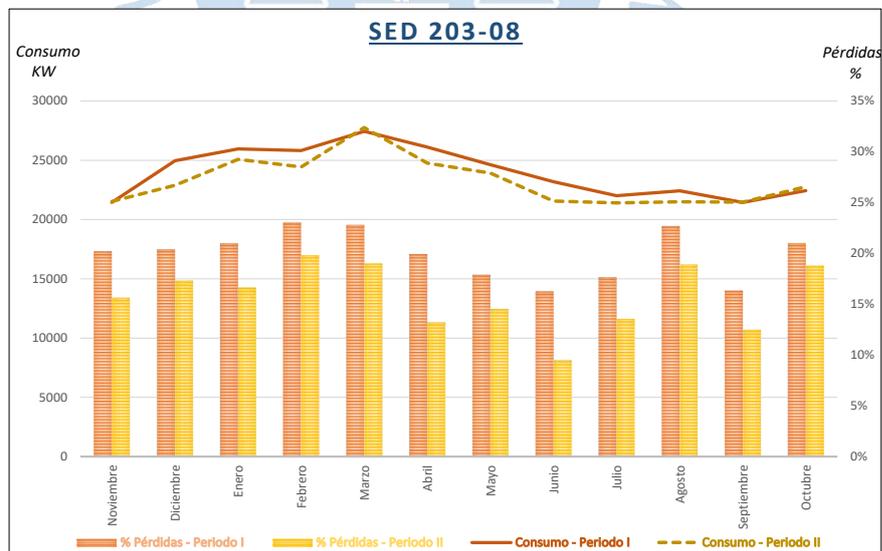


Figura 43. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 203-08
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 44. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos

interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en porcentaje de pérdidas alrededor del 4,56 %, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda entre el P.I y P.II.

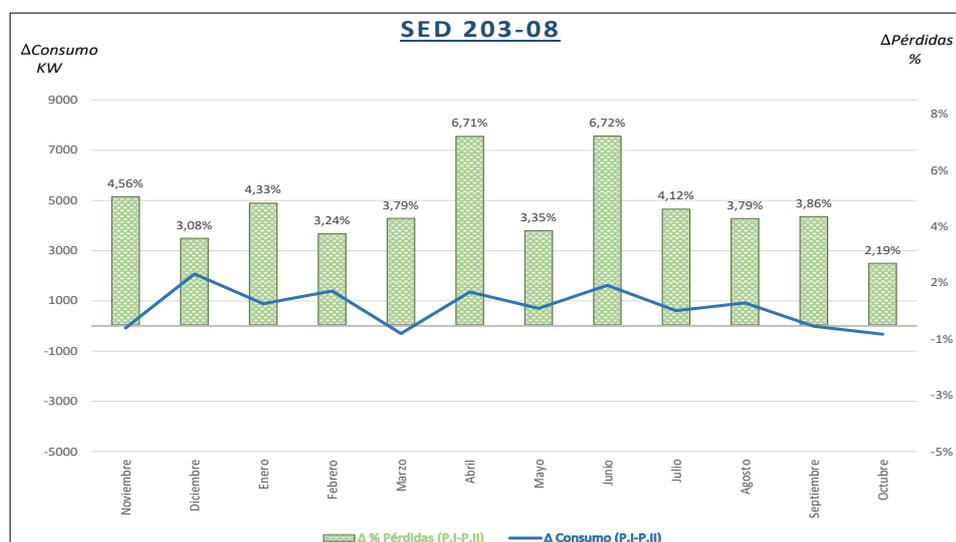


Figura 44. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 203-08

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 45. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 4,15 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es de 3,07 %.

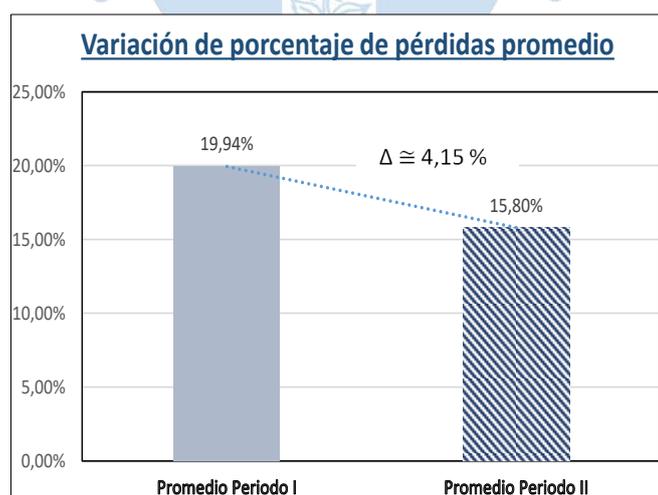


Figura 45. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 203-08

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

g) *SED 488-03:*

Esta SED, se encuentra ubicada en la Calle Lima, zona conocida como Mercado Centro - Piura, como se muestra en la Figura 46.

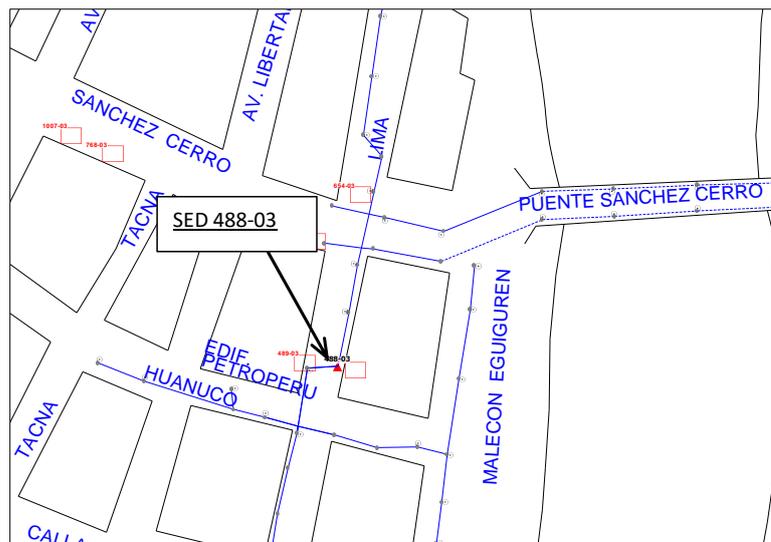


Figura 46. Ubicación y alcance de SED 488-03
 Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 47. muestra una gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas para el P.II, luego de ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT, sin embargo, existen casos en que estas pérdidas se incrementan.



Figura 47. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 488-03
 Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 48. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos

interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en porcentaje de pérdidas alrededor del 3,19 %, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda. Existen casos en que estas pérdidas son negativas, esto se puede entender al comparar los consumos y ver que el consumo para el P.II es mayor que el del P.I.

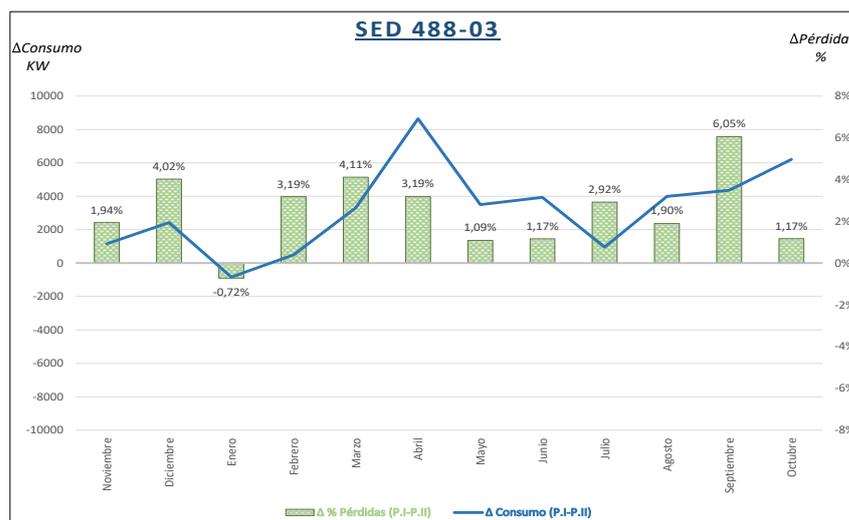


Figura 48. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 488-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 49. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la variación y reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 2,50 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es 6,51 %.

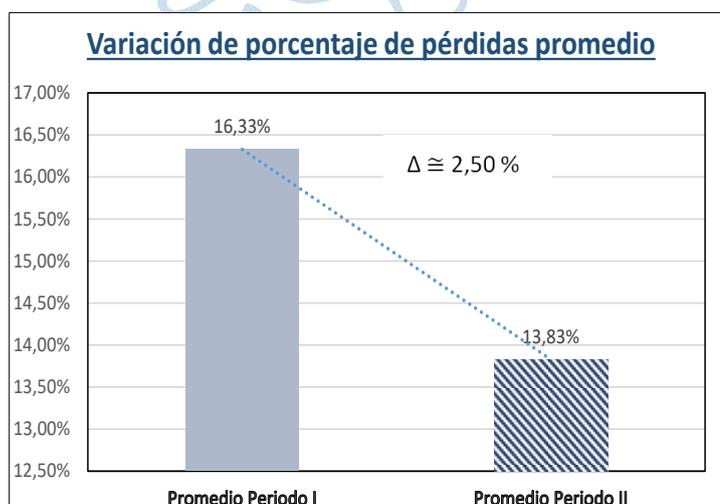


Figura 49. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 488-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

h) SED 484-03:

Esta SED, se encuentra ubicada en la Av. Sánchez Cerro, zona conocida como Cercado Centro - Piura, como se muestra en la Figura 50.



Figura 50. Ubicación y alcance de SED 484-03

Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 51. muestra una gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas para el P.II, luego de ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT, sin embargo, existen casos en que estas pérdidas se incrementan.

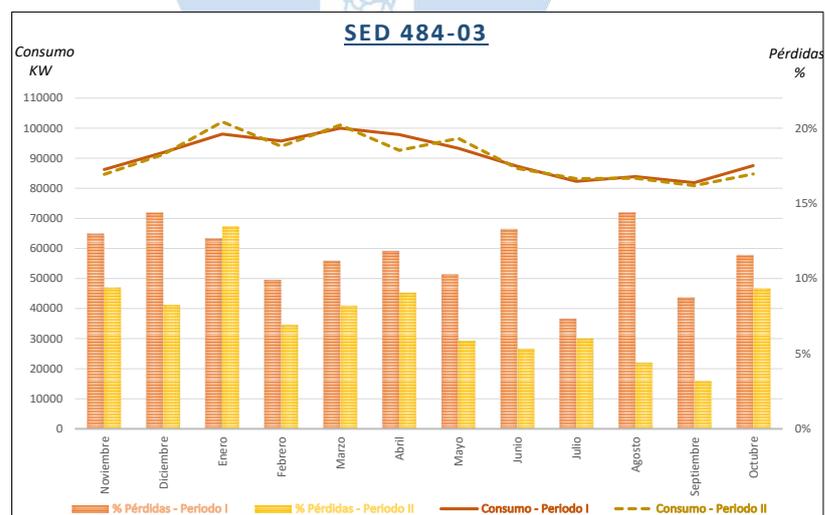


Figura 51. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 484-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 52. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos

interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en porcentaje de pérdidas alrededor de un 7,2 %, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda. Existen casos en que son negativas, esto se puede entender al comparar los consumos y ver que el consumo para el P.II es mayor que el del P.I.

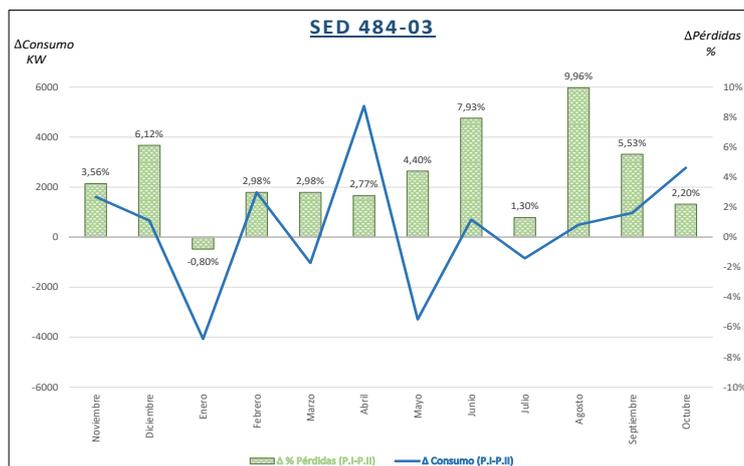


Figura 52. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 484-03
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 53. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la variación y reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 4,08 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es 0,46 %.

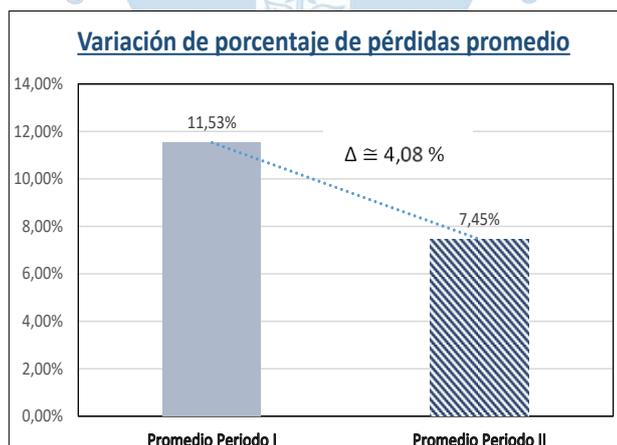


Figura 53. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 484-03
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

i) *SED 042-03:*

Esta SED, se encuentra ubicada en la Calle Ica, zona conocida como Centro - Piura, como se muestra en la Figura 54.

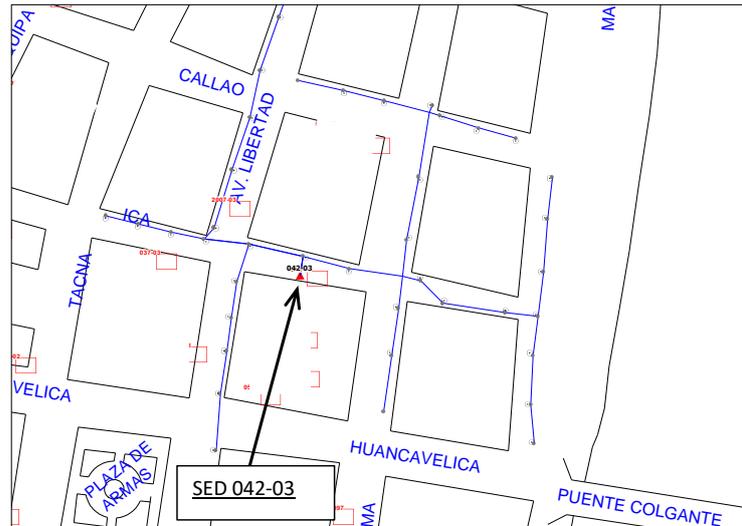


Figura 54. Ubicación y alcance de SED 042-03

Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 55. muestra una gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas para el P.II, luego de ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT.

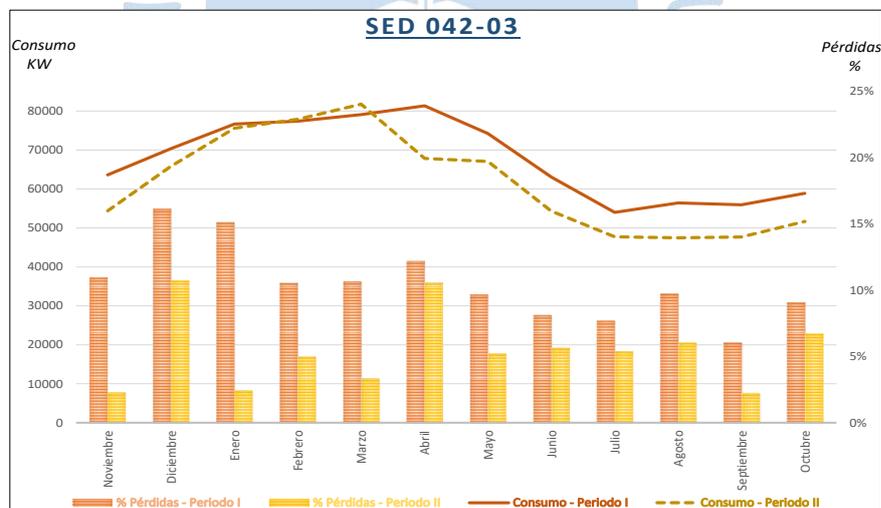


Figura 55. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 042-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 56. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en el porcentaje de pérdidas promedio alrededor

de un 5,14 %, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda entre el P.I y P.II.

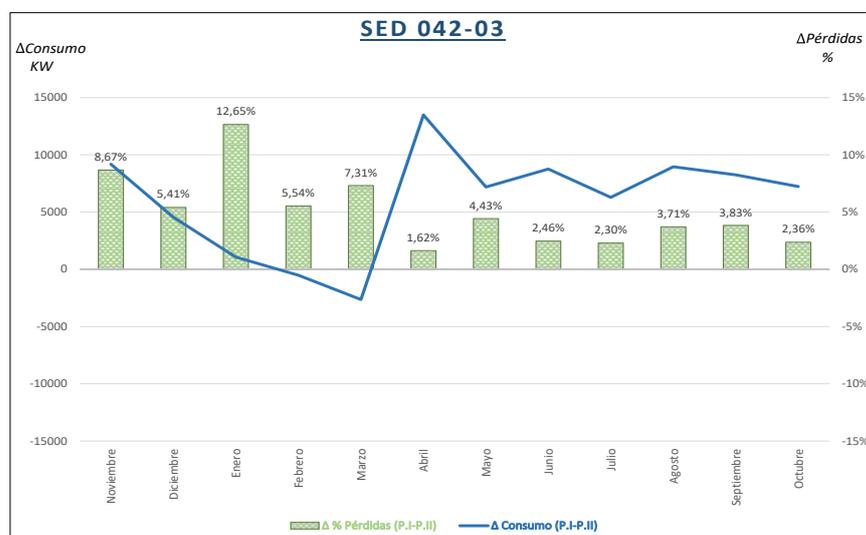


Figura 56. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 042-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 57. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la variación y reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 5,03 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es 8,85 %.

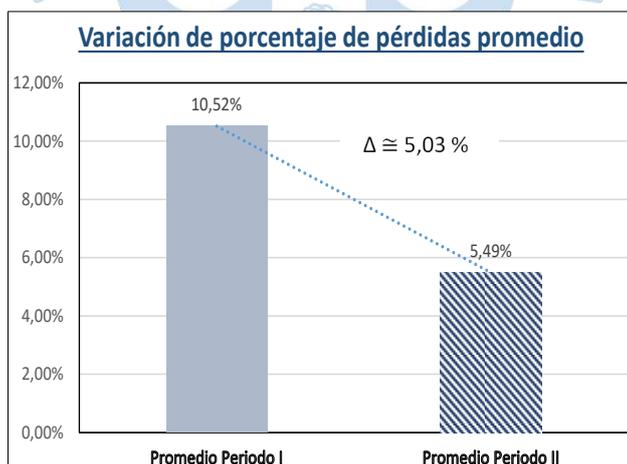


Figura 57. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 042-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

j) *SED 050-02:*

Esta SED, se encuentra ubicada en el Jr. Cuso zona conocida como Centro - Piura, como se muestra en la Figura 58.

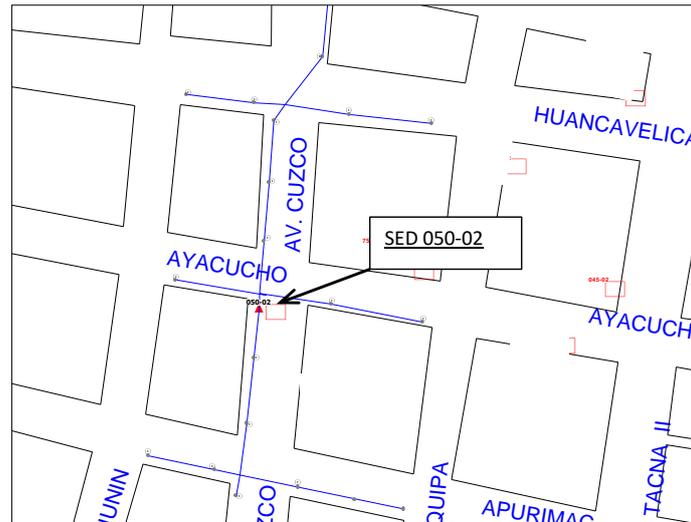


Figura 58. Ubicación y alcance de SED 050-02
Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 59. muestra una gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas para el P.II, luego de ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT.

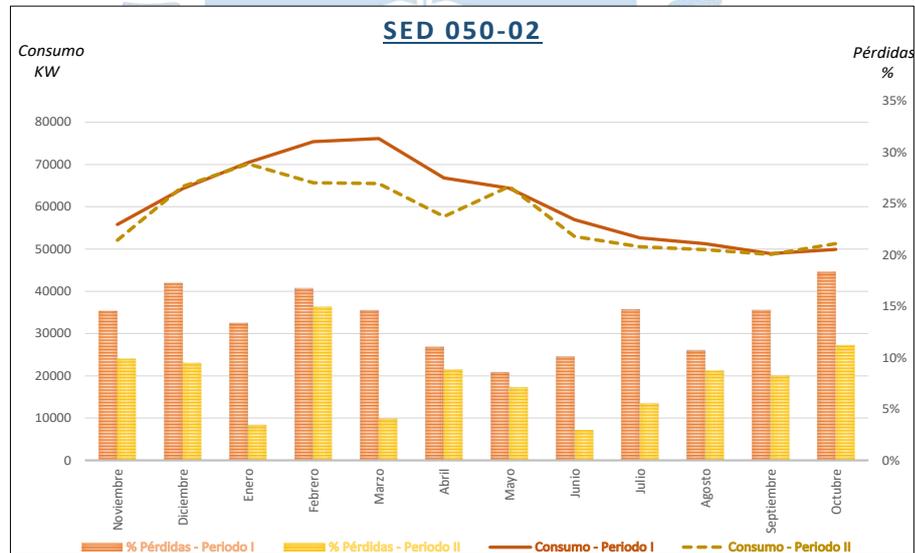


Figura 59. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 050-02
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 60. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual

cercana a 0), se tiene una reducción en porcentaje de pérdidas alrededor de un 2,8 %, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda entre el P.I y P.II.

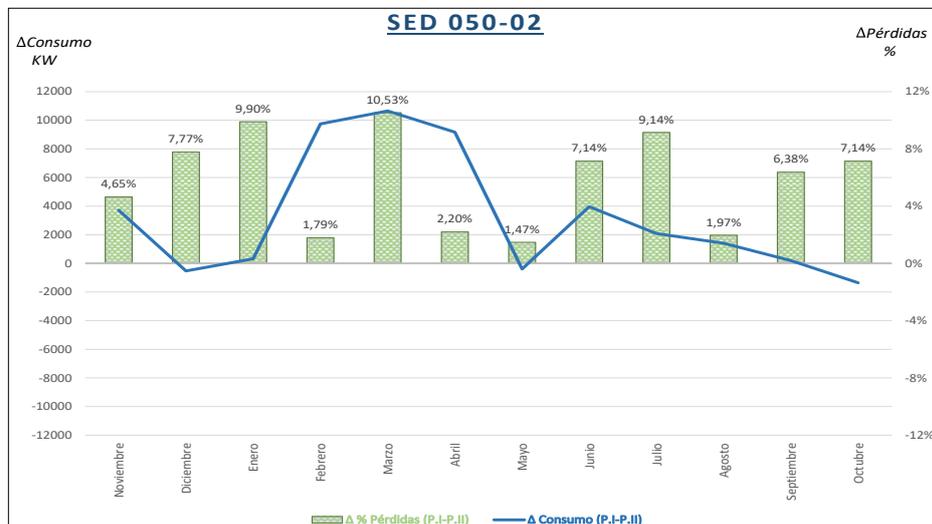


Figura 60. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 050-02
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 61. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la variación y reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 5,84 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es 5,32 %.

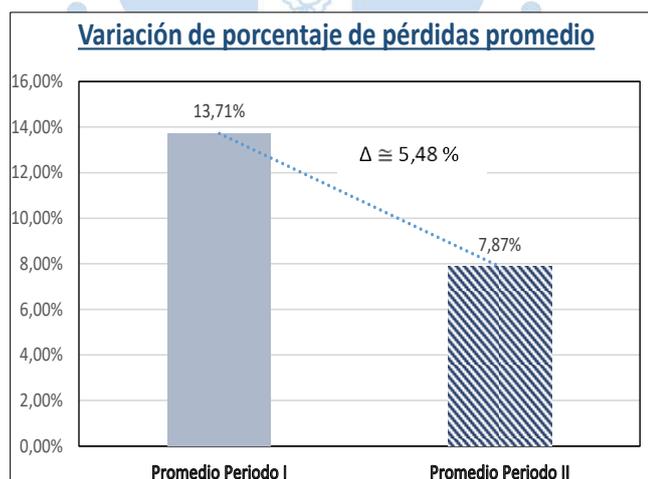


Figura 61. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 050-02
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

k) *SED 516-03:*

Esta SED, se encuentra ubicada en la Av. Andrés Avelino Cáceres, zona conocida como el Bosque - Castilla, como se muestra en la Figura 62.

además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda.

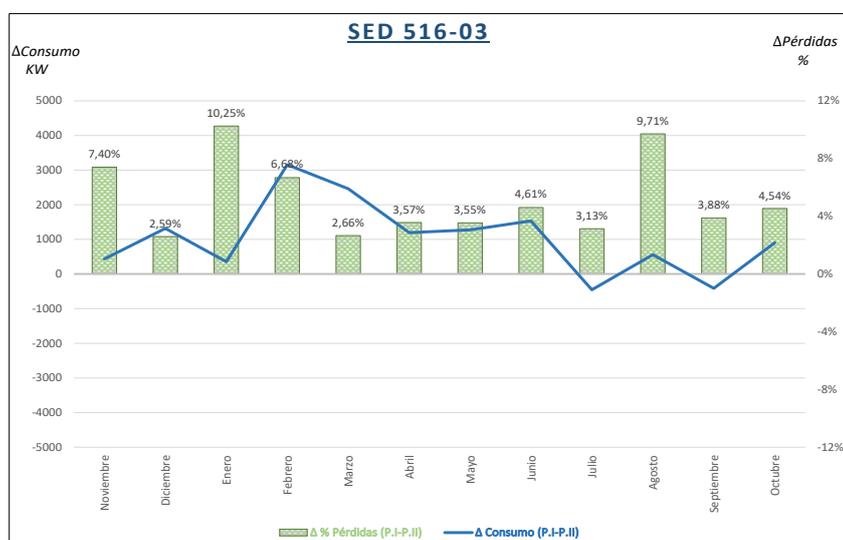


Figura 64. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 516-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 65. muestra la diferencia entre los valores promedios de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la variación y reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 5,22 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es 4,77 %.

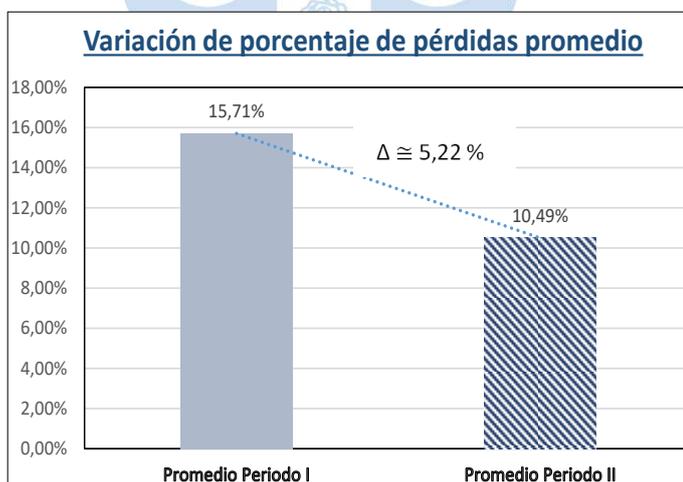


Figura 65. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 516-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

1) *SED 392-01:*

Esta SED, se encuentra ubicada en la Calle Parque, zona conocida como Urb. Angamos - Piura, como se muestra en la Figura 66.

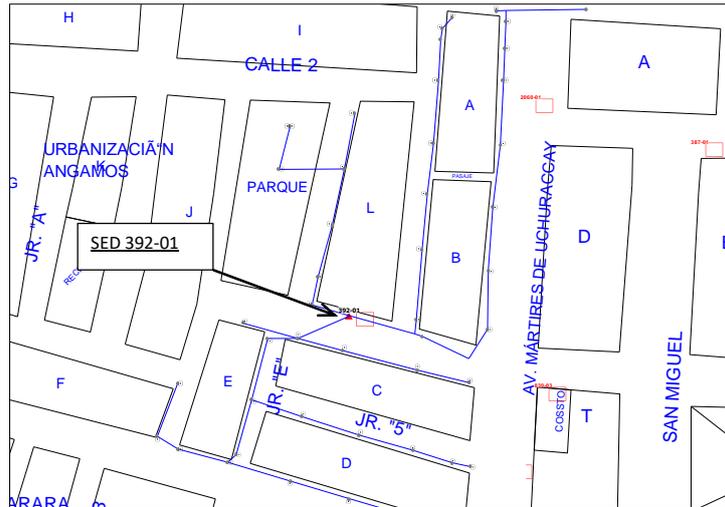


Figura 66. Ubicación y alcance de SED 392-01
 Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 67. muestra una gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas para el P.II, luego de ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT.

