

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**IMPACTO DEL PROYECTO DE NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS
SERVICIOS ELÉCTRICOS EN LOS MONTOS DE COMPENSACIONES Y
RESARCIMIENTOS POR INTERRUPCIONES DE LA EMPRESA EGEMSA**

PRESENTADO POR:

Br. Jennifer Solorzano Fernandez

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

Asesor:

Mgt. Ing. PABLO APAZA HUANCA

CUSCO – PERÚ

2022

INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro. CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada: IMPACTO DEL PROYECTO DE NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS EN LOS MONTOS DE COMPENSACIONES Y RESARCIMIENTOS POR INTERRUPCIONES DE LA EMPRESA EGEMSA presentado por: JENNIFER SOLÓRZANO FERNÁNDEZ con DNI Nro.: 75.20.0160 para optar al título profesional/grado académico de INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 3 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 4%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	<input checked="" type="checkbox"/>
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	<input type="checkbox"/>
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	<input type="checkbox"/>

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 12 de febrero de 2024


Firma
Post firma: PABLO APAZA HUANCA
Nro. de DNI: 23842746
ORCID del Asesor: 0000-0002-3941-1347

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid: 27259:33482f837?locale=es=MX

NOMBRE DEL TRABAJO

Tesis NTCSE - Jennifer Solórzano Fernández OK.pdf

AUTOR

Jennifer Solórzano Fernández

RECUENTO DE PALABRAS

74382 Words

RECUENTO DE CARACTERES

334435 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

211 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

5.9MB

FECHA DE ENTREGA

Feb 24, 2024 10:01 PM GMT-5

FECHA DEL INFORME

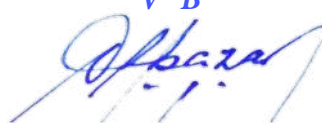
Feb 24, 2024 10:04 PM GMT-5**● 4% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 4% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 1% Base de datos de trabajos entregados
- 0% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Coincidencia baja (menos de 15 palabras)
- Bloques de texto excluidos manualmente

V° B°


C/12/02/24

PRESENTACIÓN

Señor decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.

Señores Miembros del Jurado.

En cumplimiento estricto de las disposiciones del Reglamento de Grados y Títulos vigentes de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica; y con el objetivo de optar al título profesional de Ingeniero Electricista, presento la tesis denominada **“IMPACTO DEL PROYECTO DE NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS EN LOS MONTOS DE COMPENSACIONES Y RESARCIMIENTOS POR INTERRUPCIONES DE LA EMPRESA EGEMSA”**.

El presente estudio tiene como objetivo determinar el impacto de lo que sería implementación del nuevo proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) con Resolución Ministerial N° 099-2018-MEM-DM en referencia a las compensaciones y resarcimientos causados por transgresiones a la calidad de suministro, sobre los agentes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Más específicamente en una empresa generadora, para ello será considerado como modelo a la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA). El propósito de realizar esta tesis deviene primordialmente de las actualizaciones y modificaciones que se encuentran en este nuevo proyecto de norma, que básicamente sustituiría en toda su extensión jurídica a la NTCSE vigente. Así como también, el reemplazo de una nueva normativa trae consigo ventajas y desventajas para los implicados. Por lo que es necesario realizar un análisis minucioso de las implicancias de la implementación de una nueva normativa.

Si bien es cierto se pretende determinar el impacto del nuevo proyecto de norma sobre una empresa generadora, en este caso EGEMSA. Esto también implica que se vería reflejado para cualquier otra empresa generadora, transmisora e incluso una distribuidora, debido a que estas también son responsables de causar interrupciones y por ende generar incumplimiento a la calidad de suministro. El control de calidad de suministro es de aplicación imperativa para los agentes que están bajo la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), Decreto Ley N° 25844. Así mismo, este trabajo queda a disposición

de los lectores quedando abierto para futuras modificaciones y actualizaciones, e incluso sirva de referencia como antecedente.

INTRODUCCIÓN

En el Perú, la supervisión de la calidad del servicio eléctrico es un aspecto muy importante por parte del estado debido a que las empresas suministradoras del servicio eléctrico deben brindar al menos niveles mínimos de calidad del servicio. Por tanto, es necesario poseer instrumentos de supervisión y sanción para un correcto cumplimiento de calidad, en ese entender el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) desarrolló la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, haciendo intervinientes de manera imperativa a los agentes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y amparados bajo la Ley de Concesiones Eléctricas.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) mediante Resolución Ministerial N° 099-2018-MEM-DM ha pre publicado el "Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos" (en adelante nuevo proyecto de NTCSE) donde se modificaron distintos parámetros base para el cálculo de montos de compensaciones y resarcimientos por transgresiones de las tolerancias e indicadores de la calidad de suministro. Por ello resulta motivador realizar este estudio en la presente tesis; ya que el reemplazo en su totalidad jurídica de una nueva norma a la ya existente traería consigo ventajas y desventajas en los agentes que forman parte del sector eléctrico, como las generadoras, transmisoras, distribuidoras e incluso el usuario final, y de manera general en la ciudadanía. La entrada en vigencia de una nueva norma en cualquier contexto requiere de un análisis minucioso justamente por lo mencionado anteriormente.

Con lo mencionado en el párrafo anterior el presente trabajo tiene por objetivo conocer el impacto que tendría la implementación de este nuevo proyecto de norma en referencia a los montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro en una empresa de generación, la cual a su vez tiene implicancias sobre su cliente la empresa distribuidora. Teniendo en cuenta lo mencionado líneas atrás, para este trabajo únicamente se tomará en consideración como modelo a la empresa de generación EGEMSA.

Cabe destacar que para conocer el impacto desplegado de la nueva norma se realizará un análisis comparativo de la norma vigente y la nueva norma en calidad de suministro, con el fin de establecer minuciosamente las modificatorias presentadas. Seguido a ello, con las modificaciones determinadas se realizará un nuevo cálculo de los montos de compensaciones y resarcimientos aplicando el procedimiento de cálculo de la nueva norma. Para finalmente ser comparadas con los

cálculos ya existentes. Con ello, se clarificaría el panorama sobre el impacto del nuevo proyecto de norma; y esto también a modo de anticipar y prevenir inversiones no previstas en cuanto a estas sanciones en una empresa generadora, EGEMSA en este caso de estudio.

Para alcanzar estos objetivos fue relevante determinar cuáles modificaciones afectarían directamente en las compensaciones y resarcimientos; poseer un amplio número de datos para un mejor análisis por lo que se tomó el registro de datos de interrupciones de la empresa EGEMSA y sus clientes, de los semestres 2015-II al 2018-I.

Así mismo este estudio permite no solo determinar impacto económico en EGEMSA sino también a los agentes del SEIN, porque básicamente se ven reflejados con los resultados ya que esta norma afecta a toda empresa que suministra el servicio eléctrico y está sujeta a la Ley de Concesiones Eléctricas N.º 25844 así como también al usuario final del consumo eléctrico.

RESUMEN

Este estudio se centra en la problemática asociada a la implementación del nuevo proyecto de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, específicamente en lo que respecta a los montos de compensaciones y resarcimientos debido a la mala calidad del suministro, con un enfoque particular en las empresas de generación, utilizando a la empresa de generación eléctrica EGEMSA como caso de estudio. Este proyecto de norma (NTCSE) ha introducido modificaciones integrales en el control de calidad del suministro, pero carece de un sustento técnico para las modificaciones realizadas en los indicadores, tolerancias y otros aspectos. Es crucial y motivador realizar un análisis detallado de estas modificaciones y su impacto en las compensaciones y resarcimientos, dado que la adopción de una nueva norma conlleva tanto beneficios como desafíos para las entidades sujetas a su regulación.

Por consiguiente, este estudio tiene como objetivo principal demostrar las implicancias y el impacto económico derivados de la implementación del nuevo proyecto de norma en el contexto de las empresas de generación eléctrica, utilizando a EGEMSA como referencia. A continuación, se describe la estructura y contenido abordado en este estudio:

En el Capítulo I se desarrollan los aspectos generales del estudio, que incluyen la definición del problema, su justificación, los objetivos de la investigación, así como el alcance y las limitaciones del estudio. Además, se presentan las hipótesis, variables e indicadores utilizados, junto con la metodología aplicada para abordar la problemática planteada.

El Capítulo II se dedica a la elaboración de los marcos teórico y normativo pertinentes para este estudio. Se discuten conceptos fundamentales relacionados con el mercado eléctrico y sus transacciones, así como aspectos específicos de la calidad del suministro contemplados tanto en la NTCSE vigente como en el nuevo proyecto de norma.

En el Capítulo III se lleva a cabo un análisis comparativo entre la normativa actual (NTCSE vigente) y el nuevo proyecto de norma, centrándose en los aspectos relacionados con la calidad del suministro. Se identifican y examinan las modificaciones relevantes que impactan en las

compensaciones y resarcimientos, con el fin de evaluar su aplicabilidad en el contexto de empresas generadoras como EGEMSA.

El Capítulo IV se dedica al cálculo de los montos de compensaciones y resarcimientos conforme a lo estipulado en el nuevo proyecto de norma, comparándolos con los cálculos previamente determinados por EGEMSA. Se busca así evaluar las diferencias y el impacto económico resultante de la aplicación de la nueva normativa.

Finalmente, en el Capítulo V se procede a la evaluación y análisis de los montos de compensaciones y resarcimientos aplicados conforme al nuevo proyecto de norma, con el objetivo de demostrar de manera concluyente el impacto económico que este tendría en una empresa generadora como EGEMSA.

Palabras clave: Calidad de suministro, interrupciones, compensación por punto de entrega, compensación por rechazo de carga.

ABSTRACT

This study addresses the issue concerning the implementation of the new standard Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) regarding compensation and reimbursement amounts for poor supply quality, focusing on power generation companies with EGEMSA serving as a model. This new standard (NTCSE) entails modifications to all aspects of supply quality control, yet lacks technical justification for changes made to indicators, and tolerances, among others. It is important and motivating to analyze these supply quality modifications concerning compensations and reimbursements, as the enforcement of a new standard brings both advantages and disadvantages to those under its jurisdiction.

Therefore, this study aims to demonstrate the implications and economic impact of implementing the new standard for the power generation company model represented by EGEMSA. The following outlines the content covered in this study:

Chapter I: General aspects of the study, including the problem statement, justification, objectives, scope and limitations, hypotheses, variables and indicators, and applied methodology, are developed.

Chapter II: Aims to establish relevant theoretical and normative frameworks for the study, encompassing concepts of the electrical market and its transactions, quality of supply concepts referenced in the current standard NTCSE, and the new standard draft.

Chapter III: Seeks to establish a comparative analysis between the current standard NTCSE and the new standard draft regarding supply quality. Relevant modifications for compensations and settlements are determined, thus enabling their respective calculations for power generation companies such as EGEMSA.

Chapter IV: Aims to calculate compensation and settlement amounts using the application of the standard draft and compare them with the amounts already determined by EGEMSA.

Chapter V: Evaluate and analyze the compensation and settlement amounts applied with the standard draft, demonstrating the economic impact it would have on a power generation company, specifically EGEMSA.

Keywords: Supply quality, interruptions, compensation for point of delivery, compensation for load rejection.

ÍNDICE GENERAL

PRESENTACIÓN	ii
INTRODUCCIÓN	iv
RESUMEN	vi
ABSTRACT	viii
ÍNDICE GENERAL	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xv
ÍNDICE DE TABLAS	xvii
GLOSARIO DE TÉRMINOS	xxii
Capítulo I: Aspectos generales	1
1.1 Introducción	1
1.2 Ámbito geográfico	1
1.3 Descripción del problema	1
1.3.1 Planteamiento del Problema	1
1.3.2 Formulación del Problema	5
1.3.3 Problemas Específicos	5
1.4 Justificación del problema	5
1.5 Objetivos	7
1.5.1 Objetivo general	7
1.5.2 Objetivos específicos	7
1.6 Variables e indicadores	7
1.6.1 Variables e indicadores dependientes	7
1.6.2 Variables e indicadores independientes	8
1.6.3 Variables e indicadores intervinientes	8
1.7 Hipótesis	8
1.7.1 Hipótesis general	8
1.7.2 Hipótesis específicas	8
1.8 Alcances y limitaciones	9
1.8.1 Alcances	9

1.8.2	Limitaciones	9
1.9	Metodología	9
1.9.1	Tipo del Estudio	9
1.9.2	Enfoque del Estudio	10
1.9.3	Diseño del estudio	10
1.10	Universo, población y muestra	11
1.10.1	Universo	11
1.10.2	Población	11
1.10.3	Muestra	11
1.11	Técnicas de recolección de datos	11
1.12	Herramientas para el procesamiento de datos	11
1.13	Análisis de datos	12
1.14	Procesamiento de datos	12
2	Capítulo II: Marco teórico y normativo	15
2.1	Introducción	15
2.2	Antecedentes de la investigación	15
2.2.1	Antecedentes normativos	16
2.2.2	Antecedentes teóricos	17
2.3	Definiciones y terminología	20
2.4	Mercado eléctrico peruano	22
2.4.1	Organización de la industria eléctrica en el Perú	22
2.4.2	Clasificación de usuarios libres y regulados	24
2.4.3	Agentes del mercado mayorista de electricidad	24
2.4.4	Calidad de servicio eléctrico	25
2.5	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	26
2.5.1	Calidad de suministro	27
2.5.2	Interrupciones	28
2.5.3	Interrupciones por punto de entrega	29
2.5.4	Interrupciones por rechazo de carga	31
2.5.5	Indicadores de calidad de suministro	31

2.5.6	Tolerancias de calidad de suministro	33
2.6	Compensación de generador a distribuidor por mala calidad de suministro	34
2.6.1	Cadena de pagos	35
2.6.2	Modalidad de compensación de G-D por punto de entrega	35
2.6.3	Modalidad de compensación de G-D por rechazo de carga	36
2.7	Base Metodológica aplicada para calidad de suministro	38
2.7.1	Programación de interrupciones	39
2.7.2	Reporte de interrupciones	39
2.8	Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE	40
2.8.1	Información requerida	40
2.8.2	Responsabilidades por eventos programados	41
2.8.3	Responsabilidades por eventos no programados	41
2.9	Nueva Norma Técnica de Calidad de dos Servicios Eléctricos	43
2.9.1	Sustento de la formulación del nuevo proyecto de NTCSE	43
2.9.2	Exposición de análisis costo – beneficio del proyecto de NTCSE	45
3	Capítulo III: Análisis comparativo entre la norma vigente y el nuevo proyecto de norma	
	47	
3.1	Introducción	47
3.2	Análisis comparativo de la calidad de suministro entre la norma vigente y el nuevo proyecto de norma	47
3.3	Análisis de las disposiciones generales	47
3.3.1	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente	48
3.3.2	Nuevo Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	48
3.4	Análisis de las etapas de aplicación de la norma	50
3.4.1	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente	50
3.4.2	Nuevo Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	51
3.5	Análisis de las obligaciones del suministrador, del cliente y terceros	51
3.5.1	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente	52
3.5.2	Nuevo Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	52
3.6	Análisis de la competencia de la autoridad	54

3.6.1	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente	54
3.6.2	Nuevo Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	54
3.7	Análisis del título sexto calidad de suministro	54
3.7.1	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente	54
3.7.2	Nuevo Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	59
3.8	Análisis comparativo global	61
3.9	Conclusiones del Capítulo	68
3.10	Validación de hipótesis	69
4 Capítulo IV: Cálculo de los montos de compensaciones y resarcimientos con la norma vigente y el nuevo proyecto de norma		73
4.1	Introducción	73
4.2	Suministrador y cliente dentro del marco regulatorio y mercado eléctrico	73
4.2.1	Clientes de EGEMSA	75
4.2.2	Puntos de venta Generador – Distribuidor de EGEMSA	76
4.2.3	Diagramas unifilares	77
4.3	Compensación de generador a distribuidor	79
4.3.1	Modalidad de compensación por interrupciones por punto de entrega	79
4.3.2	Modalidad de compensación por interrupción por rechazo de carga	82
4.4	Datos de las interrupciones de los clientes de EGEMSA	85
4.4.1	Estadística de interrupciones por tipo en un punto de entrega	88
4.4.2	Estadística de la duración del tipo de interrupciones	89
4.4.3	Interrupciones en puntos de entrega de EGEMSA	91
4.4.4	Interrupciones por rechazo de carga semestre 2015-II al 2018-I	91
4.5	Proceso de cálculo de compensaciones y resarcimientos con la norma vigente	91
4.5.1	Cálculo manual de compensaciones por interrupciones por punto de entrega	92
4.5.2	Cálculo manual de compensaciones por interrupciones por rechazo de carga	100
4.6	Proceso de cálculo de compensaciones y resarcimientos con el nuevo proyecto de NTCSE	111
4.6.1	Cálculo manual de compensaciones por interrupciones por punto de entrega	111
4.6.2	Cálculo manual de compensaciones por interrupciones por rechazo de carga	119

4.7	Conclusiones del capítulo	127
4.7.1	Para compensaciones por punto de entrega	127
4.7.2	Para compensaciones por rechazo de carga	129
4.8	Validación de hipótesis	130

5 Capítulo V: Análisis del cálculo de compensaciones y resarcimientos con el nuevo proyecto de NTCSE

133

5.1	Introducción	133
5.2	Impacto económico	133
5.2.1	Compensaciones por punto de entrega	133
5.2.2	Compensaciones por rechazo de carga	144
5.3	Mapeo de los puntos de venta de los clientes de EGEMSA	152
5.3.1	Comentarios del mapeo	152
5.4	Conclusiones del capítulo	154
5.5	Validación de hipótesis	157
5.6	Validación de hipótesis general	160
	CONCLUSIONES	163
	SUGERENCIAS	168
	BIBLIOGRAFÍA	169
	ANEXOS	171

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de los clientes de EGEMSA	2
Figura 2. Flujograma de procesamiento de datos	12
Figura 3. Matriz de consistencia Fuente: Elaboración propia	13
Figura 4. Actividades desarrolladas en el sector eléctrico	23
Figura 5. Esquema del proceso de suministro eléctrico	23
Figura 6. Agentes participantes del mercado mayorista de electricidad	25
Figura 7. Interrupción en Cachimayo 10 kV – EGEMSA	28
Figura 8. Tipos de interrupciones	29
Figura 9. Interrupción en punto de entrega en esquema unifilar	29
Figura 10. Interrupción por rechazo de carga en un alimentador	31
Figura 11. Proceso de reporte de eventos	42
Figura 12. Punto de Entrega de EGEMSA - S.E. Dolorespata 10.5 kV	77
Figura 13. Punto de Entrega de EGEMSA - S.E. Cachimayo 138 kV	78
Figura 14. Punto de Entrega de EGEMSA - S.E. Machupicchu 138 kV	78
Figura 15. Flujograma del control de calidad de suministro	80
Figura 16. Número de interrupciones por tipo, del semestre 2015-II a 2018-I	89
Figura 17. Duración de interrupciones por tipo, del semestre 2015-II a 2018-I	90
Figura 18. Punto de Entrega de Electronoroeste - S.E. Malacas 13.2 kV	93
Figura 19. Punto de Entrega de Calcesur - S.E. Puno 138 kV	101
Figura 20. Comparación de montos de compensaciones por punto de entrega	128
Figura 21. Comparación de montos de compensaciones por punto de entrega	129

Figura 22. Mapa de compensaciones en AmigoCloud	153
Figura 23. Compensaciones por punto con la norma vigente (A) y el nuevo proyecto de nuevo (B).	154
Figura 24. Resumen de variación por punto de entrega por semestres	156
Figura 25. Incremento de resarcimientos por punto de entrega en EGM	157

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Factores de ponderación - NTCSE vigente	3
Tabla 2 Tolerancias-NTCSE vigente	4
Tabla 3 Factores de ponderación – Nuevo Proyecto de NTCSE	4
Tabla 4 Tolerancias - Nuevo Proyecto de NTCSE	4
Tabla 5 Niveles de tensión	24
Tabla 6 Clasificación del usuario libre y regulado del sector eléctrico	24
Tabla 7 Transacciones en el mercado mayorista de electricidad	25
Tabla 8 Factores de ponderación para el número de interrupciones (N)	32
Tabla 9 Factores de ponderación para la duración de interrupciones (di)	33
Tabla 10 Tolerancias número de interrupción por cliente (N')	33
Tabla 11 Duración total ponderada de interrupciones (D')	34
Tabla 12 Factor de proporcionalidad Ef	37
Tabla 13 Causas de interrupciones	39
Tabla 14 Tolerancias en un semestre	56
Tabla 15 Factor de proporcionalidad en función de NRCF y DRCF	58
Tabla 16 Factor de ponderación de duración con el proyecto de NTCSE	60
Tabla 17 Indicadores calidad en Media tensión (MT)	60
Tabla 18 Valor unitario de compensación	61
Tabla 19 Análisis comparativo global	61
Tabla 20 Comparativo global en calidad de suministro	65
Tabla 21 Variables N y N' para el cálculo del coeficiente de correlación	71

Tabla 22 Variables D y D' para el cálculo del coeficiente de correlación	72
Tabla 23 Resumen de clientes y los puntos de entrega	75
Tabla 24 Puntos de entrega de EGEMSA	77
Tabla 25 Procedimiento de cálculo de compensación por punto de entrega	81
Tabla 26 Procedimiento de cálculo de compensación por rechazo de carga	83
Tabla 27 Interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga - 2015-II	85
Tabla 28 Interrupciones por punto y rechazo de carga-clientes de EGM 2016-I	86
Tabla 29 Interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga - 2016-II	86
Tabla 30 Interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga - 2017-I	87
Tabla 31 Interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga - 2017-II	87
Tabla 32 Interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga - 2018-I	88
Tabla 33 Número de interrupciones por tipo - 2015-II al 2018-I	88
Tabla 34 Duración de interrupciones por tipo/por cliente - 2015-II al 2018-I	90
Tabla 35 Resumen de interrupciones en puntos de entrega de EGEMSA	91
Tabla 36 Datos del Punto de Entrega de Electronoroeste	92
Tabla 37 Registro de interrupciones de suministro	93
Tabla 38 Descripción de interrupciones de suministro	94
Tabla 39 Tolerancias máximas en un semestre	95
Tabla 40 Indicadores de calidad en el suministro	95
Tabla 41 Indicadores de calidad en el suministro N y D	96
Tabla 42 Indicadores de calidad para responsables de resarcimiento	98
Tabla 43 Compensaciones por punto con la norma vigente	99
Tabla 44 Datos del punto de entrega de Calcesur	100

Tabla 45 Registro de interrupciones por rechazo de carga	101
Tabla 46 Descripción de eventos	102
Tabla 47 Cálculo de E_f	103
Tabla 48 Indicadores de calidad	103
Tabla 49 Valores de energía registrados por el medidor	105
Tabla 50 Valores de energía registrados por el medidor Calcesur	106
Tabla 51 Valores de $ENST_{f,k}$	106
Tabla 52 Valores de energía registrados por el medidor	107
Tabla 53 Diagrama de carga del día típico	108
Tabla 54 Valores de $ENST_{f,k}$	108
Tabla 55 Valores de energía registrados por el medidor	109
Tabla 56 Diagrama de carga del día típico	109
Tabla 57 Valores de $ENST_{f,k}$	110
Tabla 58 Compensaciones por rechazo de carga con NTCSE vigente	111
Tabla 59 Datos del Punto de Entrega de Electronoroeste	112
Tabla 60 Registro de interrupciones de suministro	112
Tabla 61 Descripción de interrupciones de suministro	113
Tabla 62 Tolerancias máximas en un semestre	114
Tabla 63 Indicadores de calidad en el suministro	114
Tabla 64 Indicadores de calidad en el suministro N y D	115
Tabla 65 Compensación unitaria	116
Tabla 66 Indicadores de calidad para responsables de resarcimiento	118
Tabla 67 Compensaciones por punto con el proyecto de NTCSE	119

Tabla 68 Datos del punto de entrega de Calcesur	120
Tabla 69 Registro de interrupciones por rechazo de carga	120
Tabla 70 Descripción de eventos	121
Tabla 71 Compensación unitaria	122
Tabla 72 Cálculo de Ef	122
Tabla 73 Indicadores de calidad	123
Tabla 74 Valores de energía registrados por el medidor Calcesur	124
Tabla 75 Valores de energía registrados por el medidor Calcesur	125
Tabla 76 Valores de energía registrados por el medidor Calcesur	126
Tabla 77 Compensaciones por rechazo de carga con NTCSE vigente	127
Tabla 78 Variables para el cálculo del coeficiente de correlación - por punto	131
Tabla 79 Variables para el cálculo del coeficiente de correlación - por RC	132
Tabla 80 Incremento económico en compensaciones por punto de entrega	134
Tabla 81 Incremento económico de compensaciones del semestre 2015-II	136
Tabla 82 Incremento económico de compensaciones del semestre 2016-I	137
Tabla 83 Incremento económico de compensaciones del semestre 2016-II	138
Tabla 84 Incremento económico de compensaciones del semestre 2017-I	139
Tabla 85 Incremento económico de compensaciones del semestre 2017-II	140
Tabla 86 Incremento económico de compensaciones del semestre 2018-I	141
Tabla 87 Incremento económico de resarcimientos por punto de entrega	143
Tabla 88 Incremento porcentual en compensaciones por rechazo de carga	145
Tabla 89 Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2015-II	146
Tabla 90 Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2016-I	147

Tabla 91 Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2016-II	148
Tabla 92 Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2017-I	149
Tabla 93 Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2017-II	150
Tabla 94 Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2018-I	151
Tabla 95 Variables para el cálculo del coeficiente de correlación - global	159
Tabla 96 Variables para el cálculo del coeficiente de correlación - global	160
Tabla 97 Variables para el cálculo del coeficiente de correlación – compensación por punto.	162

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- EGEMSA/EGM** : Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.
- SEIN** : Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- COES** : Comité de Operación Económica del Sistema.
- OSINERGMIN** : Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- MINEM** : Ministerio de Energía y Minas.
- DGE** : Dirección General de Electricidad.
- LCE** : Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844.
- NTCSE** : Norma Técnica de Calidad de dos Servicios Eléctricos.
- BMNTCSE** : Base metodológica para la aplicación de la NTCSE.
- NTCOTR** : Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- PR-40** : Procedimiento técnico 40 del COES para la Aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.
- PR-16** : Procedimiento técnico N° 16, “Rechazos de carga”.
- Agentes del SEIN** : Empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras del SEIN.
- G-D** : Punto de entrega de Generador a Distribuidor o punto de venta.
- SEP** : Sistema Eléctrico de Potencia.
- Calidad** : Calidad de suministro.
- Indicadores** : Indicadores de calidad de suministro, en número y duración de interrupciones
- Tolerancias** : Tolerancias de los indicadores en calidad de suministro.
- Mapeo** : Mapa georreferenciado de los puntos de entrega de EGM.
- Barra** : Instalación de una subestación eléctrica de potencia.
- Punto de entrega/punto de venta** : Barra de transferencia de energía de Suministrador a Cliente.
- MAT** : Muy alta tensión
- AT** : Alta tensión
- MT** : Media tensión
- BT** : Baja tensión
- ERACMF** : Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.

Capítulo I: Aspectos generales

1.1 Introducción

El presente capítulo comprende el planteamiento del problema, el cual conlleva al desarrollo de esta tesis, por lo tanto, este capítulo abarca los objetivos planteados para dar solución al problema identificado, el ámbito geográfico, hipótesis, alcances, limitaciones y la metodología planteada.

1.2 Ámbito geográfico

El ámbito geográfico se desarrolla en los puntos de entrega Generador-Distribuidor de los clientes de EGEMSA distribuidos en puntos MAT, AT y MT del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) como se aprecia en la figura 1.

1.3 Descripción del problema

1.3.1 Planteamiento del Problema

En el marco de la Resolución Ministerial N° 081-2018-MEM/DM publicado el 2 de marzo de 2018, se autoriza la publicación del proyecto de Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, en el cual se realizan modificaciones al control de la calidad de servicio eléctrico. Cabe resaltar que este proyecto es para aprobar una nueva norma modificada, el cual reemplazaría a la NTCSE vigente.



Figura 1. Ubicación de los clientes de EGEMSA

Fuente: Elaboración propia

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos: (i) Calidad de Producto; (ii) Calidad de Suministro; (iii) Calidad de Servicio Comercial y (iv) Calidad de Alumbrado Público. El foco de este trabajo está referido al control de Calidad de Suministro y más específicamente a la evaluación de la calidad de suministro en puntos de entrega Generador – Distribuidor, aplicada a una empresa de generación.

De acuerdo al nuevo proyecto de norma NTCSE para la evaluación de la calidad de suministro en puntos de entrega Generador - Distribuidor se establecen modificaciones a los valores utilizados

para determinar el monto total de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro. Los valores utilizados que intervienen son los siguientes¹:

1.3.1.1 Según la NTCSE vigente

Intervienen el costo unitario por compensación, los indicadores, tolerancias y factor de ponderación, ver las tablas 1 y 2. Para el costo unitario de compensación “e” el valor actual es de 0,35 US\$/kWh.

Para los factores de ponderación en los indicadores de calidad de suministro:

Tabla 1
Factores de ponderación - NTCSE vigente

Descripción	Factores De Ponderación	
	Número de Interrupciones	Duración de Interrupciones
Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento	0.5	0.5
Interrupciones programadas por mantenimiento:	1	0.75
Otras	1	1

Fuente: MINEM, (1997). "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

1.3.1.2 Según el nuevo proyecto de NTCSE:

Con la implementación final del proyecto de NTCSE los indicadores, tolerancias, factor de ponderación y el costo unitario por compensación se actualizan, ver las tablas 3 y 4.

¹ El costo unitario por compensación, indicadores, tolerancias y el factor de ponderación que se mencionan es obtenido de la NTCSE actual y del nuevo proyecto de norma NTCSE a ser implementado.

Tabla 2
Tolerancias-NTCSE vigente

Nivel de Tensión	Número de interrupciones por cliente (N')	Duración de interrupciones por cliente (D')
	Interrup/semestre	horas/semestre
MAT y AT	2	4
MT	4	7
BT	6	10

Fuente: MINEM, (1997). "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

Tabla 3
Factores de ponderación – Nuevo Proyecto de NTCSE

Descripción trabajos	Factor Ponderación (ki)	
	N	D
-Expansión o Reforzamiento	0.5	0.5
-Mantenimiento programado	1	0.75
- Otras	1	1
- Exceso de mantenimiento	0	2

Fuente: MINEM, (2018). "Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la NTCSE". Elaboración propia

Tabla 4
Tolerancias - Nuevo Proyecto de NTCSE

Nivel de Tensión	Número de Interrupciones Por semestre	Duración de Interrupciones en horas
	MAT y AT	2
MT	3	6
BT	-	-

Fuente: MINEM, (2018). "Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la NTCSE". Elaboración propia

Y el costo unitario de compensación “e” ahora está en función de los indicadores de calidad, de número y duración de interrupciones.

Se aprecia que en el proyecto de norma las actualizaciones más notorias son el factor de ponderación se incrementa, se reducen las tolerancias y el costo unitario se incrementa, de manera que, si entraría en vigencia la norma, afectaría a los montos de compensaciones y resarcimientos lo que generaría un gran impacto en los ingresos de la empresa EGEMSA, así mismo se podría ver afectado por los cambios que implicarían inversiones no previstas por empresa, tanto en la adquisición de equipos, así como su operación y mantenimiento; por lo que se hace necesario determinar el impacto económico por la aplicación de la nueva norma.

1.3.2 Formulación del Problema

¿Cuál será el impacto del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos sobre los montos de compensaciones y resarcimientos por interrupciones en la empresa EGEMSA?

1.3.3 Problemas Específicos

- i. ¿Cuáles son las modificatorias del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que causan una afectación económica en los montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro?
- ii. ¿Cuáles serían los montos de compensaciones y resarcimientos aplicando el proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, de modo que permita compararlos con los cálculos ya existentes?
- iii. ¿Cuál es el incremento económico en los montos de compensaciones y resarcimientos, debido a la aplicación del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos?

1.4 Justificación del problema

En la actualidad el control de calidad de los servicios eléctricos se rige dentro del marco de la NTCSE, siendo de aplicación imperativa; en la que se establece que la evaluación de calidad de suministro en el cálculo de compensaciones lo realizan los agentes suministradores del SEIN (caso

EGEMSA), y la información de resarcimientos es consolidada por el COES y revisado por el OSINERGMIN semestralmente.

La Dirección General de Electricidad (DGE) del MINEM, ha elaborado el proyecto de nueva NTCSE en la que se establecen modificatorias a la de calidad de suministro, referido a los indicadores, tolerancias, factor de ponderación y al costo unitario de compensación, valores que son la base para el cálculo de los montos de compensaciones y resarcimientos y cualquier modificación de estos parámetros causaría incrementos económicos en la cadena de pagos. Se ha sustentado que se tendría incentivos a las inversiones relacionadas a innovaciones tecnológicas y mejoras en la regulación de la distribución de electricidad y una mejora del control de calidad de los servicios eléctricos en todos los sectores de distribución típicos y también Sistemas Eléctricos Rurales (SER).

Sin embargo, ni la exposición de motivos del proyecto de nueva NTCSE ni los informes que le sirven de sustento, justifican las modificaciones a los valores efectuados en calidad de suministro. De manera general se expone que el reemplazo de la norma vigente está basado en los Decreto Legislativo N° 1207 que modifica la ley N° 28749, ley general de electrificación rural y Decreto Legislativo N° 1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú. Mas no cuenta con sustento técnico.

Con lo mencionado en el párrafo anterior y sabiendo que el reemplazo de una nueva norma a la ya existente, necesariamente va a traer beneficios o perjuicios para los agentes del sector eléctrico y los usuarios como tal. Por lo tanto, es de gran importancia y relevancia elaborar este estudio en el que se analiza el impacto de la implementación de la nueva norma, con un análisis cuantitativo de donde se despliega ventajas o desventajas para las empresas responsables de interrupciones (en este estudio EGEMSA) y los usuarios afectados por estas. Este análisis va a permitir a las generadoras, transmisoras y distribuidoras tener una perspectiva para tomar acciones preventivas como inversiones en nuevas tecnologías para sus instalaciones; e incluso los usuarios finales. Esto debido a que, el estudio realizado se puede ver reflejado en estos agentes mencionados.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Determinar el impacto del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos sobre los montos de compensaciones y resarcimientos por interrupciones en la empresa EGEMSA.

1.5.2 Objetivos específicos

- i. Identificar las modificatorias del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que causan una afectación económica en los montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro.
- ii. Calcular los montos de compensaciones y resarcimientos aplicando el proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, de modo que permita compararlos con los cálculos ya existentes.
- iii. Determinar el incremento económico en los montos de compensaciones y resarcimientos, debido a la aplicación del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

1.6 Variables e indicadores

1.6.1 Variables e indicadores dependientes

Variables Dependientes:

- Montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro en la empresa EGEMSA.

Indicadores:

- Interrupciones por rechazo de carga
- Interrupciones por punto

- Compensaciones por mala calidad de suministro (US\$)
- Resarcimientos por mala calidad de suministro (US\$)

1.6.2 Variables e indicadores independientes

Variables Independientes:

- Impacto del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Indicadores:

- | | |
|-----------------------------------|-------------|
| - Número de interrupciones | N |
| - Duración de interrupciones | D (horas) |
| - Costo unitario por compensación | US\$/kWh |
| - Factor de ponderación | k_i |
| - Incremento económico | US\$ |

1.6.3 Variables e indicadores intervinientes

- | | |
|---------------------------|-------|
| - Energía no suministrada | (kWh) |
| - Consumo de energía | (kWh) |

1.7 Hipótesis

1.7.1 Hipótesis general

Se conoce el impacto del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos sobre los montos de compensaciones y resarcimientos por interrupciones en la empresa EGEMSA.

1.7.2 Hipótesis específicas

- i. Las modificatorias del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos causan una afectación económica en los montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro.
- ii. Los montos de compensaciones y resarcimientos aplicando el proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, permite compararlos con los cálculos ya existentes.
- iii. Se conoce el incremento económico en los montos de compensaciones y resarcimientos, debido a la aplicación del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

1.8 Alcances y limitaciones

1.8.1 Alcances

El presente estudio está enfocado en la evaluación y cuantificación del impacto económico por la aplicación del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en calidad de suministro en puntos de entrega Generador-Distribuidor en niveles de tensión de MT, AT y MAT, tomando como modelo a la empresa EGEMSA en los cálculos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro en los puntos de entrega.

1.8.2 Limitaciones

Este trabajo de estudio se limitará a trabajar con información de la empresa EGEMSA desarrollados para los semestres 2015-II, 2016-I, 2016-II, 2017-I, 2017-II y 2018-I.

1.9 Metodología

1.9.1 Tipo del Estudio

Aplicado: De acuerdo a Ocegueda (2004) el objetivo es utilizar el saber teórico para resolver problemas presentes en la vida real. El propósito del investigador es convertir ese conocimiento

teórico en herramientas útiles para mejorar el bienestar de las personas. Así que, este estudio es de carácter aplicado, ya que toma en cuenta una normativa existente y una propuesta de proyecto normativo, ambas empleadas para alcanzar los fines de esta investigación.