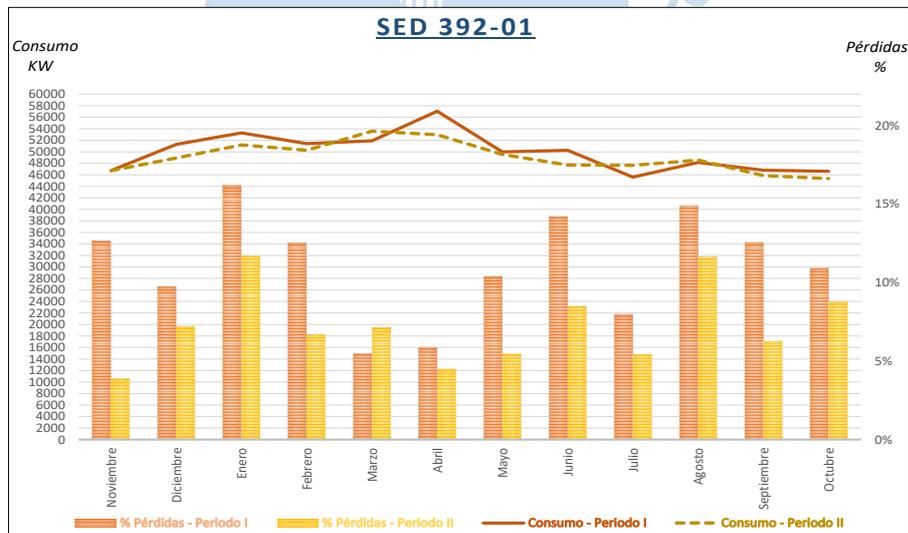


Figura 67. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 392-01
 Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 68. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en porcentaje de pérdidas alrededor de un 8,1 %, además se puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a

la variación de demanda entre el P.I y P.II. Existen casos en que estas pérdidas son negativas, esto se puede se puede entender al comparar los consumos y ver que el consumo para el P.II es mayor que el del P.I.

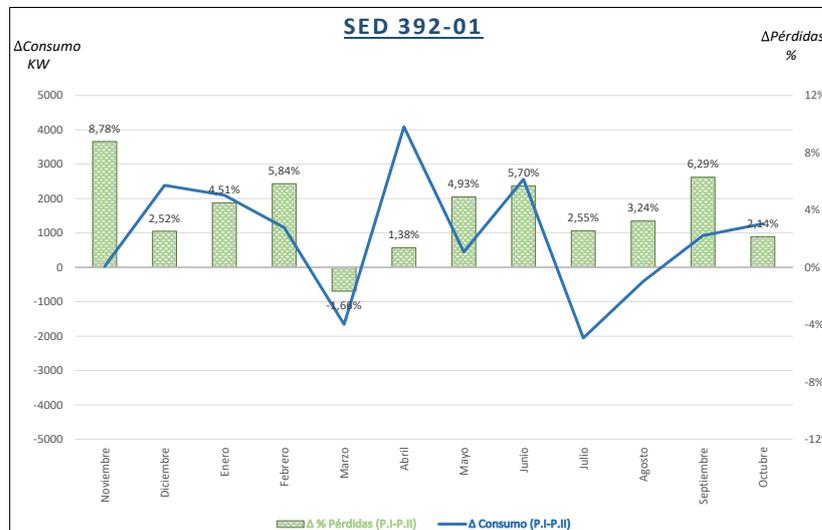


Figura 68. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 392-01
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 69. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la variación y reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 3,85 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación ente los consumos promedio de cada periodo es 1,81 %.

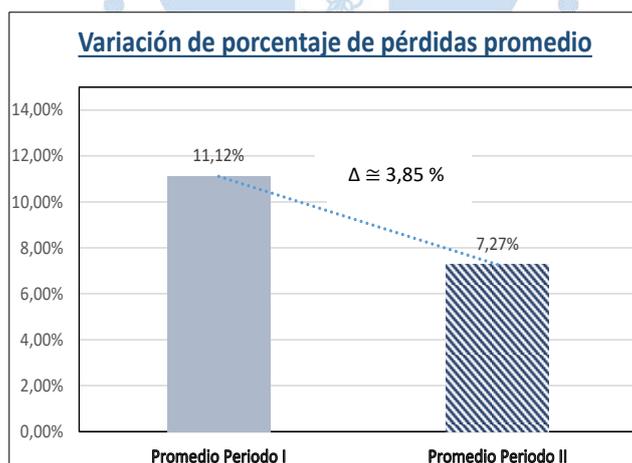


Figura 69. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 392-01
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

m) *SED 035-03:*

Esta SED, se encuentra ubicada en la calle Ica zona conocida como Centro - Piura, como se muestra en la Figura 70.

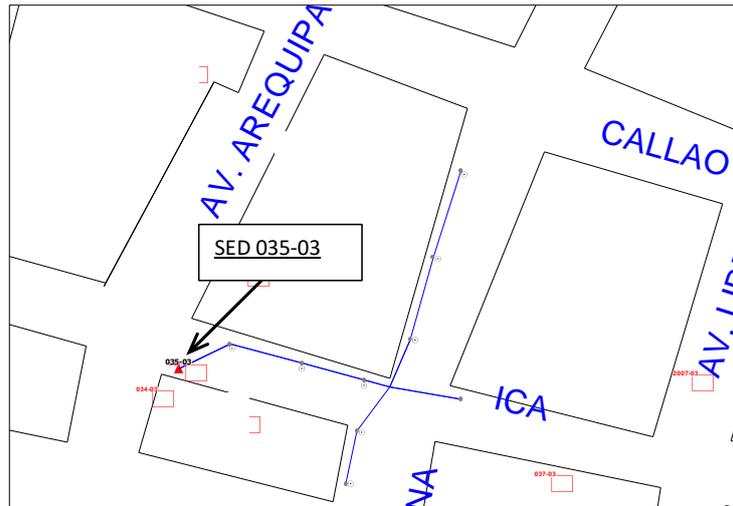


Figura 70. Ubicación y alcance de SED 035-03

Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 71. muestra una gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas para el P.II, luego ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT.

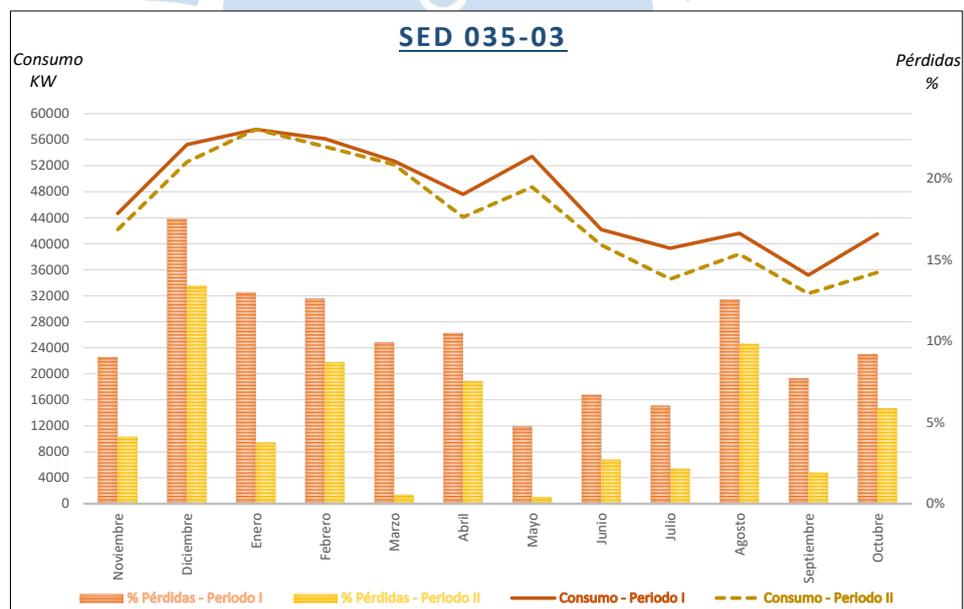


Figura 71. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 035-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 72. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II). Podemos interpretar que para valores cercanos de consumo entre P.I y P.II (variación mensual cercana a 0), se tiene una reducción en porcentaje de pérdidas alrededor de un 9,23 %, además se

puede ver que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda entre el P.I y P.II.



Figura 72. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 035-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 73. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la variación y reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 4,88 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación entre los consumos promedio de cada periodo es 6,02 %.

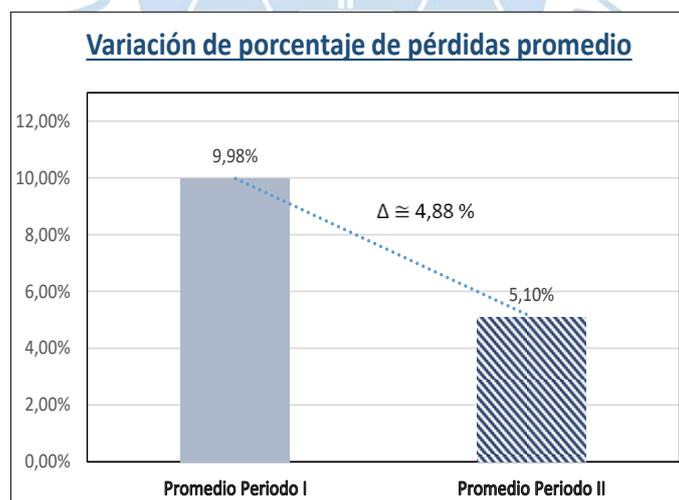


Figura 73. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 035-03

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

n) *SED 406-01:*

Esta SED, se encuentra ubicada en la calle Fortunato Chirichingno, zona conocida como Urb. San Felipe - Piura, como se muestra en la Figura 74.

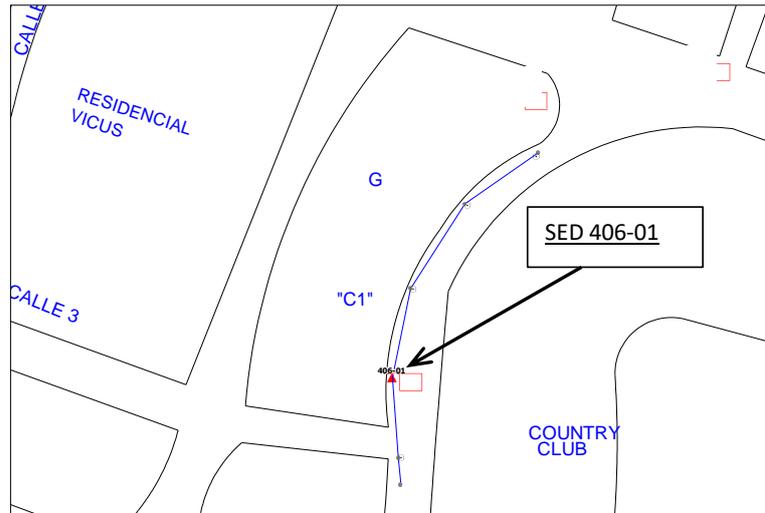


Figura 74. Ubicación y alcance de SED 406-01
Fuente: Programa GIS Maximus II

La Figura 75. muestra gráfica integral de resultados para la SED, donde se puede comparar la evolución del consumo (kW) y pérdidas (%) para los dos periodos de análisis. Se observa que, existe una considerable reducción en el porcentaje de pérdidas para el P.II, luego ejecutado el proyecto de compensación reactiva BT.

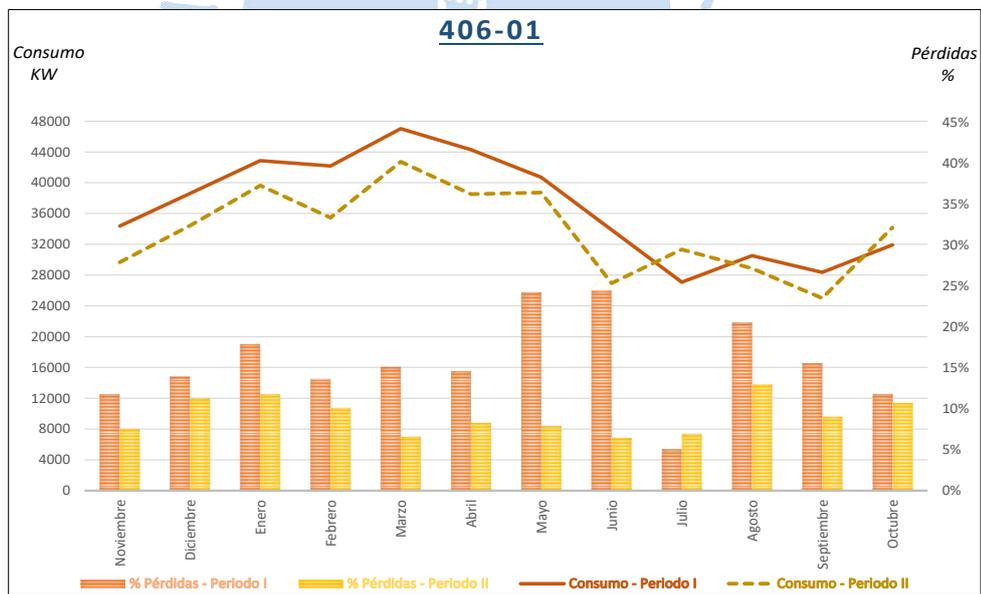


Figura 75. Gráfico de evolución de demanda y % pérdidas - SED 406-01
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 76. muestra la diferencia mensual del consumo (kW) y pérdidas (%), al comparar los periodos de análisis (valor P.I – valor P.II), los valores negativos en el consumo significa que la demanda del P.II es mayor que la del P.I. Podemos interpretar que los valores de reducción de pérdidas cambian de acuerdo a la variación de demanda entre el P.I y P.II. Existen casos en que estas pérdidas son

negativas, esto se puede entender al comparar los consumos y ver que el consumo para el P.II es mayor que el del P.I.

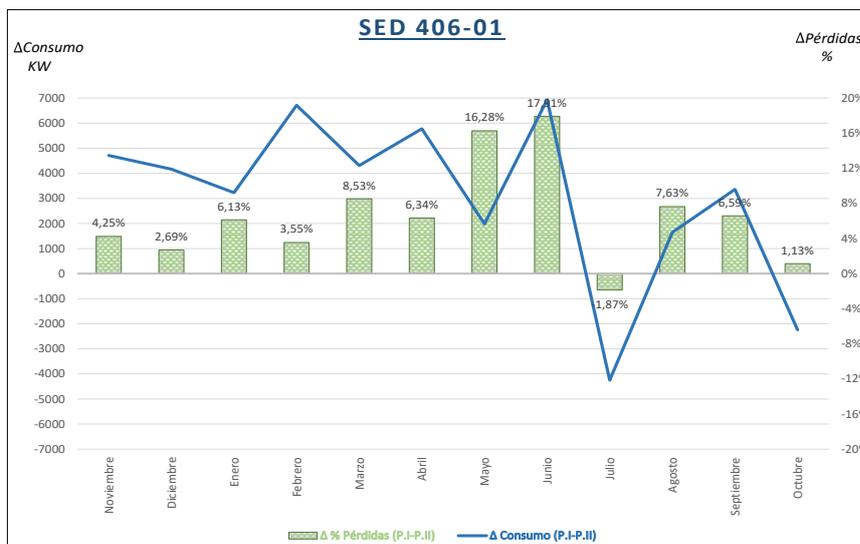


Figura 76. Gráfico de comparación entre P.I y P.II - SED 406-01
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

La Figura 77. muestra la diferencia entre los valores promedio de los porcentajes de pérdidas por periodo, donde se puede ver que la variación y reducción de pérdidas totales es de aproximadamente 6,60 %. Cabe indicar que el porcentaje de variación ente los consumos promedio de cada periodo es 8,22 %.

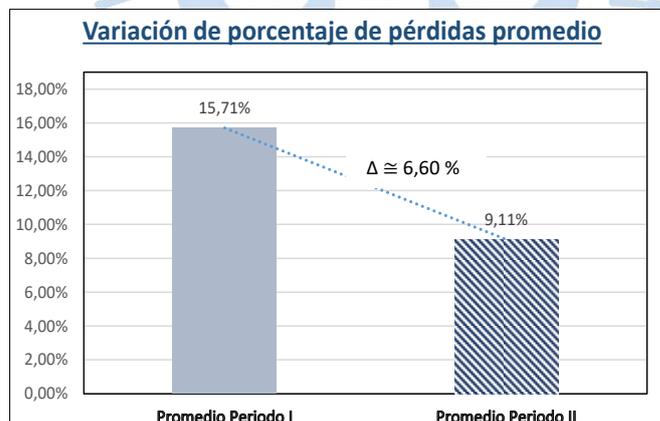


Figura 77. Gráfico de variación de % pérdidas promedio - SED 406-01
Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

3.4. Resumen de resultados. Los resultados de las 14 SED's evaluadas del proyecto, demuestran que existe una reducción promedio en los porcentajes de pérdidas luego de haber ejecutado el proyecto de compensación de reactiva BT, para la obtención de los datos se compararon los resultados de consumo de las SED's

durante el año anterior y posterior a la implementación total del proyecto. El resumen de datos y valores promedios para cada SED, se pueden ver en la Tabla 4.6.

Tabla 21.

Resumen de datos de las 14 SED's evaluadas

	GRUPO A DE SED EVALUADAS						
	SED 391-01	SED 425-01	SED 191-08	SED 213-08	SED 404-01	SED 203-08	SED 488-03
Consumo promedio P.I	25893,12	87535,00	30560,22	32200,03	35624,75	23988,67	48809,00
Consumo promedio P.II	25858,36	82966,25	30548,80	32679,55	35121,33	23251,67	45631,33
Variación de consumo prom (P.I - P.II)	0,13%	5,22%	0,04%	1,47%	1,41%	3,07%	6,51%
Pérdidas promedio P.I	4682,17	19067,15	3067,44	4403,43	7674,84	4806,38	8068,81
Pérdidas promedio P.II	5444,10	13486,03	2176,48	3891,07	6726,63	3600,03	6332,41
% Pérdidas P.I	17,95%	21,68%	9,93%	13,66%	21,54%	19,94%	16,33%
% Pérdidas P.II	12,28%	16,48%	8,11%	12,14%	19,15%	15,80%	13,83%
Variación % pérdidas prom (P.I - P.II)	5,67%	5,20%	1,82%	1,52%	2,39%	4,14%	2,50%

	GRUPO B DE SED EVALUADAS						
	SED 484-03	SED 042-03	SED 050-02	SED 516-03	SED 392-01	SED 035-03	SED 406-01
Consumo promedio P.I	90509,00	67584,00	61085,00	21495,67	49926,17	47258,40	36817,00
Consumo promedio P.II	90091,00	61600,00	57836,25	20469,33	49022,92	44415,00	33790,00
Variación de consumo prom (P.I - P.II)	0,46%	8,85%	5,32%	4,77%	1,81%	6,02%	8,22%
Pérdidas promedio P.I	10460,64	7271,88	8378,63	3380,58	5523,33	4841,71	5861,86
Pérdidas promedio P.II	6765,45	3353,20	4481,85	2111,07	3475,78	2313,23	3417,35
% Pérdidas P.I	11,53%	10,52%	13,71%	15,71%	11,12%	9,98%	15,71%
% Pérdidas P.II	7,45%	5,49%	7,87%	10,49%	7,27%	5,10%	9,11%
Variación % pérdidas prom (P.I - P.II)	4,08%	5,03%	5,84%	5,22%	3,85%	4,88%	6,60%

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

De estos datos se puede concluir que en promedio se obtuvo una reducción global del 4,2 % de disminución en porcentajes de pérdidas entre los periodos de evaluación.

4. Comentarios

Para el sector residencial, la demanda eléctrica deriva de los requerimientos de los artefactos eléctricos, los cuales proporcionan al hogar iluminación, refrigeración, ventilación y calefacción, convirtiéndola en un servicio vital para el desarrollo de actividades en la vida moderna. En tal sentido, el consumo de energía eléctrica variará en función del uso del stock y nivel de eficiencia de los equipos electrónicos existentes (Mamani, 2005 y Bendezú y Gallardo, 2006). Las demandas trabajadas de las diferentes SED's, pertenecen al sector urbano- residencial, por lo que es posible comparar los consumos de periodos similares a lo largo del año, dado que se trata de demanda que se mantienen casi constante de acuerdo a la temporada del año (verano, primavera, otoño e invierno), no presenta fuertes variaciones notorias en el consumo, solo varía de acuerdo a la temporada del año que se encuentre.

Al comparar los resultados de las Tablas 20. y Tabla 21. se puede establecer una relación entre la variación del porcentaje de pérdidas y el factor de utilización de la SED compensada; de lo que se puede concluir que para una SED cuyo factor de utilización no se encuentren en sobrecarga ni por debajo del 50 %, los porcentajes de disminución de pérdidas son altos. En la Tabla 22. y en la Figura 78, se pueden ver la relación, de estas comparaciones.

Tabla 22.

Resumen de comparación de tablas 4.5 y 4.6

	GRUPO A DE SED EVALUADAS						
	SED 391-01	SED 425-01	SED 191-08	SED 213-08	SED 404-01	SED 203-08	SED 488-03
Máximo F.U (Per. I)	63,00%	91,30%	48,30%	104,00%	96,10%	88,40%	138,50%
Máximo F.U (Per. II)	87,10%	89,10%	48,69%	134,24%	99,05%	86,80%	133,43%
% Pérdidas P.I	17,95%	21,68%	9,93%	13,66%	21,54%	19,94%	16,33%
% Pérdidas P.II	12,28%	16,48%	8,11%	12,14%	19,15%	15,80%	13,83%

	GRUPO B DE SED EVALUADAS						
	SED 484-03	SED 042-03	SED 516-03	SED 050-02	SED 392-01	SED 035-03	SED 406-01
Máximo F.U (Per. I)	83,80%	74,90%	80,80%	70,30%	132,10%	67,00%	136,60%
Máximo F.U (Per. II)	85,59%	71,81%	76,74%	64,71%	132,84%	66,35%	72,96%
% Pérdidas P.I	11,53%	10,52%	13,71%	15,71%	11,12%	9,98%	15,71%
% Pérdidas P.II	7,45%	5,49%	7,87%	10,49%	7,27%	5,10%	9,11%

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

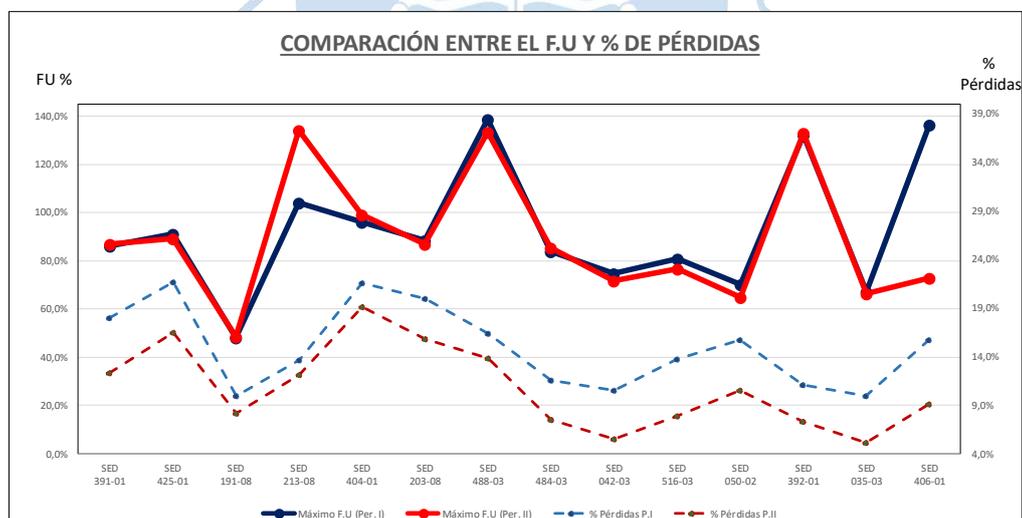


Figura 78. Gráfico que muestra la relación entre el % FU de SED y % pérdidas

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

Podemos concluir que este tipo de compensación controlada en baja tensión, reduce las pérdidas técnicas del sistema en promedio cerca de un 4,6 %, por lo que se debe evaluar las zonas más convenientes para su implementación de acuerdo a las características de consumo del sector, para poder obtener los mejores beneficios de esta compensación y reducir lo más posibles las pérdidas técnicas de energía.



Capítulo 5

Simulación de SED, modelada en base a datos del proyecto de ENOSA

1. Metodología aplicada para la simulación

Los sistemas de información geográfica (GIS) facilitan la gestión de las instalaciones eléctricas a través del manejo de información en tablas y ubicación geográfica en mapas que reflejan la topología real y un entendimiento rápido del estado actual de las instalaciones eléctricas y red de distribución.

Para determinar las pérdidas técnicas por efecto Joule y medición de las variaciones tensión se empleará el módulo de modelado y análisis de redes de distribución de baja tensión del programa Cymdist de la compañía canadiense CYME International T&D, este software es capaz de realizar análisis de caídas de tensión por fase, análisis de flujo de carga, cálculos de corrientes de corto circuito, coordinación de protecciones, entre otros análisis.

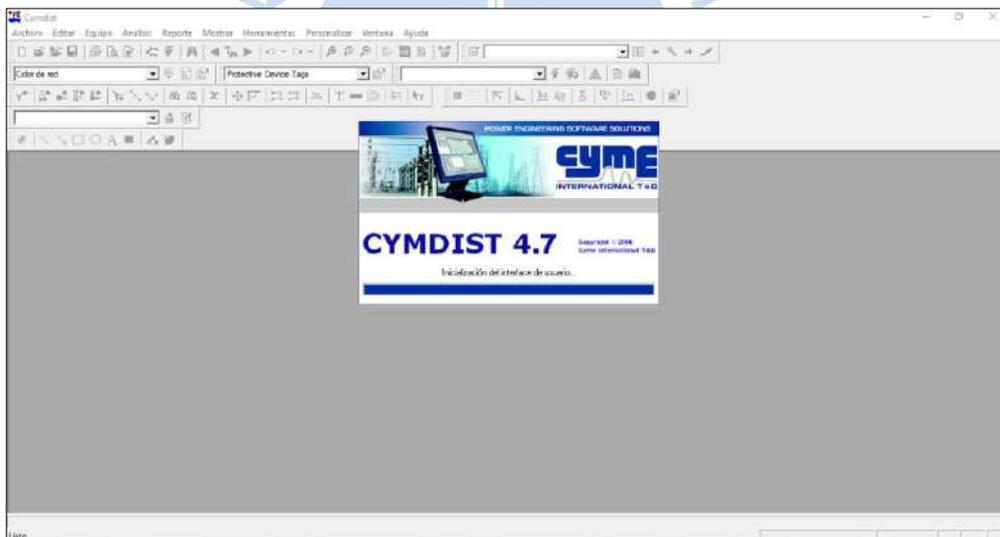


Figura 79. Ventana inicial del Software Cymdist 4.7

Fuente: Elaboración propia

Este método permite modelar la carga con un alto grado de precisión y determinar las pérdidas mediante el análisis del flujo de potencia que es realizada por cada fase, toda vez que la carga tiene naturaleza desbalanceada debido a la existencia de cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

El software Cymdist, utiliza como entradas la siguiente información:

- Representación de la red eléctrica a analizar (topología de la SED) e información de los conductores que constituyen la red (tipo y calibre).

- Nivel de tensión de operación del sistema, datos obtenidos del sistema de operación comercial de ENOSA.
- Demandas máximas de la SED. Obtenidos del análisis de la data de balance de energía acumulada de ENOSA (información comercial de facturación por consumos de energía de los consumidores).
- Factores de la SED a diseñar (energía reactiva, factor de potencia, etc), se toman a partir de la base de datos de la medición de la SED por tres (03) días realizada en el mes de septiembre 2018 por ITELSAC (empresa al servicio de ENOSA, encargada de realizar mediciones para cumplimiento del programa de calidad de producto) (ver Anexo B).

2. Consideraciones de los datos empleados para la simulación

La información técnica requerida para la modelación de red en el software Cymdist 4.7, que sirve para el cálculo de las pérdidas técnicas en un sistema de distribución secundaria, corresponden a las características eléctricas de la red, del sistema particular, acometidas, medidores, distribución de carga, etc.

- a) Componentes de la red:
- Red de distribución secundaria.- Es necesario contar con la información de los conductores que constituyen la red (tipo, calibre y longitud), parámetros eléctricos, KWH consumidos en cada tramo.
 - En la modelación de la red, se tomarán los datos obtenidos del sistema GIS de ENOSA, las cargas (suministros) serán distribuidas a lo largo de cada tramo de forma equilibrada), intercalando las cargas monofásicas entre las tres fases R, S y T de la red.
 - Acometidas.- La información requerida corresponde al tipo, calibre, longitud que alimenta al usuario. Se estima una longitud promedio de 10 metros por cliente.
 - En la modelación de la red, para cada suministro las acometidas se simularán con cables de cobre de 35 mm² de una longitud de 10 metros.
 - Medidores.- En base a los datos de las evaluaciones de pérdidas de ENOSA, según el tipo de medidores empleados por ENOSA, se deben considerar para cada medidor una pérdida de potencia constante de 4,28 W; estas pérdidas ocurren en la bobina de potencial y en la bobina de corriente del medidor.

- En la modelación de la red, para simplificar los cálculos, no se considera las pérdidas de potencia en los medidores de los usuarios. Este será un factor de la variación de valores entre las pérdidas obtenidas por la simulación y las obtenidas por medio de contraste de los medidores totalizadores.
- Distribución de carga.- En los sistemas eléctricos de ENOSA, se realizan de forma mensual balances de energía con el propósito de consignar los datos de compra, venta y pérdidas de energía de cada subsistema, la información contiene datos del consumo de cada usuario en kWh.

Para la modelación de la red de distribución BT, se requiere contar con la demanda en kW de los clientes de la red. En este sentido, con la información del consumo de energía (kWh/mes), para el mes que se desea analizar, se convierte en potencia (kW), utilizando los factores de carga y factores de pérdidas propios de cada alimentador y complementariamente los valores de los estudios de caracterización de la carga, por tarifas y sectores típicos.

En la modelación de la red, para simplificar los cálculos, se considera un consumo constante y equilibrado para todas las cargas de la red (suministros), de esta manera, la lectura del medidor totalizador de la SED, se divide entre la cantidad total de suministro que componen la red, posteriormente se aplicarán los correspondientes factores para lograr obtener un consumo promedio en kW, para cada suministro el cual serán datos indispensables para la simulación del modelo eléctrico.

b) Limitaciones de los datos y exactitud de la simulación:

Todo balance de energía debe cumplir con dos condiciones básicas: exactitud y detalle. Los datos del balance deben estar libres de errores de lectura y procesamiento; sin embargo, se debe aceptar que la precisión está derivada de la calidad de los sistemas de medición de energía (transformadores de medida y medidores).

El cálculo de pérdidas tanto de potencia como de energía en los sistemas eléctricos es un problema complejo y difícil de simular, por las siguientes razones:

- La magnitud de los sistemas en los cuales hay una gran diversidad de elementos.
- La cantidad de información que se debe manejar.
- La incertidumbre, falta parcial o carencia de información.

- La naturaleza variable de la carga, tanto en el sistema eléctrico como en cada elemento que lo compone.
- Las adulteraciones de medidores y mal empadronamiento de los suministros que se asocian a SED que no corresponden.
- Conexiones clandestinas y hurtos de energía que no se pueden contabilizar.
- La condición de las SED y falta de mantenimiento de las mismas (transformador, cables, aisladores, ferretería), generan pérdidas que no se tienen en cuenta.

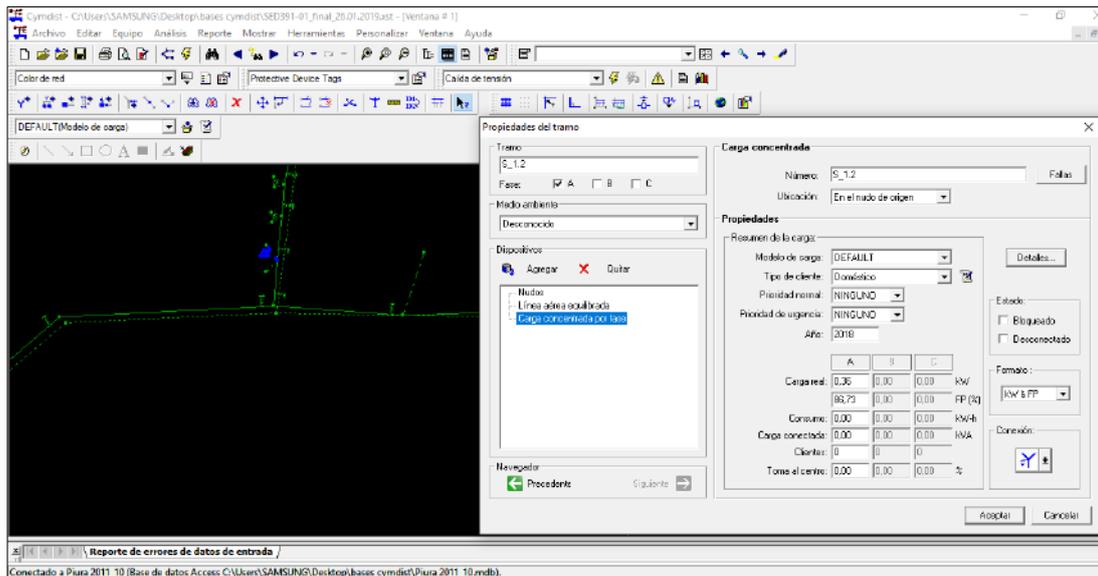


Figura 80. Ventana de ingreso de datos del Software Cymdist 4.7

Fuente: Elaboración propia

3. Etapas del proceso de la simulación desarrollada (SED 391-01)

3.1. Modelamiento computacional de los parámetros de la red. El modelamiento computacional de la topología de la red y sus parámetros eléctricos; se ha realizado mediante la base de datos obtenidos del Software GIS-Maximus de ENOSA, cuya data fue analizada a través del programa MapInfo profesional 12.0, producto de software de sistema de información geográfica de escritorio producido por Pitney Bowes Software y utilizado para el análisis de ubicación y mapeo. Esta información ha servido para realizar el modelo en el programa Cymdist dado que dará las distancias, calibres entre otras características de la red a diseñar.

La red eléctrica a modelar es la perteneciente a la subestación eléctrica de distribución SED 392-01, ubicada en la Av. San Cristóbal (Urb. El Chipe). Este sistema está compuesto por tres circuitos uno que va a lo largo de la calle San Ramon con 58 suministros asociados; el segundo circuito va por la Av. Loreto Norte con 64 suministros, el tercer circuito es

exclusivo para alumbrado público (lámparas de sodio de 75 W) y va a lo largo de las dos vías tanto en la calle San Ramon y la Av. Loreto Norte. Los circuitos están divididos en varios tramos con diversos conductores portantes de aluminio de secciones 70, 50 y 35 mm².

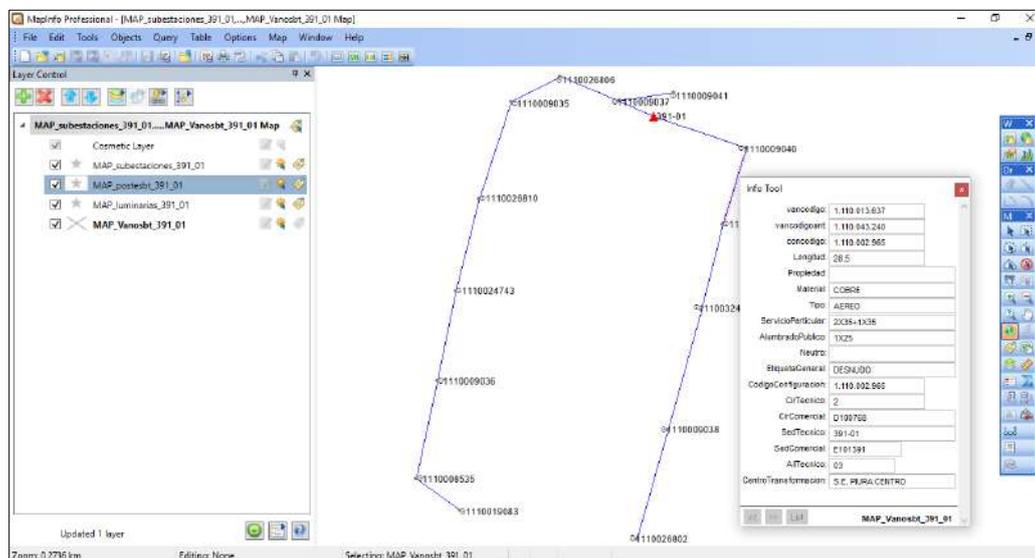


Figura 81. Visualización de red de ENOSA, en MapInfo 12.0

Fuente: Elaboración propia

Con los parámetros y características de la red eléctrica a modelar perteneciente a la SED 391-01 y valiéndose de las herramientas de diseño del módulo de modelado de Cymdist se procede a dibujar la red en el programa, con la mayor precisión posible, para tratar de obtener los cálculos más precisos. Para las acometidas de cada usuario se asume un conductor AAAC 35 mm² de una longitud de 10 metros.

Cabe indicar que, el diseño de la red, considera sólo los datos formales obtenidos del sistema de ENOSA, no se tienen en cuenta los cambios o alteraciones de empadronamiento no registrados, conexiones clandestinas, ni hurtos de energía.

3.2. Cálculo y estimación de parámetros para la simulación. Realizar mediciones puede resultar difícil en los sistemas de distribución, por esta razón para efectos de la estimación de la demanda máxima de cada usuario parte del consumo en kWh/mes y lo convierte a potencia (kW), utilizando los factores de carga y factores de pérdidas. Asimismo, para el análisis de pérdidas, se toma la hoja de parámetros eléctricos mensuales.

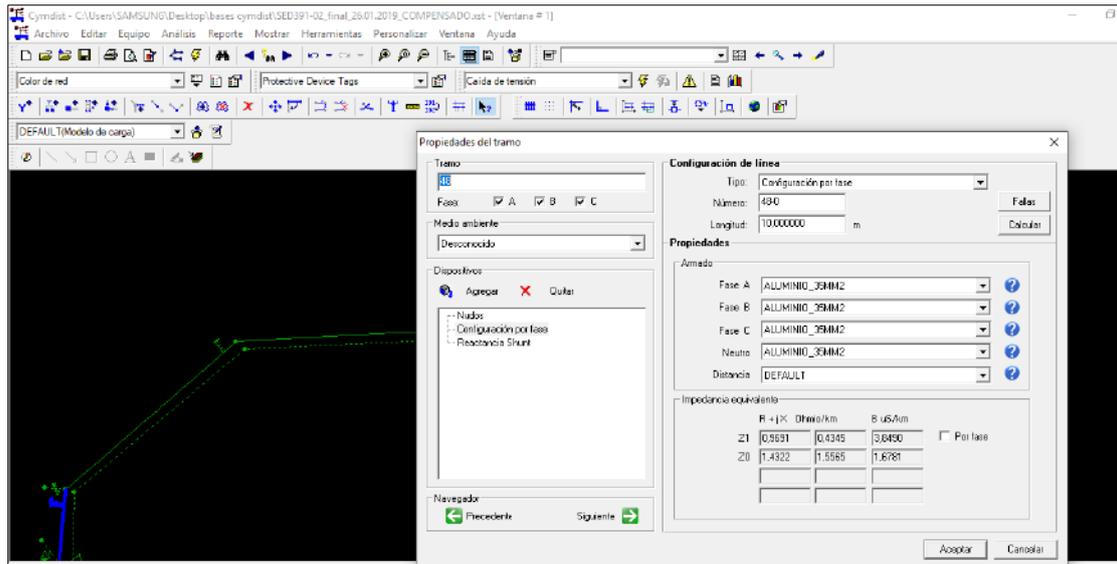


Figura 82. Visualización del cuadro de información sobre tipo de línea en Cymdist.

Fuente: Elaboración propia

Para el modelamiento de la carga se han considerado como punto de partida los kWh consumidos en cada tramo, y la cantidad suministros correspondientes a cada circuito. Con los parámetros encontrados del factor de carga y de los diagramas de carga (factor de potencia y máxima demanda) se realizó una distribución de carga balanceada y equitativa.

Para el modelamiento de alumbrado público, de manera similar, se toma la energía distribuida mensual en alumbrado público (kWh/mes), y se convierte en kW totales, los cuales serán divididos equitativamente entre la cantidad de circuitos de alumbrado público asociados a la SED.

3.2.1. Estimación de la Demanda para el caso de estudio SED 391-01. Para el cálculo de la demanda de cada cliente en el caso de estudio, se eligió del registro de balance de energía, un mes típico del año 2016 cuya demanda (kWh/Mes) sea cercana a la del 2017, para poder comparar la variación del efecto de la implementación del proyecto de compensación reactiva en BT de la SED. En este sentido, el mes elegido fue septiembre, en la Tabla 23. se muestran los registros de datos para septiembre del 2016 y del 2017.

a) Potencia distribuida para cada usuario:

La potencia distribuida para los usuarios de la SED 391-01, se calcula en base a datos del balance de energía en BT, para el mes de análisis de la siguiente manera:

$$P_{consumo} = \frac{kWh_{consumo}}{F_c \times T} \quad \text{Ec. 5.1}$$

$$MD_{cliente} = \frac{P_{consumo}}{\#usuarios} \quad \text{Ec. 5.2}$$

Siendo:

- kWh_{consumo} = Energía neta consumida por los clientes de la SED.
- fc = Factor de carga de la SED.
- T = Periodo de evaluación de datos.
- MD_{cliente} = Máxima demanda registrada por cliente (kW).
- #_{usuarios} = Cantidad de suministros asociados a la SED.

En este caso los valores son:

- kWh_{consumo} = 19329 hWh/mes (SED 391-01, septiembre 2016).
- $fc = 0,625$ (obtenido de los datos medidos de la SED 391-01).
- T = días x horas = 30 x 24 = 720 (setiembre 2016).

Obteniendo;

$$P_{consumo} = \frac{19329}{0,625 \times 720} = 42,885 \text{ kW/usuario}$$

Dato: La cantidad de suministros asociados a la SED 391-01, es de 120 usuario.

La M.D por cliente es de 0,358 kW.

La distribución de potencia (Pd) se ha realizado proporcional a los consumos de energía presentes en cada suministro. Para tomar este criterio se ha considerado el Fc igual para todos los usuarios, de acuerdo a los datos obtenidos de la medición de la SED 391-01 (ver Anexo B)

Tabla 23.

Datos de balance de energía BT – septiembre 2016 vs 2017

MEDICIONES SEPTIEMBRE 2016								
Código	Dirección	Total	Alumbrado	Energía Distrib.	Consumo Clientes	Número Clientes	Pérdida Energía	Porc. Pérdida
E101391 391-01	Urb. San Dionisio Jr. San Cristóbal	27181	834	26347	21429	120	4718,2	17,58
MEDICIONES SEPTIEMBRE 2017								
Código	Dirección	Total	Alumbrado	Energía Distrib.	Consumo Clientes	Número Clientes	Pérdida Energía	Porc. Pérdida
E101391 391-01	Urb. San Dionisio Jr. San Cristóbal	26212	728,9	25483,1	22780,9	120	3102,2	12,06

Fuente: Elaboración propia, en base a datos obtenidos del proyecto

b) Potencia distribuida para en alumbrado público PAP:

La potencia distribuida para cada circuito de alumbrado público, se determinará de la siguiente manera:

$$P_{alubrado} = \frac{kWh_{AP}}{T_{AP}} \quad \text{Ec. 5.3}$$

Siendo:

- kWh_{AP}= Energía consumida por el alumbrado público de la SED.
- TAP = Periodo en que se encuentra activo el alumbrado público.

En este caso los valores son:

- kWh_{AP}= 754 kWh/mes (SED 391-01, septiembre 2016).
- TAP = 11.5h x 30 días = 345.

Obteniendo;

$$P_{alubrado} = \frac{754}{345} = 2,185 \text{ kW/circuito}$$

Dato: Existen dos circuitos de alumbrado público asociados a la SED 391-01

La demanda por circuitos de alumbrado público es de 1,09 kW.

3.3.2. Estimación de KVAR compensados en SED 391-01. El alcance del proyecto de compensación reactiva BT, para la SED 391-01, consto en la implementación de condensadores BT de aluminio de 15 μF, intercalando entre el total de suministros de la SED 391-01, en este caso se implementaron un total de 60 condensadores.

La potencia reactiva (Q-VAr), asociada a un capacitor conectado a una fuente de tensión (V), se define de la siguiente manera:

$$Q_{capacitor} = 2 \times \pi \times f \times C \times V^2 \quad \text{Ec. 5.4}$$

Siendo:

- $Q_{capacitor}$ = Potencia reactiva para cada condensador (VAr).
- C = Capacidad del condensado en F (1 μF = 10⁻⁶ F).
- f = frecuencia de la red (Hz).
- V = Nivel de tensión conectado (V).

En este caso los valores son:

- $C = 15 \mu F = 15 \times 10^{-6} F$.
- $f = 60 \text{ Hz}$.
- $V = 220 \text{ V}$.

Obteniendo;

$$Q_{capacitor} = 2 \times \pi \times 60 \times 0,000015 \times (220)^2 = 273,7 \text{ VAr}$$

En el proyecto para la SED 391-01, se implementaron 60 condensadores, siendo la cantidad total de potencia reactiva implementada en la SED de 16,42 kVAr.

3.3. Modelamiento de datos para la simulación. Con el apoyo de las herramientas de edición del software CYMDIST, teniendo los resultados de las cargas en kW (suministros) y los datos de la compensación reactiva (condensadores BT implementados), se procede a ingresar estos valores dentro de los parámetros de las cargas del modelo realizado, procediendo a la distribución de la demanda en cada punto. También se ha tenido en cuenta el tipo de conexionado de la carga, dado el nivel de tensión es de 380-220 V la carga se conecta en estrella aterrada (YNG).

Importante: Se debe tener en cuenta que las cargas se han ingresado de forma balanceada, distribuidas entre las fases A, B y C. Así mismo, la distribución de los condensadores BT, se ha realizado de manera intercalada.

La tensión nominal de la fuente ha sido determinada como la tensión de despacho de 380/220 V.

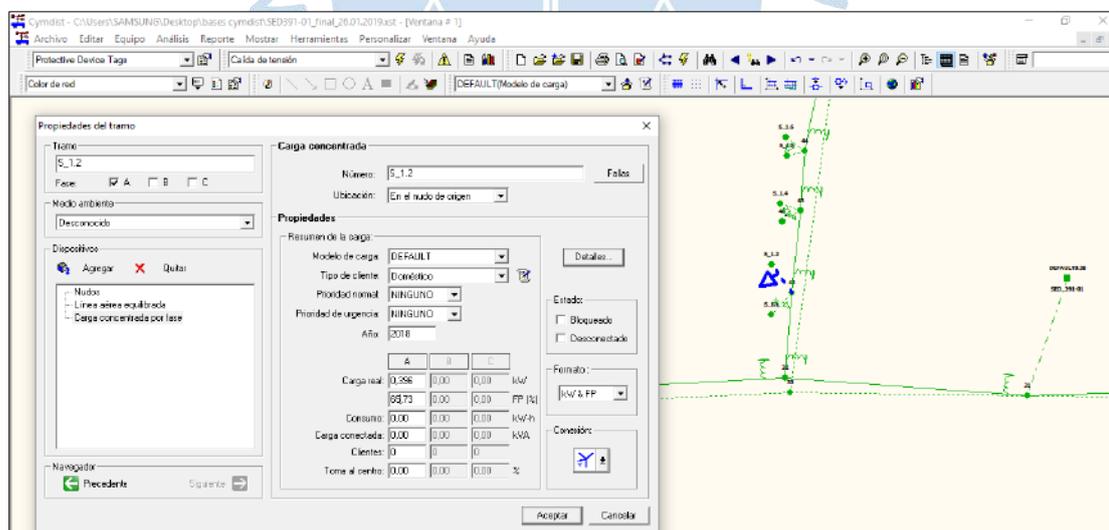


Figura 83. Visualización de cuadro de datos de parámetros para las cargas.

Fuente: Elaboración propia

a) Simulación del comportamiento red, mediante flujos de potencia:

Con la información técnica, y los datos calculados para la modelación de la carga distribuida del sistema en análisis, se procede a la simulación de los escenarios que se requieren para obtener los valores de operación del sistema y cuantificar las

pérdidas técnicas en los componentes del subsistema de distribución (SED 391-01). La cuantificación de las pérdidas de potencia se ha realizado mediante la simulación numérica de flujos de potencia utilizando como soporte el software de ingeniería CYMDIST 4.1 en el cual se ha modelado la topología de la subestación de distribución y características de red.

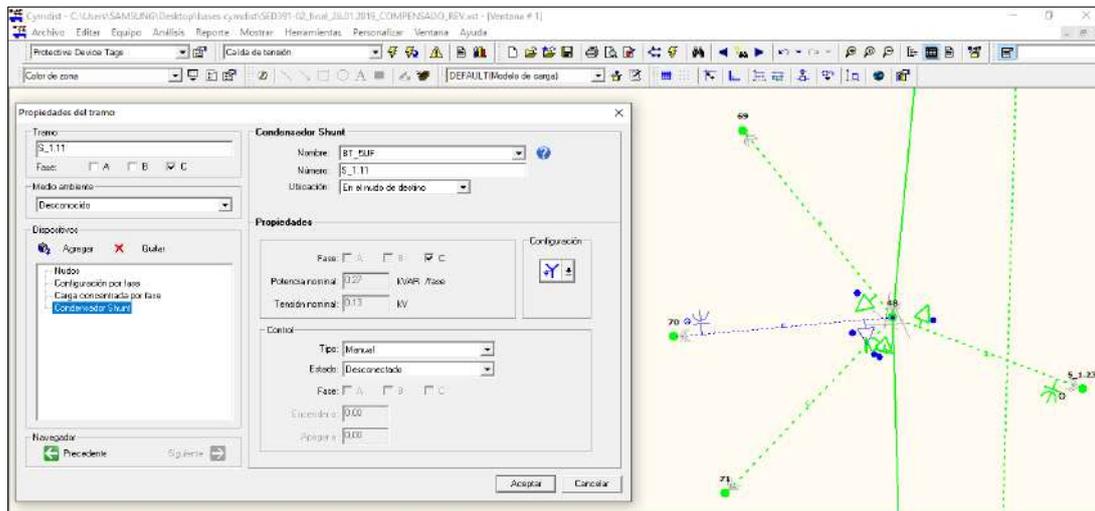


Figura 84. Visualización de cuadro de parámetros para compensación reactiva.

Fuente: Elaboración propia

Para iniciar la simulación de la red, se debe realizar la distribución de carga de la SED 391-01 y escoger el tipo de análisis a realizar, para este caso “caída de tensión”, indicar el método general – convencional y número máximo de iteraciones, la tolerancia del cálculo.

b) Reportes de los cálculos de flujo de potencia

Para visualizar los resultados después de realizada la simulación de los escenarios de operación que se requieren analizar, se debe configurar los parámetros que se quieren mostrar en el cuadro de resultados, de acuerdo al tipo de análisis que se realiza. Para este estudio se configuran los parámetros para obtener los valores de factor de potencia, cargabilidad, pérdidas de potencia, niveles de tensión.

Otra forma de visualizar los resultados es generando un reporte de cálculos, donde se mostrará un resumen de los datos más importantes de la red simulada. En la Figura 86. se visualiza un ejemplo de un resumen de reporte de dato generado.

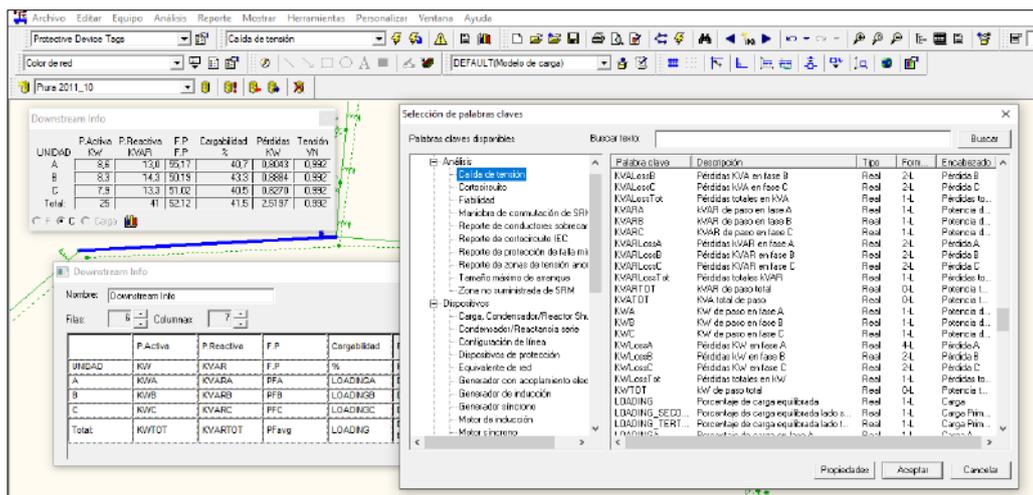


Figura 85. Visualización de parámetros a elegir para cuadro de resultados.
Fuente: Elaboración propia

4. Resultados de la simulación de la SED 391-01

Después de haber graficado, en Cymdist, la red del sistema de distribución secundario a trabajar (SED 391-01) y haber completado todos los parámetros de la red y cargas asociadas, con los datos obtenidos de los cálculos para casos de análisis, se procede a la simulación, a través de un flujo de carga de la red modelada, para obtener los correspondientes valores y resultados de operación para las condiciones simuladas.

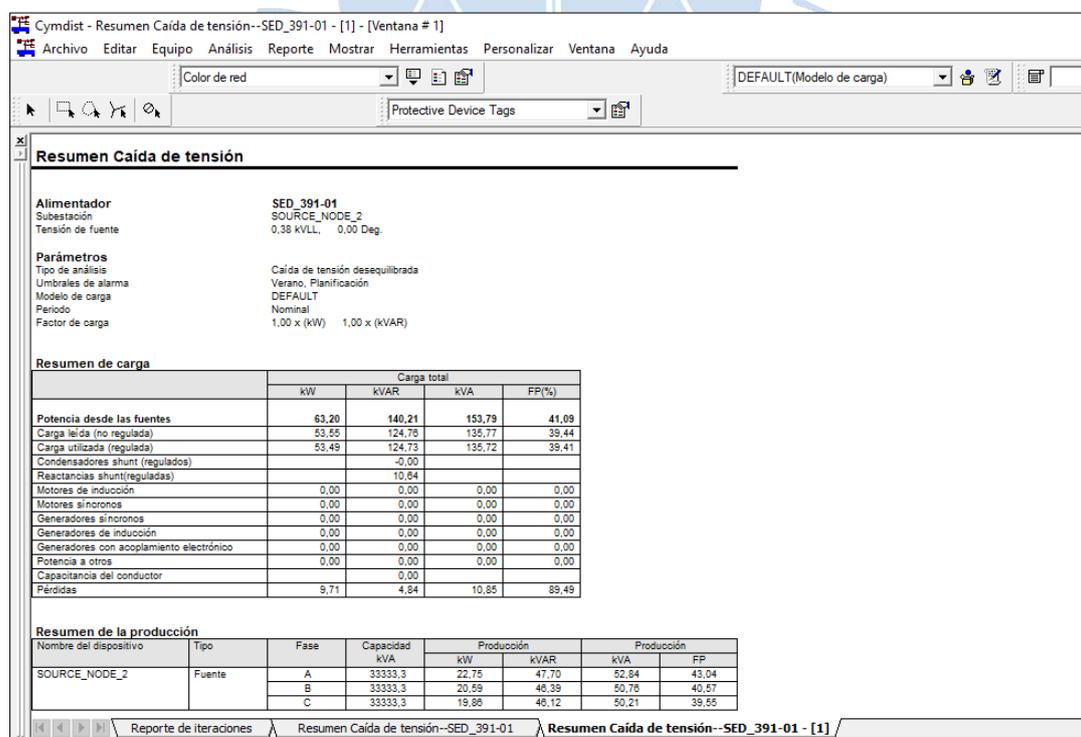


Figura 86. Visualización de reporte con resumen de resultados
Fuente: Elaboración propia

Para el estudio de los resultados del proyecto de compensación reactiva BT, y ver la influencia de este en la SED 391-01, se proceden a simular dos escenarios (A y B), con los datos de la SED para el periodo septiembre, sin compensación (año 2016) y con compensación (año 2017), los reportes de los resultados mostrados por el programa se muestran en los apéndices, al final del trabajo.

4.1. Descripción de los escenarios simulados de la SED 391-01:

- Escenario A, en este caso se simuló el comportamiento de la SED 391-01, para el periodo septiembre 2016, sin la instalación de condensadores (proyecto de compensación BT). Se considera los datos del balance de energía y distribución de carga balanceada.
- Escenario B, demanda del escenario A, pero cambiando la configuración de operación de la SED 391-01, se consideró la implementación del proyecto de compensación reactiva en baja tensión (valores se asemejan a los del periodo septiembre 2017).

4.2. Resultados de la simulación del escenario A. En la Figura 87. se muestran los cuadros de resultados, con los valores más relevantes de la simulación en los puntos críticos para poder visualizar los efectos del flujo de carga en la red BT simulada (SED 391-01).

De la evaluación de los resultados se puede observar que, para una potencia distribuida de 64,2 kW, se obtuvo unas pérdidas de potencia totales de 9,92 kW, una cargabilidad máxima de 7,7 % y una tensión mínima de 0,932 Vn, en la parte más crítica del circuito. Estos valores corresponden a simular la operación de la SED, en condiciones iniciales sin compensación reactiva (septiembre 2016).

En la Tabla 24. se han agrupado los resultados de la simulación para cada circuito de la SED en estudio, para el escenario A.

4.3. Resultados de la simulación del escenario B. En la Figura 88. se muestran los cuadros de resultados, con los valores más relevantes de la simulación en los puntos críticos para poder visualizar los efectos del flujo de carga en la red BT simulada (SED 391-01).