1.9.2 Enfoque del Estudio

- i. Mixto. Para Hernández y Mendoza (2018) conlleva una serie de procedimientos para recopilar, analizar y conectar datos tanto cuantitativos como cualitativos en una única investigación o diferentes estudios, con el propósito de abordar una problemática planteada. Este estudio es cuantitativo y cualitativo.
- ii. Cualitativa. Para Ocegueda (2004) se refieren a aquellos que denotan una cualidad que no se puede medir numéricamente, pero sí es posible definir en categorías. La investigación es cualitativa puesto que se analiza y compara los indicadores, tolerancias y compensaciones por mala calidad de suministro, tanto con la normativa vigente y el proyecto de norma.
- iii. Cuantitativa. Según Hernández y Mendoza (2018) es adecuada cuando buscamos determinar la escala o frecuencia de los fenómenos y comprobar hipótesis. La investigación es cuantitativa puesto que se analiza y compara los montos de compensaciones y resarcimientos calculados, con el proyecto de norma y la normativa vigente; para finalmente establecer el impacto económico.

1.9.3 Diseño del estudio

El diseño del estudio es No Experimental. De acuerdo a Hernández y Mendoza (2018) son estudios donde no se manipulan intencionadamente las variables, sino que simplemente se observan los fenómenos en su entorno natural con el fin de analizarlos. En el estudio se realiza un análisis y evaluación de la norma usando como modelo a la empresa EGEMSA. Sin embargo, esto no altera el esquema normativo actual.

1.10 Universo, población y muestra

1.10.1 Universo

El universo de este estudio está conformado por la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos a los clientes del sistema eléctrico interconectado nacional, SEIN.

1.10.2 Población

La población está conformada por los puntos de entrega Generador-Distribuidor de los clientes de EGEMSA.

1.10.3 Muestra

(Muestreo no probabilístico): Está conformado por las interrupciones por punto e interrupciones por rechazo de carga de los semestres 2015-II, 2016-I, 2016-II, 2017-I, 2017-II y 2018-I.

1.11 Técnicas de recolección de datos

Las técnicas que se desarrollarán en este estudio son las siguientes:

- Documental: Se recopilará en una base de datos del COES, OSINERGMIN y EGEMSA.
- Datos secundarios: Se considera esta técnica ya que implica la revisión de documentación, registros públicos, archivos físicos, electrónicos y recopilación de información necesaria suministrada por EGEMSA.

1.12 Herramientas para el procesamiento de datos

Las herramientas que se utilizarán son: registros y reportes de información del COES, OSINERGMIN, EGEMSA y fuentes bibliográficas.

Los instrumentos que se utilizarán son: Minitab hojas de cálculo en Excel y Word; Batchgeo y Amigocloud.

1.13 Análisis de datos

- De acuerdo a los datos procesados se obtendrán indicadores cuantificados, confiables y válidos para un análisis comparativo.
- Se procederá a realizar un análisis comparativo el cual estará en función del proyecto de NTCSE y la normativa vigente.
- Se obtendrá el estudio de la afectación económica, cuantificando así mismo las desventajas para la empresa EGEMSA.

1.14 Procesamiento de datos

El procesamiento de datos se muestra en el siguiente flujograma:

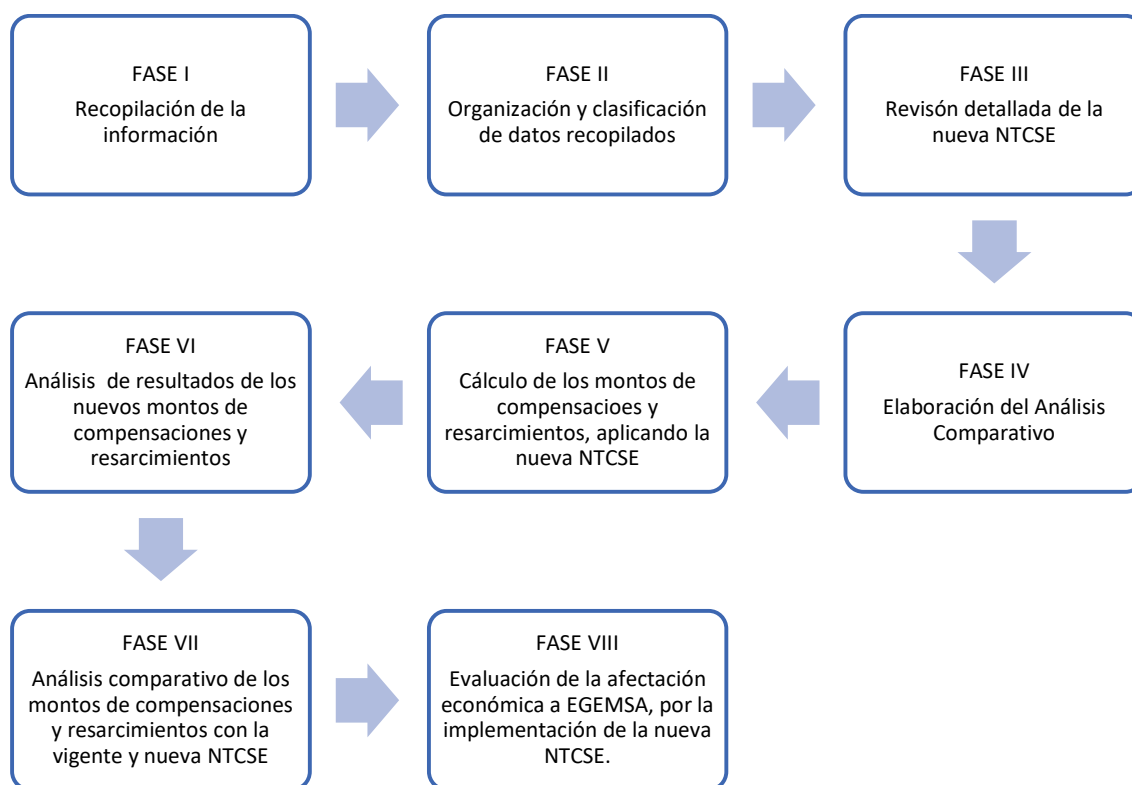


Figura 2. Flujograma de procesamiento de datos

Fuente: Elaboración propia

MATRIZ DE CONSISTENCIA			
PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL	
¿Cuál será el impacto del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos sobre los montos de compensaciones y resarcimientos por interrupciones en la empresa EGEMSA?.	Determinar el impacto del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos sobre los montos de compensaciones y resarcimientos por interrupciones en la empresa EGEMSA.	Se conoce el impacto del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos sobre los montos de compensaciones y resarcimientos por interrupciones en la empresa EGEMSA.	VARIABLES INDEPENDIENTES -Impacto del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos INDICADORES -Número de interrupciones -Duración de interrupciones (horas) -Costo unitario por compensación (US\$/kWh) -Factor de ponderación Ki
PROBLEMAS ESPECÍFICOS	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	
1. ¿Cuáles son las modificatorias del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que causan una afectación económica en los montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro?.	1. Identificar las modificatorias del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que causan una afectación económica en los montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro.	1. Las modificatorias del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos causan una afectación económica en los montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro.	VARIABLES DEPENDIENTES -Montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro en EGEMSA INDICADORES -Interrupciones por rechazo de carga -Interrupciones por punto de entrega -Compensaciones por mala calidad de suministro (US\$) -Resarcimientos por mala calidad de suministro (US\$)
2. ¿Cuáles serían los montos de compensaciones y resarcimientos aplicando el proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, de modo que permita compararlos con los cálculos ya existentes?.	2. Calcular los montos de compensaciones y resarcimientos aplicando el proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, de modo que permita compararlos con los cálculos ya existentes.	2. Los montos de compensaciones y resarcimientos aplicando el proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, permite compararlos con los cálculos ya existentes.	
3. ¿Cuál es el incremento económico en los montos de compensaciones y resarcimientos, debido a la aplicación del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos?.	3. Determinar el incremento económico en los montos de compensaciones y resarcimientos, debido a la aplicación del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.	3. Se conoce el incremento económico en los montos de compensaciones y resarcimientos, debido a la aplicación del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.	VARIABLES E INDICADORES INTERVINIENTES -Energía no suministrada teórica (kWh) -Consumo de energía (kWh)

Figura 3. Matriz de consistencia

Fuente: Elaboración propia

METODOLOGÍA

1. Tipo del Estudio. Aplicado: es de carácter aplicado, ya que toma en cuenta una normativa existente y una propuesta de proyecto normativo, ambas empleadas para alcanzar los fines de esta investigación.

2. Diseño del estudio. El diseño del estudio es No Experimental. En el estudio se realiza un análisis y evaluación de la norma usando como modelo la empresa EGEMSA. Sin embargo, esto no altera el esquema normativo actual

3. Enfoque del Estudio

Mixto: Este estudio es cuantitativo y cualitativo

Cualitativa: La investigación es cualitativa puesto que se analiza y compara los indicadores, tolerancias y compensaciones por mala calidad de suministro, tanto con la normativa vigente y el proyecto de norma.

Cuantitativa: La investigación es cuantitativa puesto que se analiza y compara los montos de compensaciones y resarcimientos calculados, con el proyecto de norma y la normativa vigente; para finalmente establecer el impacto económico.

Universo: Aplicación del proyecto de norma NTCSE a los clientes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, SEIN.

Población: Puntos de entrega Generador-Distribuidor de los clientes de EGEMSA.

Muestra: Interrupciones por punto y rechazo de carga de los semestres 2015-II al 2018-I.

CONCLUSIONES

1. Se determinó el impacto económico que genera la aplicación del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos respecto a los montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro en los puntos de entrega de EGEMSA y de sus respectivos clientes. Se expone que, la entrada en vigencia del nuevo proyecto de NTCSE no sería conveniente para la empresa responsable (pudiendo ser una generadora, transmisora o distribuidora) de la mala calidad de suministro, en este caso EGEMSA. Al evidenciarse un incremento drástico en las compensaciones y resarcimientos generando una mayor disminución económica. Así por ejm. para el semestre 2016-II en el punto de venta Machupicchu 60 kV EGEMSA pasaría a pagar un resarcimiento de 12,267.28 US\$ a 69,710.73 US\$ lo que representa un 468% de incremento, como se aprecia en la tabla 87. La aplicación del factor de ponderación (ki) del nuevo proyecto de NTCSE, afecta a los mantenimientos que se realicen en puntos de entrega en AT y MAT, ya que para no sobrepasar las tolerancias semestrales y compensar, no deberían exceder las 5.3 horas de mantenimiento. Esto considerando que el objetivo de los mantenimientos es mantener en buen estado las condiciones operativas y seguridad de las instalaciones.

2. Se identificó las modificatorias del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que causan una afectación económica en los montos de compensaciones y resarcimientos. El análisis comparativo entre el nuevo proyecto de NTCSE con la norma vigente denota las modificatorias que se observan en la tabla 19 (Título Sexto: calidad de suministro) del capítulo III.

3. Se calculó los montos de compensaciones y resarcimientos aplicando el proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, de modo que permitió compararlos con los cálculos ya existentes. Se ha generado “Nuevas compensaciones” en puntos de venta, donde antes no existía; esto por haber superado las tolerancias en los indicadores de calidad. Un incremento drástico en los montos de compensaciones respecto a los cálculos existentes por interrupciones por punto y rechazo de carga, el cual puede ser apreciado en las tablas 81 a la tabla 94 respectivamente. Finalmente, un incremento drástico en los montos de resarcimientos respecto a los cálculos existentes de EGEMSA como se aprecia en la tabla 87.

4. Se determinó el incremento económico por la aplicación del proyecto de NTCSE, como se aprecia en las tablas del numeral 4 de las conclusiones finales del trabajo de tesis; y estos incrementos drásticos incurrirían en pérdidas económicas en los ingresos de EGEMSA. Esta observación se ve reflejada en otras empresas del sector eléctrico y a que la norma es de aplicación imperativa y atañe a toda empresa que incumpla con los niveles mínimos de calidad de suministro. Finalmente, como toda nueva normativa que entra en reemplazo de una ya existente, trae consigo ventajas y desventajas para los agentes que están bajo esa normativa. Así como se ha observado en la tesis, implicaría fuertes incrementos económicos en compensaciones para la empresa responsable de las interrupciones, en este caso EGEMSA. Esto a su vez se reflejaría en las compensaciones más elevadas que recibirían los usuarios finales hechas por las empresas distribuidoras

Capítulo II: Marco teórico y normativo

2.1 Introducción

El suministro de servicio eléctrico es un aspecto muy importante para el estado, agentes del SEIN y el usuario final porque se debe brindar niveles mínimos de calidad del servicio eléctrico. Por tanto, es necesario poseer instrumentos de supervisión y sanción para un correcto cumplimiento de calidad, así que el OSINERGMIN desarrolló la NTCSE, haciendo intervinientes de manera imperativa a los generadores, transmisores y distribuidores del SEIN.

Uno de los aspectos más técnicos que se supervisan en calidad de los servicios eléctricos es la calidad de suministro, donde de acuerdo a la NTCSE vigente, el suministrador es responsable de prestar un servicio de calidad satisfactorio a su cliente. El control se da mediante indicadores y tolerancias que al ser transgredidas se compensa al cliente, es decir la empresa suministradora (generadora) compensa a su cliente (distribuidora) generándose el esquema de cadena de pagos.

Con la publicación del nuevo "Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos" con R. M. N° 099-2018-MEM-DM que reemplazaría en todos sus aspectos jurídicos a la norma vigente, cambiaría a las reglas de juego conocidas hasta ahora. En ese sentido es importante conocer los aspectos teóricos y normativos que son la base para realizar este estudio y contribuyan a su entendimiento.

2.2 Antecedentes de la investigación

2.2.1 Antecedentes normativos

El Perú atravesó por una reforma en el sector eléctrico durante los años noventa debido a muchos factores, de los que se identifican, un esquema verticalmente integrado de las empresas del estado, fijaciones de las tarifas eléctricas con criterios políticos, cortes y racionamiento de electricidad, etc. En el año 1992 se promulga con Decreto Supremo N° 009-93-EM, la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844). Estableciéndose un modelo de mercado con el desarrollo de actividades de generación, transmisión y distribución separadas, por lo que las empresas privadas podían participar en estas actividades y continuando con la privatización de algunos agentes se notaron considerables mejorías en la prestación del servicio eléctrico, no obstante, esto no era suficiente para un buen desarrollo sostenible tanto para las industrias y los usuarios finales.

Ante estas falencias y teniendo que garantizar a los usuarios un nivel óptimo de calidad de suministro eléctrico. En el año 1997 se aprobó por Decreto Supremo N° 020-97-EM, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), donde se regula los aspectos de calidad en el servicio eléctrico que las empresas eléctricas deben cumplir; estableciendo niveles mínimos de calidad del servicio eléctrico. Siendo de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados a la generación, transmisión y distribución de electricidad. Los parámetros a verificarse son la calidad del producto (tensión, perturbaciones y frecuencia), calidad del suministro (interrupciones), calidad del alumbrado público y la calidad comercial, misma que rige hasta la actualidad.

El 28 de diciembre del 2016, se realizó la pre publicación del Texto Único Ordenado de la norma, que reemplazaría y modificaría la NTCSE vigente y la unificaría con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER). Sin embargo, en el numeral 2.7 de la “Guía de Técnica Legislativa para elaboración de Proyectos Normativos de las Entidades del Poder Ejecutivo” establece que un Texto Único Ordenado no puede modificar ni crear nuevas normas, por lo que legalmente no fue posible aprobar las modificaciones de la NTCSE y NTCSER. Por tanto, el MINEM planteó derogar la NTCSE vigente y realizar las modificaciones en una nueva norma considerando los cambios y actualizaciones realizadas en diferentes instrumentos normativos. En ese sentido, el 18 de marzo de 2018 con Resolución Ministerial N° 099-2018-

MEM-DM se pre publica el nuevo “Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.

2.2.2 Antecedentes teóricos

Los principales antecedentes en relación al presente trabajo son los siguientes:

Como es mencionado en Flores et al. (2009) en su artículo denominado “Análisis del Marco Regulatorio de la Calidad del Servicio en el Sector Eléctrico Peruano”. Se realiza un análisis a los indicadores de la calidad de suministro en el sector eléctrico peruano, donde expone que, en el Perú no ha habido mejorías sustanciales en la calidad de servicio eléctrico brindado, desde el año 2004 a pesar de haberse tenido un incremento en el monto de compensación unitaria “e” de 0,05 a 0,35 US\$/kWh (tercera etapa de la norma). Sin embargo, los bajos niveles de calidad de suministro aún persisten y se debe a que el marco regulatorio de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) no está generando incentivos disuasivos de modo que las distribuidoras eléctricas (o responsables de las interrupciones como generadoras o transmisoras) no incurran en transgresiones a las tolerancias de calidad o en su defecto estas disminuyan.

Así mismo, destaca que las compensaciones por mala calidad de suministro se han incrementado desde el 2004 lo cual refleja que con la NTCSE vigente, ya sean las empresas de generación, transmisión o distribución eléctrica prefieren compensar a sus clientes antes que invertir en proyectos y obras que disminuyan las interrupciones.

Por último, Flores et al. (2009) también hace hincapié en que otra problemática con la NTCSE vigente es el uso de los indicadores “N” y “D” número de interrupciones y duración de interrupciones respectivamente, con los cuales no es posible analizar la calidad global del suministro. Estos indicadores no pueden ser comparados con indicadores internacionales, porque estos son evaluados de manera global sin considerar factores de ponderación a los mantenimientos programados tal como son aplicadas en el Perú. En ese sentido el OSINERGMIN ha tomado otros indicadores internacionales que aplacan la problemática. Sin embargo, los indicadores “N” y “D” así como los factores de ponderación siguen siendo aplicados para las compensaciones y resarcimientos por la mala calidad de suministro.

De acuerdo con Inga et al. (2011) en su artículo denominado “Calidad de Suministro Eléctrico en el Perú”. Se presentó resultados de la aplicación del control de calidad de suministro eléctrico en sistemas de distribución eléctrica, en redes tanto en MT (media tensión) como en AT (alta tensión), así como de las generadoras. Destaca la problemática que desde la promulgación de la NTCSE hasta el año 2004 se presentaban importantes restricciones que no reflejaban el estado real de las interrupciones, información de estas y una carencia incentiva de inversión. Con ello en 2005, se replantea un nuevo esquema de control mediante el procedimiento de “Supervisión de la operación de los sistemas eléctricos” (resolución N° 074-2004-OS-CD). Resultado de ello fue un mejoramiento en el control de la calidad del servicio eléctrico. Sin embargo, no se acomoda con la realidad actual.

Así mismo dentro de la problemática desenvuelta, presentan que “los indicadores de calidad de suministro no son adecuados para la evolución de la performance de los sistemas eléctricos”. Los indicadores N (Número total de interrupciones por cliente por semestre) y D (Duración total ponderada de interrupciones por cliente, en horas) establecidos en la NTCSE vigente están referidos a verificar el cumplimiento por usuario del sistema eléctrico al que pertenecen dentro de lo abordado por la NTCSE, mas no reflejan lo concerniente a algunos sectores típicos rurales como el 4 y 5 con factores de ponderación a las tolerancias de 0.03 y 2.5. mientras que para los indicadores de calidad en sectores típicos urbanos se encuentran entre 0.25 y 0.75.

Acevedo (2016) en su tesis denominada “Influencia de la tarifa, el pago de compensaciones y el tipo de empresa sobre la calidad del suministro eléctrico por interrupciones en el sistema de distribución de media tensión”. Del planteamiento de un modelo econométrico, donde estima variables como el pago por las compensaciones, entre otros. Los resultados que se obtienen en esta tesis son: del periodo investigado de 2010-2016 el mecanismo de compensación por mala calidad de suministro no es un esquema disuasivo óptimo para que las empresas generen una calidad eficiente del servicio ya que tiene un efecto contraproducente que, en vez de disminuir las interrupciones para mejorar la calidad, las empeoran. Para lo cual se recomienda la implementación de una nueva directiva para al “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos” con la finalidad de que el pago de compensaciones sea disuasivo en efecto y cumplir con el objetivo de disminuir las interrupciones. Por ende, esta tesis sugiere

cambios en el mecanismo del cálculo de compensaciones ya que la actual no ayuda a la mejoría de calidad de suministro.

De acuerdo a Arellán (2020) en su tesis de maestría denominada “El marco regulatorio de la calidad del servicio público de electricidad y la gestión de las empresas estatales de distribución eléctrica” se concluye que desde la aprobación de la NTCSE vigente, se ha incrementado en los últimos años las compensaciones pagadas por las empresas eléctricas a sus clientes, por transgredir las tolerancias de calidad de suministro. Esto se debe, a que las empresas responsables de las interrupciones optan por compensar a sus clientes en vez de invertir en proyectos de mejoramiento de sus instalaciones. Además, el autor propone un nuevo esquema regulatorio respecto a uno de los factores que entran en el mecanismo de compensación por mala calidad de suministro, del que se obtiene un valor de compensación unitaria “e” de entre 0,75 a 1,00 US\$/kWh. Valores planteados en las modificaciones del proyecto de nueva norma. Estas conclusiones son muy importantes resaltar, ya que, el hecho de que en la actualidad las empresas distribuidoras (así como las generadoras o transmisoras) responsables por las interrupciones, prefieran pagar las compensaciones en vez de invertir en la mejoría de sus instalaciones. Este hecho hace que aún se tenga deficiencias en la calidad del servicio eléctrico. Por tanto, conlleva a que se replantee el actual esquema regulatorio de la NTCSE.

Según Acosta (2019) refiere que durante los semestres 1 y 2 del año 2018 los mayores responsables de causar interrupciones son las transmisoras con un 83%, y estas a su vez deben resarcir a las generadoras y cumplirse el esquema de cadena de pagos, de acuerdo con la NTCSE vigente. Así mismo un 10% corresponde a las generadoras por responsabilidad de interrupciones, para resarcir a las generadoras (quienes suministran a los distribuidores). En este estudio también resalta la importancia de los indicadores de calidad N y D (número y duración de las interrupciones en un punto de entrega o Generador - Distribuidor). De acuerdo a la variación de estos indicadores, los montos de compensaciones por parte de las generadoras (suministradoras) hacia los clientes (distribuidores) se incrementaría o en todo caso se agregaría nuevos montos de compensaciones por mala calidad. Allí radica la importancia de estos indicadores ya que dependen de los mantenimientos programados, fallas u otros para su contabilización durante el semestre de control.

De acuerdo a Olazabal (2017) se considera lo siguiente:

- Los transmisores efectúan las compensaciones sin limitaciones (Actualmente tiene un tope del 10% del ingreso semestral).
- El pago de compensaciones y multas no exime al suministrador de su responsabilidad por daños y perjuicios.
- No se consideran las interrupciones en puntos de entrega que no afecten al cliente final.
- Se incrementa el factor de ponderación en caso de interrupciones programados, se disminuye las tolerancias en los indicadores de calidad en los puntos de MT y la compensación por mala calidad de suministro se triplica (de 350 a 1,000 US\$/MWh).
- La compensación se triplica en casos de interrupción por rechazo de carga.

Estas investigaciones mencionadas abordan el problema de la última década de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Se enfoca en los factores intervinientes de la calidad de suministro, que tiene que ver con los indicadores de número y duración de interrupciones (N y D) en las compensaciones a los usuarios, el monto de compensación unitaria “e”, así como también de los factores de ponderación, entre otros. Se reúne un análisis de como afectan estos factores intervinientes sobre la calidad de suministro del servicio eléctrico. Por tanto, se incluyen conclusiones como las de modernizar o modificar el marco regulatorio actual de la norma que conlleve a una mejoría en la calidad de servicio eléctrico. Sin embargo, se cuenta con estudios de contraparte.

En ese sentido, en este trabajo se busca analizar el impacto económico que se generaría de las modificaciones y actualizaciones en el proyecto de nueva NTCSE, sobre la empresa EGEMSA. La cual puede ser reflejada en otras las empresas responsables de interrupciones, así como las distribuidoras y transmisoras.

Cabe resaltar que, cualquier reemplazo de norma vigente, trae consigo un impacto para los agentes del sector eléctrico.

2.3 Definiciones y terminología

Para un adecuado entendimiento del trabajo de investigación se aplicarán las siguientes definiciones según el PR-40:

Norma: Se refiere a la NTCSE vigente

NTCSE vigente: Se refiere a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos actual, con Decreto Supremo N° 020-1997-EM.

Proyecto de NTCSE: Se refiere al “Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos” con Resolución Ministerial N° 099-2018-MEM-DM que reemplazaría a la norma vigente.

Base Metodológica: Se refiere a la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE.

Evento: Hecho programado o falla, ocurrido en el SEIN que provoca transgresiones a la calidad del producto y/o suministro conforme a la NTCSE.

Agente: Empresas que están amparadas bajo la LCE y pertenecen al SEIN.

Suministrador: Agente que provee un servicio o suministro de energía a uno o más usuarios, puede considerarse a un agente generador o distribuidor.

Compensación: Monto que el suministrador paga a su cliente debido a la transgresión de la calidad de producto y/o suministro según lo establecido en la NTCSE y su Base Metodológica.

Resarcimiento: Monto a pagar por los responsables de los eventos, a los suministradores como consecuencia de la asignación de responsabilidad efectuada por el COES, correspondiente a las compensaciones pagadas conforme lo señalado en la NTCSE y su Base Metodológica.

CT-AF: Comité Técnico de Análisis de Fallas, conformado por representantes de los agentes del SEIN, del COES y también de los usuarios libres.

Empresa involucrada: Agentes del SEIN cuyas instalaciones han sido afectadas por un evento causando interrupciones o desconexiones de equipos.

Equipos registradores de falla: Equipos cuya función es monitorear, registrar y guardar la información relacionada con el evento.

Informe Preliminar de Perturbación del Agente involucrado (IPP/A): Informe preliminar del evento que emiten los agentes involucrados, remitido dentro de las 2,5 horas de ocurrido el evento, según lo precisa la NTCOTR.

Informe Preliminar de Perturbación del COES (IPP/C): Informe preliminar inicial del evento que emite el CCO, a partir de los informes preliminares de los agentes involucrados y debe ser remitido dentro de las 4,0 horas de ocurrido el evento, según lo precisa la NTCOTR.

Informe Final de Perturbación del Agente involucrado (IFP/A): Informe final del evento que emiten los agentes involucrados, conteniendo información ampliada y detallada y que debe ser remitido al COES dentro de las 60 horas de ocurrido el Evento, según lo precisa la NTCOTR.

Informe Final de Perturbación del COES (IFP/C): Informe final del evento que emite el COES, a partir de los informes finales de los agentes involucrados y emitido dentro de las 72 horas de ocurrido el evento, según lo precisa la NTCOTR.

Informe técnico del CT-AF: Informe técnico del evento elaborado por el CT-AF.

Informe técnico del COES: Informe técnico elaborado por el COES, conteniendo la información técnica para establecer las causas del evento e identificar donde se originó el Evento.

Periodo de control: Período de evaluación de los indicadores de calidad que dura un semestre de acuerdo a la NTCSE.

Impacto económico: La idea de impacto económico, hace referencia al efecto que causa una medida, acción o anuncio que generan en la economía, cuando hablamos de impacto económico se debe entender como las consecuencias hacia una persona, una comunidad, país el mundo. Es necesario evaluar el impacto económico que generaría un proyecto antes de ponerlo en marcha, ya que también está vinculado con el impacto social y si bien es cierto en los ámbitos de una comunidad que repercuten son distintos se debe considerar que están muy ligados (Pérez, 2019).

2.4 Mercado eléctrico peruano

2.4.1 Organización de la industria eléctrica en el Perú

Desde un punto de vista técnico y de carácter físico, dentro del sector eléctrico peruano se desarrollan actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización y la operación del sistema, en la figura 4 se puede apreciar las principales actividades que se realizan en el sector eléctrico y la figura 5 que muestra un esquema del proceso de suministro eléctrico (Dammert, et al., 2010).

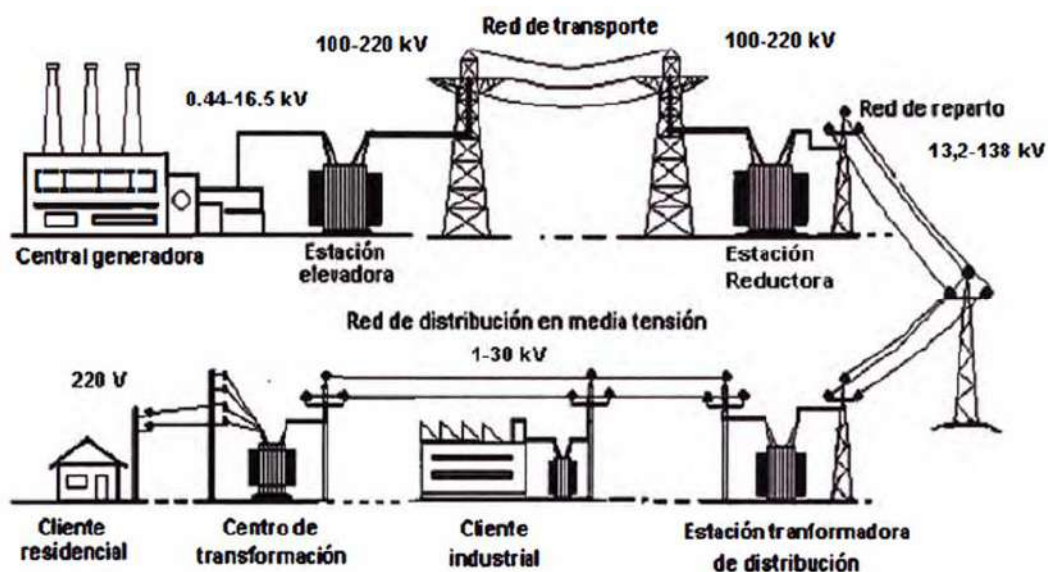


Figura 4. Actividades desarrolladas en el sector eléctrico

Fuente: Medina (2011) "Cumplimiento de la NTCSE de los suministradores de energía con sus clientes libres y regulados".

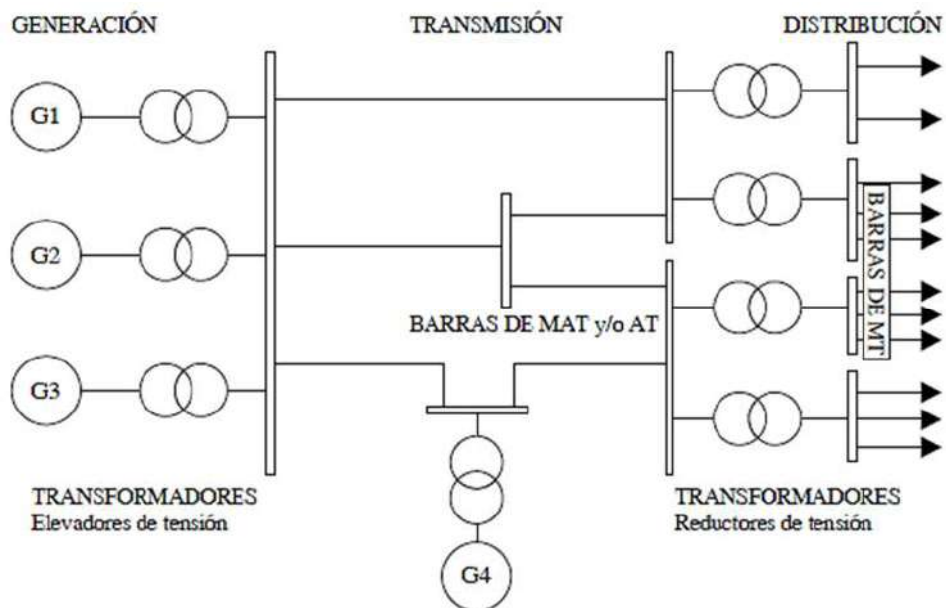


Figura 5. Esquema del proceso de suministro eléctrico

Fuente: Dammert, et al. (2010). "Regulación y supervisión del sector eléctrico".

Los niveles de tensión según el Código Nacional de Electricidad (CNE) del año 2011, son:

Tabla 5
Niveles de tensión

Baja Tensión	Media Tensión	Alta Tensión	Muy Alta Tensión
	20,0 kV		
380/220 V	22,9 kV	60 kV	
440/220 V	33 kV	138 kV	500 kV
	22,9/13,2 kV	220 kV	
	33/19 kV		

Fuente: Código Nacional de Electricidad Suministro (2011).

2.4.2 Clasificación de usuarios libres y regulados

En el sector eléctrico peruano se tiene la siguiente clasificación de usuarios:

Tabla 6
Clasificación del usuario libre y regulado del sector eléctrico

	Usuario Regulado	Usuario que puede elegir entre el régimen libre o regulado	Usuario Libre
Máxima demanda anual	< 200 kW	200 kW \leq 2500 kW	> 2500 kW
Poder de negociación	Bajo	Los usuarios pueden elegir el régimen	Alto
Condición para acceder al régimen	Nivel de demanda máxima anual	Avisar al proveedor actual y futuro con mínimo de un año de anticipación y permanecer en dicho régimen por un plazo no menor a tres años. En el caso de no realizar acción alguna, los usuarios ubicados en este rango se mantienen en el régimen en el cual se encontraban	Nivel de demanda máxima anual

Fuente: obtenido de Dammert, et al. (2011) "Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano". Elaboración propia

2.4.3 Agentes del mercado mayorista de electricidad

En el mercado mayorista de electricidad participan tres tipos de agentes: los generadores, los distribuidores y los clientes libres, los cuales realizan diferentes tipos de transacciones como se puede apreciar en la figura 6 mostrando así el vínculo de suministrador-cliente que tienen las generadoras y distribuidoras, (Dammert, et al., 2011).

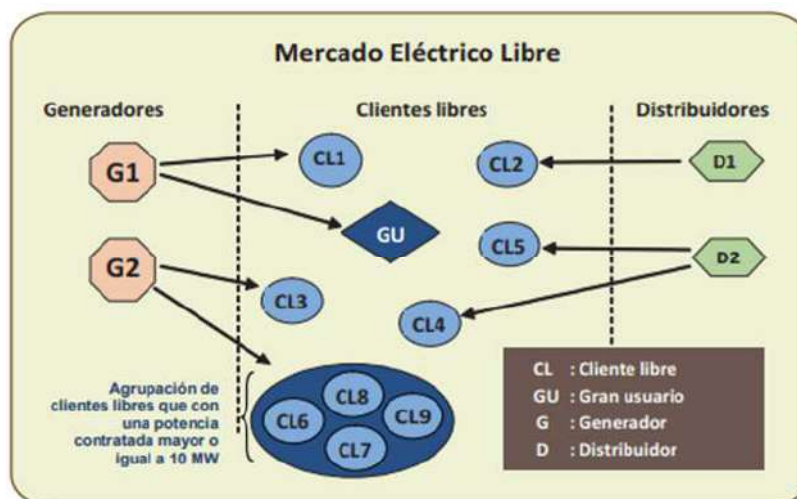


Figura 6. Agentes participantes del mercado mayorista de electricidad

Fuente: Dammert et al., (2011) "Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano". De la figura 6 se resume en la siguiente tabla 7:

Tabla 7
Transacciones en el mercado mayorista de electricidad

Vendedor	Comprador	Descripción
Generador	Distribuidor para usuarios regulados	Contratos con licitación
	Distribuidor para usuarios libres	Contratos sin licitación a precios en barra
Distribuidor	Para usuarios libres	Precio acordado entre las partes
	Para usuarios libres	Al precio acordado (Regulado)
Distribuidor	Para usuarios libres	Al precio acordado (Regulado)

Fuente: Dammert et al., (2011) Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano. Elaboración propia

2.4.4 Calidad de servicio eléctrico

De acuerdo a la Organización Internacional de Normalización ICAITI-COPANT-ISO 8402 (1995) la calidad puede ser definido como un conjunto de características y cualidades de un producto o servicio que le otorgan la capacidad para atender de manera efectiva las necesidades específicas o subyacentes.

Por otro lado. Según Bollen (2000) define a la calidad del servicio eléctrico como es un “conjunto de características que se debe cumplir en la interacción entre los suministradores del servicio eléctrico, los usuarios del mismo y la población en general”.

2.5 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (en adelante NTCSE) aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos. La NTCSE ha sido de carácter imperativo para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de electricidad.

La calidad del servicio eléctrico se divide en calidad técnica, calidad comercial y calidad de alumbrado público. La calidad técnica, comprende aspectos técnicos del suministro eléctrico considerando perturbaciones que afecten la continuidad del suministro eléctrico, la calidad comercial se refiere a los aspectos relacionados con la atención al cliente, medios de comunicación, resolución de quejas y la calidad de alumbrado público se refiere a las adecuadas condiciones de luminosidad e iluminancia para la vía pública.

El control de calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

a) Calidad de Producto:

- Tensión
- Frecuencia (excepto en SER);
- Perturbaciones (Flícker y Tensiones Armónicas), (Excepto en SER).

b) Calidad de Suministro:

- Interrupciones.

c) Calidad de Servicio Comercial:

- Trato al Usuario;
- Medios de Atención;

- Precisión de Medida.

d) Calidad de Alumbrado Público.

- del Alumbrado Público.

Para el presente estudio, se analizará el indicador de calidad de suministro, por ser uno de los aspectos más importantes de la calidad de servicio eléctrico, ya que está determinado por la continuidad del servicio eléctrico hacia los usuarios finales, por eso la calidad de suministro será mejor cuando la frecuencia y duración de interrupciones sea menor.