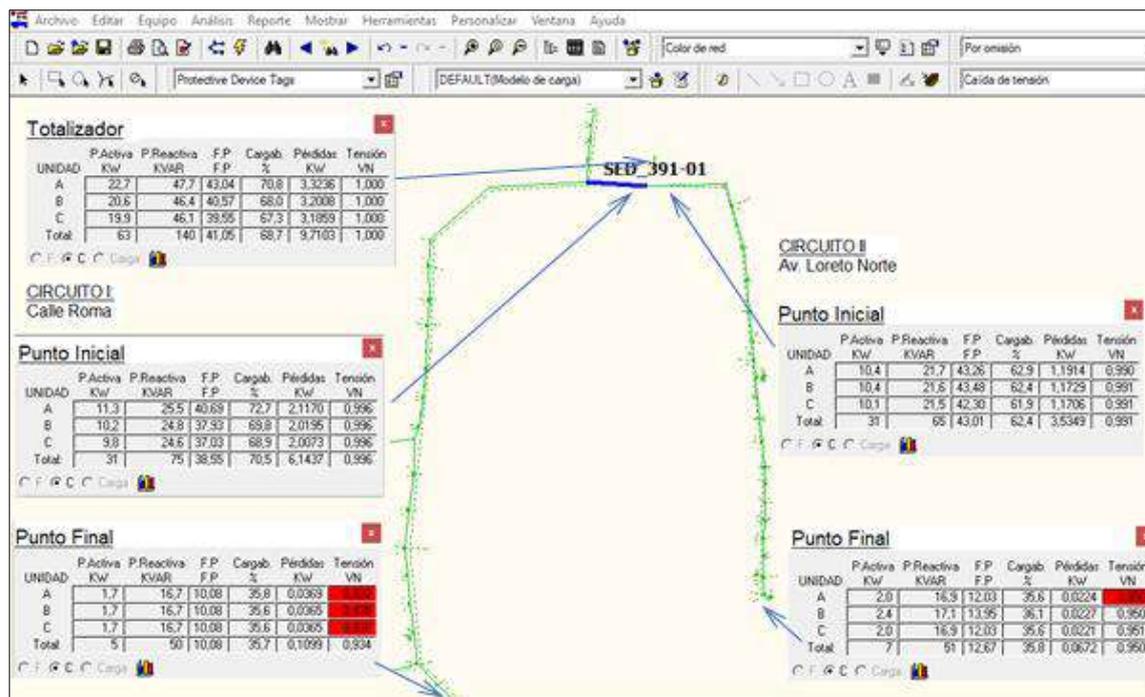


Figura 87. Cuadro de resultados de la simulación del escenario A.
Fuente: Elaboración propia

Tabla 24.
Resultados del escenario A

		SEPTIEMBRE AÑO 2016					
		P. Activa MAX.	P. Reactiva MAX.	Factor de Potencia	Pérdidas KW	Cargab. MAX.	Tensión MIN.
UNIDAD		KW	KVAR	%	KW	%	VN
CIRCUITO I	FASE A	11,3	25,5	40,7	2,117	72,7	0,932
	FASE B	10,2	24,8	37,9	2,019	69,8	0,935
	FASE C	9,8	24,6	37,2	2,007	68,9	0,937
	PROM.	10,4	25,0	38,6	2,048	70,5	0,934
CIRCUITO II	FASE A	10,4	21,7	43,3	1,192	62,9	0,950
	FASE B	10,4	21,6	43,5	1,273	62,4	0,950
	FASE C	10,1	21,5	42,3	1,171	61,9	0,951
	FASE C	10,3	21,6	43,0	1,212	62,4	0,934
ALUMBRADO PÚBLICO		2,0	0,5	97,0	0,212	6,0	0,986

Fuente: Elaboración propia, en base a resultados de simulación en software Cymdist.

De la evaluación de los resultados se puede observar que, para una potencia distribuida de 58,9 kW, se obtuvo unas pérdidas de potencia totales de 4,61 kW, una cargabilidad máxima de 45 % y una tensión mínima de 0,9482 Vn, en la parte más crítica del circuito. Estos valores corresponden a simular la operación de la SED, en condiciones con compensación reactiva (septiembre 2017).

En la Tabla 25. se han agrupado los resultados de la simulación para cada circuito de la SED en estudio, para el escenario B.

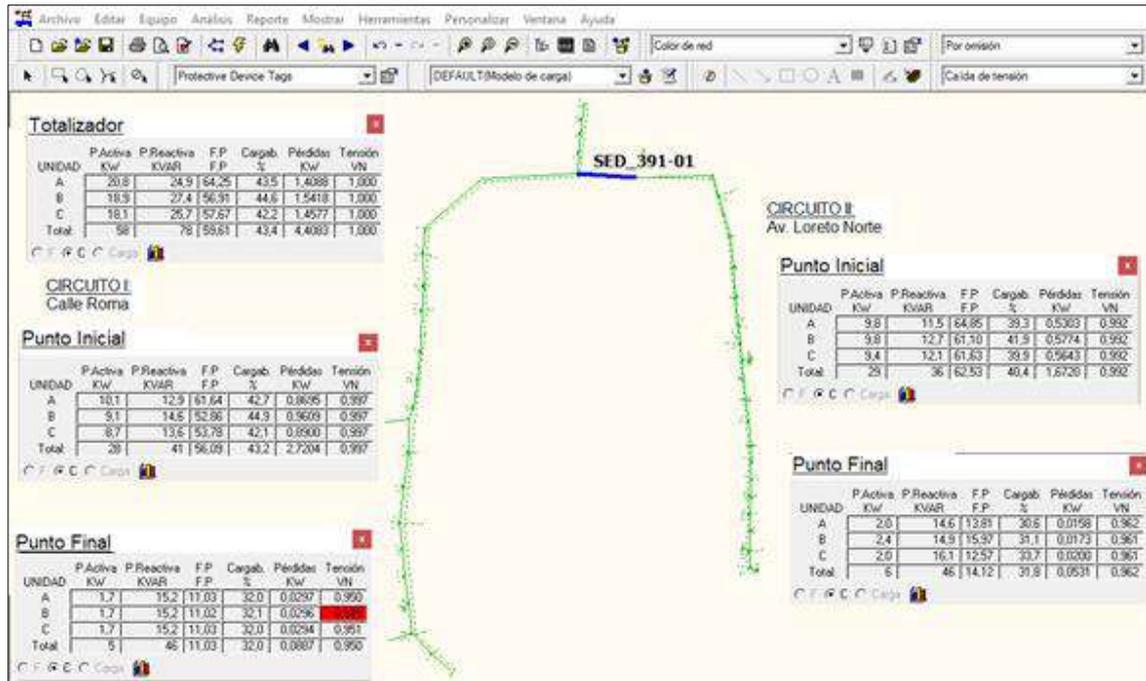


Figura 88. Cuadro de resultados de la simulación del escenario B.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 25.
Resultados del escenario B

		SEPTIEMBRE AÑO 2017					
		P. Activa MAX.	P. Reactiva MAX.	Factor de Potencia	Pérdidas KW	Cargab. MAX.	Tensión MIN.
UNIDAD		KW	KVAR	%	KW	%	VN
CIRCUITO I	FASE A	10,1	12,9	61,6	0,869	42,7	0,948
	FASE B	9,1	14,6	52,9	0,961	44,9	0,95
	FASE C	8,7	13,6	53,8	0,89	42,1	0,949
	PROM.	9,3	13,7	56,1	0,907	43,7	0,949
CIRCUITO II	FASE A	9,8	11,5	64,9	0,531	39,3	0,962
	FASE B	9,8	12,7	61,1	0,578	42,9	0,961
	FASE C	9,4	12,1	61,6	0,564	39,9	0,960
	FASE C	9,7	12,1	62,5	0,558	40,4	0,961
ALUMBRADO PÚBLICO		2,0	0,5	97,0	0,212	6,0	0,986

Fuente: Elaboración propia, en base a resultados de simulación en software Cymdist.

4.4. Comparación de resultados entre los escenarios A y B. Con los resultados obtenidos en la simulación de los escenarios A y B, se procede a realizar un análisis comparativo, que nos muestre de una mejor manera, la influencia del proyecto de compensación reactiva BT, determinando la variación de las pérdidas y reducción de la caída de tensión.

Para realizar este análisis es necesario calcular los siguientes parámetros:

Factor de pérdidas: f_{per}

$$f_{per} = 0,15 \times (fc) + (1 - 0,15) \times (fc)^2 \quad \text{Ec. 5.5}$$

Siendo:

f_c : Factor de carga de la SED = 0,626

- Energía Entregada: E. entr.

$$E. entr. = Demanda \times (f_c) \times T \quad \text{Ec. 5.6}$$

Siendo:

f_c : Factor de carga de la SED = 0,626

T : Periodo de análisis = 24x30

- Energía Pérdida: E. pérd.

$$E. pérd. = Demanda \times (f_{per}) \times T \quad \text{Ec. 5.7}$$

Siendo:

f_{per} : Factor de Pérdida de la SED = 0,427

T : Periodo de análisis = 24x30

- Porcentaje de Perdidas de Energía: % Pérd. Energía.

$$\% \text{ Pérd. Energía} = \frac{E. \text{pérd.}}{E. \text{entr.}} \times 100 \quad \text{Ec. 5.8}$$

La Tabla 26. muestran el resumen de los resultados comparativos de los escenarios, donde se ve que la tensión mínima para el primer escenario A, es de 0,932 Vn y un porcentaje de pérdidas de 11,09 %; mientras que para el escenario B, la tensión mínima es 0,949 Vn y un porcentaje de pérdidas de 5,42 %.

Tabla 26.

Análisis de resultados entre los escenarios A y B

ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA EN SED 391-01, EN EL PERIODO DE SEPTIEMBRE 2016 VS 2017												
	SED	DEM. MAX. (KW)	DEM. MAX. (kVAR)	F.P	TENS. MÍN. (p.u.)	CARG. MAX. (%)	Energía Entregada (MWH/mes)	Pérd. de Energía. Efecto Joule (MWH/mes)	Pérd. de Energía. Total (MWH/mes)	Pérd. de Energía %	Pérdidas Potencia (Kw)	% Perdidas Potencia
A	391-01	63	140	41	0,932	70,80	28,40	2,83	2,83	9,97	9,71	15,41
B	391-01	58	78	60	0,949	44,60	26,14	1,24	1,24	4,76	4,41	7,60

Nota: En ambos escenarios de análisis se empleó un nivel de tensión de 380 kV; un factor de carga de 0,626 y un factor de pérdidas de 0,427.

Elaboración propia, en base a resultados de simulación en software Cymdist.

Al analizar los resultados, de los escenarios A y B, se puede concluir que, para atender una misma necesidad de demanda, que se especifica en el escenario A para 120 usuarios (28395,36 kWh/mes), se requiere distribuir una menor cantidad de energía en el escenario B (26141,76 kWh/mes), dado que con la implementación del proyecto de compensación reactiva se aprovecha más la capacidad de la red eléctrica, disminuyendo las pérdidas.

En conclusión, con la implementación del proyecto de compensación reactiva BT, se tiene una mejora de los niveles de tensión entre el escenario A y B de 0,017 Vn (1,7%) y la reducción del porcentaje de pérdidas es de un 5,67 %.

Tabla 27.
Variación entre los escenarios A y B

	Niveles de Tensión Vn	Pérdidas Porcentuales %
Variación entre escenarios A y B	0,017	5,67

Elaboración propia, en base a resultados de simulación en software Cymdist.

5. Comentarios

- La simulación de la red eléctrica, presenta valores de pérdidas menores a la realidad, porque existen variables que no se pueden cuantificar, ni simular como las pérdidas debido a los hurtos de energía (conexiones clandestinas), las pérdidas ocasionadas por las condiciones de las redes debido a la falta de mantenimiento.
- De la evaluación de los resultados obtenidos por flujos de potencia, de la SED 391-01, se concluye que luego de implementar el proyecto de compensación reactiva en BT, se tiene una disminución de las pérdidas de energía en un 5,67 %; adicionalmente se tiene una mejora en los niveles de tensión del 1,7 %.
- La compensación reactiva, mejora la eficiencia de la red eléctrica, permitiendo atender mayor demanda, aumentando la capacidad de la línea, transformador y disminuyendo pérdidas.

Capítulo 6

Discusión de resultados

1. Comparación de resultados entre análisis de data y simulación - (SED 391-01)

Al analizar los resultados entre los dos métodos de evaluación, mediante la data de mediciones y el obtenido por flujo de potencia - simulación, se puede ver que las demandas kWh/mes, distribuidas en cada caso son similares, lo que garantizan manejar resultados parecidos de acuerdo a la realidad, corroborando la adecuada modelación de datos para la etapa de simulación. Se observan comportamientos parecidos en los resultados de ambos métodos de análisis.

La diferencia principal entre ambos métodos de análisis se encuentra en el orden de magnitud del porcentaje de las pérdidas de energía; observándose que son de mayor magnitud en el primer caso, esto se debe a que los datos de mediciones consideran todas las pérdidas, incluyendo las pérdidas no técnicas, aquellas que no se pueden cuantificar, debido a su naturaleza, ya sean porque provienen del mal estado de las redes (falta de mantenimiento) o por hurtos de energía no reportados (conexiones clandestinas). Estas pérdidas no han sido incluidas en el modelo, base para la simulación.

En el modelo realizado para la simulación, se ha considerado la distribución de cargas de forma homogénea entre las tres fases existentes, obteniendo un balanceo de cargas, lo cual no ocurre en la realidad, dado que por diversos motivos ya sea por la topología, problemas de conexión nuevos suministros, entre otros, no se puede confirmar un adecuado balance de cargas. Adicionalmente, se debe indicar que los suministros asociados a la SED, no tiene un consumo constante y homogéneo, por lo que el desbalance de cargas en la realidad se hace más notorio.

Comparando la variación del porcentaje de pérdidas, para los dos métodos de análisis empleados para la evaluación de la SED 391-01, se verifica que estos valores son parecidos. Siendo para el método, a base de los datos de medición un 5,52 % y para el método de simulación un 5,67 %.

La variación del porcentaje de las pérdidas de energía, es mayor en el método de análisis por simulación, esto quiere decir que se tiene una mayor reducción de pérdidas, esto se puede justificar, dado que la compensación reactiva, tiene mayores beneficios y efectos más marcados, cuando se trata de cargas con mejor distribución y balanceo.

El resumen de los resultados obtenidos en ambos métodos de análisis, se puede observar de forma comparativa, en la tabla 6.1, que se muestra a continuación.

Tabla 28.

Comparación de valores entre análisis de datos y simulación

	DATOS SED 391-01	
	Base de Datos Mediciones	Resultados Simulación
Caso I - SEP 2016: Energía entregada sin compensación (kWh/mes)	27181,42	28395,36
Caso II - SEP 2017: Energía entregada sin compensación (kWh/mes)	26212,33	26141,76
Pérdidas de energía Caso I (kWh/mes)	4718,15	3148,25
Pérdidas de energía Caso II (kWh/mes)	3102,2	1416,67
% Pérdidas - Caso I	17,58%	11,09%
% Pérdidas - Caso II	12,06%	5,42%
Variación % pérdidas (Caso I - Caso II)	5,52%	5,67%

Fuente: Elaboración propia de resultados

Podemos concluir que, la reducción de las pérdidas técnicas del sistema, son alrededor de un 5,6 %, comprobándose tanto en el método de evaluación de data, como el método de simulación.

2. Valoración del proyecto de compensación BT, ejecutado por ENOSA

Los condensadores proporcionan parte de la energía reactiva, requerida en los sistemas de distribución, de acuerdo a las necesidades de la carga asociada, descargando la instalación desde el punto de conexión, aguas arriba. Como consecuencia es posible aumentar la potencia disponible en el secundario de un transformador MT/BT (mayor capacidad de distribución de energía en la SED), así como mejorar los niveles de tensión.

Es óptimo el instalar la compensación junto a la carga, y de eso trato el presente estudio, de implementar condensadores en las cajas de los medidores de energía eléctrica de

distribución de los clientes residenciales de BT. La instalación de condensadores redujo el consumo de energía reactiva entre la fuente y los receptores.

Para obtener mayor provecho de la compensación reactiva en las redes eléctricas, se deben mejorar el balanceo y distribución de las cargas entre fases, para equilibrar la demanda, y poder obtener una compensación reactiva más uniforme, con mejores beneficios. Se debe evaluar las zonas más convenientes para su implementación de acuerdo a las características de consumo del sector, para poder obtener los mejores beneficios de esta compensación y reducir lo más posibles las pérdidas técnicas de energía.

Estos condensadores estarían conectados en todo momento si se instala en los medidores, por lo tanto, el cálculo del valor óptimo de la unidad del condensador es muy importante porque si el condensador es más grande que el óptimo, las pérdidas aumentarían.

Las nuevas tecnologías LED, muestra una reducción de la potencia reactiva y una notable reducción de la potencia activa, lo que muestra muy buenos resultados de reducción de la potencia aparente. Si se realiza un análisis de la mejora en el factor de potencia, vemos que esta se produce en la instalación de tubos LED a partir de una reducción notable en el factor de desplazamiento: $7,25^\circ$ capacitivos respecto de los $55,14^\circ$ inductivos. En su conjunto el factor de potencia y el consumo del sistema de iluminación presentan ventajas notables al aplicar este nuevo tipo de tecnologías. Por esto, en un futuro de maximizarse el consumo en tecnología LED en hogares residenciales, que se encuentren dentro del radio de atención de las SED's, donde se haya implementado el proyecto de compensación reactiva, se deberá monitorear para controlar que no existan problemas de sobrecompensación, al inyectarse mayor reactivo que el requerido por el sistema en sus nuevas condiciones de operación (cargando el sistema capacitivamente), lo que generaría nuevas pérdidas de energía en el sistema, jugando en contra del propósito original del proyecto de compensación, adicionalmente se podrían observar sobretensiones en algunas partes del sistema asociado a la SED.

Desde el punto de vista técnico, es rentable la implementación del proyecto, recomendándose continuar con su implementación, ya que se logra disminuir las pérdidas

técnicas de energía entre un 3 - 6,6 % (dependiendo del FU y de la distribución de las cargas SED) y mejora los niveles de tensión en 1,7 %.

La rentabilidad de este proyecto, no solo se trata de los beneficios económico inmediatos que se pueden obtener en las reducciones de las pérdidas técnicas de energía en baja tensión, sino también contribuyen a optimizar y poner eficiente las redes eléctricas, mejorando el perfil de distribución, con poca inversión, para que cumplan con los estándares internacionales y conforme lo exige la ley de concesiones eléctricas del Perú (mayor aprovechamiento de redes y mejor calidad de producto).

Quedan por definir y realizar un análisis económico de flujo de carga, comparando las ventajas y desventajas asociadas a la inversión del proyecto, ahorros que genera (reducción de las pérdidas y multas por mala calidad de tensión) versus los costos asociados (material, mano de obra para la implementación y mantenimiento). Con esto se determinan el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno de la inversión del proyecto (TIR), relación beneficio/costo (B/C), periodo de recuperación del capital (PR), indicadores de la rentabilidad económica del proyecto, logrando tener un mayor panorama de la importancia, influencia y beneficios del proyecto, determinando la viabilidad comercial del proyecto, para establecer si es o no conveniente ampliar su alcance y replicarlo en una mayor cantidad de Subestaciones de Distribución, de este modo poder lograr implementar el proyecto en todas las zonas donde se requiera, maximizando sus beneficios.

Conclusiones

- La valoración de los resultados obtenidos a través de los dos métodos de análisis, concluyen que de las muestras observadas después de implementado el proyecto de compensación reactiva BT, se obtienen disminución de las pérdidas técnicas de energía entre un 3-6,6 %, de acuerdo a las características de cada sistema, y una mejora del 1,7 % en los niveles de tensión mínima de cada circuito asociado a la SED.
- El proyecto ofrece mayores beneficios, maximizando la eficiencia de la compensación reactiva BT, cuando se implementa en SED's que tenga un Factor de Utilización (FU) entre el 60-90 %. Al trabajar en SED's con FU por debajo del 50%, no se aprovecha el total de kVAr inyectados a la SED de forma fija y continua; y al trabajar con SED's con FU mayor al 100 % (transformadores operando en sobrecarga), aparecen nuevas pérdidas relacionadas al funcionamiento de la SED, incrementando el porcentaje de pérdidas.
- Los condensadores BT, estarían conectados en todo momento, dado que se instalan en los medidores, por lo tanto, el cálculo del valor óptimo de la unidad del condensador es muy importante porque si el condensador es más grande que el óptimo, las pérdidas aumentarían. Además, dado los avances tecnológicos y al incremento del uso de tecnología LED, es necesario hacer un estudio de calidad de la energía en el sistema a compensar, para evitar problemas de sobrecompensación.
- Una ventaja de compensar en baja tensión es que no requiere de grandes inversiones ni equipos complejos, es fácil su instalación y es una compensación focalizada.
- Es técnicamente recomendable continuar con la implementación del proyecto de compensación reactiva en baja tensión, dado que optimiza y pone eficiente las redes eléctricas de distribución. La ventaja de compensar en baja tensión BT, es que adicional a bajar las pérdidas en ese nivel de tensión se estarían bajando también las pérdidas en media tensión MT y en alta tensión AT (transmisión).
- Para mejorar la calidad de energía en usuarios residenciales y reducir las pérdidas técnicas, se deben reorganizar la distribución de cargas de una manera más eficiente, equilibrando las cargas entre sus fases, adicionalmente se deben reducir los radios de acción de las Subestaciones de distribución (SED), con la finalidad de aliviar los conductores que se encuentran con cargas; se recomienda tener radios de acción como máximo de 300 m en 220 V y 400 m en 380 V, y ubicar las SED, en el centro de carga.



Recomendaciones

- Comprobar y corregir el funcionamiento de los equipos de medición en baja tensión, para poder contar con datos precisos y correctos de los balances de energía BT; actualizar las máximas demandas de las Subestaciones de Distribución, así como los datos de empadronamientos, correcta asociación de suministros con sus correspondientes circuitos de atención; logrando mantener un buen control y seguimiento de las variaciones de las pérdidas de energía reales en los sistemas y poder determinar las zonas donde se requiera aplicar el proyecto de compensación reactiva BT, con mayor urgencia.
- Para obtener mejores resultados de ahorro de energía, con el proyecto de compensación reactiva BT, para un sistema de distribución, es necesario efectuar un estudio de la red a intervenir, en base a las características del sistema eléctrico (concentración de cargas, consumo y potencias de energía, factor de utilización, porcentaje de instalaciones con redes aéreas o subterráneas, etc.), para determinar y dimensionar la correcta capacidad de los condensadores a instalar, así como la cantidad de equipos a utilizar, evitando realizar sobrecompensaciones. Con este estudio se encontraría las mejores condiciones de operación, para disminuir las pérdidas del sistema, teniendo en cuenta que la compensación del proyecto es fija, a través de condensadores BT conectados en los suministros, se debe considerar la variación de demanda que no es constante durante todo el tiempo, existiendo periodos de máximo y mínimo consumo; en este sentido, es importante establecer un criterio para encontrar el punto óptimo que permita garantizar una adecuada compensación de energía reactiva, garantizando un ahorro de pérdidas, sin excesos que ocasionen sobrecompensación, originando nuevas pérdidas de energía.
- Complementar el trabajo de investigación, bajo un enfoque económico, con un análisis de flujo, para determinar los beneficios y costos económicos asociados, así como los demás indicadores de rentabilidad del proyecto, definiendo su viabilidad comercial determinando la mejor manera de ampliar su alcance y maximizar sus beneficios.



Referencias Bibliográficas

- AECA Group – Barcelona (2014). Artículo Corrección de energía reactiva. Recuperado de: <http://aecagroup.com/baterias-de-compensacion-reactiva-html/>
- Albornozy Yáñez, J. (2003). Tesis: Análisis de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución de Arequipa. Universidad de Piura.
- Balcells, J., Autonell, J., Barra, V., Brossa, J., Fornieles, F., Garcia, B., Ros, J. & Serra, J. (2012). Eficiencia en el uso de la energía eléctrica. Circuitos S.A. & Marcombo S.A.
- Balcells S., Josep. Calidad y uso racional de la energía eléctrica. Circutor S.A. 2da edición (2001).
- Cenergia SAC (2016). Estudio sobre la evaluación de pérdidas técnicas en BT (baja tensión) y MT (media tensión) para ENOSA – ELECTRONOROESTE S.A.
- CLAS Ingeniería Eléctrica S.A (agosto 2010). Las ventajas de compensar con bancos estáticos. Electro Industria y Soluciones Tecnológicas para la Minería, Energía e Industria. Recuperado de: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1444&srch=&act=4&tip=7>
- Clavijo Flores, F. G. (febrero 2015), Tesis: Análisis de factibilidad para la compensación de reactivo en función del mínimo de pérdidas en redes de distribución. Universidad Politécnica Salesiana – Sede Quito. Recuperado de: <https://pdfs.semanticscholar.org/bed8/6ee54acb2d364cd70f71a586c12ae06ed3f8.pdf>
- Consorcio Salitral (2017). Informe de ejecución de proyecto de compensación reactiva BT, implementado en ENOSA.
- Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-EM. Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento. Actualizado febrero 2013. Recuperado de: <http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-zhz3t10ozqz-Ley de concesiones 2.pdf>
- De la Cruz Sandoval, R. & García Carpio, R. (2003). La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política. Consorcio de Investigación Económica y Social Proyectos Breves. Recuperado de: <http://cies.org.pe/sites/default/files/investigaciones/problematika-de-la-actividad-de-transmision-de-energia-y-opciones-de-politikas.pdf>
- Del Rosso, A. & Ghia, A. (diciembre 2013), Reducción de Pérdidas en Sistemas de Transmisión y Distribución, Informe técnico Cámara Argentina de la Construcción.
- Eléctricos JS & AC S.A.S (2017) – Bogotá Colombia; Lección Dos: Descripción de las Redes Eléctricas. Recuperada de: <https://electricosjs.com.co/descripcion-de-las-redes-electricas/#1489522740337-a9be2f3a-cdca>
- Enel Perú 2018, Glosario. Recuperado de: <https://www.enel.pe/es/ayuda/glosario.html>
- Fornieles, F. (2012-02). Compensación de la energía reactiva y filtrado de armónicos. *Revista virtual Novedades R -CIRCUTOR* (p.18-19). Recuperado de: http://circutor.com/docs/Apl_SP-compensacionBT-MT.pdf
- Gómez Morales, E. (2009). Tesis: Compensación de Potencia Reactiva. Instituto Politécnico Nacional de México, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Unidad Profesional Adolfo López Mateos.
- Grajeda Puelles, L. (2014). Proceso de cálculo del valor agregado de distribución (VAD) y cargos fijos. Recuperado de:

- <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2014/Informe-No.0328-2014-GART.pdf>
- Grupo Distriluz. Memoria anual 2016 – ENOSA. Recuperado de:
<http://www.distriluz.com.pe/transp/ftp/ensa/otros/memorias/memo-2016-ENOSA.pdf>
 - Herzab (2015), Diagnóstico de pérdidas técnicas en alimentadores BT – ENOSA.
 - Jiménez Romero, S. J. (2005). Tesis: Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica. Universidad Nacional de Ingeniería.
 - Merlin Gerin, una marca de Schneider Electric. Compensación de energía reactiva y filtrado de armónicos baja y media tensión. Recuperado de:
http://www.construmatica.com/archivos/28205/distribucion_electrica_en_baja_tension/baterias_y_condensadores_baja_tension/catalogo_tarifa_compensacion_de_energia_reactiva_y_filtrado_de_armonicos.pdf
 - Mujal, R. M. (2015). Cálculo de líneas y redes eléctricas. Universidad Politécnica de Cataluña BARCELONTECH.
 - Nizama Sosa, J. R. (1990). Tesis: Evaluación de los costos por pérdidas de energía en los conductores de una red eléctrica de distribución. Universidad de Piura.
 - Orellana Malavé, I. A. & Ramón Pineda, P. A. (agosto 2017). Tesis: Determinación de los factores de carga y pérdidas en transformadores de distribución por estratos de consumo en el área de concesión de la empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca. Recuperado de:
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/14767/1/UPS-CT007257.pdf>
 - Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin, Año 2016 - Equipo de redactores: Carlos Alberto Miranda Velásquez / Carlos Renato Salazar Ríos / Donald Barboza Garaundo / Edison Alex Chávez Huamán / Thais Chavez Porta / Ernesto Guevara Ccama / Diego Alonso Marino Negron / Yahaira Valdivia Zegarra / Carlos Aguirre Zurita / Ricardo De La Cruz Sandoval; “La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país”; Recuperado de:
[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf)
 - Organización Latinoamericana de Energía –OLADE (1990). Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas. Primera edición, Universidad Nacional de Colombia.
 - Prieto, C., Gallardo, D. & Hugh Rudnick V. Aplicación de FACTS en el Sistema Eléctrico Chileno (mayo 2007) Recuperado de:
<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno07/FACTS/FACTS.htm>
 - Ramos Salazar, J. R. (2016). Tesis: Determinación y análisis de pérdidas técnicas en alimentadores de media tensión en la concesión de Electronoroeste. Universidad de Piura.
 - Resolución Ministerial N° 037-2006-MEM-DM. Código Nacional de Electricidad Utilización (Suministro 2011). Recuperado de:
<http://www.pqsperu.com/Descargas/NORMAS%20LEGALES/CNE.PDF>
 - RTR Energía S.L. Compensación de Energía Reactiva y Eficiencia Energética. Recuperado de:
<http://fotosdeelectricidad.es/wp-content/uploads/2012/11/CORRECCI%C3%93N-DEL-FACTOR-DE-POTENCIA.-RTR.pdf>

- Secretaría de Energía – República Argentina. Conceptos sobre Energía, publicado el 2003. Recuperado de:
https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/publicaciones/conceptos_energia.pdf
- Stevenson, W. D. (1995). Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. Editorial: Mcgraw – Hill
- Tama, A. (septiembre 2028), Las Pérdidas de Energía Eléctrica, Artículo Técnico, publicado por Sector Electricidad.com. Recuperado de:
<http://www.sectorelectricidad.com/20860/las-perdidas-de-energia-electrica/>
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & Vilches, C. (Editores) (2016). La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. Osinergmin. Lima, Perú. Recuperado de:
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25años.pdf
- Tupak, D. (2015) Electricidad, la ciencia más importante y la que debería despertar más afición de todas; respuesta a ¿Que significa trifásica, bifásica y monofásica?, del blog de todoexpertos. Recuperada de:
<https://www.todoexpertos.com/preguntas/5wtslb5irs3ivx9j/que-es-trifasica-bifasica-y-monofasica-caracteristicas-ejemplos>
- Unidad de Control de Pérdidas (UCP) – ENOSA (2015-2017). Balance de energía en baja Tensión.
- Vásquez Reyes, P. J. (mayo 2011). Tesis: Selección óptima de los nodos del sistema eléctrico de potencia nacional para instalación de compensación reactiva. Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica. Recuperado de:
http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0170_ME.pdf



Apéndices





A. Resultados de la Simulación del “Escenario A”

A.1. Comportamiento de la SED 391-01, para periodo septiembre 2016, sin instalación de compensación reactiva BT.

	Nombre del Tramo	Cargabilidad %	Potencia de paso (kW)	Potencia de paso (kVAr)	VA (%)
SED_391-01	INI	70,8	22,7	47,7	99,97
SED_391-01	A_1.1	3,9	1	0,5	99,92
SED_391-01	A_1.2	3,9	1	0,5	99,83
SED_391-01	A_1.3	3	1	0,5	99,78
SED_391-01	A_1.4	3	1	0,5	99,67
SED_391-01	A_1.5	3	1	0,5	99,57
SED_391-01	A_1.6	3	1	0,5	99,47
SED_391-01	A_1.7	3	1	0,5	99,36
SED_391-01	3	3	0,9	0,5	99,36
SED_391-01	A_1.8	0	0	0	99,36
SED_391-01	A_1.B	0	0	0	99,92
SED_391-01	A_2,1	0	0	0	99,97
SED_391-01	A_2.2	0	0	0	99,97
SED_391-01	A_2.3	0	0	0	99,97
SED_391-01	A_2.4	0	0	0	99,97
SED_391-01	A_2.5	0	0	0	99,97
SED_391-01	T_1.1	72,7	11,3	25,5	99,56
SED_391-01	42	5,8	1,4	1,2	99,54
SED_391-01	43	3,1	0,7	0,7	99,53
SED_391-01	44	2,9	0,7	0,6	99,53
SED_391-01	45	2,7	0,7	0,5	99,52
SED_391-01	S_1.7	1,3	0,4	0,2	99,52
SED_391-01	S_1.8	1,3	0,4	0,2	99,52
SED_391-01	S_1.1	1,3	0,4	0,2	99,54
SED_391-01	S_1.2	1,3	0,4	0,2	99,54
SED_391-01	T_1.2	67,6	9,7	23,9	98,94
SED_391-01	T_1.3	49,4	9,4	23,4	98,33
SED_391-01	48	71,6	9,3	22,9	97,92
SED_391-01	49	70,1	8,8	22,4	97,53
SED_391-01	50	68,6	8,3	22	97,14
SED_391-01	51	67,2	7,9	21,5	96,77
SED_391-01	52	66,7	7,7	21,3	96,54
SED_391-01	78	63,6	6,6	20,5	96,33
SED_391-01	53	63,3	6,5	20,4	96,13
SED_391-01	79	62,1	6,1	20	95,93
SED_391-01	54	61,7	6	19,9	95,73
SED_391-01	80	60,5	5,6	19,5	95,54
SED_391-01	57	0	0	0	95,54

	Nombre del Tramo	Cargabilidad %	Potencia de paso (kW)	Potencia de paso (kVAr)	VA (%)
SED_391-01	58	60,2	5,6	19,4	95,16
SED_391-01	59	57,5	4,7	18,6	94,82
SED_391-01	60	56	4,3	18,1	94,49
SED_391-01	62	55,1	3,8	17,9	94,23
SED_391-01	63	54,3	3,4	17,6	93,99
SED_391-01	64	53,5	3	17,4	93,76
SED_391-01	65	52,7	2,5	17,2	93,53
SED_391-01	66	0	0	0	93,53
SED_391-01	67	36,3	2,1	16,9	93,34
SED_391-01	68	35,8	1,7	16,7	93,15
SED_391-01	REACTIVA1	35,8	1,7	16,7	93,15
SED_391-01	S_1.56	0,9	0,4	0,2	93,34
SED_391-01	S_1.53	1,3	0,4	0,2	93,53
SED_391-01	S_1.49	1,3	0,4	0,2	93,76
SED_391-01	S_1.46	1,3	0,4	0,2	93,99
SED_391-01	S_1.43	1,3	0,4	0,2	94,23
SED_391-01	S_1.40	1,3	0,4	0,2	94,49
SED_391-01	S_1.37	1,2	0,4	0,2	94,82
SED_391-01	S_1.22	1,2	0,4	0,2	95,16
SED_391-01	S_1.34	1,2	0,4	0,2	95,16
SED_391-01	S_1.29	1,2	0,4	0,2	95,73
SED_391-01	S_1.26	1,2	0,4	0,2	96,13
SED_391-01	S_1.19	1,2	0,4	0,2	96,54
SED_391-01	S_1.20	1,2	0,4	0,2	96,54
SED_391-01	S_1.21	1,2	0,4	0,2	96,54
SED_391-01	S_1.16	1,2	0,4	0,2	97,14
SED_391-01	S_1.13	1,2	0,4	0,2	97,53
SED_391-01	S_1.23	1,2	0,4	0,2	97,92
SED_391-01	T_2.1	62,9	10,4	21,7	99,04
SED_391-01	82	48	10,1	21,7	98,75
SED_391-01	83	47,3	9,6	21,4	98,45
SED_391-01	84	46,7	9,2	21,2	98,17
SED_391-01	85	46,7	9,2	21,1	97,81
SED_391-01	86	46	8,7	20,8	97,46
SED_391-01	87	45,3	8,3	20,6	97,11
SED_391-01	88	44,7	7,9	20,3	96,89
SED_391-01	89	44	7,5	20,1	96,68
SED_391-01	90	42,7	6,7	19,6	96,48

	Nombre del Tramo	Cargabilidad %	Potencia de paso (kW)	Potencia de paso (kVAr)	VA (%)
SED_391-01	91	42,7	6,7	19,6	96,27
SED_391-01	92	42,1	6,3	19,4	96,07
SED_391-01	93	41,4	5,9	19,1	95,88
SED_391-01	7	40,2	5,1	18,7	95,73
SED_391-01	9	39,6	4,7	18,4	95,59
SED_391-01	10	39	4,3	18,2	95,45
SED_391-01	11	38,4	3,9	18	95,32
SED_391-01	12	37,2	3,2	17,5	95,2
SED_391-01	13	36,7	2,8	17,3	95,07
SED_391-01	14	35,6	2	16,9	94,96
SED_391-01	17	35,1	1,7	16,7	94,96
SED_391-01	S_2.61	0,9	0,4	0,2	94,96
SED_391-01	S_2.55	0,9	0,4	0,2	95,07
SED_391-01	S_2.58	0,9	0,4	0,2	95,07
SED_391-01	S_2.52	0,9	0,4	0,2	95,2
SED_391-01	S_2.46	0,9	0,4	0,2	95,32
SED_391-01	S_2.49	0,9	0,4	0,2	95,32
SED_391-01	S_2.43	0,2	0,4	0,2	95,45
SED_391-01	S_2.40	0,9	0,4	0,2	95,59
SED_391-01	S_2.37	0,9	0,4	0,2	95,73
SED_391-01	S_2.31	0,9	0,4	0,2	95,88
SED_391-01	S_2.34	0,9	0,4	0,2	95,88
SED_391-01	S_2.28	0,9	0,4	0,2	96,07
SED_391-01	S_2.25	0,9	0,4	0,2	96,27
SED_391-01	S_2.19	0,2	0,4	0,2	96,68
SED_391-01	S_2.22	0,9	0,4	0,2	96,68
SED_391-01	S_2.16	0,9	0,4	0,2	96,89
SED_391-01	S_2.13	0,2	0,4	0,2	97,11
SED_391-01	S_2.10	0,9	0,4	0,2	97,46
SED_391-01	S_2.7	0,8	0,4	0,2	97,81
SED_391-01	S_2.4	0,8	0,4	0,2	98,45
SED_391-01	S_2.1	0,8	0,4	0,2	98,75

A.2. Reporte resumen de resultados en Cymdist – Escenario A

Cymdist - Resumen Caída de tensión--SED_391-01 - [Ventana # 1]

Archivo Editar Equipo Análisis Reporte Mostrar Herramientas Perso

Color de red Protective Device Tags

Resumen Caída de tensión

Alimentador SED 391-01
 Subestación SOURCE NODE 2
 Tensión de fuente 0,38 kVLL, 0,00 Deg.

Parámetros
 Tipo de análisis Caída de tensión desequilibrada
 Umbrales de alarma Verano, Planificación
 Modelo de carga DEFAULT
 Período Nominal
 Factor de carga 1,00 x (kW) 1,00 x (kVAR)

Resumen de carga

	Carga total			
	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Potencia desde las fuentes	83,20	140,21	163,78	41,08
Carga leída (no regulada)	53,55	124,76	135,77	39,44
Carga utilizada (regulada)	53,49	124,73	135,72	39,41
Condensadores shunt (regulados)		-0,00		
Reactancias shunt (reguladas)		10,64		
Motores de inducción	0,00	0,00	0,00	0,00
Motores síncronos	0,00	0,00	0,00	0,00
Generadores síncronos	0,00	0,00	0,00	0,00
Generadores de inducción	0,00	0,00	0,00	0,00
Generadores con acoplamiento electrónico	0,00	0,00	0,00	0,00
Potencia a otros	0,00	0,00	0,00	0,00
Capacitancia del conductor		0,00		
Pérdidas	9,71	4,84	10,85	89,49

Resumen de la producción

Nombre del dispositivo	Tipo	Fase	Capacidad kVA	Producción		Producción	
				kW	kVAR	kVA	FP
SOURCE NODE 2	Fuente	A	33333.3	22,75	47,70	52,84	43,04
		B	33333.3	20,59	46,39	50,76	40,57
		C	33333.3	19,86	46,12	50,21	39,55

Condiciones anormales

	Fase	Conteo	Peor caso	%
Sobrecarga	A	0	T 1.1	72,65
	B	0	T 1.1	69,85
	C	0	48	69,37
Subtensión	A	40	68	93,15
	B	30	68	93,51
	C	30	68	93,66
Alta tensión	A	0	SED 391-01	100,00
	B	0	SED 391-01	100,00
	C	0	SED 391-01	100,00

Costo de las pérdidas del sistema
 Factor de carga del alimentador 100,0 %
 Costo anual 2,55 k\$/año

Estudio C:\Users\SAMSUNG\Desktop\bases cymdist\SED391-01 final 26.01.2019.xst
 Compañía
 Autor

Reporte de iteraciones Caída de tensión - Completa SED_391-01

Conectado a Piura 2011_10 (Base de datos Access C:\Users\SAMSUNG\Desktop\bases c

B. Resultados de la Simulación del “Escenario B”

B.1. Considerando la implementación del proyecto de compensación reactiva en baja tensión (valores se asemejan a los del periodo septiembre 2017).

	Nombre del Tramo	Cargabilidad %	Potencia de paso (kW)	Potencia de paso (kVAr)	VA (%)
SED_391-01	INI	43,5	20,8	24,9	99,98
SED_391-01	A_1.1	3,9	1	0,5	99,93
SED_391-01	A_1.2	3,9	1	0,5	99,84
SED_391-01	A_1.3	3	1	0,5	99,79
SED_391-01	A_1.4	3	1	0,5	99,68
SED_391-01	A_1.5	3	1	0,5	99,58
SED_391-01	A_1.6	3	1	0,5	99,48
SED_391-01	A_1.7	3	1	0,5	99,37
SED_391-01	3	3	0,9	0,5	99,37
SED_391-01	A_1.8	0	0	0	99,37
SED_391-01	A_2.5	0	0	0	99,98
SED_391-01	T_1.1	42,7	10,1	12,9	99,67
SED_391-01	42	4,6	1,4	-0,4	99,66
SED_391-01	43	2,2	0,7	-0,1	99,65
SED_391-01	44	2,3	0,7	-0,2	99,64
SED_391-01	45	2,4	0,7	-0,3	99,63
SED_391-01	S_1.7	2,1	0,4	-0,6	99,64
SED_391-01	S_1.8	1,3	0,4	0,2	99,63
SED_391-01	S_1.1	2,1	0,4	-0,6	99,66
SED_391-01	S_1.2	1,3	0,4	0,2	99,66
SED_391-01	T_1.2	40,7	8,6	13	99,19
SED_391-01	T_1.3	29,5	8,5	12,5	98,81
SED_391-01	48	42,4	8,5	12,1	98,54
SED_391-01	49	42,8	8	12,4	98,26
SED_391-01	50	43,2	7,6	12,8	97,99
SED_391-01	51	41,7	7,2	12,4	97,73
SED_391-01	52	41,2	7,2	12,2	97,56
SED_391-01	78	41,8	6,1	12,9	97,41
SED_391-01	53	41,4	6,1	12,8	97,26
SED_391-01	79	40,1	5,7	12,5	97,11
SED_391-01	54	39,8	5,6	12,3	96,97
SED_391-01	80	40,6	5,3	12,8	96,82
SED_391-01	57	0	0	0	96,82
SED_391-01	58	40,3	5,2	12,6	96,54
SED_391-01	59	37,4	4,5	11,9	96,29
SED_391-01	60	38	4,1	12,2	96,05
SED_391-01	62	37	3,7	11,9	95,87
SED_391-01	63	38,3	3,3	12,5	95,68

	Nombre del Tramo	Cargabilidad %	Potencia de paso (kW)	Potencia de paso (kVAr)	VA (%)
SED_391-01	64	37,4	2,9	12,2	95,51
SED_391-01	65	38,7	2,5	12,8	95,35
SED_391-01	66	0	0	0	95,35
SED_391-01	67	29,5	2,1	14	95,19
SED_391-01	68	32	1,7	15,2	95,02
SED_391-01	REACTIVA1	32	1,7	15,2	95,02
SED_391-01	S_1.56	2,7	0,4	-1,3	95,19
SED_391-01	S_1.53	3,9	0,4	-1,3	95,38
SED_391-01	S_1.49	1,9	0,4	-0,5	95,53
SED_391-01	S_1.46	1,2	0,4	0,2	95,68
SED_391-01	S_1.43	1,9	0,4	-0,5	95,88
SED_391-01	S_1.40	1,2	0,4	0,2	96,05
SED_391-01	S_1.37	1,9	0,4	-0,5	96,3
SED_391-01	S_1.22	1,2	0,4	0,2	96,54
SED_391-01	S_1.34	1,2	0,4	0,2	96,54
SED_391-01	S_1.29	1,9	0,4	-0,6	96,98
SED_391-01	S_1.26	1,2	0,4	0,2	97,26
SED_391-01	S_1.19	1,9	0,4	-0,6	97,58
SED_391-01	S_1.20	1,2	0,4	0,2	97,56
SED_391-01	S_1.21	1,9	0,4	-0,6	97,58
SED_391-01	S_1.16	1,2	0,4	0,2	97,99
SED_391-01	S_1.13	2	0,4	-0,6	98,27
SED_391-01	S_1.23	2	0,4	-0,6	98,55
SED_391-01	T_2.1	39,3	9,8	11,5	99,23
SED_391-01	82	30	9,6	11,4	99,03
SED_391-01	83	30,5	9,2	12	98,83
SED_391-01	84	29,7	8,9	11,8	98,63
SED_391-01	85	29,7	8,8	11,8	98,38
SED_391-01	86	30,2	8,4	12,3	98,13
SED_391-01	87	29,5	8,1	12,1	97,89
SED_391-01	88	30	7,7	12,6	97,73
SED_391-01	89	29,3	7,3	12,4	97,58
SED_391-01	90	29,2	6,5	12,7	97,43
SED_391-01	91	29,2	6,5	12,7	97,28
SED_391-01	92	29,9	6,1	13,3	97,13
SED_391-01	93	29,2	5,8	13	96,98
SED_391-01	7	29,3	5	13,4	96,87
SED_391-01	9	30,1	4,6	13,9	96,76

	Nombre del Tramo	Cargabilidad %	Potencia de paso (kW)	Potencia de paso (kVAr)	VA (%)
SED_391-01	10	29,5	4,3	13,7	96,65
SED_391-01	11	30,4	3,9	14,2	96,54
SED_391-01	12	30,7	3,2	14,5	96,43
SED_391-01	13	30,1	2,8	14,3	96,33
SED_391-01	14	30,6	2	14,6	96,24
SED_391-01	17	33,1	1,7	15,9	96,24
SED_391-01	S_2.61	2,8	0,4	-1,3	96,24
SED_391-01	S_2.55	1,3	0,4	-0,5	96,33
SED_391-01	S_2.58	0,9	0,4	0,2	96,33
SED_391-01	S_2.52	0,9	0,4	0,2	96,43
SED_391-01	S_2.46	0,9	0,4	0,2	96,54
SED_391-01	S_2.49	1,3	0,4	-0,5	96,54
SED_391-01	S_2.43	0,3	0,4	-0,5	96,65
SED_391-01	S_2.40	0,9	0,4	0,2	96,76
SED_391-01	S_2.37	1,3	0,4	-0,5	96,87
SED_391-01	S_2.31	1,4	0,4	-0,6	96,98
SED_391-01	S_2.34	0,9	0,4	0,2	96,98
SED_391-01	S_2.28	0,9	0,4	0,2	97,13
SED_391-01	S_2.25	1,4	0,4	-0,6	97,28
SED_391-01	S_2.19	0,3	0,4	-0,6	97,58
SED_391-01	S_2.22	0,8	0,4	0,2	97,58
SED_391-01	S_2.16	0,8	0,4	0,2	97,73
SED_391-01	S_2.13	0,3	0,4	-0,6	97,9
SED_391-01	S_2.10	0,8	0,4	0,2	98,13
SED_391-01	S_2.7	1,4	0,4	-0,6	98,4
SED_391-01	S_2.4	0,8	0,4	0,2	98,83
SED_391-01	S_2.1	1,4	0,4	-0,6	99,04

B.2. Reporte resumen de resultados en Cymdist – Escenario B

Cymdist - Resumen Caída de tensión--SED_391-01 - [1] - [Ventana # 1]

Archivo Editar Equipo Análisis Reporte Mostrar Herramientas Personalización

Color de red

Protective Device Tags

Resumen Caída de tensión

Alimentador
 Subestación: **SED 391-01**
 SOURCE NODE 2
 Tensión de fuente: 0,38 kVLL, 0,00 Deg.

Parámetros
 Tipo de análisis: Caída de tensión desequilibrada
 Umbrales de alarma: Verano, Planificación
 Modelo de carga: DEFAULT
 Período: Nominal
 Factor de carga: 1,00 x (KW) 1,00 x (KVAR)

Resumen de carga

	Carga total			
	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Potencia desde las fuentes	67,83	77,83	97,10	69,88
Carga leída (no regulada)	53,55	124,76	135,77	39,44
Carga utilizada (regulada)	53,51	124,73	135,73	39,43
Condensadores shunt (regulados)		59,84		
Reactancias shunt (reguladas)		10,75		
Motores de inducción	0,00	0,00	0,00	0,00
Motores síncronos	0,00	0,00	0,00	0,00
Generadores síncronos	0,00	0,00	0,00	0,00
Generadores de inducción	0,00	0,00	0,00	0,00
Generadores con acoplamiento electrónico	0,00	0,00	0,00	0,00
Potencia a otros	0,00	0,00	0,00	0,00
Capacitancia del conductor		0,00		
Pérdidas	4,41	2,29	4,97	88,78

Resumen de la producción

Nombre del dispositivo	Tipo	Fase	Capacidad kVA	Producción		Producción	
				kW	kVAR	kVA	FP
SOURCE NODE 2	Fuente	A	33333,3	20,84	24,86	32,44	64,25
		B	33333,3	18,94	27,38	33,29	56,91
		C	33333,3	18,14	25,70	31,46	57,67

Condiciones anormales

	Fase	Conteo	Peor caso	%
Sobrecarga	A	0	INI	43,49
	B	0	48	46,12
	C	0	64	43,00
Subtensión	A	0	68	95,02
	B	4	68	94,94
	C	0	68	95,10
Alta tensión	A	0	SED 391-01	100,00
	B	0	SED 391-01	100,00
	C	0	SED 391-01	100,00

Costo de las pérdidas del sistema
 Factor de carga del alimentador: 100,0 %
 Costo anual: 1,16 k\$/año

Estudio: C:\Users\SAMSUNG\Desktop\bases cymdist\SED391-02 final 26.01.2019 COMPEN
 Compañía:
 Autor:

« | « | » | » | D_391-01 | Caída de tensión - Completa SED_391-01 - [1] | Re

Conectado a Piura 2011_10 (Base de datos Access C:\Users\SAMSUNG\Desktop\bases cymdist\SED391-02 final 26.01.2019 COMPEN)