2.5.1 Calidad de suministro

Se define como un continuo suministro de energía eléctrica, que está relacionada a la incidencia de interrupciones en el sistema eléctrico que superen los 3 minutos. Las interrupciones pueden ser originadas por mantenimientos, maniobras, ampliaciones, o fallas dadas en etapas de generación, transmisión y distribución (Dammert et al., 2010).

Se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, que está relacionada a la ocurrencia de interrupciones en el sistema eléctrico, y se contabiliza como una interrupción si tiene una duración igual o mayor a tres minutos (MINEM, 1997).

Para evaluar la calidad de suministro, se toman en cuenta indicadores que miden número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas.

Según la NTCSE vigente existen dos tipos de interrupciones que son compensables, las interrupciones por punto de entrega donde se interrumpe el suministro total al usuario y las interrupciones por rechazo de carga donde se interrumpe parcialmente el suministro de la carga total, cabe resaltar que ambos tipos de interrupciones tienen una modalidad diferente para el cálculo de compensaciones.

La NTCSE también dispone que, no se considera las interrupciones que sean menores a tres minutos, ni las que se hayan designado por el OSINERGMIN como fuerza mayor, en el conteo de indicadores para el cálculo de compensaciones.

2.5.2 Interrupciones

Una interrupción es un evento durante el cual, en un punto de entrega, el voltaje cae a cero y no retorna a sus valores normales automáticamente, por lo que se considera como interrupción a la falta de suministro eléctrico en punto de entrega (Generador-Distribuidor, G-D). Las interrupciones pueden ser causadas por salidas de equipos de las instalaciones del suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, por maniobras, por ampliaciones, mantenimientos, fallas, etc. El período de control de interrupciones es de seis meses calendario de duración.

En la figura 7, se aprecia que en la barra Cachimayo en 10 kV el valor de la tensión cae a cero el día 9 de julio del 2017 debido a una falla, este caso es contabilizado como una interrupción.

Según la NTCSE, para los cálculos de compensaciones se consideran dos tipos de interrupciones, siempre y cuando hayan excedido las tolerancias. Se observa en la figura 8 los tipos de interrupciones que comprenden estas 2 categorías.

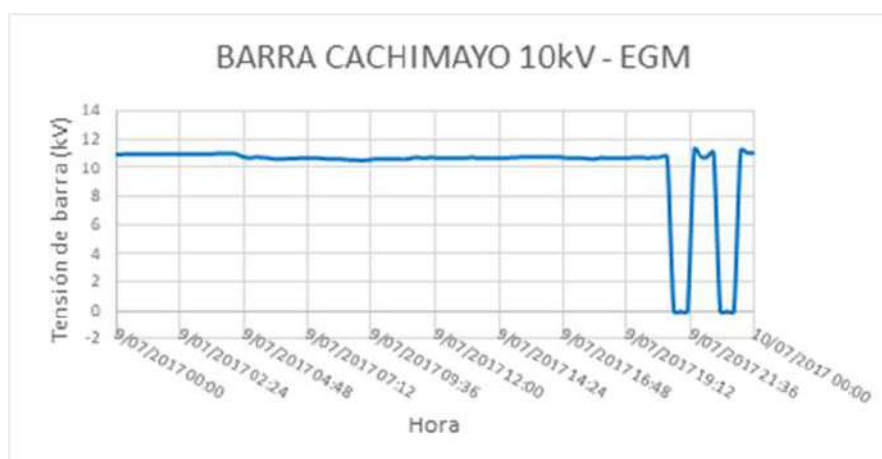


Figura 7. Interrupción en Cachimayo 10 kV – EGEMSA

Fuente: Elaboración propia – Archivos de EGEMSA.



Figura 8. Tipos de interrupciones

Fuente: MINEM, (1997) “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”. Elaboración propia.

2.5.3 Interrupciones por punto de entrega

Es la falta de suministro eléctrico en la barra donde uno o varios generadores tiene un contrato para el servicio de suministro eléctrico con las distribuidoras o clientes libres (BMNTCSE, 2001). Seguidamente se muestra la figura 9 donde se representa una interrupción en un punto de suministro en la Barra A 138 kV quedando desenergizada debido a la desconexión de la línea L-1089 y en consecuencia la Barra B 10.5 kV asumiendo que estas barras se encuentran en la cola del sistema.

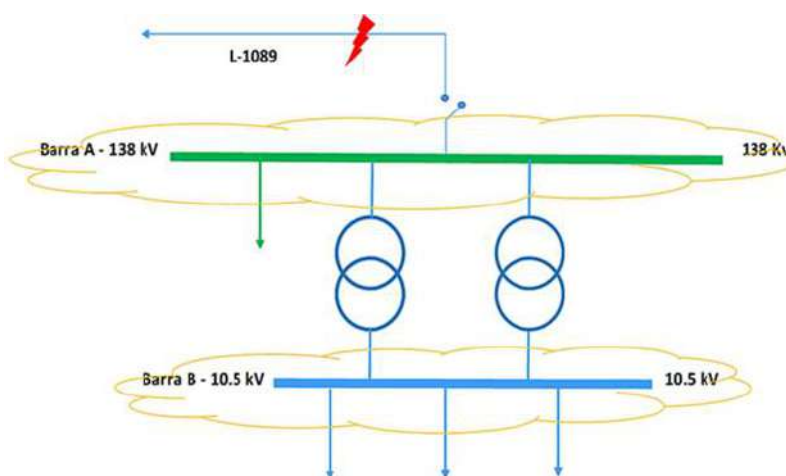


Figura 9. Interrupción en punto de entrega en esquema unifilar

Fuente: Archivos EGEMSA

Dentro de esta categoría de interrupciones por punto de entrega, según la norma, para efectos de evaluación y calificación de las interrupciones durante el semestre de control, se subdividen en interrupciones programadas y no programadas, las que se desarrollan en los siguientes apartados.

2.5.3.1 Interrupciones programadas

De la norma se desprende que las interrupciones programadas² son referidas a:

Actividades de expansión o reforzamiento de redes: Actividades que requieran necesariamente de corte de servicio para el reforzamiento de redes, al cambio de componentes existentes cuya finalidad sea incrementar la capacidad original de las instalaciones según lo requiera la demanda. Se considera los cambios de tecnología cuya finalidad sea incrementar la confiabilidad del sistema siempre que OSINERGMIN así lo califique, incluso el suministrador que vaya a realizar estas actividades puede solicitar fuerza mayor a OSINERGMIN y ser evaluada mediante el procedimiento Osinergmin N° 010-2004-OS/CD.

Mantenimiento de redes: Se consideran como mantenimiento de redes los trabajos realizados que requieran necesariamente de corte de servicio ya sea por un mantenimiento en líneas de transmisión, subestaciones, etc. Estas son programadas oportunamente y sustentadas ante el OSINERGMIN y comunicado a sus clientes con anticipación no menor a 48 horas.

2.5.3.2 Interrupciones no programadas

De acuerdo al COES, las interrupciones pueden ser clasificados como fenómenos ambientales, falla en los equipos, falla en el arranque, falla del sistema de protección, falla humana,

² Los tipos de interrupciones, están adaptadas de acuerdo a la "Base Metodológica de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", en el apartado de Programación de interrupciones, pág. 19 y pág. 20.

instalaciones afectadas por atentados, falla externa, falla cuya causa no es identificada y fallas durante la recomposición del sistema.

2.5.4 Interrupciones por rechazo de carga

Se produce rechazo de carga cuando existe déficit de potencia activa y/o reactiva o generado por mínima frecuencia siendo este el más común, debido a fallas en los equipos, salidas de centrales, etc. También se presenta rechazo de carga por problemas de mínimo voltaje o por un rechazo manual de carga. El fin del rechazo de carga es mantener la seguridad e integridad del sistema eléctrico, siendo el COES el que calcula la magnitud de carga disponible a rechazar en los usuarios libres y regulados (COES, 2017).

En la figura 10 se muestra en el esquema unifilar el rechazo de carga en el alimentador A-2 conectada a la barra B de 10.5 kV.

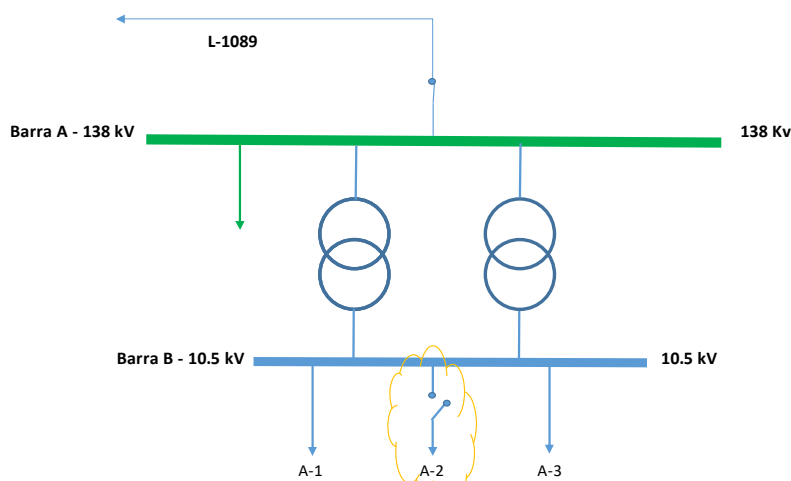


Figura 10. Interrupción por rechazo de carga en un alimentador

Fuente: Archivos EGEMSA

2.5.5 Indicadores de calidad de suministro

2.5.5.1 Número total de interrupciones por cliente por semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un semestre de control. $N = \text{Número de interrupciones; (interrupciones/semestre)}$

Para efectos de cálculo de indicadores de calidad y compensaciones se tiene los siguientes factores de ponderación para el número total de interrupciones, en la tabla 8.

Tabla 8
Factores de ponderación para el número de interrupciones (N)

Tipo de Interrupciones	Factores de ponderación para el número de interrupciones	
ER	Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes	0.5
M	Interrupciones programadas por mantenimiento	1
F	Otras (fallas)	1
EX	Exonerado	0

Fuente: MINEM, (1997) "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

2.5.5.2 Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)

Es la suma total de las duraciones individuales ponderadas de todas interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un periodo de control de un semestre.

$$D = \sum(ki * di); (\text{expresada en horas}) \quad (2.1)$$

Donde:

di : Duración individual de la interrupción "i".

ki : Factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento: $ki = 0.25$

- Interrupciones programadas por mantenimiento: $ki = 0.50$

- Otras: $ki = 1.00$

Según la NTCSE, ejecutado el mantenimiento, si existiese diferencia entre la duración real y la programada de la interrupción, para el cálculo de la duración total ponderada de interrupciones del cliente, se debe considerar la diferencia de tiempo (Δ).

$ki = 0$; si la duración real es menor a la programada y $ki = 1$; si la duración real es mayor a la programada

Para efectos de cálculo de indicadores de calidad y compensaciones según NTCSE se tiene los siguientes factores de ponderación para la duración total de interrupciones:

Tabla 9
Factores de ponderación para la duración de interrupciones (di)

Tipo de Interrupciones	Factores de ponderación para el duración de interrupciones	
ER	Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes	0.25
M	Interrupciones programadas por mantenimiento	0.5
F	Otras (fallas)	1
EX	Exonerado	0

Fuente: MINEM, (1997) "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

2.5.6 Tolerancias de calidad de suministro

2.5.6.1 Tolerancias para número de interrupciones por cliente (N')

Se muestra en la siguiente tabla 10 las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para el número de interrupciones por cliente.

Tabla 10
Tolerancias número de interrupción por cliente (N')

Nivel de tensión	Descripción	Número de Interrupciones por semestre
MAT	Clientes en MAT y AT	2
AT	Clientes en MAT y AT	2
MT	Clientes en MT	4
BT	Clientes en BT	6

Fuente: MINEM, (1997) "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

2.5.6.2 Tolerancias para duración total ponderada de interrupciones por cliente (D')

Se muestra en la tabla 11 las tolerancias para la duración de interrupciones por cliente en los distintos niveles de tensión, esto es para el periodo de control.

Tabla 11
Duración total ponderada de interrupciones (D')

Nivel de tensión	Descripción	Duración de Interrupciones por semestre
MAT	Clientes en MAT y AT	4
AT	Clientes en MAT y AT	4
MT	Clientes en MT	7
BT	Clientes en BT	10

Fuente: MINEM, (1997) "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

2.6 Compensación de generador a distribuidor por mala calidad de suministro

En el marco de la NTCSE, de acuerdo al numeral 3.1 inciso d (según D.S. N° 026-2006-EM), señala que el generador es responsable de pagar a su cliente dentro de los plazos establecidos las compensaciones por mala calidad de suministro, independientemente de que el incumplimiento de calidad de suministro sea debido a deficiencias propias o ajenas, salvo sea un caso de fuerza mayor y casos de reforzamientos o ampliaciones de instalaciones existentes, debidamente calificados como tales por la autoridad (MINEM, 1997).

En ese sentido, y como lo designa el COES el suministrador es responsable de calcular y determinar las compensaciones, para llevar el control semestral de calidad de suministro. La compensación se realiza separadamente para: (i) interrupciones por punto de entrega y (ii) interrupciones por rechazo de carga, debido a que la modalidad de cálculo es diferente para cada uno de estos casos.

Desde un punto de vista más técnico un generador compensa a su cliente, que viene a ser el distribuidor, cuando en el punto de suministro (Generador – Distribuidor) se ha producido mala calidad causada por interrupciones por punto y/o interrupciones por rechazo de carga, quiere decir que, se han excedido las tolerancias semestrales en ese punto.

2.6.1 Cadena de pagos

La cadena de pagos es de suma importancia ya que se efectúan los pagos por compensaciones y resarcimientos por la transgresión de la calidad de suministro, esto como obligación impuesta por la NTCSE hacia los agentes del SEIN.

La cadena de pagos ocurre siempre y cuando se tenga un vínculo contractual entre el suministrador y su cliente, ya sea regulado o libre; entonces la cadena de pagos inicia con la compensación del suministrador a sus clientes afectados por la mala calidad del suministro y finaliza con el resarcimiento efectuado de los generadores, transmisores e incluso distribuidoras o terceros, responsables de la mala calidad, hacia los suministradores, siendo este resarcimiento el monto total que el suministrador pagó a su cliente para no incurrir en perjuicios económicos al suministrador (MINEM, 1997).

2.6.2 Modalidad de compensación de G-D por punto de entrega

La compensación por interrupciones en un punto de entrega de uno o más generadores a un distribuidor, donde existen varios responsables de la mala calidad de suministro está establecida en el numeral 4.2.1.6 de la Base Metodológica de la NTCSE vigente, aprobada con R. N° 1535-2001-OS/CD. La compensación se calcula semestralmente. Se procede de la siguiente manera:

$$C = e * ENS * E \quad (2.2)$$

$$C = e \left[\frac{ERS}{(NHS - \sum di)} \right] D \left[1 + \left(\frac{N - N'}{N'} \right) + \left(\frac{D - D'}{D'} \right) \right] \quad (2.3)$$

Donde:

C : Compensación total del semestre por mala calidad del suministro.

e : Es la compensación unitaria por el incumplimiento en la calidad de suministro, cuyo valor es 0,35 US\$/kWh.

$(ERS/NHS - \sum di)$: Potencia horaria promedio entregada en el semestre.

ERS : Es la energía registrada durante el semestre en el punto de entrega Generador –Distribuidor.

NHS : Es el número de horas en el semestre.

$\sum di$: Es el total de horas de interrupción.

D : Duración ponderada total en el semestre.

N : Número ponderado de interrupciones del semestre.

E : Es el factor de proporcionalidad que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y determina la compensación en el punto de suministro está definido como:

$$E = 1 + \left(\frac{N-N'}{N'} \right) + \left(\frac{D-D'}{D'} \right) \quad (2.4)$$

N_i : Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el suministrador “i”.

D_i : Duración total ponderada de interrupciones por las cuales es responsable el suministrador “i”.

N, D : Son los indicadores de calidad del suministro en el punto de entrega Generador - Distribuidor, en el semestre de control.

N', D' : Son las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro para el nivel de tensión del punto de entrega Generador - Distribuidor.

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos.

2.6.3 Modalidad de compensación de G-D por rechazo de carga

Las compensaciones de un generador o generadores a distribuidor, por interrupciones originadas por la actuación de los relevadores de protección y/o apertura manual por orden del COES, ya sea por mínima frecuencia o mínima tensión, el cálculo se hace por línea o alimentador. Estas compensaciones se distribuyen proporcionalmente entre los clientes afectados de acuerdo al consumo de energía registrado durante el semestre de control. Esta modalidad de compensación está establecida en el numeral 4.2.1.7 de la Base Metodológica de la NTCSE vigente que fue aprobada con R. N° 1535-2001-OS/CD. Se procede de la siguiente manera:

$$C_{RC} = e * E_f * ENS_f \quad (2.5)$$

Donde:

C_{RC} : Compensaciones por rechazo de carga.

e : Compensación unitaria 0,35 US\$/kWh

E_f : Es el factor de proporcionalidad definido en función del Número de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión (N_{RCF}) y la Duración Total (expresada en horas) de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión ($D_{RCF} = \sum dk$) (**) evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control, según la siguiente tabla 12:

(**) N_{RCF} y D_{RCF} , se evalúan para cada línea o alimentador con datos obtenidos del sistema SCADA.

Tabla 12
Factor de proporcionalidad E_f

e (US\$/kWh)	N o D	es decir:
$e = 1.00$	Mayor a 1 y menor a 2 veces N' o D'	$1 * (N' o D') < N o D < 2 * (N' o D') *$
$e = 2.00$	Mayor o igual a dos veces el valor de N' o D'	$2 * (N' o D') \leq N o D$

Fuente: MINEM, (2018) Proyecto de "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". (*) Para evaluar E_f , será considerado el tercer termino de esta expresión sólo si su valor es positivo Elaboración propia

ENS_f : Es la energía teóricamente no suministrada durante el semestre de control, por la línea o alimentador determinado, debido a las interrupciones asociadas al rechazo de carga por mínima frecuencia o mínima tensión, expresada en kWh y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS_f = \sum(ENS_{f,k}) \quad (2.6)$$

Tal que:

$$ENS_{f,k} = (P_k * d_k / \sum(P_{k,i} * d_{k,i})) * ENST_{f,k} \quad (2.7)$$

Donde:

$ENS_{f,k}$: Es la energía teóricamente no suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual (d_k) de cada interrupción por rechazo de carga, expresada en kWh.

P_k : Es la potencia suministrada por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga y es tomada del sistema SCADA.

d_k : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

d_k : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

$ENST_{f,k}$: Es la energía no suministrada total por rechazo de carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía con la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por rechazo de carga con el diagrama de carga del día típico correspondiente.

Los sub-índices:

“ k ”: Representa a cada interrupción por rechazo de carga.

“ i ”: Representa a cada línea o alimentador afectado con interrupción por el rechazo de carga, atendidos desde un mismo punto de compra-venta de energía.

2.7 Base Metodológica aplicada para calidad de suministro

La base metodológica para la aplicación de la NTCSE, publicada por medio de Decreto Supremo N° 040-2001-EM (versión adecuada) tiene como objetivo:

- La estructuración de la base de datos que permita una efectiva aplicación y control de la NTCSE.
- La transferencia de información a la autoridad.
- La aprobación de especificaciones técnicas del equipamiento a utilizarse para el control de calidad.

Se consideran los siguientes criterios para el registro, procesamiento de información y determinación de las compensaciones relacionadas con la calidad del suministro eléctrico. Las siguientes secciones están contempladas en la Base Metodológica de la NTCSE.

2.7.1 Programación de interrupciones

Aviso a OSINERGMIN: Con anticipación no menor a 48 horas el suministrador informa al OSINERGMIN, vía portal SIRVAN, la sustentación de la programación de la interrupción del servicio eléctrico precisando la ubicación donde se realizarán las maniobras, el responsable de dichas actividades y el resumen de actividades, utilizando el Anexo N° 9 de la norma, con extensión PIN (MINEM, 2001).

Aviso al usuario: La empresa generadora debe notificar a su cliente distribuidor sobre las interrupciones programadas en un plazo no menor a setenta y dos horas; en caso de ser una transmisora la causante de la interrupción, esta debe notificar a los generadores afectados en el plazo de noventa y seis horas.

Suspensión de interrupción programadas: Cuando el suministrador precise suspender la interrupción programada, debe comunicar al cliente distribuidor, de modo contrario se considerará en el cálculo de compensaciones.

2.7.2 Reporte de interrupciones

Reporte mensual: Después de pasados veinte días calendario finalizado el mes, el suministrador remite el reporte detallado de las interrupciones ocurridas en cada punto de suministro de sus clientes en formato de extensión RDI, la que se detalla en el Anexo N° 9 de la BMNTCSE, indicando los detalles de las interrupciones y el código correspondiente que, se muestra en la tabla 13 mismos que sirven para identificar el tipo de interrupción en las compensaciones (MINEM, 2001).

Tabla 13
Causas de interrupciones

Código	Descripción
T	Terceros
S	Propias del suministrador
C	Fenómenos climáticos
B	Internas propias del usuario (No compensable)
O	Otras causales

Fuente: MINEM, (2001) "Base Metodológica de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos".
Elaboración propia

Reporte trimestral: Seguidamente, después de veinte días calendario de finalizado cada trimestre, el suministrador remite vía FTP (File Transfer Protocol) el reporte de todos los suministros afectados por interrupciones según el formato RIN, en cada registro se consigna la hora y fecha reales de inicio y fin de la interrupción, de cada suministro afectado (MINEM, 2001).

Reporte semestral: Finalmente, después de veinte días culminado el semestre en control, el suministrador remite el reporte de compensaciones a pagarse a los suministros afectados por mala calidad de suministro.

2.8 Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE

2.8.1 Información requerida

Los agentes del SEIN deberán remitir al COES la información relacionada a los eventos ocurridos para materia de análisis, en formato COMTRADE, siendo los medios usados para enviar la información los siguientes: mensajería, correo electrónico, otros medios electrónicos. Dicha información debe contar con los siguientes datos:

- Análisis de la operación de sus equipos, de sus protecciones y explicación de sus actuaciones del evento.
- Registro cronológico de eventos, con estampado de tiempo en milisegundos y sincronizados con GPS.
- Cambios de estado de los interruptores de potencia.
- Señalizaciones de actuación de los relés de protección, tomados del propio relé.

- Registros oscilográficos de los equipos involucrados en el evento, debidamente sincronizados con GPS, así como también los reportes de localizadores de fallas.
- Reportes detallados de los suministros interrumpidos y/o disminuciones de cargas (potencia y duración). En el caso de suministros interrumpidos debe identificarse claramente el dispositivo de protección que lo desconectó o por rechazo manual si corresponde.
- Registro cronológico de maniobras de recuperación.
- Descripción de las medidas correctivas y preventivas adoptadas con posterioridad al Evento y cualquier información requerida por el CT-AF o el COES.

2.8.2 Responsabilidades por eventos programados

En caso de eventos programados, tales como los mantenimientos de redes, actividades de expansión o reforzamiento de redes, etc. el responsable será el agente titular de las instalaciones que originaron la interrupción, de acuerdo al marco de la Base Metodológica, respecto a la programación de interrupciones.

En caso que el evento programado tenga una mayor duración de lo programado, los agentes propietarios de las instalaciones causantes del exceso de duración, serán responsables en partes iguales por los suministros interrumpidos.

Las transgresiones a la calidad de suministro derivadas de los rechazos de carga manual programados por el COES, se regirá al anexo 9 de la base metodológica, asignación de responsabilidades por un evento imprevisto.

2.8.3 Responsabilidades por eventos no programados

La asignación de responsabilidades se realiza en base al numeral 3.5 de la norma, la cual se realiza considerando las siguientes etapas. El plazo para definir a los agentes responsables de causar eventos de interrupciones es de cuarenta días hábiles, contados a partir de ocurrido un evento.

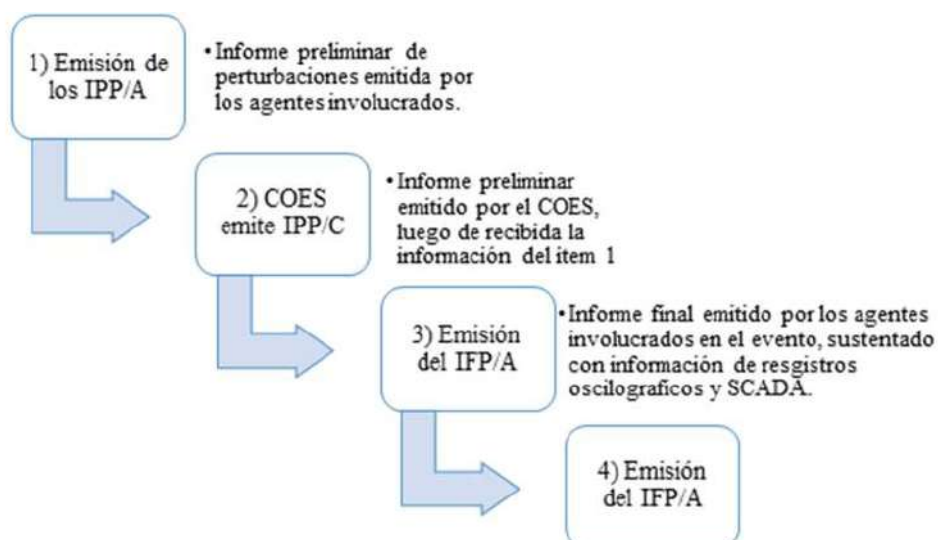


Figura 11. Proceso de reporte de eventos

Fuente: COES, (2012). Procedimiento Técnico N° 40. Elaboración propia.

2.8.3.1 Proceso de análisis técnico

El proceso que se sigue luego de que el COES emite el informe final de perturbaciones:

- Se identifica y selecciona los eventos a ser investigados y analizados para la asignación de los responsables.
- Seguidamente el COES convoca a una o más reuniones al CT-AF, para todos aquellos eventos que originen interrupciones de suministros que representen un 2.0% o más de la máxima demanda anual del SEIN registrada hasta el mes anterior y dependiendo de la complejidad de dichos eventos se convocara a reuniones presenciales al CT-AF y a alguno de los agentes involucrados.
- Por último, con la información recopilada, el CT-AF elabora un informe técnico, luego de veinte días hábiles de ocurrido el evento, salvo exista una ampliación de plazo aprobada por el OSINERGMIN.

2.8.3.2 Proceso de asignación de responsabilidad

- Luego de recibido el informe técnico del CT-AF, el COES elabora un informe técnico el cual detalla el análisis del evento, identifica a los agentes responsables y también la relación de transgresiones a la NTCSE; e incluirá el informe del CT-AF.

- Seguido al primer paso, el COES en base al informe técnico y bases legales, elabora la decisión de asignación de responsabilidades, misma que se remitirá a los agentes involucrados, como al OSINERGMIN.
- Este proceso concluye dentro de diez días hábiles, luego de haber recibido el informe del CT-AF, incluida la publicación al portal abierto del COES la documentación de asignación de responsabilidades.
- Cuando un agente involucrado se acoja a la calificación de Fuerza Mayor por un evento ante el OSINERGMIN, debe ser con copia al COES, y esta queda suspendida temporalmente, hasta que OSINERGMIN se pronuncie y comunique al COES.

2.9 Nueva Norma Técnica de Calidad de dos Servicios Eléctricos

Es fundamental considerar todos los aspectos que envuelven la publicación de una nueva Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, tales como el sustento para la formulación del proyecto de esta nueva norma, sustento para el cambio de nombre de la norma, sustento para las modificaciones y derogación de la norma vigente. Así como el análisis costo-beneficio de esta nueva normativa. Todos estos aspectos mencionados se extraen del documento donde se expone los motivos de las modificatorias. Esto sirve de base para poder entender los motivos y sustento de un cambio de norma y por ende conocer el impacto que tendría en los agentes generadores y/o distribuidores del sector eléctrico en calidad de suministro.

2.9.1 Sustento de la formulación del nuevo proyecto de NTCSE

El MINEM pre publica mediante Resolución Ministerial N° 081-2018-MEM/D el proyecto de Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su exposición de motivos. Esto es básicamente que la Dirección General de Electricidad elaboró una nueva Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que regula la calidad del servicio eléctrico para todos los suministradores y para todos los sectores de distribución típicos. Por lo tanto, esta norma reemplazaría en todos sus efectos jurídicos a la NTCSE y la NTCSE-R.

Se resalta que debido a las modificaciones normativas introducidas por los Decretos Legislativos N° 1207 y 1221, se hace necesario adecuar la NTCSE, así como la NTCSEER con el propósito de establecer nuevos mecanismos legales para determinar y controlar la calidad de los servicios eléctricos, contando con una normativa en concordancia a la realidad actual.

El Decreto Legislativo N° 1221 que “mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú” hace que se incorporen a la Ley de Concesiones Eléctricas, incentivos a las inversiones relacionadas a las innovaciones tecnológicas y mejoras en la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú y la mejora en la calidad del servicio eléctrico. Se resalta algunas disposiciones del D.L. N° 1221 que fungen de base para las actualizaciones y modificaciones en calidad del servicio eléctrico en el nuevo proyecto de NTCSE (se menciona los artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas que son modificados en este Decreto Legislativo):

- Según el Decreto Legislativo N.º 1221 (2015), en su Artículo 34, inciso b, se establece que los “Distribuidores están obligados a garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables”. Es decir, la empresa distribuidora debe cumplir con suministrar energía eléctrica de manera continua y con los mínimos niveles de calidad. Con esto señalado, deviene en que las distribuidoras al ser clientes regulados de las generadoras, estas son responsables de compensar a las distribuidoras y así generar el esquema de cadena de pagos.

- Según el Decreto Legislativo N.º 1221 (2015), en su Artículo 64, se establece que “El Valor Agregado de Distribución (VAD) se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad”. De esto se puede señalar que, sería lógico tener una actualización en la calidad de los servicios eléctricos regido por la normativa vigente y con adecuación a la realidad actual. Así mismo, en el Artículo se expone que, al VAD se agrega un cargo asociado a la innovación tecnológica en los sistemas de distribución. Lo cual está ínfimamente referido a una mejoría de la calidad de suministro de la energía eléctrica.

- De acuerdo al Decreto Legislativo N.º 1221 (2015), en su Artículo 72, se determina que, “El Valor Agregado de Distribución cuenta adicionalmente con un factor de reajuste que promueve el

mejoramiento de la calidad de servicio”. Se señala también que este factor de reajuste sería aplicado a modo de incentivo o penalidad sobre el cumplimiento de las metas anuales de calidad de suministro. En caso de incumplimiento de estas metas se generaría una compensación a los usuarios.

a) Sustento para realizar cambio de nombre de la norma

Con fecha 28 de diciembre del 2016, se realiza la pre publicación de la norma con el nombre de Texto Único Ordenado de la NTCSE; sin embargo, en la “Guía de Técnica Legislativa para elaboración de Proyectos Normativos de las Entidades del Poder Ejecutivo” indica que un Texto Único Ordenado no puede modificar o crear una nueva norma, y si así fuese se estaría infringiendo el principio de legalidad, motivo por el cual se hace necesario las correcciones respectivas para la aprobación mediante una nueva norma.

b) Sustento para realizar modificaciones y derogar la norma

Se consideran los cambios y actualizaciones realizados a través de los diferentes instrumentos normativos a lo largo de la vigencia de la NTCSE, la cual a su vez requiere de revisiones para una mejora en la calidad de servicios eléctricos.

2.9.2 Exposición de análisis costo – beneficio del proyecto de NTCSE

Según MINEM (2018) dentro de su exposición de los motivos para derogar la norma vigente, explica sobre los beneficios que conllevaría la aprobación esta; en cuanto a calidad de suministro son las siguientes:

- Mejora el control de la calidad de los servicios eléctricos en todos los sectores de distribución típicos.
- Se realiza las precisiones sobre las funciones y actividades del OSINERGMIN, el suministrador, empresas de transmisión, el COES y las empresas de distribución eléctrica.

Finalmente y preliminarmente sobre la derogación de la normativa vigente y el reemplazo de esta por la nueva norma, y con la exposición de sus motivos; se puede mencionar que traería consigo ventajas y desventajas, por lo que se debe evaluar cuidadosamente todos los cambios producidos.

Ventajas:

- Del proyecto de nueva norma se desprende que exista un adecuado equilibrio entre la prestación del servicio y las tarifas que pagan los usuarios. Por lo que el mayor beneficio radicaría en los usuarios.
- Mejoría en la calidad de servicio eléctrico, más específicamente en la calidad de suministro, contando así con una significativa confiabilidad y estabilidad del suministro; vale decir una mejoría en la continuidad del servicio eléctrico suplida a los usuarios finales y empresas.
- Fomento de la innovación tecnológica, donde se incentivaría a las empresas distribuidoras la inversión en nuevas tecnologías avanzadas tales como: gestión inteligente de redes eléctricas, la automatización, etc. Lo que podría aumentar la eficiencia del suministro eléctrico.
- Finalmente estas mejorías se verían reflejadas en la calidad de vida de la población.

Desventajas:

- Los costos de implementación, con la entrada en vigencia de una nueva norma, puede traer consigo inversiones significativas para las empresas eléctricas, ya que por ejemplo la nueva norma establece colocar un equipo de medición de manera permanente en puntos de medición.
- Tiempo y recursos, ya que una nueva norma puede tomar tiempo para su implementación, lo que podría generar incertidumbre en el sector eléctrico. Como se ha visto en esta sección se intenta implementar estas modificatorias de la NTCSE desde el año 2016.
- Como se concluye en Arellán (2020) las empresas distribuidoras preferirían compensar por los incumplimientos de la mala calidad de suministro a realizar inversiones en nuevas tecnologías. Por tanto, se confirma que las compensaciones no son disuasivas y por ende no cumplen su objetivo de incentivar a la empresa para optimizar y elevar la calidad del servicio.

Capítulo III: Análisis comparativo entre la norma vigente y el nuevo proyecto de norma

3.1 Introducción

La pre publicación del proyecto de NTCSE en el 2018, trae consigo modificaciones las que son necesarias analizarlas ya que en medida de las actualizaciones presentadas en este proyecto de norma estas impactarían económica y legalmente a los agentes generadores, transmisores y distribuidores e incluso a los usuarios finales o a aquellos que la norma rija sobre ellos.

Por lo tanto, en este capítulo se va a realizar un análisis comparativo entre la norma vigente y el proyecto de nueva norma, respecto a la calidad de suministro con el fin de establecer las diferencias entre estas ya que va a permitir conocer los indicadores que afectan directamente en los montos de compensaciones y resarcimientos.

3.2 Análisis comparativo de la calidad de suministro entre la norma vigente y el nuevo proyecto de norma

En los siguientes apartados se va analizar cada uno de los títulos que comprende el proyecto de NTCSE, respecto a la calidad de suministro.

3.3 Análisis de las disposiciones generales

3.3.1 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente

En este apartado de la norma se establece la información de tipo general referido al contenido de la norma, donde se establecen aspectos, parámetros e indicadores con los que se evalúa la calidad de servicio eléctrico, asimismo indica sobre las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento y las obligaciones de las entidades involucradas en el servicio referido al control de calidad.

De la norma se puede sobreentender las siguientes definiciones:

- a) El suministrador, que es la entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o usuario final del mercado libre o regulado.
- b) El cliente, es la entidad que recibe un servicio o un suministro de energía para su propio consumo o terceros.
- c) Terceros, todos aquellos que están involucrados directa o indirectamente en un servicio eléctrico; están conectados al sistema y son parte de las transferencias de energía o intervienen en la calidad de esta.

Asimismo, se resalta que los indicadores y parámetros de calidad evaluados de acuerdo a la norma, miden únicamente la calidad de suministro, producto, servicio comercial y alumbrado público.

3.3.2 Nuevo Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Al igual que se vio en la anterior sección, el proyecto de norma también establece información de tipo general referido al contenido, donde se establecen aspectos, parámetros e indicadores con los que se evalúa la calidad de servicio de electricidad, justificando que los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la norma miden exclusivamente la calidad de producto, suministro, servicio comercial y alumbrado público que los suministradores brindan a sus clientes o usuarios. Se especifica las condiciones mínimas de medición. Se fijan las tolerancias, compensaciones, aportes y/o multas por incumplimiento

Asimismo, se establecen las obligaciones de entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso del servicio, referido al control de calidad.

Según la NTCSE (2018) incluyen expresamente las siguientes definiciones³ que antes no había como "Aporte: Representa al pago realizado por el suministrador por transgresiones de la calidad de producto en un Sistema Eléctrico Rural (SER) y forma parte de los recursos para la electrificación rural, en concordancia con la Ley General de Electrificación Rural" (p.4). "Compensación: Monto que el Suministrador paga a su Usuario como consecuencia de la transgresión de la calidad de acuerdo a lo establecido en la presente Norma" (p.4). "Resarcimiento: Monto a pagar por los responsables de las transgresiones a la presente Norma, a los Suministradores por las compensaciones efectivamente pagadas a sus Usuarios. En caso el responsable de las transgresiones sea un Usuario, su suministrador asumirá los resarcimientos que le correspondan pagar" (p.4).

Según la NTCSE (2018) se incluyen también nuevas definiciones como "Empresa de Transmisión: Persona Jurídica cuya actividad principal son las actividades de Transmisión Eléctrica y cuya fuente principal de ingresos provienen del servicio de transporte de energía eléctrica" (p.5). "Transmisor: Titular de una concesión de transmisión eléctrica" (p.5). "Suministrador: Generador o Distribuidor en general. Se precisa que un Suministrador puede atender a Usuarios Libres conectados en cualquier parte del SEIN" (p.5).