Anexos





A. Resumen de datos de los balances de energía en baja tensión de SED evaluadas en el proyecto.

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 035-03	nov-15	44665	628	44036	40001	157	4035	9,03%
	dic-15	55236	570,3	54665,7	44979,2	157	9686,5	17,54%
	ene-16	57564	529,6	57034,4	49541,2	157	7493,2	13,02%
	feb-16	56128	501,9	55626,1	48533,2	157	7092,9	12,64%
	mar-16	52712	476	52236	46992	157	5244	9,95%
	abr-16	47600	485,4	47114,6	42109,2	158	5005,4	10,52%
	may-16	53412	520,5	52891,5	50340,2	158	2551,3	4,78%
	jun-16	42192	532	41660	38825	158	2835	6,72%
	jul-16	39308	514,4	38793,6	36417,2	158	2376,4	6,05%
	ago-16	41592	532,8	41059,2	35824,2	158	5235	12,59%
	sep-16	35184	508	34676	31957	158	2719	7,73%
	oct-16	41508	502	41006	37179	158	3827	9,22%
	nov-16	42192	501	41691	39967	158	1724	4,14%
	dic-16	52584	583,5	52000,5	45037,2	158	6963,3	13,39%
	ene-17	57588	573	57015	54836,2	158	2178,8	3,78%
	feb-17	54924	311,6	54612,4	49853,2	158	4759,2	8,71%
	mar-17	52176	451	51725	51418	158	307	0,59%
	abr-17	44092	477	42615	40280,2	158	3334,8	7,56%
	may-17	48720	564	48156	47947,2	165	208,8	0,43%
	jun-17	39816	612	39204	38117	165	1087	2,73%
jul-17	34572	625,7	33946,3	33208,2	165	738,1	2,17%	
ago-17	38396	570,8	32825,2	34043,2	168	3782	9,85%	
sep-17	32328	541	31787	31174	174	613	1,93%	
oct-17	35592	535	35057	32994	175	2063	5,89%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 042-03	nov-15	63600	804	62796	55822	180	6974	10,97%
	dic-15	70384	840,3	69543,7	58180,8	180	11362,9	16,14%
	ene-16	76672	863,8	75808,2	64204	180	11604,2	15,13%
	feb-16	77408	791	76617	68436,2	181	8180,8	10,57%
	mar-16	79104	675	78429	69985	181	8444	10,67%
	abr-16	81328	626,8	80701,2	70778,2	181	9923	12,20%
	may-16	74240	716,8	73523,2	66332,9	181	7190,3	9,69%
	jun-16	63056	742	62314	57180	181	5134	8,14%
	jul-16	54000	731,3	53268,7	49104,4	181	4164,3	7,71%
	ago-16	55936	779,2	55156,8	51750,2	181	3406,6	6,09%
	sep-16	55936	779	55157	51750	181	3407	6,09%
	oct-16	58880	773	58107	52741	181	5366	9,11%
	nov-16	54416	661	53756	52520	181	1236	2,30%
	dic-16	65840	716,7	65123,3	58058	181	7065,3	10,73%
	ene-17	75600	728,7	74871,3	72996,24	181	1875,06	2,48%
	feb-17	77920	736,2	77183,8	73264,4	181	3919,4	5,03%
	mar-17	81744	931,7	80812,3	78061,2	172	2751,1	3,37%
	abr-17	67840	1040	66800	59624,6	181	7175,4	10,58%
	may-17	67056	1482,9	65573,1	62126,9	181	3446,2	5,26%
	jun-17	54304	1318	52986	49978	181	3009	5,68%
jul-17	47712	1337,9	46374,1	43863,767	181	2510,333	5,41%	
ago-17	47440	1237	46203	43401,733	181	2801,267	6,06%	
sep-17	47680	1201	46479	45429	181	1050	2,26%	
oct-17	51648	1272	50376	46975	181	3400	6,75%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 050-02	nov-15	55830	917	54913	46800	162	8113	14,53%
	dic-15	64290	991	63299	52207,16	162	11091,84	17,25%
	ene-16	70455	968	69487	60074,16	163	9412,84	13,36%
	feb-16	75405	870	74535	61923,16	163	12611,84	16,73%
	mar-16	76155	953	75202	64083	163	11119	14,60%
	abr-16	66840	965	65875	58492,16	163	7382,84	11,05%
	may-16	64395	992	63403	57874,16	163	5528,84	8,59%
	jun-16	56940	1006	55934	50181	162	5753	10,10%
	jul-16	52635	951	51684	43947,16	161	7736,84	14,70%
	ago-16	51255	975	50280	44792,16	161	5487,84	10,71%
	sep-16	48900	939	47961	40809	162	7152	14,63%
	oct-16	49920	956	48964	39810	164	9154	18,34%
	nov-16	52110	940	51170	46019	164	5151	9,88%
	dic-16	64815	937	63878	57733,012	164	6144,988	9,48%
	ene-17	70140	892	69248	66817,696	164	2430,304	3,46%
	feb-17	65655	774	64881	55192,16	164	9688,84	14,93%
	mar-17	65505	827	64678	62046	168	2632	4,07%
	abr-17	57675	771,7	56903,3	51869,488	168	5033,812	8,85%
	may-17	64785	922,3	63862,7	59320,61	168	4542,09	7,11%
	jun-17	52980	971	52009	50469	168	1540	2,96%
jul-17	50550	1072,4	49477,6	46668,154	168	2809,446	5,56%	
ago-17	49845	1081,6	48763,4	44502,166	168	4261,234	8,74%	
sep-17	48705	1053	47652	43722	168	3930	8,25%	
oct-17	51270	1091	50179	44561	168	5618	11,20%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 191-08	nov-15	28717	3934	24783	23173	97	1610	5,61%
	dic-15	30201,6	3559,6	26642	24559,2	97	2082,8	6,90%
	ene-16	32523	3717,4	28805,6	23366,2	97	5439,4	16,72%
	feb-16	31073,1	3494,1	27579	24566,2	97	3012,8	9,70%
	mar-16	32303	2913	29391	26177	97	3214	9,95%
	abr-16	31379,5	3290,9	28088,6	24868,2	97	3220,4	10,26%
	may-16	31317,8	3607,6	27710,2	24842,2	97	2868	9,16%
	jun-16	29552	3775	25777	23264	97	2513	8,50%
	jul-16	31038	3879,8	27158,2	23070,2	97	4088	13,17%
	ago-16	30187	3827,9	26359,1	22281,2	97	4077,9	13,51%
	sep-16	28218	3618	24600	23914	97	686	2,43%
	oct-16	30213	3750	26462	22465	97	3997	13,23%
	nov-16	29526	3704	25822	23558	97	2264	8,77%
	dic-16	31422,6	3879	27543,6	25443,2	97	2100,4	7,63%
	ene-17	32371	3737,9	28633,1	25924,2	97	2708,9	9,46%
	feb-17	30439,7	3458	26981,7	24797,2	97	2184,5	8,10%
	mar-17	32691	4045	28647	27340	97	1306	4,56%
	abr-17	31015,9	3397,5	27618,4	26253,2	99	1365,2	4,94%
	may-17	31287,6	3504,2	27783,4	25458,2	99	2325,2	8,37%
	jun-17	29085	3402	25683	24224	99	1459	5,68%
jul-17	29006,3	3690,9	25315,4	23406,2	99	1909,2	7,54%	
ago-17	29473,1	3918,9	25554,2	22466,2	99	3088	12,08%	
sep-17	29077	3812	25265	23781	99	1484	5,87%	
oct-17	31190	3830	27360	23436	99	3924	14,34%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 203-08	nov-15	21440	2103	19337	15003	119	4334	20,21%
	dic-15	24964	2003,6	22960,4	17864	119	5096,4	20,41%
	ene-16	25964	2154,7	23809,3	18359	119	5450,3	20,99%
	feb-16	25824	2005,7	23818,3	17865	119	5953,3	23,05%
	mar-16	27444	2143	25301	19043	120	6258	22,80%
	abr-16	26116	2172,5	23943,5	18738	120	5205,5	19,93%
	may-16	24624	2314,2	22309,8	17900	120	4409,8	17,91%
	jun-16	23180	2290	20891	17121	120	3770	16,26%
	jul-16	22008	2226,1	19781,9	15892	120	3889,9	17,67%
	ago-16	22420	2303,5	20116,5	15030	120	5086,5	22,69%
	sep-16	21448	2184	19264	15755	120	3509	16,36%
	oct-16	22432	2263	20170	15455	121	4715	21,02%
	nov-16	21520	2079	19441	16073	121	3368	15,65%
	dic-16	22888	2144,5	20743,5	17148	121	3595,5	17,33%
	ene-17	25076	2111,1	22964,9	18787	121	4177,9	16,66%
	feb-17	24428	1786	22642	17802	121	4840	19,81%
	mar-17	27748	1913	25835	20923	121	4912	19,01%
	abr-17	24760	1885	22875	19850	121	3025	13,22%
	may-17	23920	2048	21872	18390	121	3482	14,56%
	jun-17	21560	1981	19579	17711	121	1868	9,54%
jul-17	21400	2112	19288	16387	121	2901	13,56%	
ago-17	21500	2064,1	19435,9	15372	121	4063,9	18,90%	
sep-17	21460	1960	19500	16817	121	2683	12,50%	
oct-17	22760	1941	20819	16535	122	4284	18,82%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 213-08	nov-15	30319	1866	28453	23238	115	5215	17,20%
	dic-15	32113	2010	30103	25417,4	115	4685,6	14,59%
	ene-16	32456,8	1935,8	30521	25346,4	115	5174,6	15,94%
	feb-16	33211,9	1877,9	31334	25934,4	115	5399,6	16,26%
	mar-16	32670	1815	30855	26796	117	4059	12,42%
	abr-16	35582	1945	33637	29627,4	118	4009,6	11,27%
	may-16	34955,3	2094,3	32861	27501,4	118	5359,6	15,33%
	jun-16	31872	2097	29775	26203	123	3572	11,21%
	jul-16	30150,5	2016,5	28134	25073,2	123	3060,8	10,15%
	ago-16	29608,8	1573,8	28035	24171,4	123	3863,6	13,05%
	sep-16	30826	1846	28980	25698	123	3282	10,65%
	oct-16	32636	1984	30652	25491	123	5161	15,81%
	nov-16	31427	2022	30405	25668	123	4737	15,08%
	dic-16	31792	1934	29858	26796,4	123	3061,6	9,63%
	ene-17	32069	1905	30164	26783	114	3381	10,54%
	feb-17	35028	259,9	34768,1	30071,4	123	4696,7	13,51%
	mar-17	43190	2097	41093	33729	124	7364	17,92%
	abr-17	37324,6	1090,6	36234	32796,4	125	3437,6	9,49%
	may-17	36269,4	879,4	35390	30872,4	125	4517,6	12,77%
	jun-17	32882	960	31922	28900	125	3022	9,47%
jul-17	30492	975	29517	25704,4	125	3812,6	12,92%	
ago-17	28630	2098	26532	22561	115	3971	13,87%	
sep-17	29470	939	28532	25756	126	2775	9,73%	
oct-17	32551	1454	31097	25818	126	5279	16,97%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 391-01	nov-15	24216	742	23474	19469	120	4006	16,54%
	dic-15	27012	774,8	26237,2	21321,77	120	4915,43	18,20%
	ene-16	27928	791,6	27136,4	20880,77	120	6255,63	22,40%
	feb-16	26744	735,8	26008,2	21297,77	120	5490,89	20,53%
	mar-16	27300	749	26551	21049	120	5503	20,16%
	abr-16	27016	763,7	26252,3	22066,77	120	4185,53	15,49%
	may-16	26020	793,3	25226,7	20481,77	122	4744,93	18,24%
	jun-16	25020	799	24221	19353	122	4868	19,46%
	jul-16	24364	767,7	23596,3	19718,77	122	3877,53	15,91%
	ago-16	24584	789,1	23794,9	19408,77	122	4386,13	17,84%
	sep-16	27181	834	26347	21429	120	4718	17,58%
	oct-16	23332	766	22567	19531	123	3036	13,01%
	nov-16	22620	710	21910	20027	123	1883	8,59%
	dic-16	24068	741,9	23326,1	21860,77	123	1465,33	6,28%
	ene-17	28192	733,4	27458,6	23346,77	123	4111,83	14,97%
	feb-17	26276	665,1	25610,9	21615,77	123	3995,13	15,60%
	mar-17	28204	761	27443	23367	124	4076	14,85%
	abr-17	26188	677,8	25510,2	23341,77	124	2168,43	8,50%
	may-17	27044	748,7	26295,3	22579,77	124	3715,53	14,13%
	jun-17	25368	726	24642	21472	124	3170	12,86%
jul-17	25476	764,8	24711,2	21602,77	124	3108,43	12,58%	
ago-17	25048	753,6	24294,4	20756,89	124	3537,51	14,56%	
sep-17	26212	728,9	25483	22781	120	3102	12,06%	
oct-17	25604	761	24843	21768	124	3076	12,38%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 392-01	nov-15	46740	1398	45342	39424	139	5918	12,66%
	dic-15	51300	1450	49850	44853,44	139	4996,56	9,74%
	ene-16	53280	1473	51807	43181,44	139	8625,56	16,19%
	feb-16	51420	1358	50062	43619,44	139	6442,56	12,53%
	mar-16	51910	1460	50450	47599	139	2851	5,49%
	abr-16	57068	1269	55799	52442,44	141	3356,56	5,88%
	may-16	54900	982,3	53917,7	48175,94	141	5741,76	10,46%
	jun-16	50250	876	49374	42239	142	7135	14,20%
	jul-16	45600	856,8	44743,2	41103,44	142	3639,76	7,98%
	ago-16	48150	894,3	47255,7	40094,44	142	7161,26	14,87%
	sep-16	46800	864	45936	40061	143	5875	12,55%
	oct-16	46616	962	45654	40567	143	5087	10,91%
	nov-16	46710	896	45814	44000	144	1814	3,88%
	dic-16	48915	921,6	47993,4	44462,44	144	3530,96	7,22%
	ene-17	51180	881,9	50298,1	44319,44	144	5978,66	11,68%
	feb-17	50265	746,6	49518,4	46155,44	144	3362,96	6,69%
	mar-17	53570	825	56745	48912	144	3833	7,15%
	abr-17	52980	747,7	49232,3	49845,44	144	2386,86	4,51%
	may-17	49530	785,8	48744,2	46037,44	145	2706,76	5,46%
	jun-17	47690	781	43409	39719	145	3690	8,50%
jul-17	47655	794,1	44460,9	44273,44	145	2587,46	5,43%	
ago-17	48560	845,8	42714,2	37746,44	145	4967,76	11,63%	
sep-17	45875	803	43072	42198	145	2874	6,26%	
oct-17	45345	854	44491	40512	145	3978	8,77%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 406-08	nov-15	34380	188	34192	30142	36	4050	11,78%
	dic-15	38604	197,2	38406,8	33020	36	5386,8	13,95%
	ene-16	42876	198,2	42677,8	35011	36	7666,8	17,88%
	feb-16	42172	185,4	41986,6	36241	36	5745,6	13,62%
	mar-16	47028	180	46848	39743	36	7105	15,11%
	abr-16	44284	188	44096	37633	36	6463	14,59%
	may-16	40700	210	40490	30652	36	9838	24,17%
	jun-16	33880	157	33723	25468	36	8255	24,36%
	jul-16	27070	108,5	26961,5	25585	36	1376,5	5,08%
	ago-16	30525	202,8	30322,2	24057	36	6265,2	20,52%
	sep-16	28350	196	28155	23736	36	4419	15,59%
	oct-16	31935	186	31749	27977	36	3772	11,81%
	nov-16	29670	160	29510	27288	36	2222	7,53%
	dic-16	34440	179,9	34260,1	30381	36	3879,1	11,26%
	ene-17	39645	160,4	39484,6	34826	36	4658,6	11,75%
	feb-17	35460	160,9	35299,1	31728	36	3571,1	10,07%
	mar-17	39195	179	39016	36436	36	2580	6,58%
	abr-17	38510	134,4	33375,6	35196	36	3179,6	8,26%
	may-17	38720	172	30548	35491	36	3057	7,90%
	jun-17	26945	114,2	26630,8	25092	36	1738,8	6,45%
jul-17	31320	292,2	31027,8	28850	36	2177,8	6,95%	
ago-17	28884	207	28677	24953	36	3724	12,89%	
sep-17	24990	116	24874	22625	36	2249	9,00%	
oct-17	34176	202,6	33973,4	30322	36	3651,4	10,68%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 404-01	nov-15	31788	1084	30704	23260	29	7444	23,42%
	dic-15	33921	1124,4	32796,6	24926,04	29	7870,56	23,20%
	ene-16	39320	1120,1	38199,9	28542,04	30	9657,86	24,56%
	feb-16	42430	1032,8	41397,2	29865,04	30	11532,16	27,18%
	mar-16	39800	2119	37681	30716	30	6965	17,50%
	abr-16	35637	1157,8	34479,2	28383,04	30	6096,16	17,11%
	may-16	36561	1963,9	34597,1	26125,04	31	8472,06	23,17%
	jun-16	35404	1250	34154	27386	31	6768	19,12%
	jul-16	33881	1242,5	32638,5	26595,04	31	6043,46	17,84%
	ago-16	31830	1290,4	30539,6	22254,04	31	8285,56	26,03%
	sep-16	31774	1346	30428	25445	31	4983	15,68%
	oct-16	35151	1313	33838	25857	31	7981	22,70%
	nov-16	33393	1539	31854	24791	31	7063	22,17%
	dic-16	37089	1225,2	35863,8	27737,04	31	8126,76	22,66%
	ene-17	42765	1149,5	41615,5	33419,04	31	8196,46	19,70%
	feb-17	42714	955,2	41758,8	31147,04	31	10611,76	25,41%
	mar-17	38181	900	37281	33516	31	3765	10,10%
	abr-17	33717	805,4	32911,6	30069,04	31	2842,56	8,64%
	may-17	39255	957,7	38297,3	28685,04	31	9612,26	25,10%
	jun-17	33846	2163	29883	25980	32	5703	16,85%
jul-17	29422	1009,9	27412,1	23639,04	32	4773,06	16,22%	
ago-17	28263	1011,6	27251,4	20292,04	33	6959,36	25,54%	
sep-17	32424	1083	31342	25392	33	5949	18,35%	
oct-17	30387	1123	29264	22147	33	7117	24,32%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 425-01	nov-15	81000	2683	78317	62511	334	15806	19,51%
	dic-15	86790	2805,6	83984,4	67933,2	334	16051,2	18,49%
	ene-16	88740	2828	85912	63174,2	337	22737,8	25,62%
	feb-16	86790	2787,5	84002,5	59970,2	337	24032,3	27,69%
	mar-16	97950	2604	95346	68785	337	26561	27,12%
	abr-16	92370	2713	89657	73532,2	337	16124,8	17,46%
	may-16	93120	2993,3	90126,7	68042,5334	337	22084,1666	23,72%
	jun-16	84195	2830	81365	66414	337	14952	17,76%
	jul-16	82650	2821,7	79828,3	64482,2	337	15346,1	18,57%
	ago-16	85680	2910,6	82769,4	63561,2	344	19208,2	22,42%
	sep-16	83730	2805	80925	65448	345	15477	18,48%
	oct-16	87405	2939	84467	64041	346	20426	23,37%
	nov-16	82440	2790	79650	63552	346	16098	20,21%
	dic-16	90315	2999,9	87315,1	66627,376	346	20687,724	23,69%
	ene-17	88890	2850,7	86039,3	66692,024	346	19347,276	22,49%
	feb-17	86040	2605,5	83434,5	63548,2	346	19886,3	23,83%
	mar-17	96150	2740	93410	72072	346	21338	22,84%
	abr-17	84255	2838,6	81416,4	71491,2	346	9925,2	12,19%
	may-17	84615	2687,4	81927,6	71297,2	349	10630,4	12,98%
	jun-17	77655	2669	74986	68380	349	6606	8,81%
jul-17	75465	2814,4	72650,6	65876,728	349	6773,872	9,32%	
ago-17	77385	2865,6	74519,4	61733,443	352	12785,957	17,16%	
sep-17	76110	2787	73323	63831	355	9493	12,95%	
oct-17	76275	2866	73409	65147	356	8262	11,25%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 484-03	nov-15	86244	966	85278	74092	197	11186	12,97%
	dic-15	91944	1006,1	90937,9	77734	197	13203,9	14,36%
	ene-16	98060	1036,1	97023,9	84611	197	12412,9	12,66%
	feb-16	95744	961	94783	85302	197	9481	9,90%
	mar-16	99984	1029	98955	87785	197	11170	11,17%
	abr-16	97868	1025	96843	85266	197	11577	11,83%
	may-16	93304	1052,7	92251,3	82671	197	9580,3	10,27%
	jun-16	87328	1075	86253	74672	197	11581	13,26%
	jul-16	82332	1028,9	81303,1	75275	197	6028,1	7,32%
	ago-16	83868	1066,5	82801,5	70742	197	12059,5	14,38%
	sep-16	81880	1026	80854	73708	197	7146	8,73%
	oct-16	87552	1054	86498	76397	197	10102	11,54%
	nov-16	84628	1012	83616	75752	198	7864	9,41%
	dic-16	91280	1007,7	90272,3	82834	198	7438,3	8,24%
	ene-17	102132	1032,5	101099,5	87494	198	13605,5	13,46%
	feb-17	93956	929,8	94026,2	86525	198	6501,2	6,92%
	mar-17	101020	832	100188	91980	198	8208	8,19%
	abr-17	92620	985,4	91634,6	83336	198	8298,6	9,06%
	may-17	96596	1033	95563	89958	198	5605	5,87%
	jun-17	86624	1044	85580	81015	198	4565	5,33%
jul-17	83176	1046,6	82129,4	77123	198	5006,4	6,02%	
ago-17	83372	1066,7	82305,3	78624	198	3681,3	4,42%	
sep-17	80912	1036	79876	77287	198	2589	3,20%	
oct-17	84776	1022	83754	75931	198	7823	9,34%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 488-03	nov-15	44652	1719	42933	37009	163	5924	13,27%
	dic-15	48432	1758,8	46673,2	39138,2	163	7535	15,56%
	ene-16	54228	1848,8	52379,2	40290,2	163	12089	22,29%
	feb-16	54864	1739	53125	42276,2	164	10848,8	19,77%
	mar-16	59748	1845	57903	48525	164	9378	15,70%
	abr-16	56928	1757,6	55170,4	44450,2	164	10720,2	18,83%
	may-16	52788	1866	50922	43298,2	164	7623,8	14,44%
	jun-16	45072	1923	43149	37299	165	5850	12,98%
	jul-16	40236	1881,7	38354,3	33537,2	165	4817,1	11,97%
	ago-16	41916	1888,2	40027,8	35585,2	165	4442,6	10,60%
	sep-16	41604	1806	39798	31314	165	8484	20,39%
	oct-16	45240	1769	43471	34357	166	9114	20,15%
	nov-16	43500	1637	41863	36935	167	4928	11,33%
	dic-16	46008	1623,9	44384,1	39263,2	167	5120,9	11,54%
	ene-17	55060	2396,4	53883,6	39992,2	167	12671,4	23,01%
	feb-17	54368	1496,9	53871,1	43852,2	167	9018,9	16,59%
	mar-17	56436	1560	54876	48520	167	6356	11,58%
	abr-17	48292	1768,5	46023,5	38968,2	167	7555,3	15,65%
	may-17	49284	1557,1	47726,9	41146,2	167	6580,7	13,35%
	jun-17	41136	1549	39587	34911	167	4676	11,81%
jul-17	39284	1572	35712	34155,2	167	3556,8	9,05%	
ago-17	37924	1570,1	36553,9	33054,2	167	3299,7	8,70%	
sep-17	37248	1525	35723	30601	167	5122	14,34%	
oct-17	39036	1589	37447	30343	167	7104	18,97%	

		Totalizador (KWH/mes)	Alumbrado (KWH/mes)	Energía Distribuida (KWH/mes)	Consumo Clientes (KWH/mes)	Número Clientes	Pérdida Energía (KWH/mes)	Porcentaje Pérdida %
SED 516-03	nov-15	19712	3709	16004	13437	103	2567	13,02%
	dic-15	22176	3930	18246	14612	103	3634	16,39%
	ene-16	22728	3935,6	18792,4	14721	103	4071,4	17,91%
	feb-16	22948	3743,9	19204,1	15546	103	3658,1	15,94%
	mar-16	23544	3942	19602	16667	103	2935	12,47%
	abr-16	22396	3808,8	18587,2	15000	103	3587,2	16,02%
	may-16	22752	3961,7	18790,3	14993	103	3797,3	16,69%
	jun-16	21532	3741	17791	13750	103	4041	18,77%
	jul-16	19464	3851,8	15612,2	12373	103	3239,2	16,64%
	ago-16	19956	3835,7	16120,3	13009	103	3111,3	15,59%
	sep-16	20132	3661	16471	13655	103	2816	13,99%
	oct-16	20608	3801	16807	13697	103	3110	15,09%
	nov-16	19276	3682	15594	14511	104	1083	5,62%
	dic-16	20860	3781,5	17078,5	14723	104	2355,5	13,79%
	ene-17	22372	3763,7	18608,3	16894	104	1714,3	7,66%
	feb-17	19792	3549,9	16242,1	14410	104	1832,1	9,26%
	mar-17	21080	3763	17317	15250	104	2067	9,81%
	abr-17	21200	3610	17590	14951	104	2639	12,45%
	may-17	21480	3775	17705	14882	105	2823	13,14%
	jun-17	20000	3675	16325	13494	106	2831	14,16%
jul-17	19920	3645	16275	13584	106	2691	13,51%	
ago-17	19400	3553	15847	14706	106	1141	5,88%	
sep-17	19052	3472	15580	13653,2	106	1926,8	10,11%	
oct-17	19708	3343	16365	14285	106	2080	10,55%	



B. Resultados de la medición de la SED 391-01

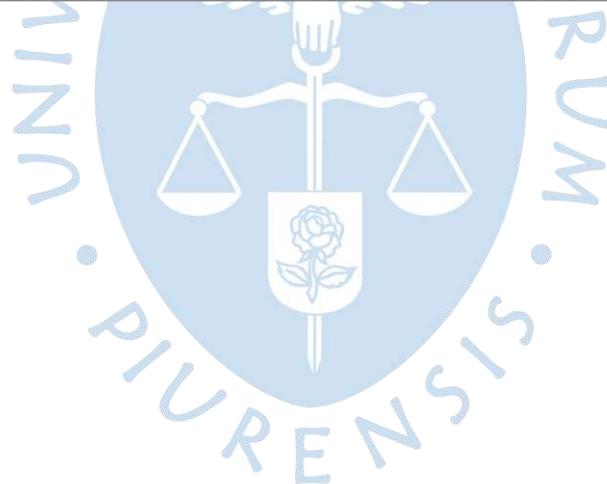
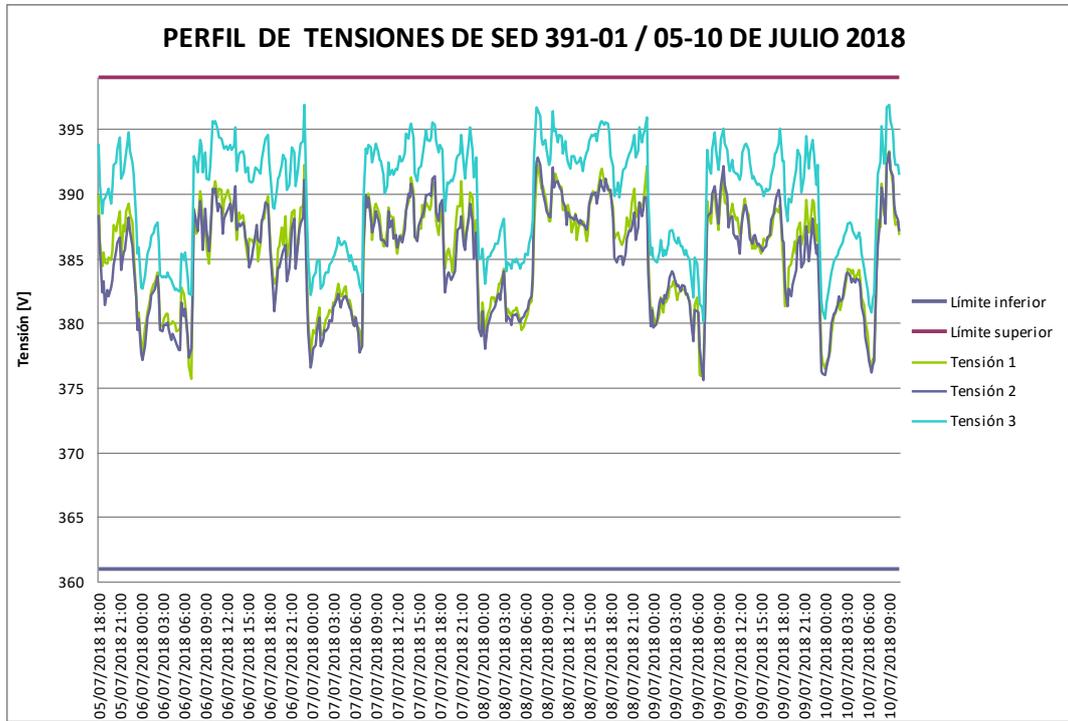
SED 391 - 01									
Fecha - Hora	Suministro Trifásico BT [V]			dV%	Fecha - Hora	Suministro Trifásico BT [V]			dV%
	V12	V13	V23			V12	V13	V23	
05/07/2018 18:00	389,922	388,316	393,837	3,64%	06/07/2018 12:00	390,015	388,511	393,646	3,59%
05/07/2018 18:15	386,328	385,755	390,768	2,83%	06/07/2018 12:15	390,338	388,750	393,363	3,52%
05/07/2018 18:30	384,382	382,338	388,411	2,21%	06/07/2018 12:30	389,482	389,262	393,772	3,62%
05/07/2018 18:45	385,430	383,263	389,470	2,49%	06/07/2018 12:45	388,496	387,855	393,425	3,53%
05/07/2018 19:00	384,722	381,376	389,614	2,53%	06/07/2018 13:00	389,279	389,550	393,675	3,60%
05/07/2018 19:15	384,557	382,509	390,080	2,65%	06/07/2018 13:15	388,805	390,620	395,129	3,98%
05/07/2018 19:30	385,024	382,099	390,410	2,74%	06/07/2018 13:30	386,452	387,203	391,695	3,08%
05/07/2018 19:45	384,850	382,784	389,265	2,44%	06/07/2018 13:45	388,523	387,722	393,067	3,44%
05/07/2018 20:00	385,554	383,327	390,422	2,74%	06/07/2018 14:00	388,098	387,446	393,194	3,47%
05/07/2018 20:15	387,618	384,464	392,180	3,21%	06/07/2018 14:15	388,370	387,808	393,297	3,50%
05/07/2018 20:30	387,136	385,505	392,392	3,26%	06/07/2018 14:30	387,739	387,440	392,870	3,39%
05/07/2018 20:45	387,700	386,239	393,470	3,54%	06/07/2018 14:45	386,350	386,631	391,669	3,07%
05/07/2018 21:00	388,654	386,608	394,368	3,78%	06/07/2018 15:00	384,918	385,792	392,059	3,17%
05/07/2018 21:15	385,190	384,142	391,135	2,93%	06/07/2018 15:15	386,529	384,246	390,957	2,88%
05/07/2018 21:30	387,556	385,460	391,682	3,07%	06/07/2018 15:30	386,444	384,973	390,884	2,86%
05/07/2018 21:45	387,110	385,649	392,391	3,26%	06/07/2018 15:45	386,216	385,615	390,981	2,89%
05/07/2018 22:00	388,642	386,520	393,167	3,46%	06/07/2018 16:00	386,676	386,791	391,991	3,16%
05/07/2018 22:15	389,218	388,159	394,702	3,87%	06/07/2018 16:15	387,199	387,542	391,946	3,14%
05/07/2018 22:30	388,413	387,112	393,298	3,50%	06/07/2018 16:30	384,786	386,425	391,810	3,11%
05/07/2018 22:45	387,732	385,908	392,413	3,27%	06/07/2018 16:45	386,104	386,262	391,541	3,04%
05/07/2018 23:00	385,444	384,502	391,424	3,01%	06/07/2018 17:00	387,947	387,729	392,581	3,31%
05/07/2018 23:15	382,206	381,927	387,975	2,10%	06/07/2018 17:15	388,057	388,641	393,762	3,62%
05/07/2018 23:30	380,045	379,450	385,399	1,42%	06/07/2018 17:30	389,006	389,333	394,240	3,75%
05/07/2018 23:45	380,779	380,278	385,876	1,55%	06/07/2018 17:45	389,783	389,155	394,518	3,82%
06/07/2018 0:00	378,070	377,591	382,705	0,71%	06/07/2018 18:00	387,730	387,405	392,448	3,28%
06/07/2018 0:15	377,732	377,139	382,618	0,75%	06/07/2018 18:15	385,730	385,367	391,389	3,00%
06/07/2018 0:30	379,675	378,209	383,574	0,94%	06/07/2018 18:30	383,472	382,669	388,945	2,35%
06/07/2018 0:45	380,175	379,231	384,504	1,19%	06/07/2018 18:45	382,986	380,906	388,884	2,34%
06/07/2018 1:00	380,807	380,400	385,362	1,41%	06/07/2018 19:00	383,602	383,012	390,156	2,67%
06/07/2018 1:15	381,819	381,175	385,904	1,55%	06/07/2018 19:15	385,781	384,275	391,162	2,94%
06/07/2018 1:30	382,448	382,173	386,678	1,76%	06/07/2018 19:30	385,922	384,287	391,329	2,98%
06/07/2018 1:45	383,013	382,457	386,984	1,84%	06/07/2018 19:45	387,340	385,141	392,216	3,21%
06/07/2018 2:00	383,165	382,615	387,518	1,98%	06/07/2018 20:00	386,050	385,503	393,029	3,43%
06/07/2018 2:15	383,938	383,630	387,753	2,04%	06/07/2018 20:15	388,245	386,036	392,585	3,31%
06/07/2018 2:30	382,779	382,274	386,329	1,67%	06/07/2018 20:30	385,074	383,258	390,272	2,70%
06/07/2018 2:45	379,823	379,413	383,713	0,98%	06/07/2018 20:45	386,224	384,223	390,725	2,82%
06/07/2018 3:00	379,704	379,318	383,491	0,92%	06/07/2018 21:00	387,255	385,482	391,936	3,14%
06/07/2018 3:15	380,362	379,841	383,572	0,94%	06/07/2018 21:15	388,581	387,253	393,585	3,57%
06/07/2018 3:30	380,743	379,811	383,534	0,93%	06/07/2018 21:30	388,783	388,095	393,146	3,46%
06/07/2018 3:45	380,731	380,053	383,950	1,04%	06/07/2018 21:45	384,749	384,155	390,542	2,77%
06/07/2018 4:00	379,879	379,500	383,628	0,95%	06/07/2018 22:00	386,096	386,227	391,975	3,15%
06/07/2018 4:15	379,944	378,725	383,347	0,88%	06/07/2018 22:15	387,453	387,213	392,967	3,41%
06/07/2018 4:30	380,167	379,133	383,078	0,81%	06/07/2018 22:30	388,934	387,631	393,858	3,65%
06/07/2018 4:45	379,960	378,706	382,574	0,68%	06/07/2018 22:45	389,014	388,198	394,052	3,70%
06/07/2018 5:00	379,354	378,405	382,639	0,69%	06/07/2018 23:00	392,220	391,027	396,873	4,44%
06/07/2018 5:15	379,450	377,890	382,449	0,64%	06/07/2018 23:15	384,023	382,369	388,373	2,20%
06/07/2018 5:30	379,674	377,941	382,460	0,65%	06/07/2018 23:30	380,126	379,251	384,950	1,30%
06/07/2018 5:45	382,736	381,620	385,383	1,42%	06/07/2018 23:45	377,597	376,549	382,194	0,91%
06/07/2018 6:00	382,243	380,558	384,823	1,27%	07/07/2018 0:00	378,575	377,163	382,650	0,75%
06/07/2018 6:15	381,446	381,071	385,433	1,43%	07/07/2018 0:15	379,494	377,970	383,558	0,94%
06/07/2018 6:30	379,092	378,917	383,587	0,94%	07/07/2018 0:30	379,162	378,333	383,875	1,02%
06/07/2018 6:45	376,658	377,324	382,296	0,88%	07/07/2018 0:45	380,155	379,385	384,813	1,27%
06/07/2018 7:00	375,704	378,033	382,170	1,13%	07/07/2018 1:00	381,201	380,426	384,888	1,29%
06/07/2018 7:15	382,635	382,399	387,057	1,86%	07/07/2018 1:15	379,027	378,228	382,674	0,70%
06/07/2018 7:30	388,796	388,711	392,897	3,39%	07/07/2018 1:30	379,139	378,691	382,957	0,78%
06/07/2018 7:45	386,914	387,797	392,290	3,23%	07/07/2018 1:45	379,749	379,499	383,660	0,96%
06/07/2018 8:00	387,294	387,128	391,622	3,06%	07/07/2018 2:00	380,262	379,317	383,861	1,02%
06/07/2018 8:15	390,233	389,450	394,117	3,72%	07/07/2018 2:15	380,653	379,641	383,935	1,04%
06/07/2018 8:30	389,527	388,303	393,730	3,61%	07/07/2018 2:30	381,001	380,244	384,473	1,18%
06/07/2018 8:45	386,464	385,603	391,670	3,07%	07/07/2018 2:45	380,806	380,138	384,733	1,25%
06/07/2018 9:00	387,831	388,832	393,190	3,47%	07/07/2018 3:00	381,618	381,160	385,104	1,34%
06/07/2018 9:15	385,827	387,230	391,207	2,95%	07/07/2018 3:15	381,345	381,386	385,225	1,38%
06/07/2018 9:30	384,589	385,527	391,040	2,91%	07/07/2018 3:30	382,413	381,849	385,912	1,56%
06/07/2018 9:45	386,156	386,916	392,125	3,19%	07/07/2018 3:45	383,014	382,272	386,600	1,74%
06/07/2018 10:00	390,295	390,435	395,599	4,11%	07/07/2018 4:00	382,062	381,158	385,995	1,58%
06/07/2018 10:15	390,340	390,121	395,466	4,07%	07/07/2018 4:15	382,020	381,712	386,064	1,60%
06/07/2018 10:30	390,953	390,344	395,657	4,12%	07/07/2018 4:30	382,734	382,042	386,368	1,68%
06/07/2018 10:45	389,668	388,689	394,905	3,92%	07/07/2018 4:45	382,804	382,030	386,136	1,61%
06/07/2018 11:00	390,343	389,248	394,378	3,78%	07/07/2018 5:00	381,734	381,759	385,640	1,48%
06/07/2018 11:15	390,301	388,831	394,255	3,75%	07/07/2018 5:15	381,798	381,236	384,795	1,26%
06/07/2018 11:30	388,361	386,941	393,854	3,65%	07/07/2018 5:30	381,391	380,974	385,222	1,37%
06/07/2018 11:45	389,445	388,055	393,518	3,56%	07/07/2018 5:45	379,842	379,920	384,447	1,17%