Si bien esta última definición ya se encontraba desarrollada en el numeral 1.2 de la NTCSE, de acuerdo a la NTCSE (2018) coloca como una definición concreta lo siguiente "1.4 Los parámetros, tolerancias, procedimientos y controles contemplados en la presente Norma buscan un adecuado equilibrio entre la prestación del servicio y las tarifas que pagan los usuarios." (p.5).

Si embargo como se desarrolla más adelante, ni en la exposición de motivos ni en otros documentos se demuestra que exista un "equilibrio" entre la prestación del servicio y las tarifas pagadas por los usuarios.

³ Las definiciones "Aporte", "Compensación" y "Resarcimiento", se han citado textualmente del proyecto de NTCSE.

3.4 Análisis de las etapas de aplicación de la norma

3.4.1 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente

En esta sección de la norma se establecen estándares de calidad para el servicio de la electricidad y alumbrado público. La adecuación de la norma referida a entidades involucradas a la prestación del servicio, se lleva a cabo en tres etapas consecutivas, en las que las compensaciones y/o multas por incumplimiento se incrementan gradualmente. Además, se especifica la información pertinente de cada etapa; como sigue:

Primera etapa. - Comienza al entrar en vigencia la norma y tiene una duración de un año y seis meses; en esta etapa las entidades involucradas en la prestación del servicio están sometidas a:

- a) La adquisición e instalación de la infraestructura necesaria para la medición y registro de los parámetros de calidad de suministro, producto, servicio comercial y alumbrado público; excepto en casos que por orden de la norma se pueda instalar en etapas posteriores.
- b) Implementación de todos los medios necesarios para garantizar la calidad de servicio comercial.
- c) Implementación de medios de registro y mecanismos de procesamiento de información para cálculo de indicadores, comparación de estándares de calidad y transferencia de información requerida por la autoridad. Esto incluiría una base de datos especificados por la norma, siendo exclusivamente la base de datos que contenga el esquema de alimentación de un suministrador a sus clientes en baja tensión.
- d) Realización de una campaña piloto de medición y registro de variables que interviene en el cálculo de indicadores de calidad.
- e) Evidenciar dentro de los primeros seis meses un programa de adecuación a la norma los puntos que se mencionaron anteriormente.
- f) Para esta primera etapa, las transgresiones de tolerancias de los indicadores de calidad no dan lugar a compensaciones y/o multas.

Segunda etapa. - Comienza inmediatamente después de finalizada la primera etapa, y tiene una duración de un año y seis meses.

- a) Esta segunda etapa trae consigo que el incumplimiento con los plazos y programas de adecuación planteados en la primera etapa da lugar a las sanciones establecidas en la ley, su reglamento y normas complementarias.
- b) Para esta segunda etapa, las transgresiones de tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas.

Tercera etapa. - Comienza inmediatamente después de finalizada la segunda etapa, y tiene una duración perenne.

3.4.2 Nuevo Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

En este apartado, el proyecto de NTCSE se establece una primera etapa de dos años en las que entidades involucradas en brindar el servicio están obligadas a realizar una serie de inversiones para garantizar los parámetros de calidad del servicio. Entre las inversiones exigidas a los transmisores se encuentran:

- a) Las empresas distribuidoras, transmisoras y/o generadoras deben instalar equipos fijos y de uso permanente en sus centros de control y en las celdas de salida de los alimentadores, dependiendo del requerimiento; así como también se debe instalar equipos fijos para el control de calidad de suministro y producto en puntos de Generador - Distribuidor.
- b) Implementación de medios de comunicación necesarios y adecuados para el acceso a la información referida a la calidad en las celdas de salida de los alimentadores en media tensión para ser verificados por la autoridad.
- c) Las empresas de transmisión deberán implementar los sistemas necesarios y disponer del equipamiento operativo para garantizar la reposición del servicio en el menor tiempo posible, ante la ocurrencia de interrupciones imprevistas en sus instalaciones. Asimismo, cuando la interrupción exceda las dos horas, deberán sustentar la razón de la demora ante la Autoridad.

3.5 Análisis de las obligaciones del suministrador, del cliente y terceros

3.5.1 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente

- Obligaciones del suministrador, del cliente y terceros:

Para el trabajo presente se considera solo obligaciones del suministrador. El suministrador es responsable de prestar un servicio con un nivel óptimo de calidad a su cliente.

- Para toda entidad que suministre electricidad debe cubrir las inversiones y costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros.

- Cubrir los costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y mecanismos de transferencias de información

- Se requiere que la entidad suministradora proporcione a la autoridad la información requerida por esta para el control de calidad, así como cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre.

- Debe abonar el importe de la multa que la autoridad imponga. Asimismo, debe pagar las compensaciones por incumplimiento en calidad de servicio eléctrico al cliente, dentro de los plazos establecidos.

- Como segundo punto, la norma indica que todo suministrador es responsable ante otros suministradores por las interrupciones y perturbaciones que él o un cliente suyo inyecte en el sistema.

Respecto al apartado 3.3 de la norma menciona que los suministradores deben acatar por mandato de los Artículos 33° y 34° de la Ley, el permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros siendo responsables ante sus clientes y por las compensaciones que estos deban efectuar a terceros; en general por la afectación que esta tenga sobre la calidad de la electricidad del sistema.

3.5.2 Nuevo Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Para el trabajo presente se considera solo obligaciones del suministrador. Para efectos de calidad de suministro los siguientes puntos principales:

Obligaciones del suministrador:

Según la NTCSE (2018) se afirma que:

El suministrador es responsable de realizar inversiones para la adquisición e instalación de equipos de mediciones y registros para el control de calidad; por el caso de los puntos de entrega generador-distribuidor el equipo debe permitir la conexión remota y comunicación para la transferencia en línea de registros de medición. (p.7)

Cuando el suministrador no es propietario de las instalaciones donde se ubica los puntos de entrega generador-distribuidor, la obligación de cumplir con el párrafo anterior es del dueño de la instalación. (p.7)

En todo caso, toda vez que la aplicación del proyecto de NTCSE implique inversiones no previstas por los agentes, ya sea en su operación y mantenimiento o adquisición de nuevos equipos, estos costos asociados a cambios regulatorios deben ser reconocidos a las empresas involucradas en los pliegos tarifarios.

Según la NTCSE (2018) afirma que “Cubrir costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y mecanismo de transferencia de información veraz a la autoridad” (p.7).

Premisa que indica que la empresa generadora es quien debe cubrir con los gastos incurridos en el cálculo de compensaciones, al igual que en la NTCSE. Según la NTCSE (2018):

Proporcionar a la Autoridad, con veracidad, toda la información, procesada o no, que ella solicite para el control de la calidad, así como brindar las facilidades y los medios necesarios que le permitan la verificación de la misma, y cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre; llevar un registro histórico de los valores medidos de cada parámetro, correspondiente a por los menos los cinco últimos años. (p.7)

Antes esta exigencia de guardar por cinco años la información, se tenía sólo para la calidad de producto, en el proyecto de NTCSE, se exige mantener un registro histórico de valores medidos de los diferentes parámetros, lo que aún falta precisar en el proyecto NTCSE.

3.6 Análisis de la competencia de la autoridad

3.6.1 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente

En lo que concierne a esta sección se establecen las funciones de la OSINERGMIN, las funciones que tiene a su cargo, de acuerdo a la NTCSE (1997):

Fiscalizar el cumplimiento de todos los puntos establecidos en la norma; debe proponer ante los organismos normativos competentes, normas complementarias o modificatorias a la norma y expedir sus bases metodológicas si así fuere.

Como se tiene entendido la autoridad es quien debe resolver los pedidos, reclamos o controversias presentadas por las empresas de electricidad y/o clientes, referido al cumplimiento de la norma, basado en el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.

Tal como se ha expuesto en los apartados anteriores, información indispensable de la norma.

3.6.2 Nuevo Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Se ha introducido dos nuevos acápite, según NTCSE (2018) refiere: “Presenciar la instalación y retiro de equipos de medición y registro; así como recabar, in situ, copia de la información obtenida de los equipos de medición y registro del Suministrador” (p.4). y “Solicitar, en cualquier momento, información que considere pertinente relacionada con la aplicación de la presente Norma” (p.4). Menciones que no afectarían a los agentes, ya que son fiscalizaciones in situ del trabajo que realice el agente, y solicitud de información.

3.7 Análisis del título sexto calidad de suministro

3.7.1 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos vigente

La calidad de suministro se mide de acuerdo a la continuidad del servicio eléctricos los clientes, es decir en referencia a las interrupciones, y se considera una interrupción a la falta de suministro eléctrico en un punto de venta o entrega, las mismas que son causadas por distintas razones como salidas de equipos de las instalaciones del suministrador, por mantenimientos, por distintas maniobras ampliaciones, etc. Y se considerará una interrupción total de suministro siempre y cuando sea mayor o igual a tres minutos.

La evaluación de calidad de suministro considera indicadores que miden el número de interrupciones, la duración de estas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas; siendo un periodo de control de seis meses calendario.

i) Indicadores de calidad de suministro:

La evaluación de calidad de suministro se realiza utilizando dos indicadores que se calculan para periodos de control, según la NTCSE (1997):

N = Número de interrupciones; (se expresa en: interrupciones/semestre)

D = Duración total ponderada de interrupciones por cliente

El indicador (D), está dado por:

$$D = \sum(ki * di); (\text{expresada en horas}) \quad (3.1)$$

Donde:

di : Es la duración individual de la interrupción " i ".

ki : Son factores de ponderación de duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento: $ki = 0.25$
- Interrupciones programadas* por mantenimiento: $ki = 0.50$
- Otras: $ki = 1.00$

El término “Interrupciones programadas” refiere únicamente a trabajos de mantenimiento de redes o actividades de expansión o reforzamiento de redes, sustentadas a autoridad y a los clientes respectivos, con anticipación mínima de cuarenta y ocho horas.

En el caso de existir una diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de duración total ponderada de interrupciones por cliente (D) se considera lo siguiente:

$k_i = 0$; si la duración real es menor a la programada

$k_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada

Asimismo, no se considerará los indicadores N y D , para las interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia.

ii) Tolerancias de calidad de suministro

Así como se vio anteriormente los indicadores de calidad de suministro, la norma considera las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para clientes conectados en diferentes niveles de tensión como se muestran a continuación:

Tabla 14
Tolerancias en un semestre

Nivel de Tensión	Número de interrupciones por cliente (N')	Duración de interrupciones por cliente (D')
	Interrup/semestre	horas/semestre
MAT y AT	2	4
MT	4	7
BT	6	10

Fuente: MINEM, (1997). "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

La presencia de interrupciones de suministro y perturbaciones en el sistema da lugar a que los suministradores sean responsables de compensar económicamente a sus respectivos clientes, tal como se señala en el título tercero: obligaciones del suministrador, clientes y terceros, de la norma, siendo así, la norma expone la modalidad de compensaciones por mala calidad de suministro:

iii) Compensaciones por mala calidad de suministro

Los suministradores deben compensar a sus clientes por aquellas transgresiones a la calidad de suministro, se compensa de acuerdo a la NTCSE (1997):

1) Compensación por punto

Las compensaciones se calculan semestralmente en función a la *ENS* y los indicadores de calidad de suministro antes mencionadas, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$C = e * E * ENS \quad (3.2)$$

Siendo:

e: Compensación unitaria 0,35 US\$/kWh

E: Factor que considera los indicadores de calidad de suministro y está dado por:

$$E = 1 + \left(\frac{N-N'}{N'} \right) + \left(\frac{D-D'}{D'} \right) \quad (3.3)$$

Las cantidades *N* y *D* : representan los indicadores de calidad de suministro.

Las cantidades *N'* y *D'*: tolerancias de los indicadores de calidad de suministro.

Si *E*=0, no se cuenta para el cálculo de compensaciones

ENS: Es la Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado, está dado por:

$$ENS = \frac{ERS}{(NHS - \sum d_i)} * D; \text{ (expresada en kWh)} \quad (3.4)$$

Donde:

ERS: Es la energía registrada en el semestre.

NHS: Es el número de horas del semestre.

$\sum d_i$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

2) Compensación por rechazo de carga

Las compensaciones por interrupciones originadas por un rechazo de carga debido a la actuación de relevadores de protección y/o por apertura manual por disposición del COES, ya sea por mínima frecuencia o por mínima tensión, se calculan por línea o alimentador; estas compensaciones se distribuyen entre los clientes afectados de acuerdo a su consumo de energía registrado. Se calcula con la siguiente fórmula:

$$C_{RC} = e * E_f * ENS_f \quad (3.5)$$

Donde:

e : Compensación unitaria 0,35 US\$/kWh

E_f : Es el factor de proporcionalidad que está definido en función del número de interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión (N_{RCF}) y la duración total (expresada en horas) de interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión ($D_{RCF} = \sum dk$) evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control, de acuerdo a la tabla 15:

Tabla 15
Factor de proporcionalidad en función de N_{RCF} y D_{RCF}

N_{RCF}	E_f
$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1
$2 < N_{RCF}$	$1 + \frac{(N_{RCF} - 2)}{4} + \frac{(D_{RCF} - 0.15)}{0.15} (*)$

Fuente: MINEM, (1997). "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". (*) El tercer término de esta expresión será considerado para evaluar E_f , solamente si su valor individual resulta positivo.

Elaboración propia

ENS_f : Es la energía teóricamente no suministrada, durante el semestre, por la línea o alimentador determinado, debido a las interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión, expresada en kWh y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS_f = \sum(ENS_{f,k}) \quad (3.6)$$

Tal que:

$$ENS_{f,k} = (P_k * d_k / \sum(P_{k,i} * d_{k,i})) * ENST_{f,k} \quad (3.7)$$

Donde:

$ENS_{f,k}$: Es la energía teóricamente no suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual (d_k) de cada interrupción por rechazo de carga, expresada en kWh.

P_k : Es la potencia suministrada por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga y debe ser proporcionada por el sistema SCADA.

d_k : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

$ENST_{f,k}$: Es la energía no suministrada total por rechazo de carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía como la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por rechazo de carga con el diagrama de carga del día típico correspondiente.

Al haberse transgredido las tolerancias de los indicadores de mala calidad, se sigue el proceso de la cadena de pagos entre los agentes involucrados.

Los sub-índices:

“ k ”: Representa a cada interrupción por rechazo de carga.

“ i ”: Representa a cada línea o alimentador afectado con interrupción por el rechazo de carga, atendidos desde un mismo punto de compra-venta de energía.

3.7.2 Nuevo Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Se han realizado cambios importantes en este apartado. Según la NTCSE (2018) del numeral 6.1:

- i) Inciso (c), especifica que, no se consideran para compensaciones o aportes cuando el MINEM declare periodos de situación excepcional conforme a la NTCOTR o cuando sean necesarias las disposiciones de operación emitidas por el COES.
- ii) Inciso (d) si la interrupción en un punto de entrega no afecta a los usuarios finales de la empresa distribuidora.
- iii) Se ha incrementado el factor k_i , que es el factor de ponderación de la duración de interrupciones por tipo, para los diferentes sectores típicos de distribución a partir de la segunda etapa de la norma, de acuerdo a lo siguiente:

Tabla 16

Factor de ponderación de duración con el proyecto de NTCSE

Factor Ponderación (ki) en Duración (D)	
Descripción trabajos	Proyecto de NTCSE
-Expansión o Reforzamiento	0.5
-Mantenimiento programado	0.75
-Exceso tiempo programado	2

Fuente: MINEM, (2018). "Proyecto de Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos". Elaboración propia.

- iv) Se ha establecido que, cuando se sobrepasen los plazos de duración programados de la interrupción, el factor k_i será igual a dos veces el tiempo excedido. $k_i = 2$
- v) Se ha disminuido las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para el nivel de media tensión "MT".

Tabla 17

Indicadores calidad en Media tensión (MT)

Indicadores de Calidad	Media Tensión (MT)
	Propuesta
Número de interrupciones (N)	3
Duración ponderada (D)	6

Fuente: MINEM, (2018). "Proyecto de Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos". Elaboración propia

vi) El valor unitario de compensación “e”, estará en función del indicador *N* o *D* de acuerdo al proyecto de NTCSE:

Tabla 18
Valor unitario de compensación

e (US\$/kWh)	N o D	es decir:
$e = 1.00$	Mayor a 1 y menor a 2 veces N' o D'	$1 * (N' o D') < N o D < 2 * (N' o D') *$
$e = 2.00$	Mayor o igual a dos veces el valor de N' o D'	$2 * (N' o D') \leq N o D$

Fuente: MINEM, (2018). "Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos". Elaboración propia

3.8 Análisis comparativo global

A efectos de presentar los resultados del análisis comparativo realizado, destacaremos las diferencias y cambios observadas en las distintas cuestiones analizadas entre la NTCSE vigente y el nuevo proyecto de NTCSE.

Tabla 19
Análisis comparativo global

Cambios Generales en el Proyecto de NTCSE

1. Del Título Primero: Lo más resaltante de este Título es que se incluyen expresamente definiciones, según MINEM (2018):

Aporte: Representa al pago realizado por el suministrador por transgresiones de la calidad de producto en un Sistema Eléctrico Rural (SER) y forma parte de los recursos para la electrificación rural, en concordancia con la Ley General de Electrificación Rural. (p.4)

Compensación: Monto que el Suministrador paga a su Usuario como consecuencia de la transgresión de la calidad de acuerdo a lo establecido en la presente Norma. (p.4)

Resarcimiento: Monto a pagar por los responsables de las transgresiones a la presente Norma, a los Suministradores por las compensaciones efectivamente pagadas a sus Usuarios. En caso el responsable de las transgresiones sea un Usuario, su suministrador asumirá los resarcimientos que le correspondan pagar. (p.4)

Definiciones que se diferencia con claridad y evitaría posibles confusiones, sin embargo, estas definiciones dadas, en el actual NTCSE, se desprendían del mismo y el PR-40 del COES de manera clara.

Entre las definiciones introducidas en el proyecto de norma, se encuentran también, según MINEM (2018) refiere que "Empresa de Transmisión: Persona Jurídica cuya actividad principal son las actividades de Transmisión Eléctrica y cuya fuente principal de ingresos provienen del servicio de transporte de energía eléctrica" (p.4). Así también afirma que "Transmisor: Titular de una concesión de transmisión eléctrica"(p.4).

El que es relevante analizarlo, ya que se realiza una diferencia de las empresas que también administran instalaciones de transmisión, sin embargo, esto podría ser perjudicial para estas mismas, ya que, al no ser su fuente principal, no se encuentran sujetas a los límites previstos por la norma respecto al intervalo de cinco minutos previstos en el numeral 3.3. del Proyecto de NTCSE, al límite del 10% establecido en su Primera Disposición Complementaria y Final, entre otros.

En otros puntos MINEM (2018) precisa que: "1.4 Los parámetros, tolerancias, procedimientos y controles contemplados en la presente Norma buscan un adecuado equilibrio entre la prestación del servicio y las tarifas que pagan los Usuarios" (p.7).

Sin embargo, como se ha desarrollado anteriormente, ni en la exposición de motivos ni en otros documentos, se ha logrado demostrar que la modificación de las tolerancias, factores de ponderación y el costo unitario de compensación, respondan a ese "equilibrio" entre la prestación del servicio y las tarifas que pagan los usuarios, mencionado.

2. Del Título Segundo, se establece una primera etapa de dos años, en las que las entidades involucradas están obligadas a realizar una serie de inversiones para garantizar la buena calidad del servicio, según la NTCSE (2018) se encuentran las siguientes:

La instalación de equipos fijos y de uso permanente para el monitoreo de los parámetros eléctricos de tensión e interrupciones en las celdas de salida de los alimentadores de media tensión de cada subestación de transmisión a cargo de las empresas distribuidoras, transmisoras y/o generadoras de donde salen los alimentadores de media tensión. (p.6)

Implementar todos los medios de comunicación necesarios y adecuados para el acceso a la información referida a la calidad en las celdas de salida de los alimentadores en media tensión para ser verificados por la Autoridad. (p.6)

Priorizar la ejecución de los planes de inversión y acciones correctivas para mejorar la calidad en todos los Sistemas de Distribución Típicos y Sistemas Eléctricos Rurales (SER) que han excedido las tolerancias establecidas antes de la vigencia de la presente Norma. (p.6)

Como se mencionó anteriormente ni en la Exposición de Motivos ni en otros documentos se ha demostrado que dichas inversiones respondan al "equilibrio" entre la prestación del servicio y las tarifas que pagan los Usuarios, supuestamente buscado por el Proyecto.

3. Del Título Tercero, en referencia a las obligaciones de los suministradores:

Del numeral 3.1 inciso "a", indica que se deben realizar inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos de mediciones y registros, cabe señalar que estas inversiones deberían ser reconocidas a través de los pliegos tarifarios por tratarse de cambios regulatorio, asimismo a la entrada en vigencia de la nueva NTCSE, tendría que coordinar con la entrada de un nuevo periodo de regulación de las tarifas.

4. Del Título Sexto, los cambios más relevantes en efecto se encuentran en la Calidad de Suministro, como sigue:

i) No se consideran las interrupciones en puntos de entrega que no afecten al cliente final (uso de generación propia del distribuidor).

ii) Se incrementa el factor de ponderación en duración de interrupciones por tipo:

Descripción trabajos	Factor Ponderación (k)	
	Propuesta	Actual
Expansión o Reforzamiento	0.5	0.25
Mantenimiento programado	0.75	0.5
Exceso tiempo programado	2	1

iii) Se disminuye las tolerancias en los indicadores de calidad en los puntos de entrega de media tensión MT:

Indicadores Calidad	Media Tensión (MT)	
	Propuesta	Actual
Numero de interrupciones (N)	3	4
Duración ponderada (D)	6	7

El costo unitario por compensación de mala calidad de suministro se incrementa de 0.35 US\$/kWh a 1 US\$/kWh a 2 US\$/kWh dependiendo de N' y D' .

e (US\$/kWh)	N o D	Es decir:
$e = 1.00$	Mayor a 1 y menor a 2 veces N' o D'	$1(N' \text{ o } D') < N \text{ o } D < 2(N' \text{ o } D')$
$e = 2.00$	Mayor o igual a 2 veces N' o D'	$2(N' \text{ o } D') \leq N \text{ o } D$

Con las variaciones presentadas en el proyecto de NTCSE, en las tolerancias de calidad de suministro, factores de ponderación y el costo unitario, como en los anteriores títulos expuestos, ni en exposición de motivos del proyecto de NTCSE, no ha justificado los motivos de este proyecto.

Fuente: MINEM, (2018). "Proyecto de Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos". Elaboración propia

Seguidamente se presenta la tabla 3.7 en el que se muestra un cuadro comparativo del análisis de la norma vigente y el proyecto de NTCSE, seguido a ello se concluye en el siguiente párrafo.

Tabla 20
Comparativo global en calidad de suministro

COMPARATIVO ENTRE LA NTCSE VIGENTE Y EL PROYECTO DE NTCSE EN CALIDAD DE SUMINISTRO		
Ítem a comparar	NTCSE vigente	Proyecto de NTCSE
Título Primero: Disposiciones Generales	De la norma vigente se desprenden sólo las siguientes definiciones expresas, que sirven para un mejor entendimiento: ➤ Suministrador: Entidad que provee un servicio o un suministro de energía a otra entidad o usuario final libre o regulado. ➤ Cliente: Todo usuario o entidad que recibe un servicio o suministro de energía para consumo propio o para venta	Se incluyen los siguientes términos más relevantes no se tienen en la norma vigente: ➤ Agente: Denominación genérica a los generadores, transmisores, distribuidores y terceros. ➤ Compensación: Monto que el suministrador paga a su usuario por mala calidad del servicio eléctrico.
	➤ Terceros: Todos aquellos que indirectamente se relacionan con el acto de compraventa y participan de en las transferencias de energía o influyen en la calidad de ésta.	➤ Resarcimiento: Monto a pagar por los responsables de la mala calidad, a los suministradores por las compensaciones efectivas pagadas a sus usuarios. ➤ Empresa de transmisión: Persona Jurídica cuya actividad principal y fuente principal de ingresos son las actividades de transmisión eléctrica. ➤ Transmisor: Titular de una concesión o de transmisión eléctrica.
	La norma establece:	El Proyecto de NTCSE incorpora en la primera etapa (duración 2 años):

<p>Título Segundo: Etapas de aplicación de la norma</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ En la 1era etapa (1 año y 6 meses), aparte de adquirir equipos de medición, implementación de medios necesarios de registro para calidad, no había compensaciones por mala calidad de suministro. ➤ En la 2da etapa (1 año y 6 meses), la mala calidad de suministro da lugar a compensaciones y/o multas. ➤ En la 3era etapa fue de duración indefinida. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Instalación de equipos fijos y de uso permanente para monitoreo de parámetros eléctricos e interrupciones en las celdas de salida de alimentadores por parte de los agentes del SEIN. ➤ Implementar medios de comunicación necesarios para el acceso a información referida a calidad en celdas de salida de alimentadores, para ser verificados por el OSINERGMIN. ➤ Empresas de transmisión deberán implementar sistemas necesarios y equipos operativos para la reposición del servicio en el menor tiempo. <p>Ni en la “Exposición de Motivos” ni en otros documentos se demuestra el “equilibrio” entre la prestación del servicio y las tarifas que pagan los usuarios, que supuestamente se busca en el proyecto.</p>
--	---	--

<p>Título Tercero: Obligaciones el Suministrador, del Cliente y de Terceros</p>	<p>Se precisa que, entidades que suministran o comercializan electricidad deben realizar inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registro.</p>	<p>Referente a “obligaciones de suministradores” especifica que, cuando el suministrador no es propietario de las instalaciones donde se ubica el punto de entrega G-D, la obligación de realizar inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos de mediciones y registros.</p>
--	--	--

Título cuarto: Competencia de la autoridad	<p>Su función para la norma es de:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Fiscalizar el cumplimiento de la norma; resolver pedidos, reclamos y controversias presentadas por agentes del SEIN. 	<p>Se incluyen exigencias a los suministradores en cuanto a:</p> <p>Exigir a los suministradores efectuar nuevas mediciones sí estuvieron erróneas, de verificación y el acceso de forma remota a registros de medidores o registradores en puntos G-D.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Presenciar la instalación de equipos de registro y recabar información obtenida de los equipos in situ. ➤ Solicitar en cualquier momento, información relacionada con la aplicación de la norma.
Título Sexto: Calidad de suministro	<p>Los variables e indicadores que intervienen en el cálculo de compensaciones son las siguientes: (respecto a los cambios efectuados en el proyecto de NTCSE):</p> <p>a) El factor “k_i” en duración de interrupciones programadas por tipo, para la segunda etapa de la norma:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Por expansión o reforzamiento: $k_i = 0.25$ - Por mantenimiento: $k_i = 0.75$ - Exceso de tiempo programado: $k_i = 1.00$ <p>b) Las tolerancias en los indicadores en el nivel de Media Tensión en un punto de entrega G-D, son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Número de interrupciones (N): 4 interrupciones/semestre. - Duración ponderada (D): 7 horas/semestre. <p>c) El costo unitario “e” tiene un valor de:</p>	<p>Los cambios más gravosos en este Título son los valores para calcular las compensaciones para un periodo de control de un semestre, para la 2da etapa (etapa final de aplicación) como sigue:</p> <p>a) Se ha incrementado el factor “k_i” en duración de interrupciones por tipo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Por expansión o reforzamiento: $k_i = 0.50$ - Por mantenimiento: $k_i = 0.75$ - Exceso de tiempo programado: $k_i = 2.00$ <p>b) Se disminuyen las tolerancias en los indicadores en el nivel de Media Tensión “MT” en puntos de entrega G-D:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Número de interrupciones (N): 3 interrupciones/semestre. - Duración ponderada (D): 6 horas/semestre. <p>c) El costo unitario “e” depende de Tabla 3.5-Valor unitario de compensación*.</p> <p>*N’ y D’ son las tolerancias de los indicadores de calidad, vistas en el numeral 3.7.1 (c)</p>

$$- e = 0.35 \text{ US\$/kW.h}$$

Fuente: MINEM, (2018). "Proyecto de Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos". Elaboración propia

Finalmente, del análisis comparativo realizado, se ha identificado lo siguiente:

Se han introducido términos y definiciones expresas en el proyecto de NTCSE, tales como aporte, compensación, resarcimiento, suministrador, empresa de transmisión y transmisor que en comparación con la normativa vigente no se tiene citados estos términos, por ende, es ventajoso que se aclaren estas definiciones para un mejor entendimiento de la norma, sin dejar abierta a malinterpretaciones que pudieran surgir en cuestión a temas legales.

3.9 Conclusiones del Capítulo

Respecto a la calidad de suministro en los cálculos de compensaciones, se concluye con que:

El costo de compensación unitario “ e ” ahora estará en función del indicador N o D y muy aparte de triplicarse de 0.35 US\$/kW.h a 1 US\$/kW.h también se sextuplicaría de 0.35 US\$/kWh a 2 US\$/kW.h de acuerdo a la tabla 3.4 del presente capítulo.

La reducción de las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro en media tensión “MT” en número de interrupciones N de 4 a 3 interrupciones/semestre y la duración de interrupciones D de 7 a 6 interrupciones/semestre.

El incremento del factor de ponderación “ k_i ” en duración de interrupciones por tipo, como se observa a continuación:

- Por expansión o reforzamiento: Se incrementa de $k_i = 0.25$ a 0.50
- Por mantenimiento : Se incrementa de $k_i = 0.75$ a 0.75
- Exceso de tiempo programado : Se incrementa de $k_i = 1.00$ a 2.00

En ese sentido radica la importancia de haber identificado los cambios más gravosos de estos indicadores para el cálculo de los montos las compensaciones y resarcimientos.

En la presente tesis se plantea como objetivo determinar el impacto de una nueva norma sobre los agentes del sector eléctrico, más específicamente en una generadora y por consiguiente en una distribuidora. Esto debido a que esta es la que percibe las compensaciones de su suministrador (generadora) y subsecuentemente la distribuidora compensa a los usuarios finales. Esto ocurre dentro del esquema de cadena de pagos.

De acuerdo a la NTCSE, quien es responsable de compensar por la mala calidad de suministro a los usuarios es la distribuidora, a su vez, la suministradora es quien debe brindar una adecuada calidad de servicio eléctrico a su cliente la distribuidora por lo que el incumplimiento de la calidad de suministro devendría en compensaciones.

Con esa premisa, entonces las modificatorias en los indicadores y tolerancias de la calidad de suministro presentadas en una nueva Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos causaría un impacto sobre los montos de compensaciones y resarcimientos. Por ese motivo es prescindible cuantificar esas variaciones presentadas.

3.10 Validación de hipótesis

Después de haber realizado el análisis comparativo entre la norma vigente y el nuevo proyecto de NTCSE en Calidad de Suministro, se identificó los indicadores N, D y k_i que afectan a los montos de compensaciones y resarcimientos a la empresa EGEMSA. Para validar la hipótesis se prosiguió a usar el método estadístico del coeficiente de correlación y está dado por:

$$\delta = \frac{S_{\text{Tolerancias de calidad (N y D)}}}{S_{\text{Tolerancias de calidad ponderada (N y D)}}$$

Donde:

$S_{(N \text{ y } D)}$: Varianza de la columna "Número de interrupciones" y "Duración de interrupciones" de los semestres analizados. Están dados por N y D sin la multiplicación del factor " k_i ". Valores determinados con la norma vigente. Se realiza una "asignación de valores numéricos" a N y D; resulta en 1= "Incremento de compensación" y 2= "Nueva compensación".

$S_{(N' \text{ y } D')}$: Varianza de la columna "Número total de int. ponderada" y "Duración total de int. ponderada". Las tolerancias N y D fueron multiplicadas por el nuevo factor de ponderación. " k_i " de acuerdo al nuevo proyecto de norma.

El análisis estadístico se realiza haciendo uso del programa estadístico SPSS. Se obtiene un coeficiente de correlación = 0.246, entre el "Número de interrupciones" y "Número total de int. Ponderado". Esto representa una variación directa de 24.60% y un P-valor de 0.002, que valida la hipótesis. Estos resultados pueden ser vistos en el Anexo 4.

Los valores vistos en la tabla 21 son obtenidos de los datos de cada semestre evaluado.

Tabla 21
Variables N y N' para el cálculo del coeficiente de correlación

Número de Interrupciones	Número total de int. Ponderada	Número de Interrupciones	Número total de int. Ponderado	Número de Interrupciones	Número total de int. Ponderado	Número de Interrupciones	Número total de int. Ponderado
2	2	1	3	1	0	2	2
1	2	1	1	1	3	1	0
1	1	2	2	1	1	1	0
2	4	1	1	2	3	1	0
1	1	1	0	2	1	2	3
1	2	2	0	1	1	2	2
2	2	2	3	2	1	2	5
1	1	2	3	2	5	1	0
2	3	2	3	2	5	2	1
1	1	1	0	1	4	2	1
2	1	1	2	1	1	2	1
2	1	2	1	1	0	1	1
2	6	1	1	2	0	1	1
2	5	1	1	1	0	1	1
2	5	2	1	2	1	2	1
2	2	2	2	1	0	1	1
1	2	1	6	1	1	1	2
1	2	2	1	1	0	1	2
1	1	1	6	1	1	1	3
1	1	2	2	1	0	2	2
1	1	1	2	1	0	2	5
2	1	2	2	2	2	1	4
2	2	2	2	2	3	1	3
1	1	2	3	2	2	2	4
1	1	2	1	1	1	2	2
1	3	1	1	1	0	2	2
1	2	1	2	1	1	2	2
2	1	2	2	2	1	2	1
2	2	2	1	1	1	2	3
1	1	1	1	2	5	2	0
1	1	2	1	2	4	1	2
2	2	2	0	1	3	2	1
2	4	1	0	1	2	2	5
1	2	1	1	1	2	2	0
2	1	1	2	2	1	1	0
1	2	2	1	2	1	1	0
1	2	2	3	2	1	2	0
2	4	2	3	2	1	2	1
2	4	1	2	1	5	2	1
2	1	1	2	2	1	1	1

Fuente: Elaboración propia

Tabla 22
Variables D y D' para el cálculo del coeficiente de correlación

Duración de Interrupciones	Duración total de int. Ponderada	Duración de Interrupciones	Duración total de int. Ponderada	Duración de Interrupciones	Duración total de int. Ponderada	Duración de Interrupciones	Duración total de int. Ponderada
2	9.38	1	3.33	1	0.00	2	6.35
1	5.53	1	5.44	1	8.14	1	0.00
1	5.08	2	0.68	1	5.43	1	5.79
2	7.40	1	0.07	2	5.89	1	4.51
1	4.94	1	4.53	2	6.44	2	6.62
1	6.22	2	5.44	1	7.47	2	5.33
2	6.01	2	3.02	2	10.5	2	5.73
1	0.15	2	3.01	2	8.06	1	4.08
2	10.2	2	2.68	2	11.9	2	5.11
1	2.63	1	2.22	1	11.2	2	5.84
2	0.66	1	4.51	1	0.10	2	4.99
2	0.56	2	5.87	1	0.83	1	4.95
2	15.7	1	0.05	2	0.09	1	5.96
2	7.28	1	0.57	1	0.12	1	5.58
2	3.58	2	5.93	2	5.93	2	5.85
2	18.7	2	1.46	1	0.95	1	3.95
1	18.4	1	33.9	1	5.81	1	2.13
1	18.1	2	66.	1	2.70	1	5.53
1	7.02	1	36.0	1	5.95	1	5.52
1	7.21	2	0.73	1	0.00	2	7.67
1	5.83	1	0.64	1	16.1	2	1.62
2	5.86	2	4.64	2	2.78	1	1.35
2	11.3	2	4.60	2	3.53	1	1.75
1	5.35	2	6.60	2	12.9	2	7.29
1	0.88	2	5.70	1	2.17	2	7.78
1	5.49	1	5.90	1	0.00	2	7.88
1	5.86	1	2.11	1	0.53	2	8.01
2	3.94	2	1.59	2	5.71	2	5.84
2	2.55	2	8.31	1	5.92	2	8.68
1	5.92	1	7.06	2	8.40	2	0.00
1	5.92	2	6.15	2	11.4	1	9.24
2	8.44	2	0.00	1	10.5	2	5.77
2	10.2	1	0.00	1	9.31	2	4.59
1	39.5	1	6.13	1	0.82	2	4.58
2	7.42	1	6.92	2	6.13	1	0.05
1	2.98	2	22.7	2	7.40	1	4.62
1	3.12	2	3.63	2	6.26	2	0.00
2	8.80	2	1.47	2	5.91	2	0.83
2	8.80	1	0.24	1	4.92	2	1.75
2	5.30	1	0.90	2	0.89	1	0.00

Fuente: Elaboración propia

Luego de la ejecución del SPSS se obtiene un coeficiente de correlación = 0.182, entre las tolerancias de calidad (Duración de interrupciones.) y tolerancias ponderadas (Duración total ponderado de interrupciones.) lo cual representa una variación directa de 18.20% y un P-valor de 0.021, que valida la hipótesis. Estos resultados pueden ser vistos en el Anexo 4.

Capítulo IV: Cálculo de los montos de compensaciones y resarcimientos con la norma vigente y el nuevo proyecto de norma

4.1 Introducción

Con el análisis comparativo entre la norma vigente y el proyecto de nueva norma en el Capítulo III, se destacaron las diferencias que afectan directamente a las compensaciones y resarcimientos, las más relevantes son los indicadores de calidad de suministro, los límites de tolerancias de los indicadores y el costo unitario de compensación.