B.1. Registros de los niveles de Tensión, por fase de la SED 391-01:

SED 391 - 01									
Fecha - Hora	Suministro Trifásico BT [V]			dV%	Fecha - Hora	Suministro Trifásico BT [V]			dV%
	V12	V13	V23			V12	V13	V23	
07/07/2018 6:00	380,488	379,779	384,109	1,08%	08/07/2018 0:00	381,556	380,866	385,772	1,52%
07/07/2018 6:15	379,994	380,440	384,383	1,15%	08/07/2018 0:15	379,339	377,953	383,011	0,79%
07/07/2018 6:30	379,668	379,147	383,620	0,95%	08/07/2018 0:30	379,791	378,855	384,014	1,06%
07/07/2018 6:45	379,454	377,701	382,897	0,76%	08/07/2018 0:45	380,568	379,756	385,058	1,33%
07/07/2018 7:00	378,175	378,158	382,334	0,61%	08/07/2018 1:00	381,224	380,449	385,196	1,37%
07/07/2018 7:15	384,933	385,846	389,368	2,47%	08/07/2018 1:15	381,965	380,794	385,424	1,43%
07/07/2018 7:30	389,934	389,876	393,446	3,54%	08/07/2018 1:30	381,921	381,058	385,699	1,50%
07/07/2018 7:45	389,480	388,978	393,084	3,44%	08/07/2018 1:45	381,621	381,323	386,116	1,61%
07/07/2018 8:00	390,043	389,713	393,804	3,63%	08/07/2018 2:00	382,237	382,026	386,141	1,62%
07/07/2018 8:15	388,732	388,057	393,564	3,57%	08/07/2018 2:15	383,005	382,238	386,556	1,73%
07/07/2018 8:30	386,384	387,042	392,400	3,26%	08/07/2018 2:30	383,051	381,773	387,053	1,86%
07/07/2018 8:45	388,913	387,791	393,410	3,53%	08/07/2018 2:45	383,751	383,434	387,751	2,04%
07/07/2018 9:00	389,219	388,605	393,852	3,65%	08/07/2018 3:00	384,171	384,047	388,045	2,12%
07/07/2018 9:15	388,643	388,013	393,215	3,48%	08/07/2018 3:15	380,138	380,097	383,953	1,04%
07/07/2018 9:30	388,312	387,485	392,584	3,31%	08/07/2018 3:30	381,054	380,539	384,643	1,22%
07/07/2018 9:45	387,200	386,448	392,538	3,30%	08/07/2018 3:45	380,738	380,199	384,488	1,18%
07/07/2018 10:00	385,970	386,437	391,447	3,01%	08/07/2018 4:00	380,531	379,879	384,186	1,10%
07/07/2018 10:15	385,941	386,199	389,964	2,62%	08/07/2018 4:15	380,950	380,616	384,874	1,28%
07/07/2018 10:30	387,175	385,949	390,626	2,80%	08/07/2018 4:30	381,012	380,621	384,706	1,24%
07/07/2018 10:45	388,968	388,630	392,441	3,27%	08/07/2018 4:45	381,186	380,687	384,940	1,30%
07/07/2018 11:00	388,352	387,417	391,437	3,01%	08/07/2018 5:00	380,520	380,138	384,458	1,17%
07/07/2018 11:15	388,179	387,993	391,836	3,11%	08/07/2018 5:15	380,193	380,046	384,226	1,11%
07/07/2018 11:30	388,140	386,515	391,443	3,01%	08/07/2018 5:30	379,467	380,346	384,609	1,21%
07/07/2018 11:45	385,998	386,825	391,914	3,14%	08/07/2018 5:45	379,784	380,500	384,693	1,24%
07/07/2018 12:00	385,361	385,877	391,813	3,11%	08/07/2018 6:00	380,113	380,810	385,329	1,40%
07/07/2018 12:15	386,672	386,684	392,871	3,39%	08/07/2018 6:15	380,682	381,131	385,221	1,37%
07/07/2018 12:30	386,823	386,588	392,560	3,31%	08/07/2018 6:30	381,397	381,666	386,174	1,62%
07/07/2018 12:45	386,361	386,268	392,548	3,30%	08/07/2018 6:45	381,637	382,022	386,929	1,82%
07/07/2018 13:00	387,889	387,176	393,115	3,45%	08/07/2018 7:00	383,007	383,673	387,923	2,09%
07/07/2018 13:15	388,763	388,635	394,667	3,86%	08/07/2018 7:15	387,154	389,470	392,870	3,39%
07/07/2018 13:30	389,291	390,041	394,305	3,76%	08/07/2018 7:30	391,414	392,404	396,636	4,38%
07/07/2018 13:45	389,771	389,745	395,070	3,97%	08/07/2018 7:45	392,181	392,811	396,483	4,34%
07/07/2018 14:00	391,233	390,752	395,379	4,05%	08/07/2018 8:00	391,027	392,258	395,952	4,20%
07/07/2018 14:15	390,184	389,658	394,366	3,78%	08/07/2018 8:15	390,399	391,172	394,245	3,75%
07/07/2018 14:30	386,644	386,724	391,531	3,03%	08/07/2018 8:30	390,538	390,110	393,811	3,63%
07/07/2018 14:45	386,534	386,325	390,938	2,88%	08/07/2018 8:45	389,772	389,181	394,133	3,72%
07/07/2018 15:00	387,334	387,463	391,905	3,13%	08/07/2018 9:00	389,097	388,652	393,405	3,53%
07/07/2018 15:15	387,338	388,075	392,143	3,20%	08/07/2018 9:15	387,870	388,301	392,223	3,22%
07/07/2018 15:30	389,089	388,237	392,802	3,37%	08/07/2018 9:30	387,896	388,193	392,630	3,32%
07/07/2018 15:45	388,178	388,529	393,448	3,54%	08/07/2018 9:45	391,649	392,033	396,412	4,32%
07/07/2018 16:00	389,348	389,945	394,901	3,92%	08/07/2018 10:00	390,761	390,506	394,844	3,91%
07/07/2018 16:15	389,090	389,937	394,201	3,74%	08/07/2018 10:15	391,519	390,879	394,994	3,95%
07/07/2018 16:30	388,765	389,952	394,019	3,69%	08/07/2018 10:30	390,873	390,940	393,970	3,68%
07/07/2018 16:45	389,154	389,823	394,396	3,79%	08/07/2018 10:45	390,695	390,618	394,512	3,82%
07/07/2018 17:00	390,551	391,156	395,551	4,09%	08/07/2018 11:00	390,507	390,209	394,421	3,80%
07/07/2018 17:15	390,837	391,324	395,312	4,03%	08/07/2018 11:15	388,705	389,386	393,089	3,44%
07/07/2018 17:30	387,910	388,510	394,077	3,70%	08/07/2018 11:30	388,711	388,957	394,040	3,69%
07/07/2018 17:45	386,775	387,872	393,157	3,46%	08/07/2018 11:45	388,656	387,572	393,020	3,43%
07/07/2018 18:00	387,690	389,098	393,791	3,63%	08/07/2018 12:00	389,167	388,548	392,425	3,27%
07/07/2018 18:15	389,108	389,487	393,353	3,51%	08/07/2018 12:15	388,150	388,147	391,935	3,14%
07/07/2018 18:30	386,281	385,155	390,509	2,77%	08/07/2018 12:30	387,012	388,145	392,867	3,39%
07/07/2018 18:45	384,219	382,346	388,616	2,27%	08/07/2018 12:45	387,872	387,928	392,909	3,40%
07/07/2018 19:00	385,596	383,688	390,849	2,86%	08/07/2018 13:00	388,407	388,386	392,473	3,28%
07/07/2018 19:15	385,752	383,910	390,813	2,85%	08/07/2018 13:15	386,407	388,094	392,360	3,25%
07/07/2018 19:30	384,751	383,331	391,033	2,90%	08/07/2018 13:30	387,633	387,714	392,559	3,31%
07/07/2018 19:45	383,946	383,487	390,966	2,89%	08/07/2018 13:45	387,582	387,936	392,792	3,37%
07/07/2018 20:00	386,738	384,033	391,685	3,08%	08/07/2018 14:00	387,843	387,552	391,778	3,10%
07/07/2018 20:15	388,098	385,503	392,650	3,33%	08/07/2018 14:15	387,636	387,600	392,540	3,30%
07/07/2018 20:30	389,016	387,188	392,888	3,39%	08/07/2018 14:30	386,321	387,230	393,234	3,48%
07/07/2018 20:45	389,064	387,424	393,144	3,46%	08/07/2018 14:45	386,885	387,939	393,375	3,52%
07/07/2018 21:00	391,002	388,248	394,542	3,83%	08/07/2018 15:00	389,002	389,205	394,072	3,70%
07/07/2018 21:15	386,993	385,990	392,210	3,21%	08/07/2018 15:15	389,701	389,978	394,544	3,83%
07/07/2018 21:30	386,038	385,666	391,137	2,93%	08/07/2018 15:30	390,170	389,861	394,442	3,80%
07/07/2018 21:45	387,000	386,759	392,341	3,25%	08/07/2018 15:45	389,922	390,067	394,605	3,84%
07/07/2018 22:00	388,403	388,076	393,983	3,68%	08/07/2018 16:00	389,826	389,263	394,082	3,71%
07/07/2018 22:15	390,101	389,205	395,093	3,97%	08/07/2018 16:15	390,322	389,811	394,725	3,88%
07/07/2018 22:30	389,672	387,853	393,425	3,53%	08/07/2018 16:30	391,616	391,021	395,512	4,08%
07/07/2018 22:45	386,499	385,011	391,273	2,97%	08/07/2018 16:45	391,947	390,612	395,590	4,10%
07/07/2018 23:00	387,983	387,005	392,853	3,38%	08/07/2018 17:00	390,848	390,241	395,305	4,03%
07/07/2018 23:15	384,045	382,891	388,374	2,20%	08/07/2018 17:15	390,774	391,122	395,551	4,09%
07/07/2018 23:30	380,951	379,562	384,995	1,31%	08/07/2018 17:30	390,544	390,262	395,466	4,07%
07/07/2018 23:45	379,650	378,959	385,055	1,33%	08/07/2018 17:45	390,061	390,311	394,642	3,85%

SED 391 - 01									
Fecha - Hora	Suministro Trifásico BT [V]			[dV%]	Fecha - Hora	Suministro Trifásico BT [V]			[dV%]
	V12	V13	V23			V12	V13	V23	
08/07/2018 18:00	389,892	390,332	392,878	3,39%	09/07/2018 14:15	385,719	386,806	391,061	2,91%
08/07/2018 18:15	388,948	388,092	392,083	3,18%	09/07/2018 14:30	385,905	386,023	390,725	2,82%
08/07/2018 18:30	386,496	385,061	389,833	2,59%	09/07/2018 14:45	386,033	386,147	390,783	2,84%
08/07/2018 18:45	386,928	384,714	390,411	2,74%	09/07/2018 15:00	385,39	385,823	390,581	2,78%
08/07/2018 19:00	387,015	385,08	390,867	2,86%	09/07/2018 15:15	385,807	385,562	390,332	2,72%
08/07/2018 19:15	386,545	385,138	389,715	2,56%	09/07/2018 15:30	386,502	385,751	389,841	2,59%
08/07/2018 19:30	386,041	385,173	391,137	2,93%	09/07/2018 15:45	386,362	385,935	390,401	2,74%
08/07/2018 19:45	386,196	384,516	391,816	3,11%	09/07/2018 16:00	386,38	386,63	390,165	2,68%
08/07/2018 20:00	386,96	385,398	392,023	3,16%	09/07/2018 16:15	386,752	386,796	390,342	2,72%
08/07/2018 20:15	388,132	386,488	392,49	3,29%	09/07/2018 16:30	386,854	387,964	391,308	2,98%
08/07/2018 20:30	387,415	387,158	393,128	3,45%	09/07/2018 16:45	388,307	388,433	392,17	3,20%
08/07/2018 20:45	388,243	387,051	393,325	3,51%	09/07/2018 17:00	388,584	389,136	393,105	3,45%
08/07/2018 21:00	389,351	387,384	393,598	3,58%	09/07/2018 17:15	388,865	389,723	393,207	3,48%
08/07/2018 21:15	390,434	388,516	394,578	3,84%	09/07/2018 17:30	388,516	390,25	393,906	3,66%
08/07/2018 21:30	388,135	386,45	392,801	3,37%	09/07/2018 17:45	389,134	389,632	395,034	3,96%
08/07/2018 21:45	388,92	387,364	393,319	3,51%	09/07/2018 18:00	385,661	386,379	392,496	3,29%
08/07/2018 22:00	389,361	389,338	395,132	3,98%	09/07/2018 18:15	383,952	386,248	392,564	3,31%
08/07/2018 22:15	389,077	388,291	393,977	3,68%	09/07/2018 18:30	381,269	382,848	389,423	2,48%
08/07/2018 22:30	389,13	388,79	394,505	3,82%	09/07/2018 18:45	381,564	381,258	387,905	2,08%
08/07/2018 22:45	390,24	389,746	394,825	3,90%	09/07/2018 19:00	384,329	382,69	389,601	2,53%
08/07/2018 23:00	392,103	389,72	395,92	4,19%	09/07/2018 19:15	384,584	382,032	389,322	2,45%
08/07/2018 23:15	385,493	383,855	389,628	2,53%	09/07/2018 19:30	385,278	382,962	390,189	2,68%
08/07/2018 23:30	380,223	379,769	385,295	1,39%	09/07/2018 19:45	386,281	383,739	391,319	2,98%
08/07/2018 23:45	381,147	380,994	385,814	1,53%	09/07/2018 20:00	385,339	384,056	391,907	3,13%
09/07/2018 0:00	380,699	379,664	384,979	-1,31%	09/07/2018 20:15	387,229	386,172	393,348	3,51%
09/07/2018 0:15	379,852	379,85	384,73	1,24%	09/07/2018 20:30	387,767	386,669	392,908	3,40%
09/07/2018 0:30	380,072	380,128	384,704	1,24%	09/07/2018 20:45	386,071	384,3	390,104	2,66%
09/07/2018 0:45	380,741	381,564	385,467	1,44%	09/07/2018 21:00	386,764	384,679	391,203	2,95%
09/07/2018 1:00	381,979	381,899	386,457	1,70%	09/07/2018 21:15	387,786	386,012	392,617	3,32%
09/07/2018 1:15	380,775	381,492	385,182	1,36%	09/07/2018 21:30	389,52	387,507	394,44	3,80%
09/07/2018 1:30	381,653	382,158	385,615	1,48%	09/07/2018 21:45	386,974	384,737	391,948	3,14%
09/07/2018 1:45	381,6	381,832	385,22	1,37%	09/07/2018 22:00	387,309	385,782	393,145	3,46%
09/07/2018 2:00	381,998	382,745	386,06	1,59%	09/07/2018 22:15	389,517	388,083	394,178	3,73%
09/07/2018 2:15	382,772	383,535	387,051	1,86%	09/07/2018 22:30	389,292	386,892	393,213	3,48%
09/07/2018 2:30	382,846	382,846	387,166	1,89%	09/07/2018 22:45	386,404	385,314	390,685	2,81%
09/07/2018 2:45	383,181	383,794	386,898	1,82%	09/07/2018 23:00	387,539	386,065	392,223	3,22%
09/07/2018 3:00	383,126	383,43	386,444	1,70%	09/07/2018 23:15	384,588	383,03	388,216	2,16%
09/07/2018 3:15	381,782	382,87	386,093	1,60%	09/07/2018 23:30	377,684	376,26	381,662	0,98%
09/07/2018 3:30	382,232	382,957	386,649	1,75%	09/07/2018 23:45	376,905	376,063	380,896	1,04%
09/07/2018 3:45	382,508	382,495	385,982	1,57%	10/07/2018 0:00	376,464	375,966	380,33	1,06%
09/07/2018 4:00	382,582	382,914	385,904	1,55%	10/07/2018 0:15	376,907	376,506	381,511	0,92%
09/07/2018 4:15	382,644	382,801	385,286	1,39%	10/07/2018 0:30	377,411	377,405	382,656	0,70%
09/07/2018 4:30	382,115	382,302	385,693	1,50%	10/07/2018 0:45	377,809	378,584	383,339	0,88%
09/07/2018 4:45	382,22	382,257	385,279	1,39%	10/07/2018 1:00	379,183	379,954	383,883	1,02%
09/07/2018 5:00	381,561	381,55	384,827	1,27%	10/07/2018 1:15	380,468	380,676	384,799	1,26%
09/07/2018 5:15	380,472	380,35	383,841	1,01%	10/07/2018 1:30	380,745	380,818	384,964	1,31%
09/07/2018 5:30	378,884	378,608	382,006	0,53%	10/07/2018 1:45	381,415	381,408	385,231	1,38%
09/07/2018 5:45	381,416	380,967	385,024	1,32%	10/07/2018 2:00	381,991	382,064	385,606	1,48%
09/07/2018 6:00	381,975	380,858	384,573	1,20%	10/07/2018 2:15	381,016	381,637	385,846	1,54%
09/07/2018 6:15	380,044	380,766	383,196	0,84%	10/07/2018 2:30	381,936	381,894	386,205	1,63%
09/07/2018 6:30	375,987	378,06	381,46	1,06%	10/07/2018 2:45	382,191	382,607	386,727	1,77%
09/07/2018 6:45	375,906	376,114	381,188	1,08%	10/07/2018 3:00	383,433	383,774	387,222	1,90%
09/07/2018 7:00	376,649	375,627	380,164	1,15%	10/07/2018 3:15	384,17	383,929	387,699	2,03%
09/07/2018 7:15	383,841	383,912	388,143	2,14%	10/07/2018 3:30	384,125	383,607	387,742	2,04%
09/07/2018 7:30	389,407	388,16	393,379	3,52%	10/07/2018 3:45	383,807	383,136	387,611	2,00%
09/07/2018 7:45	388,553	388,335	392,281	3,23%	10/07/2018 4:00	384,074	383,452	387,095	1,87%
09/07/2018 8:00	387,715	388,541	391,581	3,05%	10/07/2018 4:15	383,32	383,171	386,733	1,77%
09/07/2018 8:15	389,374	390,029	393,481	3,55%	10/07/2018 4:30	383,565	383,445	386,557	1,73%
09/07/2018 8:30	390,118	390,585	394,736	3,88%	10/07/2018 4:45	384,097	383,292	387,007	1,84%
09/07/2018 8:45	388,885	389,671	393,403	3,53%	10/07/2018 5:00	383,275	382,861	386,514	1,71%
09/07/2018 9:00	387,166	387,665	391,848	3,12%	10/07/2018 5:15	381,944	381,256	385,384	1,42%
09/07/2018 9:15	388,87	389,619	392,889	3,39%	10/07/2018 5:30	381,341	380,444	384,291	1,13%
09/07/2018 9:30	390,048	390,634	394,265	3,75%	10/07/2018 5:45	380,182	378,846	383,573	0,94%
09/07/2018 9:45	391,277	392,099	395,07	3,97%	10/07/2018 6:00	379,093	377,778	382,44	0,64%
09/07/2018 10:00	389,313	390,665	393,879	3,65%	10/07/2018 6:15	377,238	376,991	381,375	0,79%
09/07/2018 10:15	389,081	389,761	393,35	3,51%	10/07/2018 6:30	376,636	376,16	380,819	1,01%
09/07/2018 10:30	387,525	387,353	392,336	3,25%	10/07/2018 6:45	377,252	376,783	381,883	0,85%
09/07/2018 10:45	388,112	388,073	391,706	3,08%	10/07/2018 7:00	377,092	377,034	382,278	0,78%
09/07/2018 11:00	389,187	388,272	392,608	3,32%	10/07/2018 7:15	384,12	383,955	389,066	2,39%
09/07/2018 11:15	388,681	386,857	391,775	3,10%	10/07/2018 7:30	387,977	386,057	391,517	3,03%
09/07/2018 11:30	387,998	386,483	391,592	3,05%	10/07/2018 7:45	387,405	388,139	392,411	3,27%
09/07/2018 11:45	388,163	386,754	391,548	3,04%	10/07/2018 8:00	390,778	390,493	395,256	4,01%
09/07/2018 12:00	386,784	385,333	391,059	2,91%	10/07/2018 8:15	388,332	389,015	392,327	3,24%
09/07/2018 12:15	386,915	387,156	391,552	3,04%	10/07/2018 8:30	388,157	387,72	392,55	3,30%
09/07/2018 12:30	388,346	388,106	393,197	3,47%	10/07/2018 8:45	392,697	392,223	396,668	4,39%
09/07/2018 12:45	389,635	389,086	393,773	3,62%	10/07/2018 9:00	393,322	393,207	396,892	4,45%
09/07/2018 13:00	388,858	389,024	393,874	3,65%	10/07/2018 9:15	392,076	391,842	395,565	4,10%
09/07/2018 13:15	388,385	387,724	393,364	3,52%	10/07/2018 9:30	390,664	391,361	394,819	3,90%
09/07/2018 13:30	387,001	386,523	392,431	3,27%	10/07/2018 9:45	388,399	389,115	392,938	3,40%
09/07/2018 13:45	385,743	386,103	391,17	2,94%	10/07/2018 10:00	387,629	388,47	392,233	3,22%
09/07/2018 14:00	386,557	386,749	391,364	2,99%	10/07/2018 10:15	387,907	387,951	392,218	3,22%

Gráfico de la variación de los niveles de tensión:



B.2. Registro de los datos de Potencias de la SED 391-01:

SED 391 - 01									
Fecha - Hora	Potencia en la SED			Factor de Potencia	Fecha - Hora	Potencia en la SED			Factor de Potencia
	P (KW)	Q (KVAr)	S (kVA)			P (KW)	Q (KVAr)	S (kVA)	
05/07/2018 18:00	37,301	0,8160	46,597	80,10%	06/07/2018 8:00	33,553	0,5213	45,286	74,10%
05/07/2018 18:15	40,573	0,6356	50,246	80,70%	06/07/2018 8:15	32,088	0,6348	42,751	75,10%
05/07/2018 18:30	46,848	1,3387	54,972	85,20%	06/07/2018 8:30	32,710	0,7220	44,572	73,40%
05/07/2018 18:45	46,110	0,8510	55,216	83,50%	06/07/2018 8:45	35,427	0,7838	47,773	74,20%
05/07/2018 19:00	51,642	0,9464	63,305	81,60%	06/07/2018 9:00	37,227	0,7677	50,116	74,30%
05/07/2018 19:15	51,101	1,0757	64,842	78,80%	06/07/2018 9:15	40,320	0,6119	53,666	75,10%
05/07/2018 19:30	53,206	0,8121	66,833	79,60%	06/07/2018 9:30	38,253	0,6325	54,562	70,10%
05/07/2018 19:45	49,733	0,4714	61,348	81,10%	06/07/2018 9:45	40,721	0,5388	55,169	73,80%
05/07/2018 20:00	49,426	0,6231	61,337	80,60%	06/07/2018 10:00	39,863	0,5629	51,748	77,00%
05/07/2018 20:15	46,899	0,6636	59,194	79,20%	06/07/2018 10:15	41,005	0,8187	52,590	78,00%
05/07/2018 20:30	50,462	0,9401	63,263	79,80%	06/07/2018 10:30	38,168	0,6485	49,960	76,40%
05/07/2018 20:45	49,843	0,9490	64,103	77,80%	06/07/2018 10:45	42,074	0,7724	52,841	79,60%
05/07/2018 21:00	49,431	1,2821	63,143	78,30%	06/07/2018 11:00	35,996	0,5550	45,791	78,60%
05/07/2018 21:15	49,531	0,9620	62,720	79,00%	06/07/2018 11:15	35,856	0,6416	45,286	79,20%
05/07/2018 21:30	44,969	0,5358	56,444	79,70%	06/07/2018 11:30	41,935	0,7323	53,186	78,80%
05/07/2018 21:45	47,430	0,6138	59,772	79,40%	06/07/2018 11:45	35,994	1,0097	46,585	77,30%
05/07/2018 22:00	44,689	0,8582	55,393	80,70%	06/07/2018 12:00	35,268	0,8460	44,749	78,80%
05/07/2018 22:15	45,129	0,7147	58,196	77,50%	06/07/2018 12:15	36,715	0,5990	45,203	81,20%
05/07/2018 22:30	43,632	0,5537	56,445	77,30%	06/07/2018 12:30	34,605	0,9241	44,636	77,50%
05/07/2018 22:45	45,245	0,7282	56,373	80,30%	06/07/2018 12:45	37,880	0,8813	47,601	79,60%
05/07/2018 23:00	44,959	0,3940	58,729	76,60%	06/07/2018 13:00	38,618	1,0870	46,741	82,60%
05/07/2018 23:15	41,123	0,4653	56,127	73,30%	06/07/2018 13:15	41,216	1,0524	52,958	77,80%
05/07/2018 23:30	38,963	0,3648	51,812	75,20%	06/07/2018 13:30	39,408	1,5902	51,274	76,90%
05/07/2018 23:45	37,721	1,1037	50,108	75,30%	06/07/2018 13:45	38,165	1,0559	48,091	79,40%
06/07/2018 0:00	34,224	0,9957	46,819	73,10%	06/07/2018 14:00	38,397	0,7302	49,448	77,70%
06/07/2018 0:15	32,871	0,8883	46,552	70,60%	06/07/2018 14:15	39,483	1,1894	50,123	78,80%
06/07/2018 0:30	29,774	0,9400	40,907	72,80%	06/07/2018 14:30	38,585	1,7881	49,873	77,40%
06/07/2018 0:45	30,057	0,4716	41,139	73,10%	06/07/2018 14:45	40,622	0,7914	52,997	76,70%
06/07/2018 1:00	32,023	0,9366	44,495	72,00%	06/07/2018 15:00	43,006	1,1855	59,942	71,70%
06/07/2018 1:15	28,551	1,0391	40,079	71,20%	06/07/2018 15:15	42,757	1,4756	52,328	81,70%
06/07/2018 1:30	27,715	0,9659	38,952	71,20%	06/07/2018 15:30	39,811	1,0189	48,911	81,40%
06/07/2018 1:45	27,479	0,8003	39,002	70,50%	06/07/2018 15:45	36,788	1,2774	48,284	76,20%
06/07/2018 2:00	28,618	1,0291	39,926	71,70%	06/07/2018 16:00	35,881	0,4589	51,053	70,30%
06/07/2018 2:15	27,170	0,7395	38,468	70,60%	06/07/2018 16:15	36,402	0,7616	48,122	75,60%
06/07/2018 2:30	24,383	0,5862	34,889	69,90%	06/07/2018 16:30	39,049	1,6096	56,463	69,20%
06/07/2018 2:45	24,304	0,5989	34,764	69,90%	06/07/2018 16:45	36,777	2,3285	49,840	73,80%
06/07/2018 3:00	23,569	0,6639	34,137	69,00%	06/07/2018 17:00	34,086	1,6641	45,559	74,80%
06/07/2018 3:15	23,431	0,8168	32,677	71,70%	06/07/2018 17:15	37,918	1,2232	50,251	75,50%
06/07/2018 3:30	22,974	0,9412	32,399	70,90%	06/07/2018 17:30	36,225	0,4761	48,765	74,30%
06/07/2018 3:45	22,623	0,5722	32,249	70,20%	06/07/2018 17:45	34,752	1,0281	46,852	74,20%
06/07/2018 4:00	24,068	0,5337	34,337	70,10%	06/07/2018 18:00	35,535	1,5547	47,591	74,70%
06/07/2018 4:15	23,665	0,5493	32,878	72,00%	06/07/2018 18:15	39,729	0,8186	51,726	76,80%
06/07/2018 4:30	22,284	0,6728	31,602	70,50%	06/07/2018 18:30	46,007	1,1402	56,860	80,90%
06/07/2018 4:45	22,480	0,9677	30,647	73,40%	06/07/2018 18:45	53,771	0,5199	64,198	83,80%
06/07/2018 5:00	23,331	0,6784	32,767	71,20%	06/07/2018 19:00	56,961	0,6874	69,500	82,00%
06/07/2018 5:15	23,491	0,5818	31,572	74,40%	06/07/2018 19:15	51,149	0,6076	62,166	82,30%
06/07/2018 5:30	25,084	0,5142	32,367	77,50%	06/07/2018 19:30	53,174	0,8000	64,123	82,90%
06/07/2018 5:45	26,236	0,6747	33,881	77,40%	06/07/2018 19:45	50,275	0,7001	61,499	81,70%
06/07/2018 6:00	26,546	0,5692	34,321	77,30%	06/07/2018 20:00	52,246	0,6446	67,373	77,50%
06/07/2018 6:15	25,788	0,7186	35,459	72,70%	06/07/2018 20:15	45,480	0,6063	56,316	80,80%
06/07/2018 6:30	32,575	0,8210	42,447	76,70%	06/07/2018 20:30	49,325	0,9151	61,210	80,60%
06/07/2018 6:45	36,591	0,4532	48,928	74,80%	06/07/2018 20:45	47,263	0,4773	58,067	81,40%
06/07/2018 7:00	39,567	0,6776	54,767	72,20%	06/07/2018 21:00	46,597	0,3885	57,561	81,00%
06/07/2018 7:15	37,662	0,5421	46,696	80,70%	06/07/2018 21:15	46,898	0,8954	59,596	78,70%
06/07/2018 7:30	39,062	0,5068	49,182	79,40%	06/07/2018 21:30	49,009	2,6815	59,972	81,70%
06/07/2018 7:45	37,983	0,6242	50,427	75,30%	06/07/2018 21:45	49,580	2,2814	62,062	79,90%

SED 391 -01									
Fecha - Hora	Potencia en la SED			Factor de Potencia	Fecha - Hora	Potencia en la SED			Factor de Potencia
	P (KW)	Q (KVar)	S (kVA)			P (KW)	Q (KVar)	S (kVA)	
06/07/2018 22:00	45,608	1,9029	59,677	76,40%	07/07/2018 12:30	40,422	0,4458	51,032	79,20%
06/07/2018 22:15	46,619	1,5784	59,824	77,90%	07/07/2018 12:45	44,797	0,4283	57,546	77,80%
06/07/2018 22:30	46,087	1,9125	58,347	79,00%	07/07/2018 13:00	41,229	0,4273	52,421	78,60%
06/07/2018 22:45	43,863	2,0637	56,421	77,70%	07/07/2018 13:15	41,149	0,8130	54,469	75,50%
06/07/2018 23:00	39,604	2,0872	51,298	77,20%	07/07/2018 13:30	39,668	0,3237	51,442	77,10%
06/07/2018 23:15	39,588	2,0064	51,065	77,50%	07/07/2018 13:45	41,290	0,3644	52,854	78,10%
06/07/2018 23:30	38,244	1,3894	50,559	75,60%	07/07/2018 14:00	38,932	0,7098	47,939	81,20%
06/07/2018 23:45	35,246	1,0410	46,669	75,50%	07/07/2018 14:15	40,778	0,8312	49,759	82,00%
07/07/2018 0:00	33,443	1,1683	44,736	74,80%	07/07/2018 14:30	40,844	0,2924	50,836	80,30%
07/07/2018 0:15	32,335	1,0119	43,886	73,70%	07/07/2018 14:45	39,528	0,4862	50,027	79,00%
07/07/2018 0:30	32,436	0,7767	45,270	71,60%	07/07/2018 15:00	37,665	0,2560	48,617	77,50%
07/07/2018 0:45	30,755	0,9275	43,993	69,90%	07/07/2018 15:15	41,275	0,3074	51,918	79,50%
07/07/2018 1:00	29,148	0,6737	39,974	72,90%	07/07/2018 15:30	39,938	0,4543	49,055	81,40%
07/07/2018 1:15	27,558	0,9369	37,982	72,60%	07/07/2018 15:45	41,530	0,2533	53,499	77,60%
07/07/2018 1:30	27,101	0,6750	37,429	72,40%	07/07/2018 16:00	36,312	0,2796	50,137	72,40%
07/07/2018 1:45	28,150	0,4903	39,228	71,80%	07/07/2018 16:15	36,858	0,5469	48,969	75,30%
07/07/2018 2:00	26,554	0,5448	37,018	71,70%	07/07/2018 16:30	39,948	0,7769	51,613	77,40%
07/07/2018 2:15	26,405	1,0204	36,308	72,70%	07/07/2018 16:45	40,262	0,7873	51,967	77,50%
07/07/2018 2:30	24,883	1,0963	35,740	69,60%	07/07/2018 17:00	34,669	0,3470	48,381	71,70%
07/07/2018 2:45	25,692	0,6845	37,325	68,80%	07/07/2018 17:15	37,031	0,7271	47,556	77,90%
07/07/2018 3:00	24,471	0,8207	34,301	71,30%	07/07/2018 17:30	41,526	1,1039	52,624	78,90%
07/07/2018 3:15	25,104	0,5715	35,456	70,80%	07/07/2018 17:45	40,062	0,5294	53,320	75,10%
07/07/2018 3:30	23,056	1,4263	33,680	68,50%	07/07/2018 18:00	41,319	0,9184	54,679	75,60%
07/07/2018 3:45	22,752	0,4916	34,145	66,60%	07/07/2018 18:15	40,418	0,5525	49,719	81,30%
07/07/2018 4:00	25,010	0,4766	35,162	71,10%	07/07/2018 18:30	42,611	0,7546	52,376	81,40%
07/07/2018 4:15	27,039	0,6926	37,617	71,90%	07/07/2018 18:45	48,604	0,6840	57,345	84,80%
07/07/2018 4:30	23,652	0,6183	34,155	69,20%	07/07/2018 19:00	49,526	0,7672	60,272	82,20%
07/07/2018 4:45	22,316	1,2369	32,424	68,80%	07/07/2018 19:15	50,127	0,7158	60,003	83,50%
07/07/2018 5:00	24,176	0,9492	35,515	68,10%	07/07/2018 19:30	52,874	1,0415	64,760	81,60%
07/07/2018 5:15	25,063	0,8560	33,952	73,80%	07/07/2018 19:45	54,212	0,7278	66,935	81,00%
07/07/2018 5:30	24,075	0,8869	35,316	68,20%	07/07/2018 20:00	49,838	0,6882	59,070	84,40%
07/07/2018 5:45	25,592	0,4428	37,964	67,40%	07/07/2018 20:15	47,865	0,6210	57,007	84,00%
07/07/2018 6:00	24,150	0,2304	34,393	70,20%	07/07/2018 20:30	46,670	0,6482	55,394	84,30%
07/07/2018 6:15	24,482	0,5393	36,299	67,40%	07/07/2018 20:45	46,728	0,5177	55,740	83,80%
07/07/2018 6:30	26,474	0,4759	36,837	71,90%	07/07/2018 21:00	44,392	0,6036	53,669	82,70%
07/07/2018 6:45	29,744	1,8362	38,265	77,70%	07/07/2018 21:15	46,919	1,0315	59,225	79,20%
07/07/2018 7:00	29,467	0,7471	39,840	74,00%	07/07/2018 21:30	47,588	1,1914	58,795	80,90%
07/07/2018 7:15	28,874	1,2172	41,938	68,80%	07/07/2018 21:45	46,813	0,5272	58,823	79,60%
07/07/2018 7:30	32,753	1,5760	42,870	76,40%	07/07/2018 22:00	46,415	0,5937	59,806	77,60%
07/07/2018 7:45	30,843	1,7818	40,495	76,20%	07/07/2018 22:15	45,149	0,6282	58,158	77,60%
07/07/2018 8:00	32,461	1,4849	42,005	77,30%	07/07/2018 22:30	42,771	0,5975	51,785	82,60%
07/07/2018 8:15	38,000	1,1525	48,965	77,60%	07/07/2018 22:45	43,390	0,8894	53,852	80,60%
07/07/2018 8:30	33,364	1,5355	48,283	69,10%	07/07/2018 23:00	42,111	0,9673	53,327	79,00%
07/07/2018 8:45	34,475	1,2838	45,255	76,20%	07/07/2018 23:15	39,111	0,7524	49,797	78,50%
07/07/2018 9:00	37,111	0,5180	47,523	78,10%	07/07/2018 23:30	38,460	0,6000	48,749	78,90%
07/07/2018 9:15	35,981	0,7900	46,275	77,80%	07/07/2018 23:45	39,911	0,5950	52,128	76,60%
07/07/2018 9:30	38,759	0,4735	47,660	81,30%	08/07/2018 0:00	35,977	0,6461	45,539	79,00%
07/07/2018 9:45	37,424	0,5137	51,456	72,70%	08/07/2018 0:15	33,366	0,5721	43,180	77,30%
07/07/2018 10:00	38,198	1,5416	52,034	73,40%	08/07/2018 0:30	32,949	0,5934	43,115	76,40%
07/07/2018 10:15	35,396	1,1746	46,649	75,90%	08/07/2018 0:45	32,254	0,7285	43,507	74,10%
07/07/2018 10:30	35,733	0,5822	44,349	80,60%	08/07/2018 1:00	31,174	0,9033	41,301	75,50%
07/07/2018 10:45	40,717	0,8762	51,310	79,40%	08/07/2018 1:15	29,104	0,7971	38,824	75,00%
07/07/2018 11:00	40,308	0,5361	48,583	83,00%	08/07/2018 1:30	29,350	0,5831	39,174	74,90%
07/07/2018 11:15	37,106	1,1563	46,636	79,60%	08/07/2018 1:45	28,023	0,9585	38,527	72,70%
07/07/2018 11:30	37,283	1,2669	46,367	80,40%	08/07/2018 2:00	27,364	0,6876	36,386	75,20%
07/07/2018 11:45	36,798	1,0744	52,124	70,60%	08/07/2018 2:15	26,873	2,9254	35,725	75,20%
07/07/2018 12:00	38,030	0,5929	52,443	72,50%	08/07/2018 2:30	27,121	0,8294	37,192	72,90%
07/07/2018 12:15	37,451	0,6473	50,593	74,00%	08/07/2018 2:45	25,232	0,9838	35,632	70,80%

SED 391 -01									
Fecha - Hora	Potencia en la SED			Factor de Potencia	Fecha - Hora	Potencia en la SED			Factor de Potencia
	P (KW)	Q (KVAr)	S (kVA)			P (KW)	Q (KVAr)	S (kVA)	
08/07/2018 3:00	24,673	0,8626	35,683	69,10%	08/07/2018 19:30	48,630	2,0256	59,774	81,40%
08/07/2018 3:15	25,706	0,8360	35,535	72,30%	08/07/2018 19:45	51,148	1,0750	62,467	81,90%
08/07/2018 3:30	23,526	0,8025	33,283	70,70%	08/07/2018 20:00	48,352	1,1767	59,794	80,90%
08/07/2018 3:45	24,271	0,7882	33,761	71,90%	08/07/2018 20:15	47,471	1,0646	57,530	82,50%
08/07/2018 4:00	24,774	1,0137	33,700	73,50%	08/07/2018 20:30	51,227	0,7991	63,965	80,10%
08/07/2018 4:15	24,335	0,9080	34,653	70,20%	08/07/2018 20:45	51,835	0,7930	61,906	83,70%
08/07/2018 4:30	22,525	1,0657	31,861	70,70%	08/07/2018 21:00	51,064	0,6806	59,818	85,40%
08/07/2018 4:45	22,468	0,8648	31,822	70,60%	08/07/2018 21:15	44,442	0,2920	55,140	80,60%
08/07/2018 5:00	23,390	0,8807	32,805	71,30%	08/07/2018 21:30	43,710	1,1225	54,754	79,80%
08/07/2018 5:15	23,549	0,9480	33,649	70,00%	08/07/2018 21:45	47,568	0,9947	56,853	83,70%
08/07/2018 5:30	26,179	1,5393	40,012	65,40%	08/07/2018 22:00	46,986	0,3977	59,429	79,10%
08/07/2018 5:45	27,417	0,4800	40,060	68,40%	08/07/2018 22:15	43,573	0,6191	55,040	79,20%
08/07/2018 6:00	27,557	0,8556	39,949	69,00%	08/07/2018 22:30	41,006	0,8604	53,304	76,90%
08/07/2018 6:15	28,345	0,5194	39,570	71,60%	08/07/2018 22:45	40,086	0,2827	50,855	78,80%
08/07/2018 6:30	26,532	1,1592	37,673	70,40%	08/07/2018 23:00	40,806	0,4586	50,729	80,40%
08/07/2018 6:45	30,520	0,5552	42,443	71,90%	08/07/2018 23:15	36,817	0,9237	47,107	78,20%
08/07/2018 7:00	27,763	0,6833	39,301	70,60%	08/07/2018 23:30	37,999	0,7697	47,969	79,20%
08/07/2018 7:15	28,514	1,2809	43,673	65,30%	08/07/2018 23:45	35,898	0,7544	46,091	77,90%
08/07/2018 7:30	28,672	0,8585	41,283	69,50%	09/07/2018 0:00	34,180	1,0866	44,673	76,50%
08/07/2018 7:45	27,802	1,5087	39,342	70,70%	09/07/2018 0:15	32,069	1,1529	43,494	73,70%
08/07/2018 8:00	30,667	0,8427	44,717	68,60%	09/07/2018 0:30	31,732	0,8735	43,228	73,40%
08/07/2018 8:15	33,757	1,3311	44,387	76,10%	09/07/2018 0:45	29,012	1,5623	39,676	73,10%
08/07/2018 8:30	31,639	1,4753	39,838	79,40%	09/07/2018 1:00	27,682	0,6974	39,675	69,80%
08/07/2018 8:45	32,230	1,2817	42,578	75,70%	09/07/2018 1:15	26,536	0,6013	37,627	70,50%
08/07/2018 9:00	32,920	2,1978	43,836	75,10%	09/07/2018 1:30	24,863	0,8383	34,857	71,30%
08/07/2018 9:15	33,281	0,5850	44,937	74,10%	09/07/2018 1:45	26,948	0,8993	36,244	74,40%
08/07/2018 9:30	32,532	0,8364	43,671	74,50%	09/07/2018 2:00	24,682	1,0245	34,885	70,80%
08/07/2018 9:45	31,684	1,1508	45,242	70,00%	09/07/2018 2:15	24,019	1,0195	35,563	67,50%
08/07/2018 10:00	35,559	0,9246	45,538	78,10%	09/07/2018 2:30	23,139	0,7332	35,004	66,10%
08/07/2018 10:15	35,980	0,5759	45,261	79,50%	09/07/2018 2:45	22,013	0,7037	32,085	68,60%
08/07/2018 10:30	36,031	1,1156	44,711	80,60%	09/07/2018 3:00	22,014	1,1278	31,236	70,50%
08/07/2018 10:45	35,252	0,9681	45,923	76,80%	09/07/2018 3:15	23,855	0,8895	34,801	68,50%
08/07/2018 11:00	34,497	0,9241	47,255	73,00%	09/07/2018 3:30	23,650	0,6196	36,066	65,60%
08/07/2018 11:15	37,913	1,1749	50,833	74,60%	09/07/2018 3:45	23,787	0,7706	33,365	71,30%
08/07/2018 11:30	37,878	1,2017	50,137	75,50%	09/07/2018 4:00	21,959	0,8289	30,013	73,20%
08/07/2018 11:45	39,312	0,7851	48,504	81,00%	09/07/2018 4:15	21,610	0,7277	28,724	75,20%
08/07/2018 12:00	36,423	0,7399	45,521	80,00%	09/07/2018 4:30	21,211	0,9310	31,585	67,20%
08/07/2018 12:15	38,348	0,8708	48,928	78,40%	09/07/2018 4:45	21,885	1,2062	30,511	71,70%
08/07/2018 12:30	36,128	1,1183	49,733	72,60%	09/07/2018 5:00	21,750	0,6219	30,627	71,00%
08/07/2018 12:45	35,954	1,3515	47,735	75,30%	09/07/2018 5:15	23,655	0,8540	32,390	73,00%
08/07/2018 13:00	35,577	0,8834	44,602	79,80%	09/07/2018 5:30	26,354	0,7181	33,271	79,20%
08/07/2018 13:15	38,777	0,4908	52,413	74,00%	09/07/2018 5:45	26,187	0,6489	34,523	75,90%
08/07/2018 13:30	35,841	0,8865	46,873	76,50%	09/07/2018 6:00	28,898	0,8149	35,102	82,30%
08/07/2018 13:45	37,355	0,5260	48,735	76,60%	09/07/2018 6:15	31,871	0,8347	39,312	81,10%
08/07/2018 14:00	37,593	0,8698	47,148	79,70%	09/07/2018 6:30	39,272	1,0040	49,967	78,60%
08/07/2018 14:15	37,198	1,8706	48,157	77,20%	09/07/2018 6:45	39,745	0,6243	49,274	80,70%
08/07/2018 14:30	42,715	1,3719	58,185	73,40%	09/07/2018 7:00	40,391	0,6982	46,416	87,00%
08/07/2018 14:45	39,111	2,1962	55,110	71,00%	09/07/2018 7:15	36,197	0,6412	44,113	82,10%
08/07/2018 15:00	34,029	0,6294	47,605	71,50%	09/07/2018 7:30	34,553	0,7596	42,508	81,30%
08/07/2018 15:15	31,783	0,6369	44,223	71,90%	09/07/2018 7:45	34,356	0,8062	42,686	80,50%
08/07/2018 15:30	33,107	0,7044	45,441	72,90%	09/07/2018 8:00	30,246	0,8491	40,805	74,10%
08/07/2018 15:45	33,457	0,5492	45,406	73,70%	09/07/2018 8:15	31,588	0,7392	43,002	73,50%
08/07/2018 16:00	34,767	0,5424	45,281	76,80%	09/07/2018 8:30	30,104	0,5969	41,708	72,20%
08/07/2018 16:15	32,594	0,7153	44,720	72,90%	09/07/2018 8:45	30,658	0,9958	42,284	72,50%
08/07/2018 16:30	30,111	1,1040	41,241	73,00%	09/07/2018 9:00	32,067	1,0255	42,701	75,10%
08/07/2018 16:45	32,725	0,7447	42,374	77,20%	09/07/2018 9:15	31,424	0,6641	41,306	76,10%
08/07/2018 17:00	33,932	1,6432	44,216	76,70%	09/07/2018 9:30	28,993	0,6622	40,487	71,60%
08/07/2018 17:15	34,521	0,6043	45,401	76,00%	09/07/2018 9:45	29,602	0,6630	40,719	72,70%
08/07/2018 17:30	34,099	0,5092	45,887	74,30%	09/07/2018 10:00	32,773	0,6944	46,359	70,70%
08/07/2018 17:45	34,928	0,5504	46,429	75,20%	09/07/2018 10:15	29,735	0,5499	41,906	71,00%
08/07/2018 18:00	37,654	0,8524	46,041	81,80%	09/07/2018 10:30	32,341	0,4870	44,980	71,90%
08/07/2018 18:15	40,695	0,3135	48,341	84,20%	09/07/2018 10:45	32,662	0,6229	42,327	77,20%
08/07/2018 18:30	45,492	0,8628	53,974	84,30%	09/07/2018 11:00	30,106	0,9267	39,286	76,60%
08/07/2018 18:45	48,672	0,7663	56,589	86,00%	09/07/2018 11:15	31,354	0,6581	40,096	78,20%
08/07/2018 19:00	47,591	0,5547	55,937	85,10%	09/07/2018 11:30	33,903	0,7147	42,150	80,40%
08/07/2018 19:15	49,525	1,3325	57,048	86,80%	09/07/2018 11:45	29,960	0,6204	38,962	76,90%

SED 391 -01									
Fecha - Hora	Potencia en la SED			Factor de Potencia	Fecha - Hora	Potencia en la SED			Factor de Potencia
	P (KW)	Q (KVAR)	S (kVA)			P (KW)	Q (KVAR)	S (kVA)	
09/07/2018 12:00	32,337	0,5662	41,791	77,40%	09/07/2018 23:15	39,121	1,5332	48,181	81,20%
09/07/2018 12:15	32,871	0,7043	44,919	73,20%	09/07/2018 23:30	38,250	1,1447	47,719	80,20%
09/07/2018 12:30	36,174	0,8256	47,332	76,40%	09/07/2018 23:45	35,714	0,7520	44,885	79,60%
09/07/2018 12:45	33,353	0,6942	44,314	75,30%	10/07/2018 0:00	32,253	1,2902	41,740	77,30%
09/07/2018 13:00	36,735	0,6357	49,659	74,00%	10/07/2018 0:15	31,441	1,1591	43,287	72,60%
09/07/2018 13:15	34,194	1,2620	46,265	73,90%	10/07/2018 0:30	32,625	1,3494	46,240	70,60%
09/07/2018 13:30	34,604	1,1457	47,590	72,70%	10/07/2018 0:45	31,444	0,5657	44,958	69,90%
09/07/2018 13:45	38,715	0,7377	51,786	74,80%	10/07/2018 1:00	29,457	0,2533	41,185	71,50%
09/07/2018 14:00	35,584	0,9209	45,172	78,80%	10/07/2018 1:15	28,430	0,7076	39,658	71,70%
09/07/2018 14:15	35,226	0,8148	48,594	72,50%	10/07/2018 1:30	27,276	0,3005	38,446	70,90%
09/07/2018 14:30	33,739	0,7244	45,535	74,10%	10/07/2018 1:45	25,855	0,6066	36,230	71,40%
09/07/2018 14:45	32,734	0,7246	43,376	75,50%	10/07/2018 2:00	25,204	0,5596	35,086	71,80%
09/07/2018 15:00	34,175	0,9315	45,593	75,00%	10/07/2018 2:15	27,269	1,8072	39,683	68,70%
09/07/2018 15:15	33,633	0,7527	42,561	79,00%	10/07/2018 2:30	27,386	1,9272	39,092	70,10%
09/07/2018 15:30	35,206	0,9230	42,996	81,90%	10/07/2018 2:45	25,638	1,0219	37,253	68,80%
09/07/2018 15:45	35,449	1,0136	44,884	79,00%	10/07/2018 3:00	23,540	1,0269	34,272	68,70%
09/07/2018 16:00	33,676	1,2541	44,354	75,90%	10/07/2018 3:15	23,594	0,7033	33,330	70,80%
09/07/2018 16:15	32,762	0,8262	42,277	77,50%	10/07/2018 3:30	22,705	0,5333	33,585	67,60%
09/07/2018 16:30	34,273	0,9413	45,594	75,20%	10/07/2018 3:45	23,120	0,6499	34,420	67,20%
09/07/2018 16:45	32,639	1,1570	42,145	77,40%	10/07/2018 4:00	22,790	0,8306	32,399	70,30%
09/07/2018 17:00	33,694	1,6524	45,207	74,50%	10/07/2018 4:15	23,189	0,9959	32,384	71,60%
09/07/2018 17:15	33,382	1,4129	43,863	76,10%	10/07/2018 4:30	23,683	0,3982	32,234	73,50%
09/07/2018 17:30	36,409	1,0516	47,929	76,00%	10/07/2018 4:45	22,683	0,9181	31,339	72,40%
09/07/2018 17:45	35,703	0,9463	50,779	70,30%	10/07/2018 5:00	22,301	0,6690	31,392	71,00%
09/07/2018 18:00	40,608	1,5240	56,601	71,70%	10/07/2018 5:15	25,420	1,0245	34,345	74,00%
09/07/2018 18:15	43,930	1,5113	64,866	67,70%	10/07/2018 5:30	26,536	0,2435	33,830	78,40%
09/07/2018 18:30	48,131	1,9023	65,716	73,20%	10/07/2018 5:45	26,327	0,9676	35,659	73,80%
09/07/2018 18:45	51,096	1,1347	63,397	80,60%	10/07/2018 6:00	27,244	0,9795	34,957	77,90%
09/07/2018 19:00	47,161	1,5292	58,910	80,10%	10/07/2018 6:15	29,236	1,7436	38,596	75,70%
09/07/2018 19:15	48,208	2,0284	59,073	81,60%	10/07/2018 6:30	41,540	1,5228	47,917	86,70%
09/07/2018 19:30	50,180	0,9161	62,716	80,00%	10/07/2018 6:45	41,294	2,0024	48,313	85,50%
09/07/2018 19:45	49,594	0,7307	61,895	80,10%	10/07/2018 7:00	42,225	1,6144	50,386	83,80%
09/07/2018 20:00	55,011	1,6919	69,590	79,00%	10/07/2018 7:15	36,104	1,4000	45,665	79,10%
09/07/2018 20:15	51,686	1,2531	65,255	79,20%	10/07/2018 7:30	38,869	2,8093	47,051	82,60%
09/07/2018 20:30	49,022	0,9883	61,046	80,30%	10/07/2018 7:45	34,818	1,5007	47,330	73,60%
09/07/2018 20:45	47,161	0,9220	57,460	82,10%	10/07/2018 8:00	34,579	2,4674	45,475	76,00%
09/07/2018 21:00	47,377	1,0169	58,488	81,00%	10/07/2018 8:15	34,809	2,3457	44,341	78,50%
09/07/2018 21:15	48,810	1,7026	60,171	81,10%	10/07/2018 8:30	29,572	1,3319	41,035	72,10%
09/07/2018 21:30	49,750	1,5856	61,140	81,40%	10/07/2018 8:45	28,574	0,8532	38,614	74,00%
09/07/2018 21:45	49,148	1,0004	60,283	81,50%	10/07/2018 9:00	28,892	0,7781	38,629	74,80%
09/07/2018 22:00	49,267	0,5012	61,156	80,60%	10/07/2018 9:15	27,731	0,7987	38,011	73,00%
09/07/2018 22:15	47,277	0,4779	56,849	83,20%	10/07/2018 9:30	30,126	1,0836	40,564	74,30%
09/07/2018 22:30	42,905	1,1107	53,231	80,60%	10/07/2018 9:45	31,047	0,8587	42,163	73,60%
09/07/2018 22:45	44,897	1,4921	55,175	81,40%	10/07/2018 10:00	32,566	1,2929	42,904	75,90%
09/07/2018 23:00	43,081	1,1380	53,853	80,00%	10/07/2018 10:15	29,296	1,1035	39,672	73,80%

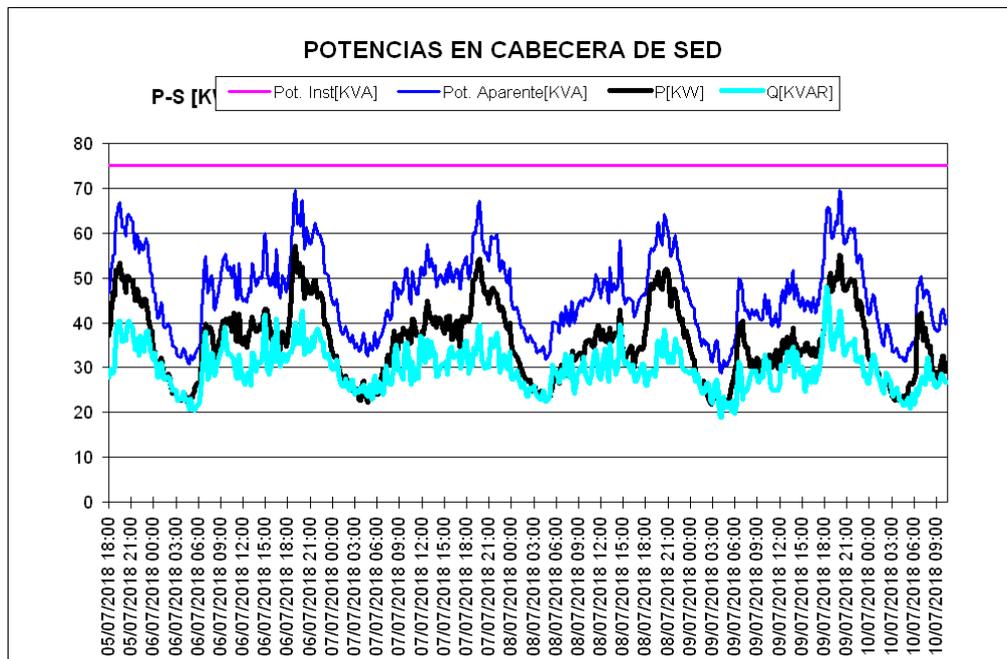
Cálculo del Factor de Carga de la SED 391-01:

- **Factor de carga (f_c):** Corresponde a la relación entre la demanda promedio de un periodo establecido con respecto a la demanda máxima del mismo periodo de análisis.

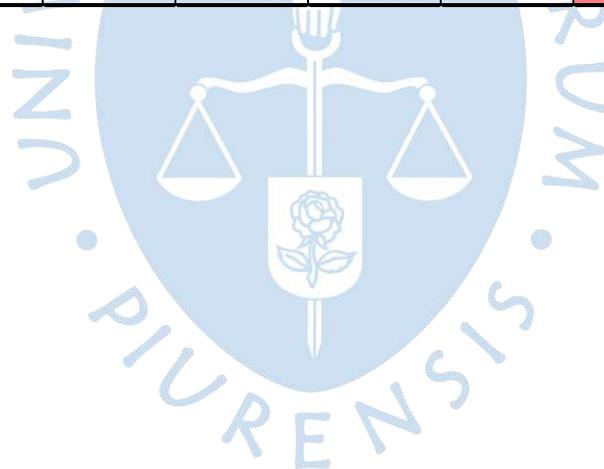
$$f_c = \frac{\text{Demanda Promedio del periodo}}{\text{MD del periodo}}$$

	Valores
Max. Dem.	56960,785
Promedio	35654,7393
Fact. Carga	0,626

Gráfico de la variación de las Potencias de la SED 391-01:



Valores de Máxima demanda obtenidas en los registros de medición						
Fecha	P (KW)	Q (KVAR)	S (KVA)	FP	FU	FC
06/07/2018 19:00	56,96	39,82	69,50	0,82	92,67	62,60





C. Diagrama Unifilar de la red eléctrica de ENOSA