Por lo tanto, en este capítulo se implementa una simulación de la segunda etapa del proyecto de NTCSE, en calidad de suministro, realizando los cálculos de las compensaciones y resarcimientos por interrupciones por punto de entrega e interrupciones por rechazo de carga, con la modalidad de compensación de generador a distribuidor de la empresa EGEMSA, para los semestres del 2015-II al 2018-I, seis semestres que se consideran para tener una gama amplia de datos a ser analizados y por ende tener mejores resultados.

4.2 Suministrador y cliente dentro del marco regulatorio y mercado eléctrico

Con la promulgación de la Ley N° 25844, la LCE, se ha desarrollado el modelo regulatorio del Perú actual, considerando las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Ahora la regulación de la calidad en industrias de redes (se refiere en este caso al sector eléctrico conforme al estudio desarrollado) en la que el cliente no puede elegir libremente a su

proveedor, a no ser que, en un mercado de monopolio no regulado sea este quien determine y elija un nivel de calidad distinto al socialmente óptimo. Básicamente es quien elige el nivel de calidad del bien o servicio a proveer por lo que en un monopolio natural regulado es importante la intervención del estado en dichas actividades, y no sólo debido a estas características monopólicas de los proveedores si no por los incentivos del nivel de calidad que se debe proveer.

Asimismo, en los mercados donde existe una competencia efectiva, los proveedores compiten por ofertar los precios y calidad, de tal manera que los clientes van a pagar por precios competitivos del mercado para un nivel de calidad deseado. Sin embargo, en un mercado de las industrias de redes, como es el caso del sector eléctrico no existe una competencia efectiva, debido a que se tienen inconvenientes y problemas por los siguientes motivos (Dammert et al., 2010).

- a) No se compite por calidad debido a que no existe una competencia por precios
- b) En zonas de concesión no es factible ofertar distintos precios y nivel de calidad por el producto.

Con “competencia efectiva” se hace referencia a que en el análisis de comportamiento real de un mercado se suele usar esa terminología en vez de “competencia perfecta”, la cual atribuye primordialmente a la existencia de un nivel suficiente de rivalidad entre las empresas pertenecientes al mercado que haga que no puedan mantener ganancias excesivas (Dammert et al., 2010).

Debido a los motivos mencionados líneas arriba, es que se considera la regulación de precios y de la calidad de servicio eléctrico. Desde el año 1997 que se promulgan nuevos dispositivos legales referentes a la calidad del servicio eléctrico, que fue NTCSE, norma en la que se establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos. La calidad de suministro de la energía eléctrica a través de una red pública de estado en una realidad como la del país es una preocupación tanto por parte de los suministradores, así como para los usuarios debido a que se debería mantener un equilibrio entre las interrupciones del suministro eléctrico, con los pagos por compensaciones debido a dichas interrupciones o fallas.

En ese entender, la NTCSE, estipula que el suministrador es el responsable de brindar un alto nivel de calidad de servicio eléctrico a sus clientes acorde a las exigencias establecidas en la norma.

EGEMSA como agente generador perteneciente al SEIN, y sujeto a la NTCSE, visto desde un punto de vista de mercado eléctrico, este suministra de energía a diversos clientes, agentes distribuidores regulados y no regulados, y como se estipula la norma, los suministradores (agentes generadores) son los responsables de compensar a sus clientes (agentes distribuidores).

4.2.1 Clientes de EGEMSA

La Empresa EGEMSA, tiene una amplia cartera de clientes regulados y clientes libres. Se muestran en la tabla 23.

Tabla 23
Resumen de clientes y los puntos de entrega

Id	Código del Punto de Entrega	Nombre del Punto de Entrega	Cliente	Nivel de Tensión (MT/AT/MAT)
1	IND60LI	Independencia 60 kV		AT
2	IND60L2	Independencia 60 kV	COELVISAC (CEV)	AT
3	ILM22LL	Illimo 22.9 kV		MT
4	GDL10LL	Guadalupe 10 kV		MT
5	GDL60LI	Guadalupe 60 kV		AT
6	PRC10LL	Porcón 10 kV		MT
7	CJN60LI	Cajamarca Norte 60 kV		AT
8	TJN10LL	Trujillo Norte 10 kV		MT
9	TJN38TR	Trujillo Norte 138 kV		MAT
10	CBT13LL	Chimbote1 13.8 kV	HIDRANDINA	MT
11	CBT38T1	Chimbote1 138 kV	(HID)	MAT
12	CBT38T2	Chimbote2 138 kV		MAT
13	HLC13LL	Huallanca 13.8 kV		MT
14	HLC66LI	Huallanca 66 kV		AT
15	HLC38TR	Huallanca 138 kV		MAT
16	HRZ38TR	Huaraz Oeste 138 kV		MAT
17	PRN60LI	Paramonga Nueva 60 kV		AT
18	PUO10LL	Piura Oeste 10 kV	ELECTRONOROESTE	MT
19	PUO60LI	Piura Oeste 60 kV	(ENO)	AT
20	MLC13L	Malacas 13.2 kV		MT

21	NVZ60LI	Nueva Zorritos 60 kV		AT
22	MCR10L	Máncora 10 kV		MT
23	MCR22L	Máncora 22.9 kV		MT
24	ZRT33LL	Zorritos 33 kV		AT
25	CCO60LI	Chiclayo Oeste 60 kV	ELECTRONORTE (ELN)	AT
26	CHQ220T	Carhuaquero 220 kV		MAT
27	CCO220T	Cerro Corona 220 kV		MAT
28	ORY50LI	Oroya Nueva 50 kV		AT
29	CHM38T	Carhuamayo 138 kV		MAT
30	YAU13L	Yaupi 13.8 kV		MT
31	PAG38T	Paragsha II 138 kV		MAT
32	CDC44LL	Condorcocha 44 kV		AT
33	CBZ69LI	Cobrizo II 69 kV		AT
34	CBZ10LL	Cobrizo II 10 kV		MT
35	CBZ66LI	Cobrizo I 66 kV		AT
36	HYC10LL	Huayucachi 10 kV	ELECTROCENTRO (ELC)	MT
37	HYC60LI	Huayucachi 60 kV		AT
38	HCV10LL	Huancavelica 10 kV		MT
39	HCV60LI	Huancavelica 60 kV		AT
40	TGM10L	Tingo María 10 kV		MT
41	ACY22LL	Aucayacu 22.9 kV		MT
42	HNC10LL	Huánuco 10 kV		MT
43	HNC22LL	Huánuco 22.9 kV		MT
44	HLN60LI	Huallanca Nueva 60 kV		AT
45	POM220T	Pomacocha 220 kV		MAT
46	PCH220T	Pachachaca 220 kV		MAT
47	ICA60LI	Ica 60 kV		AT
48	ICA10LL	Ica 10 kV	ELECTRODUNAS (ELD)	MT
49	IDP60LI	Independencia 60 kV		AT
50	IND10LL	Independencia 10 kV		MT
51	MCN60LI	Marcona 60 kV		AT
52	-	Cachimayo 138 kV	INCASAC	MAT
53	-	Caracoto 60 kV	CALCESUR	AT
54	-	Lima 220 kV	KIMBERLY Y CLARK	MAT

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

4.2.2 Puntos de venta Generador – Distribuidor de EGEMSA

EGEMSA, cuenta con tres puntos de entrega y se muestra en la tabla 24:

Tabla 24
Puntos de entrega de EGEMSA

Id	Cliente	Código del Punto de Entrega	Nombre del Punto de Entrega	Tipo de Suministro (MT/AT/MAT)
1		CAC60LI	Cachimayo 60 kV	AT
2		CAC23LL	Cachimayo 22.9 kV	MT
3		CAC138LL	Cachimayo 10.6 kV	MAT
4	EGEMSA	CAC138LL	Cachimayo 138 kV	MAT
5		MAC138LI	Machupicchu 138 kV	MAT
6		MAC60LI	Machupicchu 60 kV	AT
7		MAC60LI	Machupicchu 10.5 kV	MT
8		DOLLILL	Dolorespata 10.5 kV	MT

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

4.2.3 Diagramas unifilares

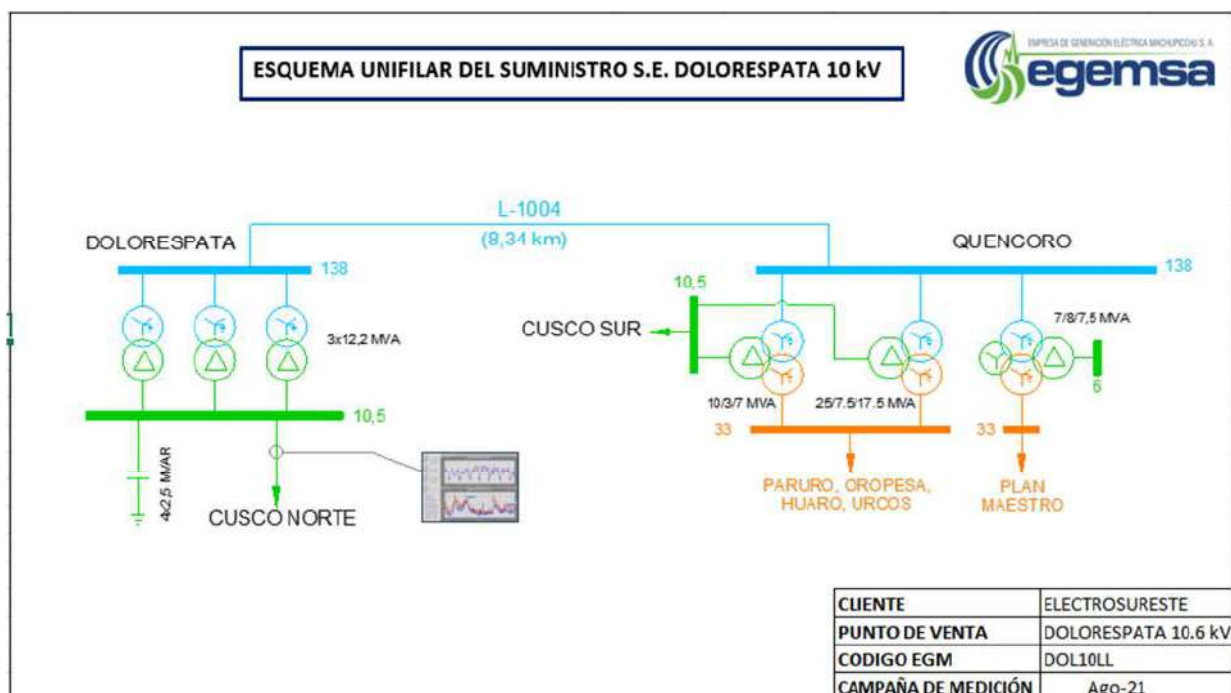


Figura 12. Punto de Entrega de EGEMSA - S.E. Dolorespata 10.5 kV

Fuente: Archivos EGEMSA

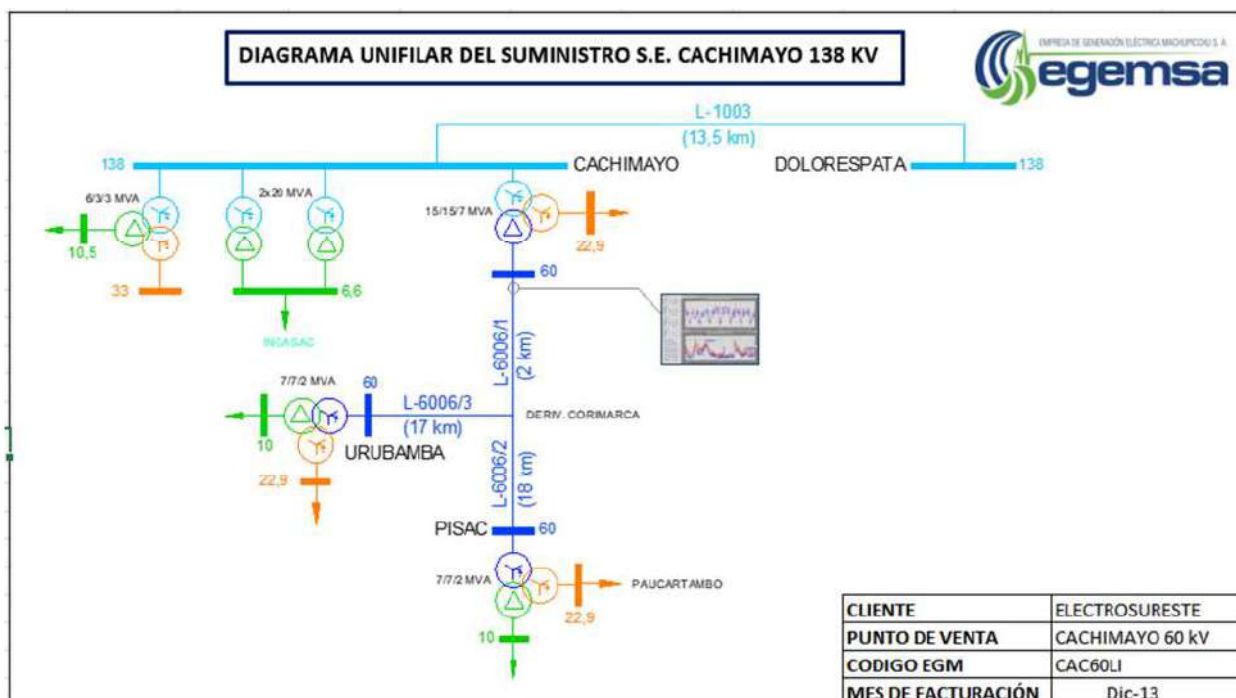


Figura 13. Punto de Entrega de EGEMSA - S.E. Cachimayo 138 kV

Fuente: Archivos EGEMSA

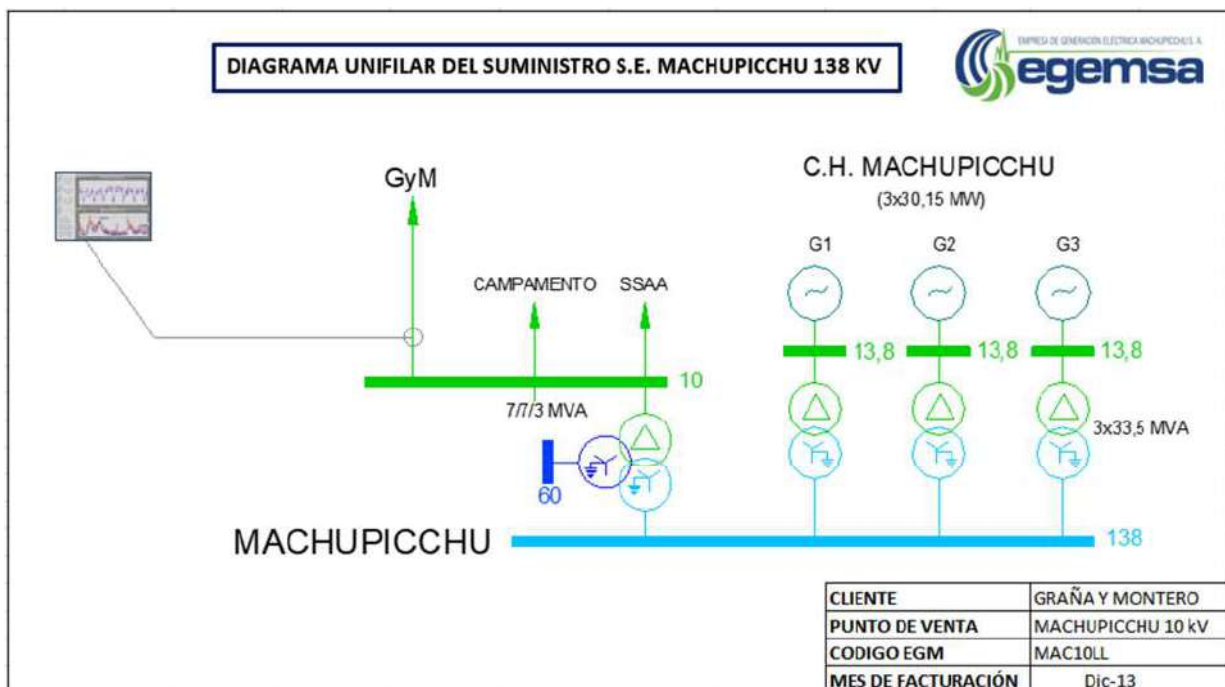


Figura 14. Punto de Entrega de EGEMSA - S.E. Machupicchu 138 kV

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Las figuras 12, 13 y 14 muestran la ubicación del punto de entrega S.E. Dolorespata 10.5 kV, S.E. Cachimayo 138 kV y S.E. Machupicchu 138 kV

4.3 Compensación de generador a distribuidor

De acuerdo a la NTCSE se considera dos tipos de interrupciones que son compensables y sus cálculos se laboran de manera separada y son la interrupción por punto que es la interrupción de suministro de la carga total del usuario y la interrupción por rechazo de carga que viene a ser la interrupción parcial de suministro respecto a la carga total. La norma vigente no considera las interrupciones cuya duración sean menores a tres minutos ni las relacionadas a fuerza mayor debidamente aprobadas por el OSINERGMIN, el cálculo de compensaciones se realiza para un periodo de control de un semestre.

La evaluación de calidad de suministro, para el cálculo de los montos de compensaciones está basado en la Norma y su Base Metodológica, mismas de las que se guía EGEMSA para realizar el proceso de evaluación de parámetros e información necesaria para elaborar los cálculos de compensaciones, donde se toma como punto de partida el registro de interrupciones de los respectivos clientes mensualmente, se muestra el proceso de evaluación para elaborar los cálculos de compensaciones en el siguiente flujograma de la figura 15.

4.3.1 Modalidad de compensación por interrupciones por punto de entrega

Para estos casos de compensación, se debe entender por interrupción por punto de entrega cuando una barra se queda desenergizada la cual deja sin suministro eléctrico a los usuarios, debido a distintos factores como fallas, mantenimientos, etc.

Finalizado el semestre de control correspondiente, los suministradores que para el presente estudio es EGEMSA, calculan los montos de compensaciones de sus respectivos clientes y se compensan siempre y cuando se haya superado las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro. En la tabla 25 se muestra el procedimiento y ecuaciones para el cálculo de compensaciones a ser aplicadas con la NTCSE vigente y el proyecto de norma, procedimiento que será aplicado en el cálculo manual de compensaciones más adelante.

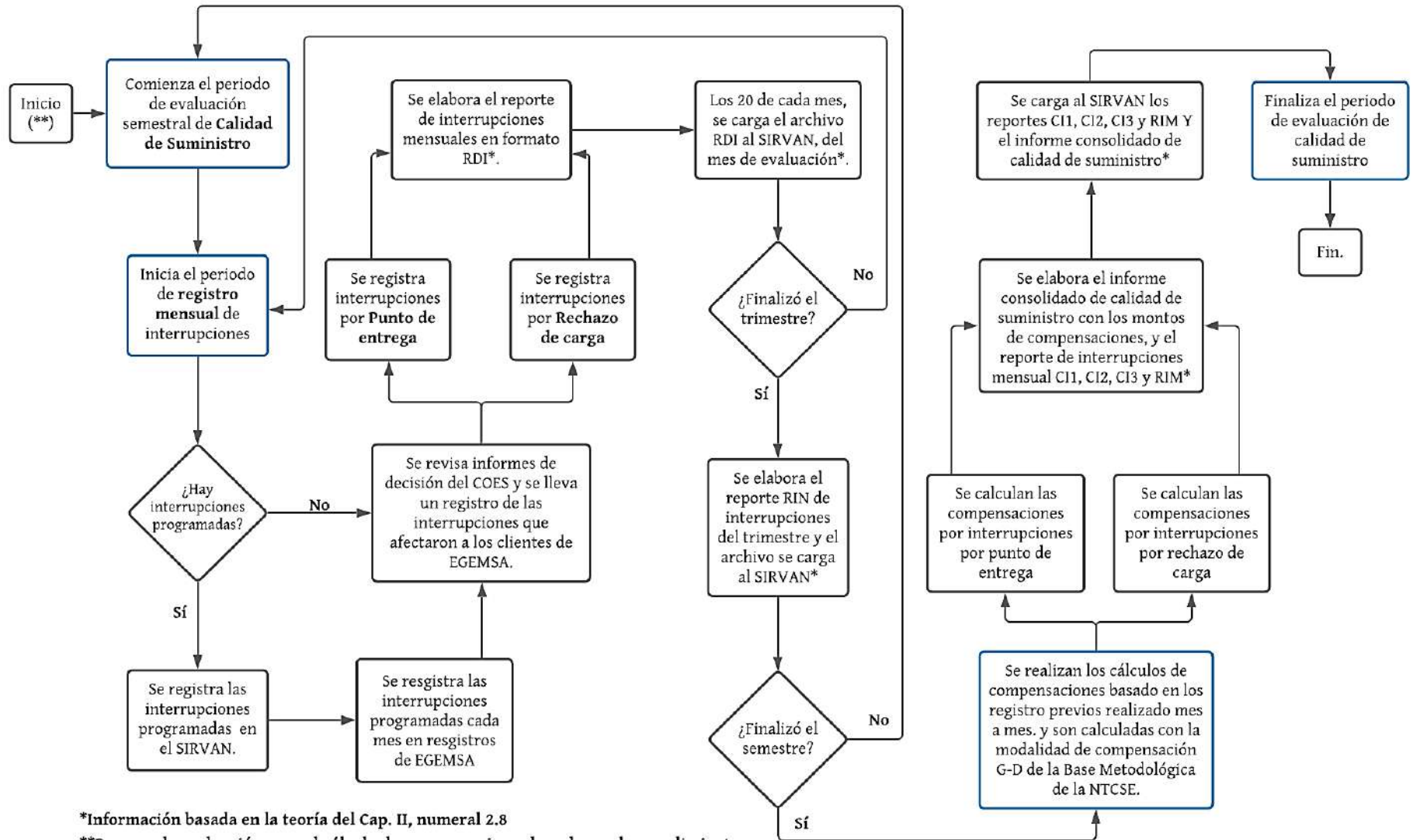


Figura 15. Flujoograma del control de calidad de suministro
Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Tabla 25

Procedimiento de cálculo de compensación por punto de entrega

Con la NTCSE vigente	Con el nuevo Proyecto de NTCSE						
<p>1. Se registra las interrupciones de los clientes del generador durante el semestre de control.</p> <p>2. Se consideran solo las interrupciones mayores a 3 min. Y no entra en el conteo para el cálculo las calificadas como fuerza mayor</p> <p>3. Se procede a elaborar el cálculo de compensaciones para los clientes, considerando que las tolerancias han sido superadas, se hace uso de las sigs. Fórmulas⁴:</p> $C = e * ENS * E \quad (4.1-A)$ <p>Donde: <i>e</i> : compensación unitaria 0.35 US\$/kWh <i>E</i>: factor definido por:</p> $E = 1 + \left(\frac{N-N'}{N'}\right) + \left(\frac{D-D'}{D'}\right) \quad (4.2-A)$ <p><i>ENS</i>: Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente, está dado por:</p> $ENS = \left(\frac{ERS}{(NHS-\sum di)}\right) * D \quad (4.3-A)$ <p>Donde: <i>ERS</i>: Energía registrada en el semestre. <i>NHS</i>: Número de horas en el semestre. $\sum di$:duración total de las interrupciones ocurridas en el semestre.</p> <p>4. Cálculos que se realizan considerando los siguientes factores de ponderación (<i>k_i</i>) en número y duración de interrupciones:</p>	<p>1. Se registra las interrupciones de los clientes, de la misma manera que se hace con la norma vigente.</p> <p>2. No se consideran las interrupciones menores a tres min. Y las calificadas como fuerza mayor, tal cual la norma vigente.</p> <p>3. Se elabora el cálculo de compensaciones para los clientes considerando que las tolerancias han sido superadas, haciendo uso de las sigs. Fórmulas⁵, las que han sido actualizadas y modificadas, como sigue:</p> $C = e * ENS * E \quad (4.1-B)$ <p>Donde: <i>e</i>: compensación unitaria está en función de:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">e (US\$/kWh)</th> <th style="text-align: center;">N o D</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;"><i>e</i> = 1.00</td> <td style="text-align: center;">$1 * (N' o D') < N o D < 2 * (N' o D') (*)$</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"><i>e</i> = 2.00</td> <td style="text-align: center;">$2 * (N' o D') \leq N o D$</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>E</i>: factor definido por:</p> $E = 1 + \left(\frac{N-N'}{N'}\right) + \left(\frac{D-D'}{D'}\right) \quad (4.2-B)$ <p><i>ENS</i>: Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente, está dado por:</p> $ENS = \left(\frac{ERS}{(NHS-\sum di)}\right) * D \quad (4.3-B)$ <p>Donde: <i>ERS</i>: Energía registrada en el semestre <i>NHS</i>: Número de horas en el semestre $\sum di$: Duración total de las interrupciones ocurridas en el semestre</p>	e (US\$/kWh)	N o D	<i>e</i> = 1.00	$1 * (N' o D') < N o D < 2 * (N' o D') (*)$	<i>e</i> = 2.00	$2 * (N' o D') \leq N o D$
e (US\$/kWh)	N o D						
<i>e</i> = 1.00	$1 * (N' o D') < N o D < 2 * (N' o D') (*)$						
<i>e</i> = 2.00	$2 * (N' o D') \leq N o D$						

⁴ De las fórmulas 4.1-A, 4.2-A y 4.3-A se pueden verificar los términos en el numeral 2.7.2.

⁵ De las fórmulas 4.1-B, 4.2-B y 4.3-B se pueden verificar los términos en el numeral 3.7.2

Descripción trabajos	Factor Ponderación (ki)	
	N	D
-Expansión o Reforzamiento	0.5	0.25
-Mantenimiento programado	1	0.5
Otras	1	1

y las tolerancias en número y duración de interrupciones son:

Tolerancias en Número y Duración de interrupciones por semestre		
Descripción	N'	D'
Clientes MAT y AT	2	4
Clientes MT	4	7

5. Finalmente los montos de compensaciones se reportan al COES, entidad que evalúa los reportes.

4. Se consideran las modificatorias para los siguientes factores de ponderación (k_i) en los indicadores de calidad de suministro:

Descripción trabajos	Factor Ponderación (ki)	
	N	D
-Expansión o Reforzamiento	0.5	0.5
-Mantenimiento programado	1	0.75
Otras	1	1
Exceso de mantenimiento	0	2

Considerando las modificatorias para las tolerancias en número y duración de interrupciones:

Tolerancias en Número y Duración de		
Descripción	N'	D'
Clientes MAT y AT	2	4
Clientes MT	3	6

5. Por último también se debe reportar a COES según el proyecto de NTCSE.

Fuente: MINEM, (1997). "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". MINEM. (2018). "Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos".
Elaboración propia

4.3.2 Modalidad de compensación por interrupción por rechazo de carga

Para este caso de compensación, se debe entender por interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia o tensión, las que son originadas por la actuación de relevadores de protección o por apertura manual por disposición del COES. El cálculo de compensaciones se realiza por línea o alimentador y se distribuyen proporcionalmente entre todos los clientes afectados de acuerdo a su consumo semestral, seguidamente en la tabla 26 se muestra el proceso de cálculo de compensaciones según la Base Metodológica de la NTCSE y también la "Metodología aplicada a la determinación del indicador $ENST_{f,k}$ " aplicadas con la NTCSE vigente y el proyecto de norma, procedimiento que será aplicado en el cálculo manual de compensaciones más adelante.

Tabla 26

Procedimiento de cálculo de compensación por rechazo de carga

Con la NTCSE vigente	Con el nuevo Proyecto de NTCSE																		
<p>1. Se registra las interrupciones por rechazo de carga que afectaron a los respectivos clientes del generador durante el semestre de control.</p> <p>2. El suministrador procede a calcular de compensaciones por mala calidad de suministro para los clientes, se hace uso de las sigs. Fórmulas:</p> $C_{RC} = e * E_f * ENS_f \quad (4.1-A)$ <p>Donde: <i>e</i>: Compensación unitaria 0.35US\$/kWh <i>E_f</i>: factor de proporcionalidad definido en función de <i>N_{RCF}</i> y <i>D_{RCF}</i>:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><i>N_{RCF}</i></th> <th><i>E_f</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$1 \leq N_{RCF} \leq 2$</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>$2 < N_{RCF}$</td> <td>$1 + \frac{(N_{RCF} - 2)}{4} + \frac{(D_{RCF} - 0.15)}{0.15} (*)$</td> </tr> </tbody> </table> $(4.2-A)$ <p><i>ENS_f</i>: Es la energía teóricamente no suministrada durante el semestre, por la línea o alimentador por rechazo de carga (por mínima frecuencia o mínima tensión) está dado por:</p> $ENS_f = \sum(ENS_{f,k}) \quad (4.3-A)$ <p>Tal que:</p> $ENS_{f,k} = \frac{P_k * d_k}{\sum(P_{k,i} * d_{k,i})} * ENST_{f,k} \quad (4.4-A)$ <p>Donde: <i>ENS_{f,k}</i>: Energía teóricamente no suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual (<i>d_k</i>) de cada interrupción por rechazo de carga, en kWh. <i>P_k</i>: Potencia suministrada por línea o alimentador en el momento que se</p>	<i>N_{RCF}</i>	<i>E_f</i>	$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1	$2 < N_{RCF}$	$1 + \frac{(N_{RCF} - 2)}{4} + \frac{(D_{RCF} - 0.15)}{0.15} (*)$	<p>1. Se registra las interrupciones por rechazo de carga que afectaron a los respectivos clientes de la misma manera que se hace con la norma vigente.</p> <p>2. Se elabora el cálculo de compensaciones para los clientes, haciendo uso de las sigs. Fórmulas, siendo algunas actualizadas, como sigue:</p> $C_{RC} = e * E_f * ENS_f \quad (4.1-B)$ <p>Donde: <i>e</i>: Compensación unitaria según las modificatorias presentadas en el proyecto de norma, está en función de:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><i>e</i> (US\$/kWh)</th> <th><i>N o D</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$e = 1.00$</td> <td>$1 * (N' o D') < N o D < 2 * (N' o D') (*)$</td> </tr> <tr> <td>$e = 2.00$</td> <td>$2 * (N' o D') \leq N o D$</td> </tr> </tbody> </table> $(4.2-B)$ <p><i>E_f</i>: factor de proporcionalidad definido en función de <i>N_{RCF}</i> y <i>D_{RCF}</i>:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><i>N_{RCF}</i></th> <th><i>E_f</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$1 \leq N_{RCF} \leq 2$</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>$2 < N_{RCF}$</td> <td>$1 + \frac{(N_{RCF} - 2)}{4} + \frac{(D_{RCF} - 0.15)}{0.15} (*)$</td> </tr> </tbody> </table> $(4.3-B)$ <p><i>ENS_f</i>: Es la energía teóricamente no suministrada durante el semestre, por la línea o alimentador por rechazo de carga (por mínima frecuencia o mínima tensión) está dado por:</p> $ENS_f = \sum(ENS_{f,k}) \quad (4.4-B)$ <p>Tal que:</p> $ENS_{f,k} = \frac{P_k * d_k}{\sum(P_{k,i} * d_{k,i})} * ENST_{f,k} \quad (4.5-B)$	<i>e</i> (US\$/kWh)	<i>N o D</i>	$e = 1.00$	$1 * (N' o D') < N o D < 2 * (N' o D') (*)$	$e = 2.00$	$2 * (N' o D') \leq N o D$	<i>N_{RCF}</i>	<i>E_f</i>	$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1	$2 < N_{RCF}$	$1 + \frac{(N_{RCF} - 2)}{4} + \frac{(D_{RCF} - 0.15)}{0.15} (*)$
<i>N_{RCF}</i>	<i>E_f</i>																		
$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1																		
$2 < N_{RCF}$	$1 + \frac{(N_{RCF} - 2)}{4} + \frac{(D_{RCF} - 0.15)}{0.15} (*)$																		
<i>e</i> (US\$/kWh)	<i>N o D</i>																		
$e = 1.00$	$1 * (N' o D') < N o D < 2 * (N' o D') (*)$																		
$e = 2.00$	$2 * (N' o D') \leq N o D$																		
<i>N_{RCF}</i>	<i>E_f</i>																		
$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1																		
$2 < N_{RCF}$	$1 + \frac{(N_{RCF} - 2)}{4} + \frac{(D_{RCF} - 0.15)}{0.15} (*)$																		

<p>produjo la interrupción por rechazo de carga.</p> <p>d_k: Duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador.</p> <p>Siendo los subíndices:</p> <p>“k”: Representa cada interrupción por RC</p> <p>“i”: Representa a cada línea o alimentador afectado por la interrupción por rechazo de carga, referenciado a un mismo punto de compra-venta de energía (punto de entrega).</p> <p>$ENST_{f,k}$: Es la energía no suministrada total por rechazo de carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía con la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por RC y el diagrama de carga del día típico respectivo.</p> <p>Así mismo para la evaluación de $ENST_{f,k}$ se cuenta con la “Metodología aplicada a la determinación del indicador $ENST_{f,k}$”. Indicador que se utiliza para la fórmula N° 16-C de la NTCSE.</p> <p>5. Finalmente se iniciará la cadena de pagos cuando se transgreda las tolerancias de los indicadores de calidad de suministro, y se compensa a los clientes finalizado el semestre de control.</p>	<p>Donde:</p> <p>$ENS_{f,k}$: Energía teóricamente no suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual (d_k) de cada interrupción por rechazo de carga, en kWh.</p> <p>P_k: Potencia suministrada por línea o alimentador en el momento que se produjo la interrupción por rechazo de carga.</p> <p>d_k: Duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador.</p> <p>Siendo los subíndices:</p> <p>“k”: Representa cada interrupción por RC</p> <p>“i”: Representa a cada línea o alimentador afectado por la interrupción por rechazo de carga, referenciado a un mismo punto de compra-venta de energía (punto de entrega).</p> <p>$ENST_{f,k}$: Es la energía no suministrada total por rechazo de carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía con la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por RC y el diagrama de carga del día típico respectivo.</p> <p>Así mismo para la evaluación de $ENST_{f,k}$ se tomaría en cuenta la misma “Metodología aplicada a la determinación del indicador $ENST_{f,k}$” de la normativa vigente.</p> <p>5. Por último se puede apreciar que la modalidad de compensación por rechazo de carga con la aplicación del proyecto de NTCSE es prácticamente a diferencia la compensación unitaria “e”.</p>
--	---

Fuente: MINEM, (1997). "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". MINEM. (2018). "Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos".

4.4 Datos de las interrupciones de los clientes de EGEMSA

En las siguientes tablas se tiene un resumen de las interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga de los clientes de EGEMSA, precisando que el número contabilizado de las interrupciones son las que se consideraron para el cálculo de las compensaciones y resarcimientos para los semestres de 2015-II a 2018-I. Información detallada de los datos a utilizarse en el cálculo de compensaciones tanto como para interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga de todos los semestres a ser evaluados, ver en el Anexo 1.

Tabla 27
Interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga - 2015-II

Semestre	Cliente	Interrupciones por punto de entrega	Interrupciones por rechazo de carga
2015-II	COELVISAC	0	1
	HIDRANDINA	20	10
	ELECTROCENTRO	28	9
	ELECTRODUNAS	4	3
	ELECTRONORTE	5	12
	ELECTRONOROESTE	11	6
	INCASAC	0	0
	EGEMSA	3	0

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

De la tabla 27 se muestra las interrupciones totales por punto de entrega y rechazo de carga por cliente del semestre 2015-II, así como también las interrupciones causadas por EGEMSA, donde se aprecia que la mayoría de interrupciones ocurridas es por punto de entrega a diferencia de las interrupciones por rechazo de carga que son menores.

De la tabla 28 se observa que, el número de interrupciones por rechazo de carga es mayor al número de interrupciones por punto, y EGEMSA, que es responsable por dos interrupciones por punto.

De la tabla 29 se observa que, el número de interrupciones por rechazo de carga es mayor al número de interrupciones por punto, y de EGEMSA, que es responsable de seis interrupciones por punto.

Tabla 28
Interrupciones por punto y rechazo de carga-clientes de EGM 2016-I

Semestre	Cliente	Interrupciones por punto de entrega	Interrupciones por rechazo de carga
2016-I	COELVISAC	0	2
	HIDRANDINA	4	14
	ELECTROCENTRO	14	37
	ELECTRODUNAS	1	13
	ELECTRONORTE	1	14
	ELECTRONOROESTE	14	23
	INCASAC	1	2
	EGEMSA	2	0

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Tabla 29
Interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga - 2016-II

Semestre	Cliente	Interrupciones por punto de entrega	Interrupciones por rechazo de carga
2016-I	COELVISAC	0	7
	HIDRANDINA	8	41
	ELECTROCENTRO	43	94
	ELECTRODUNAS	1	20
	ELECTRONORTE	2	21
	ELECTRONOROESTE	9	44
	INCASAC	-	7
	EGEMSA	6	0

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

En la tabla 30 se muestra las interrupciones por punto y rechazo de carga por cliente del semestre 2017-I, así como también las interrupciones causadas por EGEMSA, que en este caso son 0 interrupciones. En la tabla 31 se muestra las interrupciones por punto y rechazo de carga por cliente del semestre 2017-II, así como también las interrupciones causadas por EGEMSA, que en este caso son cuatro interrupciones, donde todos exceptuando Hidrandina, INCASAC y EGEMSA, presentan el número de interrupciones por rechazo de carga mayor al número de interrupciones por punto.

Tabla 30
Interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga - 2017-I

Semestre	Cliente	Interrupciones por punto de entrega	Interrupciones por rechazo de carga
2017-I	COELVISAC	0	4
	HIDRANDINA	3	0
	ELECTROCENTRO	16	45
	ELECTRODUNAS	1	7
	ELECTRONORTE	1	9
	ELECTRONOROESTE	11	13
	INCASAC	0	0
	COELVISAC	0	0
	EGEMSA	0	0

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Tabla 31
Interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga - 2017-II

Semestre	Cliente	Interrupciones por punto de entrega	Interrupciones por rechazo de carga
2017-II	COELVISAC	0	2
	HIDRANDINA	7	2
	ELECTROCENTRO	22	32
	ELECTRODUNAS	2	12
	ELECTRONORTE	1	12
	ELECTRONOROESTE	10	15
	INCASAC	2	1
	COELVISAC	1	3
	EGEMSA	4	0

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

En la tabla 32 se observa las interrupciones por punto y rechazo de carga por cliente del semestre 2018-I.

Las interrupciones causadas por EGEMSA son cero, donde el número de interrupciones por rechazo de carga es mayor al número de interrupciones por punto en cada cliente.

Tabla 32
Interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga - 2018-I

Semestre	Cliente	Interrupciones por punto de entrega	Interrupciones por rechazo de carga
2018-I	COELVISAC	0	3
	HIDRANDINA	2	3
	ELECTROCENTRO	25	38
	ELECTRODUNAS	3	6
	ELECTRONORTE	1	12
	ELECTRONOROESTE	1	8
	INCASAC	0	5
	CALCESUR	0	4
	KIMBERL Y CLARK	0	3
	EGEMSA	4	0

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

4.4.1 Estadística de interrupciones por tipo en un punto de entrega

En la tabla 33 se muestra un resumen del número de interrupciones.

Tabla 33
Número de interrupciones por tipo - 2015-II al 2018-I

Semestre	Cliente	Mtto. Programado	Mtto. No programado	Expansión/ reforzamiento
2015-II al 2018-I	COELVISAC	1	0	0
	HIDRANDINA	30	14	1
	ELECTROCENTRO	44	100	7
	ELECTRODUNAS	9	3	0
	ELECTRONORTE	7	3	1
	ELECTRONOROESTE	13	37	5
	INCASAC	0	3	0
	CALCESUR	0	1	0
	KIMBERL Y CLARK	0	0	0
	EGEMSA	0	0	0
	TOTAL = 279 int.	104	161	14

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

El mayor número de interrupciones fue por mantenimiento programado (161 interrupciones), es decir por fallas.



Figura 16. Número de interrupciones por tipo, del semestre 2015-II a 2018-I
Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Se puede apreciar en la figura 16 que según el tipo de interrupciones en los semestres evaluados la mayor cantidad de interrupciones son del tipo:

- No programadas o fallas tiene el 57.71% y representa el 161 de 279 interrupciones. $X = (161/279) * 100 = 57.71\%$
- Mantenimiento programado con un 37.28% y representa el 104 de 279 interrupciones. $X = (104/279) * 100 = 37.28\%$
- Expansión o reforzamiento con un 5.02% y representa el 14 de 279 interrupciones. $X = (14/279) * 100 = 5.02\%$

4.4.2 Estadística de la duración del tipo de interrupciones

En la tabla 34 se muestra la duración de interrupciones por punto de entrega de los clientes de EGEMSA de acuerdo al tipo de interrupciones, registradas durante los semestres 2015-II a 2018-I. Se evidencia que la mayor duración de interrupciones fue por Mantenimiento Programado (652.28

horas). Según la NTCSE vigente y el proyecto de norma es el tipo de interrupción que tiene una penalización moderada en las tolerancias e indicadores de calidad.

Tabla 34

Duración de interrupciones por tipo/por cliente - 2015-II al 2018-I

Semestre	Cliente	Mtto. Programado (horas)	No programado (horas)	Expansión / reforzamiento (horas)
2015-II al 2018-I	Coelvisac	7.9	0	0
	Hidrandina	168.15	18.22	28.78
	Electrocentro	280.8	243.64	128.23
	Electrodunas	75.25	4.85	52.37
	Electronorte	36.73	18.92	15.75
	Electronoroeste	83.45	90.1	126.02
	Incasac	0	2.7	0
	Calcesur	0	3.95	0
	Kimberly clark	0	0	0
	Egm	0	0	0
	Total = 1385.82	652.28	382.39	351.15

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA



Figura 17. Duración de interrupciones por tipo, del semestre 2015-II a 2018-I

Fuente: Archivos EGEMSA

De la figura 17 se puede apreciar que, según la duración de interrupciones en los semestres evaluados la mayor cantidad de interrupciones son del tipo:

- Mantenimiento programado con 47.07% y representa el 652.28 de 1385.82 interrupciones. $X = (652.28/1385.82) * 100 = 47.07\%$
- No programadas o fallas tiene el 27.59% y representa el 382.39 de 1385.82 interrupciones. $X = (382.39/1385.82) * 100 = 27.59\%$
- Expansión o reforzamiento con un 25.34% y representa el 351.15 de 1385.82 interrupciones. $X = (351.15/1385.82) * 100 = 25.34\%$

4.4.3 Interrupciones en puntos de entrega de EGEMSA

Durante los semestres evaluados del 2015-II a 2018-I, en los puntos de entrega de EGEMSA se ha registrado interrupciones por mantenimiento programado, no programado y mantenimiento por expansión/reforzamiento como se aprecia en la tabla 35.

Tabla 35
Resumen de interrupciones en puntos de entrega de EGEMSA

Semestre	Número de Interrupciones (N)		
	Mantenimiento Programado	Mantenimiento No programado	Expansión/ reforzamiento
2015-II	1	13	0
2016-I	-	-	-
2016-II	8	8	1
2017-I	-	-	-
2017-II	2	10	8
2018-I	-	-	-

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

4.4.4 Interrupciones por rechazo de carga semestre 2015-II al 2018-I

En el semestre 2015-II a 2018-I no se registraron interrupciones por esquema de rechazo de carga causadas por la empresa EGEMSA.

4.5 Proceso de cálculo de compensaciones y resarcimientos con la norma vigente

De acuerdo a la NTCSE vigente, en el numeral 6.1.6 la norma indica que el responsable de realizar los cálculos de compensaciones son los agentes suministradores, asimismo, la Base Metodológica de la norma vigente establece la modalidad de compensación Generador – Distribuidor, por mala calidad de suministro al semestre, por punto de entrega y por rechazo de carga como se verá en los numerales 4.5.1 y 4.5.2.

4.5.1 Cálculo manual de compensaciones por interrupciones por punto de entrega

En este Caso 1A, se elabora el cálculo de compensaciones por mala calidad de suministro por interrupciones de suministro eléctrico del usuario ELECTRONOROESTE, el cual se toma como referencia del semestre 2016-II, esta modalidad de cálculo se replica para los cálculos de compensaciones de los semestres 2015-II, 2016-I, 2016-II, 2017-I, 2017-II Y 2018-I de los clientes de EGEMSA.

Así mismo se hace mención que los cálculos de compensaciones basadas en la NTCSE vigente fueron realizados y pagados por EGEMSA para este caso se demuestra el procedimiento de cálculo.

4.5.1.1 Datos generales

Tabla 36
Datos del Punto de Entrega de Electronoroeste

Suministradora	EGEMSA
Nombre del cliente	ELECTRONOROESTE
Punto de Entrega	S.E. MALACAS
Nivel de Tensión	13.2 kV (MT)
Período de Evaluación	2do Semestre 2016

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

4.5.1.2 Diagrama unifilar

En la S.E. Malacas 13.2 kV la medición de calidad de suministro se ubica en el punto de entrega estipulado en el contrato, en la que mediante el registrador de fallas se registran las interrupciones por fallas y/o mantenimientos, como se ve en la figura 18.

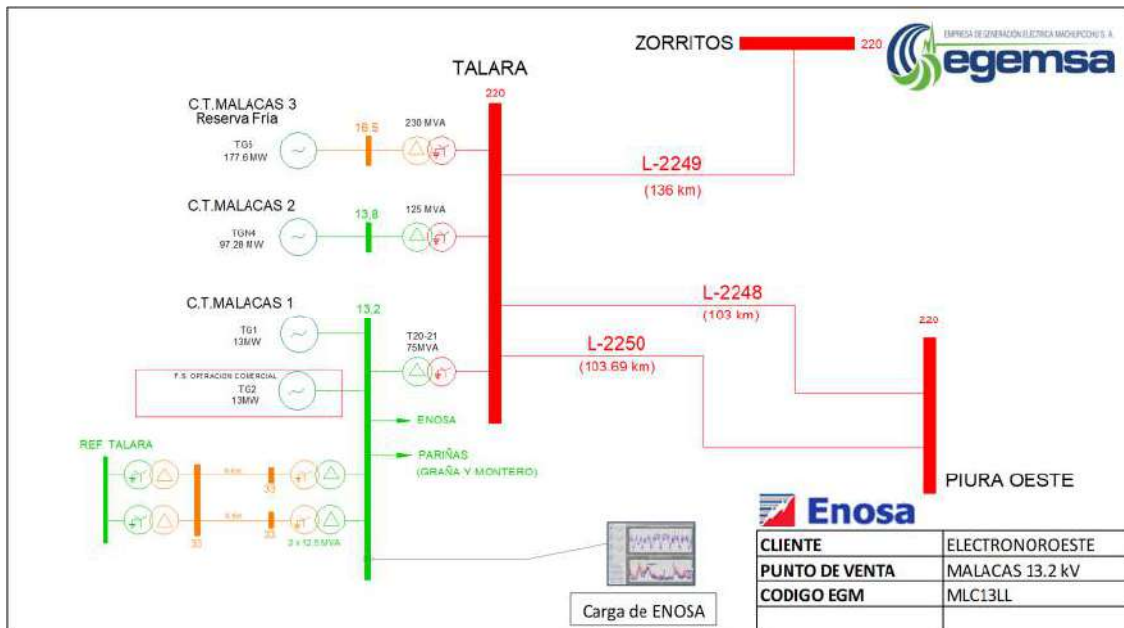


Figura 18. Punto de Entrega de Electronoroeste - S.E. Malacas 13.2 kV
Fuente: Archivos EGEMSA

4.5.1.3 Interrupciones de suministro

En el semestre 2016-II ocurrieron dos interrupciones en el punto de entrega que afectaron al suministro eléctrico, los cuales se muestran en la tabla 37.

Tabla 37
Registro de interrupciones de suministro

Código	Fecha de interrupción	Mtto. Programado		Mtto Ejecutado / Falla		Tipo de interrupción
		Inicio	Fin	Inicio	Fin	
Int. 1	18/09/2016	08:00:00	16:00:00	08:09:40	15:54:46	Programada
Int. 1- a	18/09/2016	08:00:00	16:00:00	15:54:46	16:00:00	Programada
Int. 1- b	18/09/2016	-	-	16:00:00	21:32:21	No Programada
Int. 2	20/11/2016	05:00:00	17:00:00	05:08:00	16:48:19	Programada ER (*)

Fuente: (*) Programada ER se refiere a Interrupción programada por expansión o reforzamiento.
Archivos EGEMSA - Elaboración propia

En el siguiente apartado, se describe brevemente las dos interrupciones que figuran en la tabla 37.

4.5.1.4 Análisis de las interrupciones

En la tabla 4.16 se muestra la descripción de las dos interrupciones Int. 1 (Int. 1- a e Int. 1- b) e Int. 2 ocurridas en el punto de entrega S.E. Malacas 13.2 kV y las empresas responsables de las interrupciones ocurridas.

Tabla 38
Descripción de interrupciones de suministro

Código	Causa de interrupción	Empresa responsable
Int. 1	Trafo T20 /falta de cable EEPSA	REP
Int. 1- a	Trafo T20 /falta de cable EEPSA	EEPSA
Int. 1- b	Trafo T20 /falta de cable EEPSA	EEPSA
Int. 2	sistema de transmisión 13.2 kV	EEPSA

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Para este caso, de las tablas 37 y 38 se destacan dos interrupciones y se describen brevemente:

- i. La Int. 1, es un mantenimiento programado a responsabilidad de REP y lo dividimos en:
 - Int. 1- a: Interrupción Programada es responsabilidad de EEPSA a partir de las 15:54:46 horas hasta las 16:00:00 horas, por trabajos finalizados de REP y debido a que el Mantenimiento Programado dura hasta las 16:00:00 horas; según reporte de REP.
 - Int. 1- b: Interrupción No Programada (falta) es responsabilidad de EEPSA a partir de las 16:00:00 horas en adelante.
- ii. La Int. 2, es una interrupción programada por expansión o reforzamiento bajo responsabilidad de EEPSA.

4.5.1.5 Tolerancias en un semestre de control

Las tolerancias máximas establecidas en la NTCSE, para un cliente cuyo punto de suministro está ubicado en Media Tensión, como es el caso de S.E. Malacas en 13.2 kV se muestra en la tabla 39.

Tabla 39
Tolerancias máximas en un semestre

Tolerancias máximas por semestre	
Número de Interrupciones por Cliente (N')	4
Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')	7.0 horas

Fuente: MINEM. (2001). "Base Metodológica de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos".
Elaboración propia

4.5.1.6 Cálculo de indicadores de calidad

Las interrupciones en el suministro eléctrico han sido causadas por mantenimientos programados, fallas y mantenimiento por expansión y/o reforzamiento por ende el número y duración total, y se obtiene los siguientes valores determinados en la tabla 40.

Tabla 40
Indicadores de calidad en el suministro

Código	Fecha interrupción	Factor (k_i)	Duración real (d_i)	Duración Ponderada	Número Ponderado (N_i)
Int. 1	18/09/2016	0.5	7.752	3.88	1
Int. 1- a	18/09/2016	0.5	0.087	0.04	0
Int. 1- b	18/09/2016	1	5.539	5.54	0
Int. 2	20/11/2016	0.25	11.672	2.92	0.5

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

De la tabla 40, según la NTCSE se entiende que:

- i. Para la Int. 1, N_i toma el valor de "1" por ser un mantenimiento programado.
- ii. Para la Int. 1- a, N_i toma el valor de "0" ya que es una extensión al mantenimiento programado inicial (Int. 1), en este caso sólo afectaría a la duración ponderada mas no al número.
- iii. Para la Int. 1- b, N_i toma el valor de "0" por ser una falla ocurrida en el mantenimiento programado inicial (Int. 1) que se extiende más de la duración programada del Mantenimiento, por tanto, afecta a la duración ponderada mas no al número.

- iv. Para la Int. 2, Ni toma el valor de “0.5” por ser considerado un mantenimiento programado por reforzamiento sistema de transmisión 13.2 kV.

Entonces obtenemos los indicadores de calidad en la siguiente tabla 41.

Tabla 41
Indicadores de calidad en el suministro N y D

Número de Interrupciones por Cliente (<i>N</i>)	1.5
Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (<i>D</i>)	12.38 horas

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

4.5.1.7 Cálculo de compensaciones

Para proceder con el cálculo vemos que las tolerancias han sido superadas entonces se procede a calcular el monto de compensaciones que ejercería EGEMSA a Electronoroeste, de la siguiente forma:

$$C = e * ENS * E \quad (4.1)$$

Donde:

e: Es la compensación unitaria por compensación (0.35US\$/kWh)

E: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = \left[1 + \frac{(N-N')}{N'} + \frac{(D-D')}{D'} \right] \quad (4.2)$$

La NTCSE, expone que el segundo y/o tercer término de la ecuación se considera para la evaluación de compensaciones solamente si sus valores individuales son positivos, como sigue:

$$E = \left[1 + \frac{(12.38 - 7)}{7} \right] = 1.7681$$

ENS: Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = \frac{ERS}{(NHS - \sum di)} * D \quad (4.3)$$

Donde:

ERS: Es la energía registrada en el semestre = 690,594.85 kWh

NHS: Es el número de horas en el semestre = 4,416 horas

$\sum di$: Es la duración total de las interrupciones ocurridas en el semestre = 25.05 Horas.

Luego reemplazamos valores:

$$ENS = \frac{690,594.85}{(4,416 - 25.05)} * 12.38 = 1,946.55 \text{ kWh}$$

Reemplazando los valores obtenidos en la ecuación 4.1, se tiene:

$$C = 0.35 * 1.7681 * 1,946.55 = 1,204.58 \text{ US\$}$$

Entonces el monto de compensación que realiza EGEMSA al cliente Electronoroeste referido al semestre 2016-II, por el punto de suministro afectado S.E. Malacas en 13.2 kV es de 1,204.58 US\$, y este monto es calculado con la aplicación de la NTCSE vigente.

4.5.1.8 Cálculo de resarcimiento

Los resarcimientos deben ser asumidos por los responsables de causar las interrupciones, y resarcir a los suministradores o distribuidores por las compensaciones efectuadas a su cliente final. Para este caso los responsables son las empresas REP y EEP SA; se calcula de la siguiente manera:

$$Ci = \frac{Ei}{E} * C \quad (4.4)$$

Donde:

Ei : Es el factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el suministrador "i" en la transgresión a las tolerancias, se calcula:

$$Ei = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{Ni}{N} + \frac{Di}{D} \right) + \frac{Ni}{N} \frac{(N-N')}{N'} + \frac{Di}{D} \frac{(D-D')}{D'} \quad (4.5)$$

Donde:

Ni : Número ponderado de int. Por las que es responsable el Suministrador "i".

Di : Duración total ponderada de int. Por las que es responsable el Suministrador "i".

N, D : Indicadores de calidad en el punto de compra-venta correspondiente.

N', D' : Tolerancias de los indicadores de calidad para el nivel de tensión del punto de compra-venta.

Reemplazando valores se obtiene la siguiente tabla 42.

Tabla 42
Indicadores de calidad para responsables de resarcimiento

Empresa responsable	Número Ponderado (Ni)	Duración real (Di)	Ei	E
REP	1	3.88	0.73	1.77
EEPSA	0.5	8.5	1.04	1.77

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

E : Es el factor definido mediante la fórmula 4.2

C : Compensación recibida por la distribuidora o usuario final, definido en la ecuación 4.1

Reemplazando los valores en la ecuación 4.4 se obtiene los siguientes montos de resarcimiento de cada empresa responsable de mala calidad de suministro:

$$\text{Resarcimiento de REP a EGEMSA} = 497.65 \text{ US\$}$$

Resarcimiento de EEPSA a EGEMSA = 706.94 US\$

Como se puede apreciar se ha determinado el resarcimiento de REP y EEPSA a EGEMSA, así mismo se replica este cálculo de resarcimiento cuando EGEMSA es el responsable de interrupciones que fueron en los semestres 2015-II, 2016-II y 2017-II.

4.5.1.9 Análisis de resultados

En la tabla 4.21 se muestra un resumen de los montos de compensaciones calculadas con la modalidad de compensación Generador – Distribuidor por interrupciones por punto de entrega, cálculos realizados por EGEMSA, para efectos de determinar el incremento económico se consideran estos tres montos de compensaciones, sin embargo, todos los montos de compensaciones por semestres se muestran en las tablas 81 a la 86 en comparación con los cálculos de compensaciones con el proyecto de NTCSE.

Tabla 43
Compensaciones por punto con la norma vigente

Semestre	Cliente	Punto de venta	Compensación con NTCSE vigente (US\$)
2016-II	Electronoroeste	S.E. Malacas 13.2 kV (MT)	1,204.58 (*)
2018-I	Electrocentro	S.E. Huallanca Nueva 60 kV (AT)	28.2
2016-II	Electrocentro	S.E. Yaupi 13.8 kV (MT)	No compensa

Fuente: (*) Monto de compensación demostrado en el cálculo manual del presente numeral 4.5.1. Elaboración propia - Archivos EGEMSA

De la tabla 43:

Para el punto de venta S.E. Malacas 13.2 kV se determinó el monto de compensación de 1,204.58 US\$, el cual será comparado y analizado con los cálculos elaborados aplicando las modificatorias del proyecto de NTCSE.

Para el punto de venta S.E. Huallanca Nueva 60 kV se determinó el monto de compensación de 28.20 US\$ el cual se considera por ser un valor mínimo de los semestres evaluados, el cual será comparado y analizado con los cálculos elaborados aplicando las modificatorias del proyecto de NTCSE.

Para el punto de venta S.E. Marcona 60 kV se determinó el monto de compensación de 0 US\$, quiere decir que “No compensa” el cual se considera por ser un punto que no compensa, de los semestres evaluados, el cual será comparado y analizado con los cálculos elaborados aplicando las modificatorias del proyecto de NTCSE.

4.5.2 Cálculo manual de compensaciones por interrupciones por rechazo de carga

En este Caso 2A, se muestra el cálculo de compensaciones por mala calidad de suministro debido a las interrupciones por rechazo de carga del cliente CALCESUR un usuario libre, este cálculo es el mismo que se aplicó para cada uno de los puntos de venta de los clientes de EGEMSA, de los semestres 2015-II, 2016-I, 2016-II, 2017-I, 2017-II Y 2018-I. Así mismo se hace mención que los cálculos de compensaciones basadas en la NTCSE vigente fueron realizados y pagados por EGEMSA, para este caso se demuestra el procedimiento de cálculo.

4.5.2.1 Datos generales

Tabla 44
Datos del punto de entrega de Calcesur

Suministradora	EGEMSA
Nombre del cliente	CALCESUR
Punto de Entrega	S.E. Puno
Nivel de Tensión	138 kV (MAT)
Período de Evaluación	2do Semestre 2017

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

4.5.2.2 Diagrama unifilar

Para el cliente Calcesur la medición de calidad de suministro se ubica en el punto de entrega estipulado en el contrato, es decir en el punto de entrega S.E. Puno 138 kV en la que mediante el

registrador de fallas se registran las interrupciones por fallas y/o mantenimientos, así mismo se considera el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia. En la figura 19 se indica la ubicación del punto de entrega S.E. Puno 138 kV del cliente Calcesur.

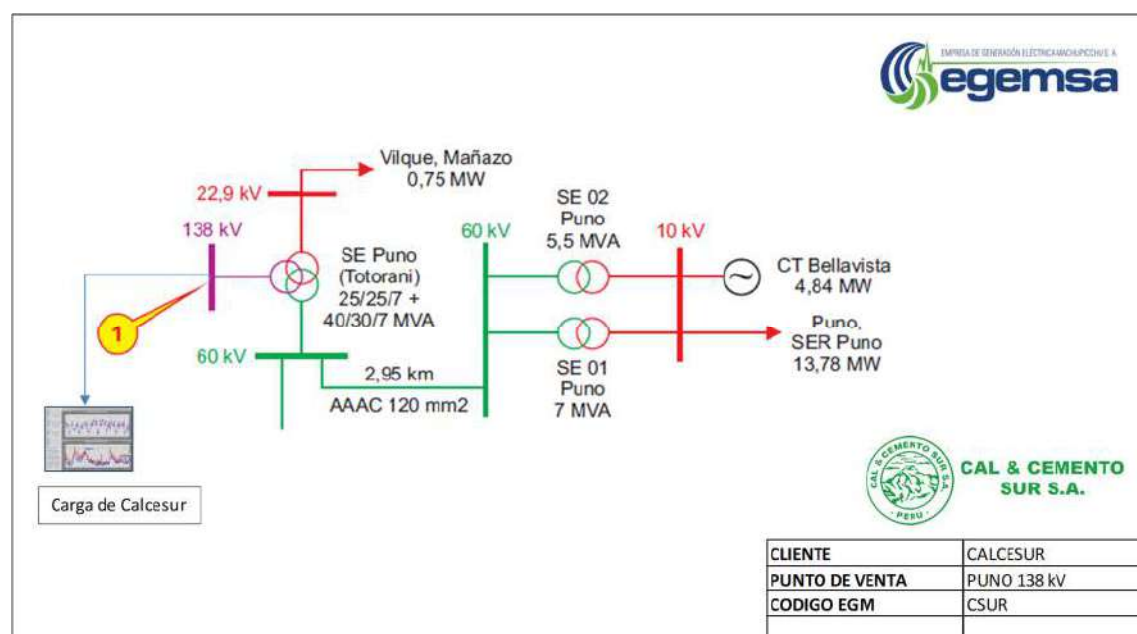


Figura 19. Punto de Entrega de Calcesur - S.E. Puno 138 kV

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

4.5.2.3 Interrupciones en el suministro

En el semestre 2017-II ocurrieron tres interrupciones por rechazo de carga (se refiere a los eventos EV-053-2017, EV-055-2017 y EV-072-2017) que afectaron el suministro eléctrico en el alimentador AD-303 HM01 del usuario Calcesur, los cuales se muestran en la tabla 45.

Tabla 45

Registro de interrupciones por rechazo de carga

Evento	Alimentador (Código)	Potencia Pk (MW)	Fecha	Hora Inicio	Hora Final	Duración (minutos)
EV-053-2017	AD-303 HM01	0.96	21/09/2017	18:50:00	19:10:00	00:20:00
EV-055-2017	AD-303 HM01	0.97	11/10/2017	08:54:00	09:10:00	00:16:00
EV-072-2017	AD-303 HM01	0.95	9/12/2017	02:46:00	02:59:00	00:13:00

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

De la tabla 45 podemos observar que, los tres eventos que causaron interrupciones por rechazo de carga fueron en el alimentador AD-303 HM01.

4.5.2.4 *Detalle resumido de eventos*

En la tabla 46 se muestra la descripción de los eventos ocurridos y los responsables de dichas interrupciones de acuerdo a la decisión establecido por el CT-AF.

Tabla 46
Descripción de eventos

Evento	Descripción	Responsable
EV-053-2017	Desconexión de la C.H. Cerro del Águila	Kallpa Generación S.A.
EV-055-2017	Desconexión de la línea L-2225	Transmantaro
EV-072-2017	Desconexión de los grupos G1 y G2 de la C.H. Chaglla	Empresa de Generación Huallaga

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

4.5.2.5 *Cálculo de compensaciones*

El cálculo de compensaciones por interrupciones originadas por rechazo de carga se calcula por línea o alimentador, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C_{RC} = e * E_f * ENS_f \quad (4.6)$$

Donde:

e : Es la compensación unitaria por compensación (0.35 US\$/kWh)

E_f : Depende de N_{RCF} y D_{RCF} , se muestra en la tabla 47

Donde:

N_{RCF} : Número de interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión por línea o alimentador.

D_{RCF} : Duración total (expresada en horas) de interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión ($D_{RCF} = \sum d_k$) evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control.

Tabla 47
Cálculo de E_f

N_{RCF}	E_f
$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1
$2 < N_{RCF}$	$1 + \frac{(N_{RCF} - 2)}{4} + \frac{(D_{RCF} - 0.15)}{0.15} (*)$

Fuente: MINEM, (1997). "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". (*) El tercer término de esta expresión será considerado para evaluar E_f , solamente si su valor individual resulta positivo. Elaboración propia

N_{RCF} y D_{RCF} , se evalúan para cada línea o alimentador de los datos obtenidos del sistema SCADA del usuario.

d_k , Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

Para calcular E_f se determina N_{RCF} y D_{RCF} , como se aprecia en la tabla 48.

Tabla 48
Indicadores de calidad

Evento	Duración individual	dk	N_{RCF}	D_{RCF}
EV-053-2017	00:20:00	0.33	3	0.82
EV-055-2017	00:16:00	0.27	3	0.82
EV-072-2017	00:13:00	0.22	3	0.82

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

De la tabla 48 reemplazando valores en la tabla 47 para el cálculo de E_f se obtiene:

Si: $2 < N_{RCF}$, entonces:

$$E_f = \left[1 + \frac{(3 - 2)}{4} + \frac{(0.82 - 0.15)}{0.15} \right] = 5.69$$

ENS_f : Es la energía teóricamente no suministrada, por la línea o alimentador determinado, por causa de las interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión, expresada en kWh durante el semestre y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS_f = \sum(ENS_{f,k}) \quad (4.7)$$

Tal que:

$$ENS_{f,k} = \frac{P_k * d_k}{\sum(P_{k,i} * d_{k,i})} * ENST_{f,k} \quad (4.8)$$

Donde:

$ENS_{f,k}$: Es la energía teóricamente no suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual (d_k) de cada interrupción por rechazo de carga, expresada en kWh.

P_k : Es la potencia suministrada por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga y debe ser proporcionada por el sistema SCADA.

d_k : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

Los subíndices:

“ k ”: Representa a cada interrupción por rechazo de carga.

“ i ”: Representa a cada línea o alimentador afectado con interrupción por el rechazo de carga, atendidos desde un mismo punto de compra-venta de energía.

$ENST_{f,k}$: Es la Energía No Suministrada Total por Rechazo de Carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía como la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por rechazo de carga con el diagrama de carga del día típico correspondiente.

Seguidamente se determina el indicador $ENST_{f,k}$, de acuerdo a la “Metodología aplicada a la determinación del indicador $ENST_{f,k}$ ” como sigue:

i. Determinación del diagrama de carga del día típico para efectos del indicador $ENST_{f,k}$

Para todas las interrupciones con una duración menor o no a 15 minutos se debe determinar Diagrama de Carga del Día Típico, considerando que, para cada intervalo de 15 minutos se calcula un promedio de la energía correspondiente a los intervalos de días similares del mes en que se produjo el Evento. Se excluye intervalos donde se haya producido otro Evento e intervalos que correspondan a días feriados, para el presente caso se muestra:

1) Para el evento EV-053-2017

Interrupción que ocurrió el día jueves 21/09/17 desde las 18:50:00 horas hasta las 19:10:00 horas, se debe considerar para el promedio de energía los demás jueves del mes de setiembre (14/09/17, 28/09/17 y 07/09/17), como se ve en la tabla 49.

Tabla 49

Valores de energía registrados por el medidor

Valores de energía (kWh) registrado por el medidor de Calcesur					
	Día del evento	Días similares			
Periodos	21/09/2017	14/09/2017	28/09/2017	7/09/2017	Promedio días similares
18:30-18:45	1,091	1,169	1,155	1,028	1,118
18:45-19:00	976	1,164	1,145	1,037	1,115
19:00-19:15	855	1,176	1,128	1,023	1,109

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Para el cálculo del diagrama típico se ajusta el promedio de energía de los días similares, considerando el valor de energía obtenido en el intervalo anterior al evento.

Como el evento del jueves 21/09/17 fue desde las 18:50:00 horas hasta las 19:10:00 horas, se considera para el ajuste el intervalo inmediato anterior el cual es de 18:30 a 19:15 horas.

Como la energía del día del evento es 1,091 kWh y el promedio de los días similares es 1,118 kWh, se tiene una diferencia de 27 kWh (Energía del día del evento menos energía de días similares). Esta diferencia se suma al promedio de días similares para obtener el diagrama típico a considerar para el cálculo de la energía no suministrada, como se muestra en la tabla 50.

Tabla 50
Valores de energía registrados por el medidor Calcesur

Periodos	Día del evento	Promedio de días similares	Diferencia a aplicar	Diagrama de carga del día típico a considerar
18:30-18:45	1,091	1,118	27	1,091
18:45-19:00	976	1,115	27	1,088
19:00-19:15	855	1,109	27	1,082

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Para determinar el indicador $ENST_{f,k}$ al valor de la energía determinada en el diagrama típico se le resta la energía registrada en los intervalos del día del evento, como se aprecia en la tabla 51.

Tabla 51
Valores de $ENST_{f,k}$

Periodos	Energía del diagrama típico de carga (kW)	Energía del evento (kW)	$ENST_{f,k}$ (kW)
18:45-19:00	2,170	1,831	339.2
19:00-19:15			

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Reemplazando valores de $ENST_{f,k}$ en 4.8 y luego en 4.6 se obtiene:

$$C_1 = e * E_f * ENS_f$$

$$C_1 = 0.35 * 5.69 * 339.21 = 675.53 \text{ (US\$)}$$

2) Para el evento EV-055-2017

Interrupción que ocurrió el día miércoles 11/10/17 desde las 08:54:00 horas hasta las 09:10:00 horas, se debe considerar para el promedio de energía los días (04/10/17, 18/10/17 y 25/10/17), como se ve en la tabla 52.

Tabla 52

Valores de energía registrados por el medidor

Valores de energía (kWh) registrado por el medidor de Calcesur					
	Día del evento	Días similares			
Periodos	11/10/2017	4/10/2017	18/10/2017	25/10/2017	Promedio días similares
08:30-08:45	970	1,089	1,113	1,082	1,095
08:45-09:00	915	1,082	1,080	997	1,053
09:00-09:15	779	1,079	1,096	876	1,017

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Para el cálculo del diagrama típico se procede con el mismo criterio que para el EV-053-2017, criterio basado en la “Metodología aplicada a la determinación del indicador $ENST_{f,k}$ ”, como se mencionó en el numeral 4.5.2.5. entonces se hace un ajuste al promedio de energía de los días similares, considerando el valor de energía obtenido en el intervalo anterior al evento, se considera para el ajuste el intervalo inmediato anterior el cual es de 08:30 a 08:45 horas.

Como la energía del día del evento es 970 kWh y el promedio de los días similares es 1,095 kWh, se tiene una diferencia de 125 kWh, Esta diferencia se suma al promedio de días similares para obtener el diagrama típico a considerar para el cálculo de la energía no suministrada, como se muestra en la tabla 53.

Tabla 53
Diagrama de carga del día típico

Periodos	Día del evento	Promedio de días similares	Diferencia a aplicar	Diagrama de carga del día típico a considerar
08:30-08:45	970	1,095	125	1,091
08:45-09:00	915	1,053	125	1,088
09:00-09:15	779	1,017	125	1,082

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Para determinar el indicador $ENST_{f,k}$ al valor de la energía determinada en el diagrama típico se le resta la energía registrada en los intervalos del día del evento, como se aprecia en la tabla 54.

Tabla 54
Valores de $ENST_{f,k}$

Periodos	Energía del diagrama típico de carga (kW)	Energía del evento (kW)	$ENST_{f,k}$ (kW)
08:45-09:00	1,819	1,694	125.27
19:00-19:15			

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Reemplazando valores de $ENST_{f,k}$ en 4.8 y luego en 4.6 se obtiene:

$$C_2 = e * E_f * ENS_f$$

$$C_2 = 0.35 * 5.69 * 125.27 = 249.47 \text{ (US\$)}$$

3) Para el evento EV-072-2017

Interrupción que ocurrió el día sábado 09/12/17 desde las 02:46:00 horas hasta las 02:59:00 horas, se debe considerar para el promedio de energía los demás sábados del mes de diciembre (02/12/17, 16/12/17, 23/12/17 y 30/12/17), como se ve en la tabla 55.

Tabla 55
Valores de energía registrados por el medidor

Valores de energía (kWh) registrado por el medidor							
Periodos	Día del evento	Días similares					Promedio días similares
	9/12/2017	2/12/2017	16/12/2017	23/12/2017	30/12/2017		
02:30-02:45	865	924	1,011	1,141	1,087	1,041	
02:45-03:00	677	934	974	1,152	1081	1,035	

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Para el cálculo del diagrama típico se ajusta el promedio de energía de los días similares, considerando el valor de energía obtenido en el intervalo anterior al evento. Como el evento fue desde las 02:46:00 hasta las 02:59:00 horas, se considera para el ajuste el intervalo inmediato anterior el cual es de 02:30 a 03:00 horas. Como la energía del día del evento es 865 kWh y el promedio de los días similares es 1,041 kWh, se tiene una diferencia de 176 kWh, esta diferencia se suma al promedio de días similares para obtener el diagrama típico a considerar para el cálculo de la energía no suministrada, como se muestra en la tabla 56.

Tabla 56
Diagrama de carga del día típico

Periodos	Día del evento	Promedio de días similares	Diferencia a aplicar	Diagrama de carga del día típico a considerar
02:30-02:45	865	1,041	176	865
02:45-03:00	677	1,035	176	859

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Para determinar el indicador $ENST_{f,k}$ al valor de la energía determinada en el diagrama típico se le resta la energía registrada en los intervalos del día del evento, como se aprecia en la tabla 57.

Tabla 57
Valores de $ENST_{f,k}$

Periodos	Energía del diagrama típico de carga (kW)	Energía del evento (kW)	$ENST_{f,k}$ (kW)
02:45-03:00	859	677	182.4

Fuente: Elaboración propia - Archivos EGEMSA

Reemplazando valores de $ENST_{f,k}$ en 4.8 y luego en 4.6 se obtiene:

$$C_3 = e * E_f * ENS_f$$

$$C_3 = 0.35 * 5.69 * 112.72 = 675.53 \text{ (US\$)}$$

Por último, se realiza una suma algebraica de los valores de las compensaciones parciales C_1 , C_2 y C_3 y se obtiene:

$$C_{RC} = C_1 + C_2 + C_3 = 1,149.48 \text{ (US\$)}$$

El monto de compensación de 1,149.48 (US\$) la asume la empresa EGEMSA por mantener un contrato y ser el suministrador de este, el cual fue pagado en su debido momento.

4.5.2.6 Análisis de Resultados

Se muestra en la siguiente tabla 4.36 un resumen de compensaciones por interrupciones por rechazo de carga. Para efectos de demostrar el impacto económico se consideran estos tres montos de compensaciones, sin embargo, todos los montos de compensaciones por semestres se muestran en las tablas en comparación con los cálculos de compensaciones con el proyecto de NTCSE.

De la tabla 58, se determina lo siguiente:

Para el punto de venta S.E. Chiclayo Oeste 60 kV se determinó el monto de compensación de 17.96 US\$.

Para el punto de venta S.E. Independencia 60 kV se determinó el monto de compensación de 4,363.12 US\$.

Para el punto de venta S.E. Puno 138 kV se determinó el monto de compensación de 1,149.48 US\$, el cual se ha considerado por ser un usuario libre al que sólo EGEMSA compensa, de los semestres evaluados.

Tabla 58
Compensaciones por rechazo de carga con NTCSE vigente

Semestre	Cliente	Punto de venta	Compensación con NTCSE vigente (US\$)
2016-I	Electronorte	S.E. Chiclayo Oeste 60 kV (AT)	17.96
2017-II	Electrodunas	S.E. Independencia 60 kV (AT)	4,363.12
2017-II	Calcesur	S.E. Puno 138 kV (MAT)	1,149.48 (*)

Fuente: (*) Monto de compensación demostrado en el cálculo manual del presente numeral 4.5.2. Elaboración propia - Archivos EGEMSA

4.6 Proceso de cálculo de compensaciones y resarcimientos con el nuevo proyecto de NTCSE

El nuevo proyecto de NTCSE, también indica que el responsable de realizar los cálculos de compensaciones son los generadores; para realizar los cálculos se considera la modalidad de compensación Generador – Distribuidor con la aplicación del proyecto de NTCSE. Los cálculos de compensaciones por interrupciones por punto de entrega y por rechazo de carga se demostrará en los numerales 4.6.1 y 4.6.2 los cuales serán comparados con las compensaciones del numeral 4.5

4.6.1 Cálculo manual de compensaciones por interrupciones por punto de entrega

Para este Caso 1B, se realiza el cálculo de compensaciones por mala calidad de suministro por interrupciones de suministro eléctrico del usuario Electronoroeste, mismo caso que el realizado en el numeral 4.5.1 para compararlos y determinar el incremento económico por la aplicación del proyecto de NTCSE. Esta modalidad de cálculo se replica para los semestres 2015-II, 2016-I, 2016-II, 2017-I, 2017-II Y 2018-I.

4.6.1.1 Datos generales

Tabla 59
Datos del Punto de Entrega de Electronoroeste

Suministradora	EGEMSA
Nombre del cliente	ELECTRONOROESTE
Punto de Entrega	S.E. MALACAS
Nivel de Tensión	13.2 kV (MT)
Período de Evaluación	2do Semestre 2016

Fuente: Elaboración propia

4.6.1.2 Diagrama unifilar

En la S.E. Malacas 13.2 kV la medición de calidad de suministro se ubica en el punto de entrega estipulado en el contrato. El diagrama unifilar ya se ha visto en la figura 18 del numeral 4.5.1.2.

4.6.1.3 Interrupciones de suministro

En el semestre 2016-II ocurrieron dos interrupciones en el punto de entrega que afectaron al suministro eléctrico, los cuales se muestran en la tabla 60.

Tabla 60
Registro de interrupciones de suministro

Código	Fecha de interrupción	Mtto. Programado		Mtto Ejecutado / Falla		Tipo de interrupción
		Inicio	Fin	Inicio	Fin	
Int. 1	18/09/2016	08:00:00	16:00:00	08:09:40	15:54:46	Programada
Int. 1- a	18/09/2016	08:00:00	16:00:00	15:54:46	16:00:00	Programada
Int. 1- b	18/09/2016			16:00:00	21:32:21	No Programada
Int. 2	20/11/2016	05:00:00	17:00:00	05:08:00	16:48:19	Programada ER (*)

Fuente: (*) Programada ER se refiere a Interrupción programada por expansión o reforzamiento. Elaboración propia

En el siguiente apartado, se describe brevemente las dos interrupciones que figuran en la tabla 60.

4.6.1.4 Análisis de las interrupciones

En la tabla 61 se muestra la descripción de las dos interrupciones Int. 1 (Int. 1- a e Int. 1- b) e Int. 2 ocurridas en el punto de entrega S.E. Malacas 13.2 kV y a las empresas responsables de las interrupciones ocurridas.

Tabla 61
Descripción de interrupciones de suministro

Código	Causa de interrupción	Empresa responsable
Int. 1	Trafo T20 /falta de cable EEPSA	REP
Int. 1- a	Trafo T20 /falta de cable EEPSA	EEPSA
Int. 1- b	Trafo T20 /falta de cable EEPSA	EEPSA
Int. 2	sistema de transmisión 13.2 kV	EEPSA

Fuente: Elaboración propia

Para este caso, de las tablas 60 y 61 se destacan dos interrupciones y se describen brevemente:

- i. La Int. 1, es un mantenimiento programado a responsabilidad de REP y lo dividimos en:
 - Int. 1- a: Interrupción Programada es responsabilidad de EEPSA a partir de las 15:54:46 horas hasta las 16:00:00 horas, por trabajos finalizados de REP y debido a que el mantenimiento programado dura hasta las 16:00:00 horas; según reporte de REP.
 - Int. 1- b: Interrupción No Programada (falla) es responsabilidad de EEPSA a partir de las 16:00:00 horas en adelante.
- ii. La Int. 2, es una interrupción programada por expansión o reforzamiento bajo responsabilidad de EEPSA.

4.6.1.5 Tolerancias en un semestre de control

Las tolerancias máximas establecidas en la NTCSE, para un cliente cuyo punto de suministro está ubicado en Media Tensión, como es el caso de S.E. Malacas en 13.2 kV se muestra en la tabla 62.

Tabla 62
Tolerancias máximas en un semestre

Tolerancias máximas por semestre	
Número de Interrupciones por Cliente (N')	3
Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')	6.0 horas

Fuente: MINEM, (2018). Proyecto de "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

4.6.1.6 Cálculo de indicadores de calidad

Las interrupciones en el suministro eléctrico han sido causadas por mantenimientos programados, fallas y mantenimiento programados por expansión y/o reforzamiento por ende el número y duración total ponderada de las interrupciones son afectadas por k_i con los valores correspondientes, y se obtiene los siguientes valores determinados en la tabla 63.

Tabla 63
Indicadores de calidad en el suministro

Código	Fecha interrupción	Factor (K_i)	Duración real (di)	Duración Ponderada	Número Ponderado
Int. 1	18/09/2016	0.75	7.752	5.81	1
Int. 1- a	18/09/2016	0.75	0.087	0.07	0
Int. 1- b	18/09/2016	1	5.539	5.54	0
Int. 2	20/11/2016	0.5	11.672	5.84	0.5

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 63, según el proyecto de NTCSE y los cambios en este, se expone lo siguiente:

- i. Para la Int. 1, N_i toma el valor de "1" por ser un mantenimiento programado; con un cambio en el factor k_i de 0.5 a 0.75, y una duración ponderada de 5.81 horas.
- ii. Para la Int. 1- a, N_i toma el valor de "0" ya que es responsabilidad de EEP SA por el mantenimiento programado inicial (Int. 1), con un cambio en el factor k_i de 0.5 a 0.75, y una duración ponderada de 0.07 horas.

- iii. Para la Int. 1- b, N_i toma el valor de “0” por ser una falla ocurrida en el mantenimiento programado inicial (Int. 1) que se extiende más de la duración programada del Mantenimiento, por tanto, afecta a la duración ponderada mas no al número.
- iv. Para la Int. 2, N_i toma el valor de “0.5” por ser considerado un mantenimiento programado por reforzamiento sistema de transmisión 13.2 kV, con un cambio en el factor k_i de 0.25 a 0.50, y una duración ponderada de 5.84 horas.

Entonces obtenemos los indicadores de calidad en la siguiente tabla 64.

Tabla 64
Indicadores de calidad en el suministro N y D

Número de Interrupciones por Cliente (N)	1.5
Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)	17.254

Fuente: Elaboración propia

4.6.1.7 Cálculo de compensaciones

Para proceder con el cálculo vemos que las tolerancias han sido superadas entonces se procede a calcular el monto de compensaciones que ejercería EGEMSA a Electronoroeste, de la siguiente forma:

$$C = e * ENS * E \quad (4.9)$$

Donde:

e : Es la compensación unitaria por compensación, está dada por:

Para este caso se considera $e = 2.00$ porque:

$$2 * (6) \leq 17.254$$

Tabla 65
Compensación unitaria

e (US\$/kWh)	N o D	es decir:
$e = 1.00$	Mayor a 1 y menor a 2 veces N' o D'	$1 * (N' \text{ o } D') < N \text{ o } D < 2 * (N' \text{ o } D') (*)$
$e = 2.00$	Mayor o igual a dos veces el valor de N' o D'	$2 * (N' \text{ o } D') \leq N \text{ o } D$

Fuente: MINEM, (2018). Proyecto de " Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

E : Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = \left[1 + \frac{(N-N')}{N'} + \frac{(D-D')}{D'} \right] \quad (4.10)$$

En el proyecto de NTCSE, se expone que el segundo y/o tercer término de la ecuación se considera para la evaluación de compensaciones solamente si sus valores individuales son positivos, como sigue:

$$E = \left[1 + \frac{(17.254-6)}{6} \right] = 2.8757$$

ENS : Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS = \frac{ERS}{(NHS - \sum di)} * D \quad (4.11)$$

Donde:

ERS : Es la energía registrada en el semestre = 690,594.85 kWh

NHS : Es el número de horas en el semestre = 4,416 horas

$\sum di$: Es la duración total de las interrupciones ocurridas en el semestre = 25.05 horas.

Luego reemplazamos valores:

$$ENS = \frac{690,594.85}{(4,416 - 25.05)} * 17.254 = 2,713.70 \text{ kWh}$$

Reemplazando los valores obtenidos en la ecuación 4.9, se tiene:

$$C = 2.00 * 2.8757 * 2,713.70 = 15,607.69 \text{ US\$}$$

El monto de compensación determinado es de 15,607.69 US\$, por el punto de suministro afectado S.E. Malacas en 13.2 kV, este monto es una simulación de compensación que pagaría EGEMSA a Electronoroeste si se aplicaría el proyecto de NTCSE en su tercera etapa de entrada en vigencia.

4.6.1.8 Cálculo de resarcimiento

Los resarcimientos deben ser asumidos por los responsables de causar las interrupciones, y resarcir a los suministradores o distribuidores por las compensaciones efectuadas a su cliente final, para este caso los responsables son las empresas REP y EEP SA; se calcula del siguiente modo:

$$Ci = \frac{Ei}{E} * C \quad (4.12)$$

Donde:

Ei : Es el factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el suministrador "i" en la transgresión a las tolerancias, se calcula:

$$Ei = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{Ni}{N} + \frac{Di}{D} \right) + \frac{Ni}{N} \frac{(N-N')}{N'} + \frac{Di}{D} \frac{(D-D')}{D'} \quad (4.13)$$

Donde:

N_i : Número ponderado de interrupciones por las que es responsable el Suministrador "i".

D_i : Duración total ponderada de interrupciones. Responsable el Suministrador "i".

N, D : Indicadores de calidad en el punto de compra-venta correspondiente.

N', D' : Tolerancias de los indicadores de calidad para el nivel de tensión del punto de compra-venta.

Reemplazando valores se obtiene la siguiente tabla 66.

Tabla 66
Indicadores de calidad para responsables de resarcimiento

Empresa responsable	Número Ponderado (Ni)	Duración real (Di)	Ei	E
REP	1	5.81	1.13	2.88
EEPSA	0.5	11.44	1.74	2.88

Fuente: Elaboración propia

E : Es el factor definido mediante la fórmula 4.10

C : Compensación recibida por el cliente distribuidor o usuario final, definido en la ecuación 4.9

Reemplazando los valores de la tabla 66 en la ecuación 4.12 se obtiene los siguientes montos de resarcimiento de cada empresa responsable de mala calidad de suministro:

Resarcimiento de REP a EGEMSA = 6153.70 US\$

Resarcimiento de EEPSA a EGEMSA = 9453.99 US\$

Como se puede apreciar se ha determinado el resarcimiento de REP y EEPSA a EGEMSA, así mismo se replica este cálculo de resarcimiento cuando EGEMSA es el responsable de interrupciones que fueron en los semestres 2015-II, 2016-II y 2017-II.

4.6.1.9 Análisis de resultados

En la tabla 4.45 se muestra un resumen de los montos de compensaciones calculadas con la aplicación del proyecto de NTCSE, cálculos simulados para efectos de determinar el incremento económico, sin embargo, todos los montos de compensaciones por semestres se muestran en las tablas 81 a 86 en comparación con los cálculos de compensaciones con el proyecto de NTCSE. De la tabla 67:

- i. Para el punto de venta S.E. Malacas 13.2 kV se determinó el monto de compensación de 15,607.69 US\$, monto mayor al de 1,204.58 US\$ calculado con la norma vigente.
- ii. Para el punto de venta S.E. Huallanca Nueva 60 kV se determinó el monto de compensación de 80.58 US\$ monto mayor al de 28.20 US\$ calculado con la norma vigente.
- iii. Para el punto de venta S.E. Marcona 60 kV se determinó un monto de compensación de 27,692.54 US\$, dicho monto es una “Nueva compensación” ya que en el cálculo con la aplicación de la norma vigente “No se compensaba”.

Tabla 67

Compensaciones por punto con el proyecto de NTCSE

Semestre	Cliente	Punto de venta	Compensación con NTCSE vigente (US\$)
2016-II	Electronoroeste	S.E. Malacas 13.2 kV (MT)	15,607.69 (*)
2018-I	Electrocentro	S.E. Huallanca Nueva 60 kV (AT)	80.58
2016-II	Electrocentro	S.E. Yaupi 13.8 kV (MT)	3,111.06

Fuente: Elaboración propia

4.6.2 Cálculo manual de compensaciones por interrupciones por rechazo de carga

Para este Caso 2B, se realiza el cálculo de compensaciones por mala calidad de suministro debido a las interrupciones por rechazo de carga del cliente Calcesur, mismo caso que el realizado en el numeral 4.5.2 para compararlos entre sí y determinar el incremento económico por la aplicación del proyecto de NTCSE. Esta modalidad de cálculo es la misma que se aplica para cada uno de los puntos de venta donde ocurrieron interrupciones por actuación de relevadores de protección, de los clientes de EGEMSA, de los semestres 2015-II, 2016-I, 2016-II, 2017-I, 2017-II Y 2018-I.

4.6.2.1 Datos generales

Los datos utilizados son los mismos que los del numeral 4.5.2

Tabla 68

Datos del punto de entrega de Calcesur

Suministradora	EGEMSA
Nombre del cliente	CALCESUR
Punto de Entrega	S.E. Puno
Nivel de Tensión	138 kV (MAT)
Período de Evaluación	2do Semestre 2017

Fuente: Elaboración propia

4.6.2.2 Diagrama unifilar

Para el cliente Calcesur la medición de calidad de suministro se ubica en el punto de entrega estipulado en el contrato, es decir en el punto de entrega S.E. Puno 138 kV en la que mediante el registrador de fallas se registran las interrupciones por fallas y/o mantenimientos, así mismo se considera el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia. El diagrama unifilar ya se ha visto en la figura 19 del numeral 4.5.2.2.

4.6.2.3 Interrupciones en el suministro

En el semestre 2017-II ocurrieron tres interrupciones por rechazo de carga (se refiere a los eventos EV-053-2017, EV-055-2017 y EV-072-2017) que afectaron el suministro eléctrico en el alimentador AD-303 HM01 del usuario Calcesur, los cuales se muestran en la tabla 4.47.

Tabla 69

Registro de interrupciones por rechazo de carga

Evento	Alimentador (Código)	Potencia Pk (MW)	Fecha	Hora Inicio	Hora Final	Duración (minutos)
EV-053-2017	AD-303 HM01	0.96	21/09/2017	18:50:00	19:10:00	00:20:00
EV-055-2017	AD-303 HM01	0.97	11/10/2017	08:54:00	09:10:00	00:16:00
EV-072-2017	AD-303 HM01	0.95	9/12/2017	02:46:00	02:59:00	00:13:00

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 69 podemos observar que, los tres eventos que causaron interrupciones por rechazo de carga fueron en el alimentador AD-303 HM01.

4.6.2.4 *Detalle resumido de eventos*

En la tabla 4.48 se muestra la descripción de los tres eventos ocurridos y los responsables de dichas interrupciones de acuerdo a la decisión establecido por el CT-AF del COES.

Tabla 70
Descripción de eventos

Evento	Descripción	Responsable
EV-053-2017	Desconexión de la C.H. Cerro del Águila	Kallpa Generacion S.A.
EV-055-2017	Desconexión de la línea L-2225	Transmantaro
EV-072-2017	Desconexión de los grupos G1 y G2 de la C.H. Chaglla	Empresa de Generación Huallaga

Fuente: Elaboración propia

4.6.2.5 *Cálculo de compensaciones*

El cálculo de compensaciones por interrupciones originadas por rechazo de carga se calcula por línea o alimentador. Según el proyecto de NTCSE con la siguiente fórmula:

$$C_{RC} = e * E_f * ENS_f \quad (4.14)$$

Donde:

e : Es la compensación unitaria por compensación, está dado por:

Para este caso se considera $e = 1.00$ porque:

$$1 * (2) \leq 3 < 2 * (2)$$

E_f : Depende de N_{RCF} y D_{RCF} , se muestra en la tabla 70

Tabla 71
Compensación unitaria

e (US\$/kWh)	N o D	es decir:
$e = 1.00$	Mayor a 1 y menor a 2 veces N' o D'	$1 * (N' o D') < N o D < 2 * (N' o D') (*)$
$e = 2.00$	Mayor o igual a dos veces el valor de N' o D'	$2 * (N' o D') \leq N o D$

Fuente: MINEM, (2018). "Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

Donde:

N_{RCF} : Número de interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión por línea o alimentador.

D_{RCF} : Duración total (expresada en horas) de interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión ($D_{RCF} = \sum d_k$) evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control.

Tabla 72
Cálculo de E_f

N_{RCF}	E_f
$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1
$2 < N_{RCF}$	$1 + \frac{(N_{RCF} - 2)}{4} + \frac{(D_{RCF} - 0.15)}{0.15} (*)$

Fuente: MINEM, (1997). "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Elaboración propia

N_{RCF} y D_{RCF} , se evalúan para cada línea o alimentador de los datos obtenidos del sistema SCADA del usuario.

d_k : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

Para calcular E_f se determina N_{RCF} y D_{RCF} , como se aprecia en la tabla 73

Tabla 73
Indicadores de calidad

Evento	Duración individual	dk	N _{RCF}	D _{RCF}
EV-053-2017	00:20:00	0.33	3	0.82
EV-055-2017	00:16:00	0.27	3	0.82
EV-072-2017	00:13:00	0.22	3	0.82

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla 73 reemplazando valores en la tabla 70 para el cálculo de E_f se obtiene:

Si: $2 < N_{RCF}$, entonces:

$$E_f = 1 + \frac{3 - 2}{4} + \frac{0.82 - 0.15}{0.15} = 5.69$$

ENS_f : Es la energía teóricamente no suministrada, por la línea o alimentador determinado, por causa de las interrupciones por rechazo de carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión, expresada en kWh durante el semestre y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS_f = \sum(ENS_{f,k}) \quad (4.15)$$

Tal que:

$$ENS_{f,k} = \frac{P_k * d_k}{\sum(P_{k,i} * d_{k,i})} * ENST_{f,k} \quad (4.16)$$

Donde:

$ENS_{f,k}$: Es la energía teóricamente no suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual (d_k) de cada interrupción por rechazo de carga, expresada en kWh.

P_k : Es la potencia suministrada por la línea o alimentador en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga y debe ser proporcionada por el sistema SCADA.

d_k : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

Los subíndices:

“ k ”: Representa a cada interrupción por rechazo de carga.

“ i ”: Representa a cada línea o alimentador afectado con interrupción por el rechazo de carga, atendidos desde un mismo punto de compra-venta de energía.

$ENST_{f,k}$: Es la Energía No Suministrada Total por Rechazo de Carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía como la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por rechazo de carga con el diagrama de carga del día típico correspondiente.

Seguidamente se determina el indicador $ENST_{f,k}$:

i. Determinación del diagrama de carga del día típico para efectos del indicador $ENST_{f,k}$

Para todas las interrupciones con una duración menor o no a 15 minutos se debe determinar Diagrama de Carga del Día Típico, este cálculo se simplifica debido a que se ha determinado en el numeral 4.5.2.

a) Para el evento EV-053-2017

Interrupción que ocurrió el día jueves 21/09/17 desde las 18:50:00 horas hasta las 19:10:00 horas. Entonces el monto de compensación con la aplicación del proyecto de NTCSE, está dado por los valores de la tabla 74.

Tabla 74

Valores de energía registrados por el medidor Calcesur

Periodos	Energía del diagrama típico de carga (kW)	Energía del evento (kW)	$ENST_{f,k}$ (kW)
18:45-19:00	2,170	1,831	339.2
19:00-19:15			

Fuente: Elaboración propia

Reemplazando valores de $ENST_{f,k}$ en 4.16 y luego en 4.14 se obtiene:

$$C_1 = e * E_f * ENS_f$$

$$C_1 = 1 * 5.69 * 339.21 = 1,930.08 \text{ US\$}$$

b) Para el evento EV-055-2017

Interrupción que ocurrió el día miércoles 11/10/17 desde las 08:54:00 horas hasta las 09:10:00 horas, Entonces el monto de compensación con la aplicación del proyecto de NTCSE, está dado por los valores de la tabla 75.

Tabla 75

Valores de energía registrados por el medidor Calcesur

Periodos	Energía del diagrama típico de carga (kW)	Energía del evento (kW)	ENST _{f,k} (kW)
08:45-09:00	1,819	1,694	125.27
19:00-19:15			

Fuente: Elaboración propia

Reemplazando valores de $ENST_{f,k}$ en 4.16 y luego en 4.14 se obtiene:

$$C_2 = e * E_f * ENS_f$$

$$C_2 = 1.00 * 5.69 * 125.27 = 712.77 \text{ US\$}$$

c) Para el evento EV-072-2017

Interrupción que ocurrió el día sábado 09/12/17 desde las 02:46:00 horas hasta las 02:59:00 hora. Entonces el monto de compensación con la aplicación del proyecto de NTCSE, está dado por los valores de la tabla 4.54.

Tabla 76
Valores de energía registrados por el medidor Calcesur

Periodos	Energía del diagrama típico de carga (kW)	Energía del evento (kW)	ENST _{f,k} (kW)
02:45-03:00	859	677	182.4

Fuente: Elaboración propia

Reemplazando valores de ENST_{f,k} en 4.16 y luego en 4.14 se obtiene:

$$C_3 = e * E_f * ENS_f$$

$$C_3 = 0.35 * 5.69 * 112.72 = 641.39 \text{ US\$}$$

Por último, se realiza una suma algebraica de los valores de las compensaciones parciales C_1 , C_2 y C_3 y se obtiene:

$$C_{RC} = C_1 + C_2 + C_3 = 3,284.24 \text{ (US\$)}$$

El monto de compensación determinado es de 3,284.24 US\$ debido a las interrupciones por rechazo de carga, causadas en el alimentador AD-303 HM01. Este monto es una simulación de compensación que pagaría EGEMSA a Calcesur si se aplicaría el proyecto de NTCSE en su tercera etapa de entrada en vigencia.

4.6.2.6 Análisis de Resultados

Se muestra en la siguiente tabla 77 un resumen de compensaciones por interrupciones por rechazo de carga. Para efectos de demostrar el impacto económico se consideran estos tres montos de compensaciones, sin embargo, todos los montos de compensaciones por semestres se muestran en la tabla 89 en comparación con los cálculos de compensaciones con el proyecto de NTCSE.

Tabla 77
Compensaciones por rechazo de carga con NTCSE vigente

Semestre	Cliente	Punto de venta	Compensación con NTCSE vigente (US\$)
2016-I	Electronorte	S.E. Chiclayo Oeste 60 kV (AT)	674.87
2017-II	Electrodunas	S.E. Independencia 60 kV (AT)	24,932.12
2017-II	Calcesur	S.E. Puno 138 kV (MAT)	3,284.24 (*)

Fuente: (*) Monto de compensación demostrado en el cálculo manual del presente numeral 4.6.2. Elaboración propia

De la tabla 77:

Para el punto de venta S.E. Chiclayo Oeste 60 kV se determinó el monto de compensación de 674.87 US\$, monto mayor al de 17.96 US\$ calculado con la norma vigente.

Para el punto de venta S.E. Independencia 60 kV se determinó el monto de compensación de 24,932.12 US\$ monto mayor al de 4,363.12 US\$ que fue calculado con la normativa vigente.

Para el punto de venta S.E. Puno 138 kV se determinó el monto de compensación de 3,284.24 US\$ monto mayor al de 1,149.48 US\$, calculado con la normativa vigente.

4.7 Conclusiones del capítulo

4.7.1 Para compensaciones por punto de entrega

En la figura 20 se muestra una comparación de los montos de compensaciones por interrupciones por punto de entrega de los casos 1A – 1B cálculos obtenidos con la aplicación de la norma vigente y el proyecto de NTCSE.

Las modificaciones establecidas en el proyecto de NTCSE, en cuanto a la disminución de las tolerancias en los indicadores de calidad en MT, para N (Número de interrupciones) de 4 interrupciones a 3 interrupciones al semestre, y para D (Duración ponderada) de 7 horas a 6 horas al semestre influye en el límite de sobrepasar ese número y duración de interrupciones en el punto de venta, sumado a esto el factor k_i (en Duración) en Mantenimiento Programado se incrementa de 0.5

a 0.75, en Mantenimiento Por expansión o reforzamiento se incrementa de 0.25 a 0.50 y por exceso de mantenimiento se incrementa de 1 a 2, elevando así la duración total ponderada del semestre; el incremento en el costo unitario de compensación “e” de entre 1 US\$/kWh a 2 US\$/kWh y que dependa de N' y D' (es decir el número y duración real de las interrupciones al semestre) dan como resultado un incremento drástico en las compensaciones como se evidenció en los siguientes casos:

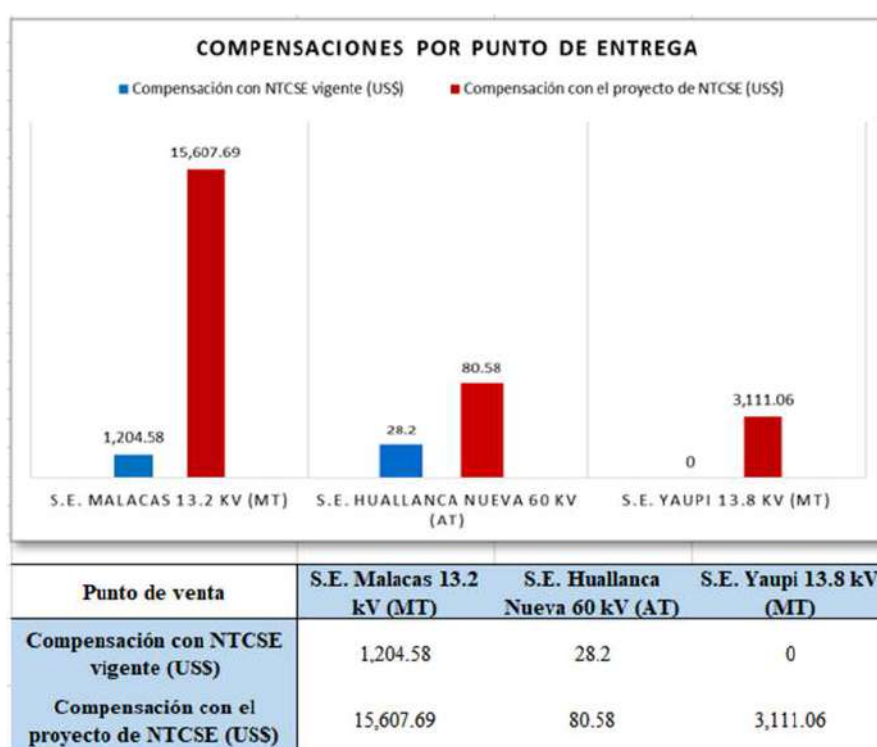


Figura 20. Comparación de montos de compensaciones por punto de entrega
Fuente: Elaboración propia

- i. En el punto de venta Malacas 13.2 kV en Media Tensión, hay un incremento de 1,204.58 US\$ a 15,607.69 US\$, evidenciando que los puntos de venta en MT son más afectados debido a las modificatorias presentadas en el proyecto de NTCSE.
- ii. En el punto de venta Huallanca Nueva 60 kV en Alta Tensión, hay un incremento de 28.2 US\$ a 80.58 US\$, siendo uno de los incrementos más bajos.
- iii. En el punto de venta Yaupi 13.8 kV en Media Tensión, se determina una “Nueva compensación” con un monto calculado de 3,111.06 US\$ el cual una vez más se evidencia que el punto más afectado es en MT, es así que de no haber “compensación” en el

semestre, pasa a determinarse una compensación debido a las modificatorias del proyecto de NTCSE.

Posteriormente en el Capítulo V se determinará el incremento económico entre estos dos montos de compensaciones calculados con la aplicación de la norma vigente y proyecto de NTCSE.

4.7.2 Para compensaciones por rechazo de carga

En la figura 21 se muestra una comparación de los montos de compensaciones por interrupciones por rechazo de carga de los casos 2A – 2B de cálculos demostrados con la aplicación de la norma vigente y cálculos obtenidos el proyecto de NTCSE. Las modificaciones establecidas en el proyecto de NTCSE, en cuanto a compensaciones por rechazo de carga se ha visto afectada únicamente en el valor de costo unitario de compensación “e” que con la norma vigente es de 0.35 US\$/kWh y con el proyecto de NTCSE es de entre 1 US\$/kWh a 2 US\$/kWh, dependiendo del número y duración ponderada de interrupciones.

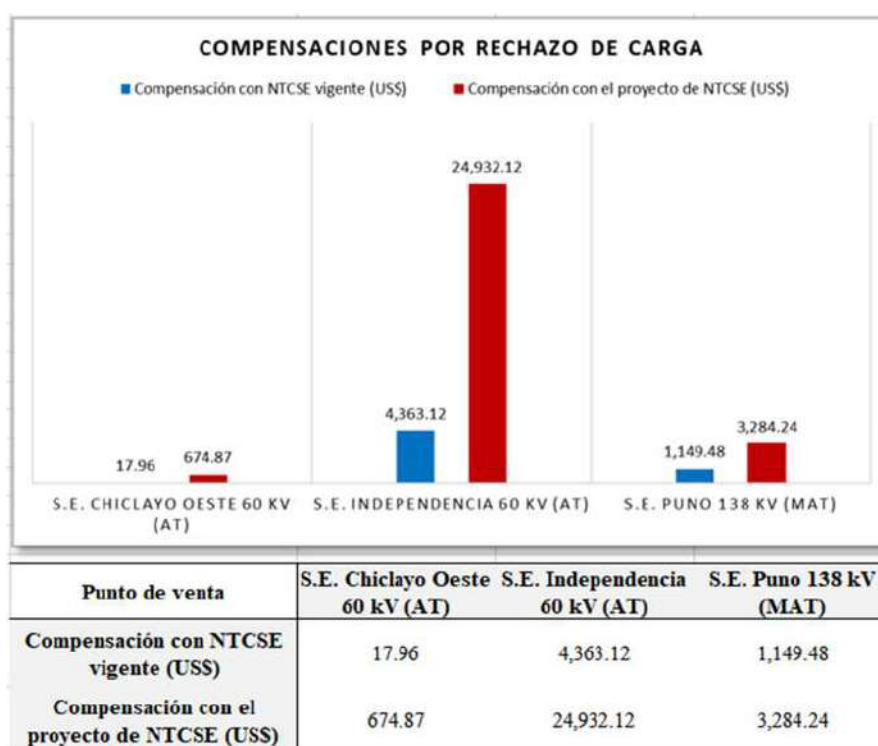


Figura 21. Comparación de montos de compensaciones por punto de entrega
Fuente: Elaboración propia

Es así que, los cálculos de compensaciones determinados tienen como resultado un incremento drástico en las compensaciones, como es el de los siguientes casos.

- i. Para el punto de venta referencial Chiclayo Oeste 60 kV hay un incremento de 17.96 US\$ a 674.87 US\$, debido al valor de costo unitario de compensación $e = 1$, presentadas en el proyecto de NTCSE.
- ii. Para el punto de venta referencial Independencia 60 kV hay un incremento de 4,363.12 US\$ a 24,932.12 US\$, debido al valor de costo unitario de compensación $e = 1$, expuestas en el proyecto de NTCSE.
- iii. En el punto de venta referencial Puno 138 kV, hay un incremento de 1,149.48 US\$ a 3,284.24 US\$ debido al valor de costo unitario de compensación $e = 1$

4.8 Validación de hipótesis

Después de haber determinado los montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro de EGEMSA aplicando el proyecto de NTCSE, se procede a desarrollar una comparativa con los cálculos existentes aplicados con la norma vigente

Para validar la hipótesis se prosiguió a usar el método estadístico del coeficiente de correlación, siendo:

$$\delta = \frac{S_{\text{Compensación con proyecto de norma}}}{S_{\text{Compensación con norma vigente}}}$$

Donde:

$S_{\text{Compensación con proyecto de norma}}$: Varianza de la columna Compensación con proyecto de Norma.

$S_{\text{Compensación con norma vigente}}$: Varianza de la columna Compensación con Norma Vigente.

El análisis estadístico se realiza haciendo uso del programa estadístico SPSS de los que se obtienen los valores del coeficiente de correlación, variación directa y el P-valor que serán vistos más adelante. Los valores vistos en la tabla 78 son obtenidos de los datos de cada semestre evaluado.

Tabla 78
Variables para el cálculo del coeficiente de correlación - por punto

Comp. Con Norma Vigente	Comp. Con Poyecto Norma	Comp. Con Norma Vigente	Comp. Con Poyecto Norma	Comp. Con Norma Vigente	Comp. Con Poyecto Norma	Comp. Con Norma Vigente	Comp. Con Poyecto Norma
0.00	0.00	244.48	698.52	0.00	0.00	0.00	1761.55
0.00	0.00	0.00	366.42	719.96	3560.13	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	985.12	0.00	630.67
0.00	85.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	272.37
0.00	237.12	0.00	2009.76	0.00	43.60	0.00	166.59
72.82	455.31	0.00	0.00	12267.28	69710.73	0.00	0.00
0.00	1773.13	0.00	0.00	56.57	19460.17	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	351.04	0.00	1036.24
0.00	2977.99	0.00	0.00	4493.90	0.34	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30544.74	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	504.03	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	670.54
315.57	3803.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1419.91
204.51	1226.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	213.42
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.08	1.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4158.80	58156.73	1677.34	11588.72	0.00	0.00	3683.41	0.00
179.74	2484.53	2.59	20.32	0.00	0.00	2156.26	21560.84
72.01	379.44	43408.22	307236.89	0.00	734.52	0.00	14493.63
330.45	1715.45	0.00	0.00	624.84	0.00	0.01	241.28
0.00	226.08	0.00	0.00	0.00	3973.31	142.40	0.03
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	28.20	813.69
446.35	3347.64	0.00	0.00	678.51	0.00	0.00	80.58
0.00	27692.54	0.00	446.13	0.00	7609.16	0.00	483.93
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	376.70
210.29	1037.09	0.00	278.78	0.00	0.00	0.00	70.70
0.00	963.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	96.66
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	3111.06	63.72	4253.19	0.00	410.02
0.00	3452.31	287.69	2037.31	0.04	420.51	6495.59	0.00
0.00	919.92	0.00	402.77	2849.18	0.27	0.00	116015.81
0.00	68.61	0.00	0.00	81.28	12816.08	0.00	0.00
0.00	430.56	0.00	0.00	0.00	719.47	0.00	0.00
119559.16	683162.96	121.20	791.99	0.00	0.00	0.00	0.00
1091.07	3636.90	164.11	2364.68	0.00	1479.64	0.00	0.00
0.00	0.00		27237.33	0.00	353.68	0.00	349.48
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	369.20	0.00	0.00
182.80	747.79	1204.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
116.04	474.71	0.00	0.00	0.00	856.16	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00

Fuente: Elaboración Propia

Luego de la ejecución del SPSS se obtiene un coeficiente de correlación = 0.467, entre la compensación con el proyecto de norma y la norma vigente para punto de entrega, lo cual representa una variación directa de 46.70% y un P-valor de 0.00, con lo cual se valida la hipótesis. Estos resultados pueden ser vistos en el Anexo 4.

Tabla 79
Variables para el cálculo del coeficiente de correlación - por RC

Comp. Con Poyecto Norma	Comp. Con Norma Vigente	Comp. Con Poyecto Norma	Comp. Con Norma Vigente	Comp. Con Poyecto Norma	Comp. Con Norma Vigente	Comp. Con Poyecto Norma	Comp. Con Norma Vigente
36.00	12.60	17170.96	3004.92	0.00	0.00	0.00	1761.55
39.03	13.66	991.08	173.44	719.96	3560.13	0.00	0.00
14.99	5.25	0.00	0.00	0.00	985.12	0.00	630.67
3.28	1.15	1752.94	306.76	0.00	0.00	0.00	272.37
24.35	8.52	463.35	81.09	0.00	43.60	0.00	166.59
12.59	4.41	447.48	78.31	12267.28	69710.73	0.00	0.00
102.84	35.99	1460.54	255.59	56.57	19460.17	0.00	0.00
11.59	4.06	0.14	0.05	0.09	351.04	0.00	1036.24
5.52	1.93	7107.26	1243.77	4493.90	0.34	0.00	0.00
0.00	0.00	10263.72	1796.15	0.00	30544.74	0.00	0.00
7.78	2.72	908.84	159.05	0.00	0.00	0.00	0.00
3.27	0.57	469.77	82.21	0.00	0.00	0.00	670.54
0.29	0.05	5488.20	960.43	0.00	0.00	0.00	1419.91
20.47	7.17	472.79	82.74	0.00	0.00	0.00	213.42
0.00	0.00	211.35	36.99	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	370.82	64.89	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	67.79	11.86	0.00	0.00	3683.41	0.00
33349.36	5836.14	1166.88	204.20	0.00	0.00	2156.26	21560.84
349.78	122.42	66681.38	11669.24	0.00	734.52	0.00	14493.63
1.22	0.21	11605.81	2031.02	624.84	0.00	0.01	241.28
622.78	108.99	35.41	6.20	0.00	3973.31	142.40	0.03
86.47	15.13	559.65	97.94	0.00	0.00	28.20	813.69
0.72	0.25	7.90	1.38	678.51	0.00	0.00	80.58
10.62	3.72	224.99	78.75	0.00	7609.16	0.00	483.93
57.78	10.11	565.99	99.05	0.00	0.00	0.00	376.70
0.00	0.00	604.96	211.74	0.00	0.00	0.00	70.70

Fuente: Elaboración Propia

Se obtiene un coeficiente de correlación = 0.982, entre la compensación con el proyecto de norma y la norma vigente para rechazo de carga, lo cual representa una variación directa de 98.20% y un P-valor de 0.00, con lo cual se valida la hipótesis. Estos resultados pueden ser vistos en el Anexo 4.

Capítulo V: Análisis del cálculo de compensaciones y resarcimientos con el nuevo proyecto de NTCSE

5.1 Introducción

En el presente capítulo se tiene como objetivo determinar el impacto económico por la aplicación del nuevo proyecto de NTCSE en los cálculos de compensaciones y resarcimientos de EGEMSA, tomándose en cuenta las modificatorias realizadas en el mismo.

Se analiza la afectación económica en que se incurriría con la aplicación del proyecto de NTCSE para el caso de la empresa EGEMSA, de los semestres 2015-II al 2018-II.

Por último, se presenta de manera didáctica e interactiva mediante un mapeo, el incremento económico en las compensaciones y resarcimientos.

5.2 Impacto económico

5.2.1 Compensaciones por punto de entrega

i. Para los clientes de EGEMSA (compensaciones):

En el Capítulo IV, se demostró el procedimiento de cálculo de compensaciones con la modalidad Generador – Distribuidor con la aplicación de la norma vigente, así como también se realizaron y determinaron los cálculos de compensaciones con la aplicación del nuevo proyecto de NTCSE, para los clientes de EGEMSA.

Se considera los siguientes casos representativos del incremento económico en la tabla 80, ya que se cuenta con una vasta cantidad de datos de compensaciones.

Para determinar el incremento porcentual entre las compensaciones con la aplicación de la norma vigente y el proyecto de NTCSE, se considera la siguiente fórmula, misma que se aplica para todo cálculo de incremento porcentual de la tabla 80.

$$\text{Incremento porcentual} = \left[\frac{(\text{Valor final} - \text{Valor inicial})}{\text{Valor inicial}} \right] * 100 \quad (5.1)$$

Donde:

Valor final: Compensación calculada con el proyecto de NTCSE

Valor inicial: Compensación con la norma vigente, cálculos de EGEMSA

Por ejemplo, para Malacas 13.2:

$$\text{Incremento \%} = \left[\frac{15,607.69 - 1,204.58}{1,204.58} \right] * 100 = 1196\%$$

Entonces en la siguiente tabla se muestra valores máximos, mínimos y una Nueva Compensación.

Tabla 80

Incremento económico en compensaciones por punto de entrega

Semestre	Cliente	Punto de venta	Compensación con NTCSE vigente (US\$)	Compensación con el proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento porcentual
2016-II	Electronoroeste	S.E. Malacas 13.2 kV (MT)	1,204.58	15,607.69	1196%
2018-I	Electrocentro	S.E. Huallanca Nueva 60 kV (AT)	28.20	80.58	186%
2016-II	Electrocentro	S.E. Yaupi 13.8 kV (MT)	-	3,111.06	Nueva Compensación

Fuente: Elaboración propia

La figura 80 muestra el incremento porcentual entre las compensaciones calculadas con la NTCSE vigente y el proyecto de NTCSE, como sigue:

- i. Para el punto de venta Malacas 13.2 kV de Electronoroeste, por interrupciones por mantenimiento programado y por expansión y/o reforzamiento, EGEMSA pasaría a pagar una compensación de 1,204.58 US\$ a 15,607.69 US\$ con el nuevo proyecto de NTCSE, lo cual representa un incremento porcentual de la compensación en 1196% siendo uno de los incrementos más altos determinados, como se aprecia el punto de venta está ubicado en MT de modo que se evidencia que las modificatorias a las tolerancias de calidad en este nivel de tensión las afectan en mayor grado.
- ii. Para el punto de venta Huallanca Nueva 60 kV de Electrocentro, EGEMSA pasaría a pagar una compensación de 28.20 US\$ a 80.58 US\$ con la implementación del nuevo proyecto de NTCSE, lo cual representa un incremento porcentual de la compensación en 186% siendo uno de los incrementos más bajos de todos los cálculos realizados.
- iii. Para el punto de venta Yaupi 13.8 kV de Electrocentro, se aprecia que se ha generado una “Nueva compensación”, por lo que, EGEMSA pasaría a pagar una compensación 3,111.06 US\$, evidenciándose una vez más que debido a las modificatorias en las tolerancias de calidad de suministro en el proyecto de NTCSE afectan en mayor grado al nivel de tensión de MT.

Finalmente, se ha determinado el incremento económico de las compensaciones y de los resarcimientos por punto de entrega calculadas con la norma vigente y el nuevo proyecto de NTCSE para los semestres de 2015-II a 2018-I. las que se muestran en las tablas de la 81 a la tabla 86, donde se utilizaron la fórmula 5.1

Tabla 81
Incremento económico de compensaciones del semestre 2015-II

Cliente	Punto de venta G-D	Compensación con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con Proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
Hidrandina	Chimbote1 13.8 kV	-	-	No Compensa
	Chimbote2 138 kV	-	-	No Compensa
	Guadalupe 60 kV	-	-	No Compensa
	Huallanca 13.8 kV	-	85.28	Nueva Compensación
	Huallanca 66 kV	-	237.12	Nueva Compensación
	Paramonga Nueva 60 kV	72.82	455.31	525%
	Trujillo Norte 10 kV	-	1,773.13	Nueva Compensación
	Trujillo Norte 138 kV	-	-	No Compensa
	Yaupi 13.8 kV	-	2,977.99	Nueva Compensación
	Huaraz Oeste 138 kV	-	-	No Compensa
Electrocentro	Aucayacu 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Tingo María 10 kV	-	-	No Compensa
	Huánuco A 22.9 kV	315.57	3,803.20	1105%
	Huánuco B 22.9 kV	204.51	1,226.76	500%
	Huánuco 10 kV	-	-	No Compensa
	Cabriza II 10 kV	0.08	1.28	1532%
	Cabriza II 69 kV	4,158.80	58,156.73	1298%
	Cabriza I 66 kV	179.74	2,484.53	1282%
	Huallanca Nueva 60 kV	72.01	379.44	427%
	Condorcocha 44 kV	330.45	1,715.45	419%
	Huancavelica 60 kV	-	226.08	Nueva Compensación
Huancavelica 10 kV	-	-	No Compensa	
Electrodunas	Independencia 10 kV	446.35	3,347.64	650%
	Marcona 60 kV	-	27,692.54	Nueva Compensación
	Piura Oeste 60 kV	-	-	No Compensa
Electronorte	Carhuaquero 220 kV	210.29	1,037.09	393%
	Cerro Corona 220 kV	-	963.60	Nueva Compensación
Electronoroeste	Malacas 13.2 kV	-	-	No Compensa
	Piura Oeste 10 kV	-	-	No Compensa
	Nueva Zorritos 60 kV	-	3,452.31	Nueva Compensación
	Zorritos 33 kV	-	919.92	Nueva Compensación
	Máncora 10 kV	-	68.61	Nueva Compensación
	Máncora 22.9 kV	-	430.56	Nueva Compensación
TOTAL		5,990.63	111,434.57	1760%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 82
Incremento económico de compensaciones del semestre 2016-I

Cliente	Punto de venta G-D	Compensación con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con Proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
	Nueva Zorritos 60 kV	-	-	No Compensa
	Zorritos 33 kV	-	-	No Compensa
Electronoroeste	Máncora 22.9 kV	182.80	747.79	309%
	Máncora 10 kV	116.04	474.71	309%
	Piura Oeste 10 kV	-	-	No Compensa
Hidrandina	Huaraz Oeste 138 kV	244.48	698.52	186%
	Paramonga Nueva 60 kV	-	366.42	Nueva Compensación
	Aucayacu 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Huancavelica 60 kV	-	-	No Compensa
	Cabriza II 69 kV	-	2,009.76	Nueva Compensación
	Cabriza II 10 kV	-	-	No Compensa
Electrocentro	Huánuco A 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Huánuco B 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Huánuco 10 kV	-	-	No Compensa
	Paragsha II 138 kV	-	-	No Compensa
	Condorcocha 44 kV	-	504.03	Nueva Compensación
Electrodunas	Independencia 10 kV	-	-	No Compensa
Electronorte	Cerro Corona 220 kV	-	-	No Compensa
Incasac	Cachimayo 138 kV	-	-	No Compensa
	TOTAL	543.33	4,801.23	784%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 83
Incremento económico de compensaciones del semestre 2016-II

Cliente	Punto de venta G-D	Compensación con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con Proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
Coelvisac	Illimo 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Aucayacu 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Cobriza I 66 kV	1,677.34	11,588.72	591%
	Cobriza II 10 kV	2.59	20.32	683%
	Cobriza II 69 kV	43,408.22	307,236.89	608%
	Huancavelica 10 kV	-	-	No Compensa
	Huancavelica 60 kV	-	-	No Compensa
Electrocentro	Huánuco 10 kV	-	-	No Compensa
	Huánuco A 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Huánuco B 22.9 kV	-	446.13	Nueva Compensación
	Huayucachi 10 kV	-	-	No Compensa
	Huayucachi 60 kV	-	278.78	Nueva Compensación
	Paragsha II 138 kV	-	-	No Compensa
	Tingo María 10 kV	-	-	No Compensa
	Yaupi 13.8 kV	-	3,111.06	Nueva Compensación
	Condorcocha 44 kV	287.69	2,037.31	608%
	Electrodunas	Independencia 10 kV	-	402.77
Ica 10 kV		-	-	No Compensa
Ica 60 kV		-	-	No Compensa
Electronorte	Cerro Corona 220 kV	121.20	791.99	553%
	Carhuaquero 220 kV	164.11	2,364.68	1341%
Electronoroeste	Malacas 13.2 kV	1,204.58	27,237.33	2161%
	Máncora 10 kV	-	-	No Compensa
	Máncora 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Nueva Zorritos 60 kV	-	-	No Compensa
	Zorritos 33 kV	-	-	No Compensa
	Paramonga Nueva 60 kV	-	-	No Compensa
	Huaraz Oeste 138 kV	719.96	3,560.13	394%
Hidrandina	Huallanca 66 kV	-	985.12	Nueva Compensación
	Huallanca 13.8 kV	-	-	No Compensa
	Chimbote I 13.8 kV	-	43.60	Nueva Compensación
TOTAL		47,585.70	360,104.83	657%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 84
Incremento económico de compensaciones del semestre 2017-I

Cliente	Punto de venta G-D	Compensación con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con Proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
Electrocentro	Aucayacu 22.9 kV	56.57	351.04	521%
	Cobrizo II 10 kV	0.09	0.34	288%
	Cobrizo II 69 kV	4,493.90	30,544.74	580%
	Condorcocha 44 kV	-	-	No Compensa
	Huallanca Nueva 60 kV	-	-	No Compensa
	Huancavelica 10 kV	-	-	No Compensa
	Huancavelica 60 kV	-	-	No Compensa
	Tingo María 10 kV	-	-	No Compensa
Electrodunas	Ica 60 kV	-	-	No Compensa
	Independencia 60 kV	-	-	No Compensa
Electronorte	Carhuaquero 220 kV	-	-	No Compensa
	Cerro Corona 220 kV	-	734.52	Nueva Compensación
	Chiclayo Oeste 60 kV	-	-	No Compensa
Electronoroeste	Zorritos 33 kV	624.84	3,973.31	536%
	Máncora 10 kV	-	-	No Compensa
	Máncora 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Malacas 13.2 kV	678.51	7,609.16	1021%
	Nueva Zorritos 60 kV	-	-	No Compensa
Hidrandina	Chimbote2 138 kV	-	-	No Compensa
	Paramonga Nueva 60 kV	-	-	No Compensa
	Trujillo Norte 10 kV	-	-	No Compensa
	Guadalupe 60 kV	-	4,253.19	Nueva Compensación
TOTAL		5,853.89	47,466.30	711%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 85
Incremento económico de compensaciones del semestre 2017-II

Cliente	Punto de venta G-D	Compensación con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con Proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
	Aucayacu 22.9 kV	63.72	420.51	560%
	Cobrizo II 10 kV	0.04	0.27	569%
	Cobrizo II 69 kV	2,849.18	12,816.08	350%
	Cobrizo I 66 kV	81.28	719.47	785%
	Huallanca Nueva 60 kV	-	-	No Compensa
Electrocentro	Huánuco 10 kV	-	1,479.64	Nueva Compensación
	Huánuco A 22.9 kV	-	353.68	Nueva Compensación
	Huánuco B 22.9 kV	-	369.20	Nueva Compensación
	Tingo María 10 kV	-	-	No Compensa
	Condorcocha 44 kV	-	856.16	Nueva Compensación
	Yaupi 13.8 kV	-	-	No Compensa
Electrodunas	Independencia 10 kV	-	1,761.55	Nueva Compensación
	Carhuaquero 220 kV	-	-	No Compensa
Electronorte	Cerro Corona 220 kV	-	630.67	Nueva Compensación
	Zorritos 33 kV	-	272.37	Nueva Compensación
	Máncora 10 kV	-	166.59	Nueva Compensación
Electronoroeste	Máncora 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Malacas 13.2 kV	-	-	No Compensa
	Nueva Zorritos 60 kV	-	1,036.24	Nueva Compensación
	Chimbote1 13.8 kV	-	-	No Compensa
	Guadalupe 10 kV	-	-	No Compensa
	Huallanca 13.8 kV	-	-	No Compensa
Hidrandina	Huallanca 66 kV	-	670.54	Nueva Compensación
	Huaraz Oeste 138 kV	-	1,419.91	Nueva Compensación
	Paramonga Nueva 60 kV	-	213.42	Nueva Compensación
	Trujillo Norte 10 kV	-	-	No Compensa
Calcesur	Puno 138 kV	-	-	No Compensa
Incasac	Cachimayo 138 kV	-	-	No Compensa
	TOTAL	2,994.23	23,186.31	674%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 86
Incremento económico de compensaciones del semestre 2018-I

Cliente	Punto de venta G-D	Compensación con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con Proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
	Aucayacu 22.9 kV	-	241.28	Nueva Compensación
	Cobrizo II 10 kV	0.01	0.03	281%
	Cobrizo II 69 kV	142.40	813.69	471%
	Huallanca Nueva 60 kV	28.20	80.58	186%
Electrocentro	Huancavelica 10 kV	-	483.93	Nueva Compensación
	Huánuco 10 kV	-	376.70	Nueva Compensación
	Huánuco A 22.9 kV	-	70.70	Nueva Compensación
	Huánuco B 22.9 kV	-	96.66	Nueva Compensación
	Tingo María 10 kV	-	-	No Compensa
	Independencia 10 kV	-	410.02	Nueva Compensación
Electrodunas	Ica 10 kV	-	-	No Compensa
	Marcona 60 kV	6,495.59	116,015.81	1686%
	Malacas 13.2 kV	-	-	No Compensa
	Máncora 10 kV	-	-	No Compensa
Electronoroeste	Máncora 22.9 kV	-	-	No Compensa
	Nueva Zorritos 60 kV	-	-	No Compensa
	Zorritos 33 kV	-	349.48	Nueva Compensación
	Piura Oeste 10 kV	-	-	No Compensa
Hidrandina	Guadalupe 10 kV	-	-	No Compensa
	Trujillo Norte 10 kV	-	-	No Compensa
Electronorte	Carhuaquero 220 kV	-	-	No Compensa
	TOTAL	6,666.20	118,938.88	1684%

Fuente: Elaboración propia

Tal como se aprecia en las tablas 81 a la tabla 86 con las simulaciones de cálculos de compensaciones realizadas, se determina que:

EGEMSA, como suministrador compensa a sus clientes (Generador – Distribuidor) es así que, debido a las modificatorias presentadas en el proyecto de NTCSE, se ha producido un incremento drástico en los montos de compensaciones respecto a las compensaciones calculadas con la aplicación de la norma vigente, así por ejm. para el semestre 2015-II se pasaría a pagar una compensación total por interrupciones por punto de entrega de **5,990.63 US\$** a **111,434.57 US\$** lo cual representa un incremento porcentual de **1760%** y esto porque se han generado “Nuevas compensaciones” e incrementos elevados en las compensaciones iniciales. (Se concluye líneas abajo)

Así mismo, debido a las modificatorias del proyecto de NTCSE, podemos afirmar que se ha generado nuevas compensaciones en puntos de venta donde antes no se consideraba una compensación por transgresiones a la calidad de suministro, así por ejm. en el semestre 2016-II en el punto de venta Yaupi 13.8 kV del cliente Electrocentro de **no ser un punto a compensar** se pasaría a pagar una compensación de **3,111.06 US\$**.

ii. EGEMSA como responsable de interrupciones (Resarcimientos):

Como se vio en el numeral 4.5.1.8, se mostró el procedimiento de cálculo de resarcimientos, siendo el mismo que se aplicó para determinar los montos de resarcimientos por parte de EGEMSA, cuando este es responsable de causar transgresiones a la calidad del suministro eléctrico en las instalaciones que son de su propiedad, afectando así a la distribuidora que se encuentra en su área de demanda 10 (Electrosureste) y por ende al usuario final interrumpiendo el suministro eléctrico, los cálculos fueron realizados con la aplicación del proyecto de NTCSE para los semestres de 2015-II al 2018-I.

Para determinar el incremento porcentual entre las compensaciones calculadas con la aplicación de la norma vigente y el proyecto de NTCSE, se considera la fórmula de la ecuación (5.1), misma que se aplica para todo cálculo de incremento porcentual para la tabla 5.8 y también visto más adelante:

Así por ejemplo para el semestre 2015-II, para Machupicchu 10:

$$\text{Incremento \%} = \left[\frac{13,636.90 - 1,091.07}{1,091.07} \right] * 100 = 233\%$$

Los datos usados para estos cálculos de resarcimientos (se aprecian en la tabla 87) fueron extraídos de los archivos de EGEMSA, los cuales se pueden ver en el Anexo 3 y los cálculos de resarcimientos se pueden ver en el Anexo 3.

Tabla 87
Incremento económico de resarcimientos por punto de entrega

Semestre	Punto de venta (kV)	Resarcimiento con NTCSE vigente (US\$)	Resarcimiento con proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento porcentual
2015-II	Machupicchu 60	119,559.16	683,162.96	471%
	Machupicchu 10	1,091.07	3,636.90	233%
2016-I	-	-	-	-
2016-II	Machupicchu 60	12,267.28	69,710.73	468%
	Machupicchu 10	-	19,460.17	Nueva Compensación
2017-I	-	-	-	-
2017-II	Machupicchu 60	3,683.41	21,560.84	485%
	Cachimayo 60	2,156.26	14,493.63	572%
2018-I	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia

Cabe aclarar que de la tabla 87, EGEMSA es responsable de asumir el pago por resarcimiento a las Suministradoras de la Distribuidora Electro sur este, que suministra energía eléctrica a los usuarios mediante las Subestaciones Eléctricas de Machupicchu 60 kV, Machupicchu 10 kV y Cachimayo 60 kV.

Tal como se aprecia en la tabla 87 con las simulaciones de cálculos de resarcimientos realizados, se presentan incrementos porcentuales elevados de los que se puede decir que:

- Se ha producido un incremento drástico en los montos de resarcimientos, así por ejm. en el semestre 2017-II en la S.E. Cachimayo 60 kV pasaría a pagar el resarcimiento de

2,156.26 US\$ a 14,493.63 US\$ con la actualización del proyecto de NTCSE lo cual representa un incremento porcentual de **572%**.

- Así mismo debido a las modificatorias del proyecto de NTCSE, se demuestra que se ha generado un “Nuevo resarcimiento” en Machupicchu 10 kV donde antes no se resarcía porque no se superaba las tolerancias en los indicadores de calidad, en cambios ahora pasaría a resarcir **19,460.17 US\$** ocasionando pérdidas económicas excesivas a EGEMSA.

5.2.2 Compensaciones por rechazo de carga

En el capítulo IV, se demostró el procedimiento de cálculo de compensaciones por rechazo de carga con la aplicación de la norma vigente, así como también se realizaron y determinaron los cálculos de compensaciones con la aplicación del proyecto de NTCSE, para los clientes de EGEMSA.

Se considera los siguientes casos representativos del incremento económico en la tabla 5.9, así mismo de estos casos presentados a continuación, se realizó el cálculo manual para el punto de Puno 138 kV con la normativa vigente y el proyecto de norma en los numerales 4.6.1 y 4.6.2.

Para determinar el incremento porcentual entre las compensaciones por rechazo de carga calculadas con la aplicación de la norma vigente y el proyecto de NTCSE, se considera la fórmula (5.1), misma que se aplica para todo cálculo de incremento porcentual en la tabla 88 y también visto más adelante:

Así por ejemplo para Puno 138 kV:

$$\text{Incremento \%} = \left[\frac{13,284.24 - 1,149.48}{1,149.48} \right] * 100 = 186\%$$

La tabla 88 muestra el incremento porcentual entre las compensaciones calculadas con la NTCSE vigente y el proyecto de NTCSE, como sigue:

- i. Para el punto de venta referencial Puno 138 kV de Calcesur, EGEMSA pasaría a pagar una compensación de 1,149.48 US\$ a 3,284.24 US\$ si entrara en vigencia el proyecto

de NTCSE, lo cual representa un incremento porcentual de 186% siendo uno de los incrementos más bajos (Se concluye líneas abajo).

- ii. Así mismo se evidencia que, para los puntos de venta Chiclayo Oeste 60 kV e Independencia 60 kV se incrementan los montos de compensaciones, de 17.96 US\$ a 674.87 US\$, lo cual representa un 3657%, siendo un incremento máximo determinado y de 4,363.12 US\$, lo cual representa 471%, siendo este un monto excesivo.

Tabla 88

Incremento porcentual en compensaciones por rechazo de carga

Semestre	Cliente	Punto de venta	Compensación con NTCSE vigente (US\$)	Compensación con el proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento porcentual
2016-I	Electronorte	S.E. Chiclayo Oeste 60 kV (AT)	17.96	674.87	3657%
2017-II	Electrodunas	S.E. Independencia 60 kV (AT)	4,363.12	24,932.12	471%
2017-II	Calcesur	S.E. Puno 138 kV (MAT)	1,149.48	3,284.24	186%

Fuente: Elaboración propia

Para los semestres de 2015-II a 2018-I, el incremento económico en cuanto a compensaciones por punto de entrega se muestra en las siguientes tablas del 89 a la tabla 94.

Tal como se aprecia en las tablas del 89 al 94 con las simulaciones de cálculos de compensaciones por rechazo de carga para los semestres de 2015-II al 2018-I, se puede demostrar que, para todos los casos de compensaciones por rechazo de carga se ha generado un incremento porcentual como, por ejemplo, en el semestre 2016-II se pasaría a pagar de **20,211.70 US\$** a **115,495.27 US\$** lo cual representa un incremento porcentual de **471%** esto debido al valor de compensación unitario “e” que oscila entre 1 a 2 US\$/kWh que básicamente es el único valor que se modifica en el proyecto de NTCSE, sin embargo trae consigo efectos negativos como el incremento drástico en las compensaciones.

Tabla 89

Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2015-II

Cliente	Punto de venta de referencia para el alimentador	Compensación Con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
Coelvisac	Independencia 60 kV	12.60	36.00	186%
	Huayucachi 60 kV	13.66	39.03	186%
	Huallanca Nueva 60 kV	5.25	14.99	186%
Electrocentro	Oroya Nueva 50 kV	1.15	3.28	186%
	Yaupi 13.8 kV	8.52	24.35	186%
	Tingo María 10 kV	4.41	12.59	186%
Electrodunas	Independencia 60 kV	35.99	102.84	186%
	Ica 60 kV	4.06	11.59	186%
	Piura Oeste 60 kV	1.93	5.52	186%
Electronoroeste	Nueva Zorritos 60 kV	-	-	No Compensa
	Zorritos 33 kV	2.72	7.78	186%
Electronorte	Chiclayo Oeste 60 kV	0.57	3.27	471%
	Trujillo Norte 138 kV	0.05	0.29	471%
	Chimbote 1 138 kV	7.17	20.47	186%
Hidrandina	Cajamarca Norte 60 kV	-	-	No Compensa
	Huallanca 66 kV	-	-	No Compensa
	Guadalupe 60 kV	-	-	No Compensa
Incasac	Cachimayo 138 kV	5,836.14	33,349.36	471%
	TOTAL	5,934.21	33,631.35	467%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 90
Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2016-I

Cliente	Punto de venta de referencia para el alimentador	Compensación Con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
Coelvisac	Villacuri 60 kV	122.42	349.78	186%
	Cobrizo II 69 kV	0.21	1.22	471%
	Huallanca Nueva 60 kV	108.99	622.78	471%
	Huayucachi 60 kV	15.13	86.47	471%
	Paragsha II 138 kV	0.25	0.72	186%
Electrocentro	Tingo María 10 kV	3.72	10.62	186%
	Yaupi 13.8 kV	10.11	57.78	471%
	Condorcocha 44 kV	-	-	No Compensa
	Huancavelica 10 kV	-	-	No Compensa
	Huánuco A 22.9 kV	0.69	1.98	186%
	Independencia 60 kV	36.27	1,236.78	3310%
Electrodunas	Ica 60 kV	66.96	906.78	1254%
	Marcona 60 kV	-	-	No Compensa
	Piura Oeste 60 kV	33.52	191.52	471%
Electronoroeste	Nueva Zorritos 60 kV	-	-	No Compensa
	Malacas 13.2 kV	0.80	2.27	186%
Electronorte	Chiclayo Oeste 60 kV	17.96	674.87	3657%
	Chimbote1 138 kV	2.96	8.44	186%
Hidrandina	Cajamarca Norte 60 kV	0.15	0.43	186%
	Trujillo Norte 138 kV	24.54	140.21	471%
	Huallanca 66 kV	3.04	8.69	186%
Incasac	Cachimayo 138 kV	751.67	2,147.62	186%
	TOTAL	1,199.38	6,448.97	438%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 91
Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2016-II

Cliente	Punto de venta de referencia para el alimentador	Compensación Con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
Coelvisac	Villacuri 60 kV	3,004.92	17,170.96	471%
	Cobrizo II 69 kV	173.44	991.08	471%
	Huancavelica 10 kV	-	-	No Compensa
	Huallanca Nueva 60 kV	306.76	1,752.94	471%
Electrocentro	Huayucachi 60 kV	81.09	463.35	471%
	Tingo María 10 kV	78.31	447.48	471%
	Yaupi 13.8 kV	255.59	1,460.54	471%
	Huánuco A 22.9 kV	0.05	0.14	186%
Electrodunas	Independencia 60 kV	1,243.77	7,107.26	471%
	Ica 60 kV	1,796.15	10,263.72	471%
Electronoroeste	Piura Oeste 60 kV	159.05	908.84	471%
	Nueva Zorritos 60 kV	82.21	469.77	471%
Electronorte	Chiclayo Oeste 60 kV	960.43	5,488.20	471%
	Chimbote I 138 kV	82.74	472.79	471%
	Cajamarca Norte 60 kV	36.99	211.35	471%
Hidrandina	Guadalupe 60 kV	64.89	370.82	471%
	Huallanca 66 kV	11.86	67.79	471%
	Trujillo Norte 138 kV	204.20	1,166.88	471%
Incasac	Cachimayo 138 kV	11,669.24	66,681.38	471%
	TOTAL	20,211.70	115,495.27	471%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 92
Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2017-I

Cliente	Punto de venta de referencia para el alimentador	Compensación Con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
Coelvisac	Independencia 60 kV (B)	297.42	849.77	186%
Electrocentro	Cobriza II 69 kV	5.31	30.35	471%
	Huancavelica 10 kV	2.76	7.88	186%
	Huallanca Nueva 60 kV	139.02	794.42	471%
	Huayucachi 60 kV	9.33	53.33	471%
	Yaupi 13.8 kV	63.01	360.08	471%
	Huánuco A 22.9 kV	-	-	No Compensa
Electrodunas	Independencia 60 kV	4,363.12	24,932.12	471%
	Ica 60 kV	162.21	926.89	471%
Electronoroeste	Piura Oeste 60 kV	8.54	48.78	471%
	Nueva Zorritos 60 kV	22.61	64.61	186%
	Malacas 13.2 kV	25.20	72.01	186%
Electronorte	Chiclayo Oeste 60 kV	76.92	439.55	471%
Hidrandina	Trujillo Norte 138 kV	2.84	8.12	186%
Incasac	Cachimayo 138 kV	418.64	1,196.12	186%
Calcesur	Puno 138 kV	1,149.48	3,284.24	186%
	TOTAL	6,746.43	33,068.27	390%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 93

Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2017-II

Cliente	Punto de venta de referencia para el alimentador	Compensación Con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
Coelvisac	Independencia 60 kV (B)	6,423.17	18,351.90	186%
	Mollepata 66 kV	122.19	698.20	471%
	Oroya Nueva 50 kV	32.78	187.31	471%
Electrocentro	Huallanca Nueva 60 kV	383.07	2,188.99	471%
	Tingo María 10 kV	95.46	272.74	186%
	Yaupi 13.8 kV	64.38	183.94	186%
Electrodunas	Ica 60 kV	11.50	32.85	186%
	Independencia 60 kV	202.88	1,159.33	471%
Electronoroeste	Nueva Zorritos 60 kV	146.73	419.22	186%
	Piura Oeste 60 kV	181.21	1,035.48	471%
Electronorte	Chiclayo Oeste 60 kV	827.34	4,727.66	471%
Hidrandina	Cajamarca Norte 60 kV	32.50	92.86	186%
Incasac	Cachimayo 138 kV	64,119.87	366,399.27	471%
Calcesur	Puno 138 kV	19,129.58	109,311.88	471%
Kimberly Clark	Puente Piedra 10 kV	1,118.06	3,194.44	186%
	TOTAL	92,890.71	508,256.08	447%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 94
Incremento económico de compensaciones por rechazo de carga – 2018-I

Cliente	Punto de venta de referencia para el alimentador	Compensación Con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
Coelvisac	Independencia 60 kV (B)	6,423.17	18,351.90	186%
	Mollepata 66 kV	122.19	698.20	471%
	Oroya Nueva 50 kV	32.78	187.31	471%
Electrocentro	Huallanca Nueva 60 kV	383.07	2,188.99	471%
	Tingo María 10 kV	95.46	272.74	186%
	Yaupi 13.8 kV	64.38	183.94	186%
Electrodunas	Ica 60 kV	11.50	32.85	186%
	Independencia 60 kV	202.88	1,159.33	471%
Electronoroeste	Nueva Zorritos 60 kV	146.73	419.22	186%
	Piura Oeste 60 kV	181.21	1,035.48	471%
Electronorte	Chiclayo Oeste 60 kV	827.34	4,727.66	471%
Hidrandina	Cajamarca Norte 60 kV	32.50	92.86	186%
Incasac	Cachimayo 138 kV	64,119.87	366,399.27	471%
Calcesur	Puno 138 kV	19,129.58	109,311.88	471%
Kimberly Clark	Puente Piedra 10 kV	1,118.06	3,194.44	186%
	TOTAL	92,890.71	508,256.08	447%

Fuente: Elaboración propia

Por ende, la entrada en vigencia de este proyecto de NTCSE, No es conveniente para la empresa generadora. Debido a que, todo aquel responsable de causar transgresiones a la calidad de suministro por ser causante de un ERACMF o mínima tensión, es decir la ocurrencia de una falla ya sea por la desconexión intempestiva de grupos de generación de gran magnitud que desestabilicen el equilibrio de la oferta y demanda o por desconexiones de líneas de gran capacidad de transmisión, entonces en ese sentido. En su mayoría los responsables serían agentes generadores y transmisores, quienes se verían perjudicados porque pagarían montos excesivos con la aplicación del proyecto de nueva NTCSE y esto por la ocurrencia de una interrupción de suministro y, si las generadoras y transmisoras requerirían de mejorar la confiabilidad del sistema, expandir o reforzar sus redes, tendrían evidentemente que realizar mantenimientos para dichos trabajos y por lo expuesto en la conclusión del numeral 5.2.1. También se incrementan los montos de compensaciones por mantenimientos así sean programados o por expansión y/o reforzamiento.

5.3 Mapeo de los puntos de venta de los clientes de EGEMSA

Se ha elaborado un mapa semáforo interactivo con el objetivo de demostrar visualmente los puntos de venta más vulnerables de los clientes de EGEMSA, respecto a una comparativa entre los cálculos de los montos de compensaciones por interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga, determinados con la aplicación del proyecto de NTCSE y la norma vigente. Este mapa interactivo sirve únicamente para visualizar los montos de compensaciones y algunas características especificadas más adelante, mas no es un método para obtención de información.

5.3.1 Comentarios del mapeo

El propósito de realizar el mapeo “semáforo” es evidenciar de manera dinámica e interactiva la variación que existe de la comparación de las compensaciones con la aplicación de la normativa vigente y el proyecto de norma en cada punto de venta de los clientes de la empresa EGEMSA, de tal manera que visualmente sea más entendible el grado de vulnerabilidad en el que se ve expuesto cada punto de venta ya que este mapeo semáforo se muestra por colores (rojo, ámbar, amarillo y verde). Como se aprecia en la figura 22.

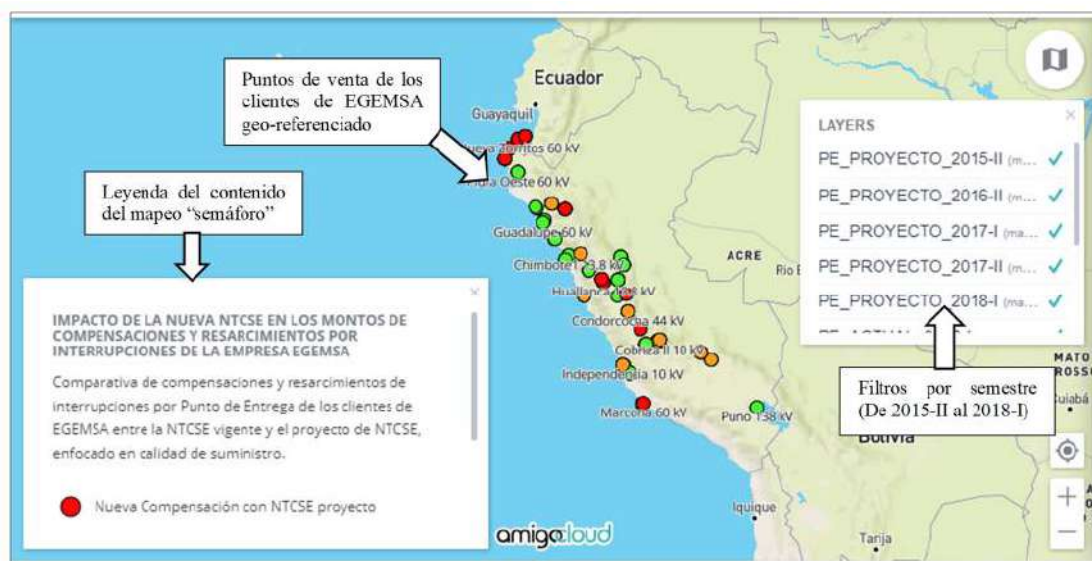


Figura 22. Mapa de compensaciones en AmigoCloud

Fuente: Elaboración propia- Plataforma AmigoCloud

En la figura 23 (A) visualmente se puede apreciar el mapa de compensaciones con la NTCSE vigente donde sobresalen los colores **“amarillo”** y **“verde”** que son puntos de venta con **“Compensación con NTCSE vigente”** y donde **“No hay compensación”** respectivamente, indicativo de un estado de base de la aplicación de la norma.

- En la figura 23 (B) visualmente se puede apreciar el mapa de compensaciones con el proyecto de NTCSE donde se visualizan los colores **“rojo”**, **“ámbar”** y **“verde”** que son puntos de venta con **“Nueva compensación con NTCSE proyecto”**, **“Incremento de compensación con NTCSE proyecto”** y donde **“No hay compensación”** respectivamente, indicativo de variación en montos de compensaciones.
- De las figuras A y B se aprecia que en la figura 23 (B) hay mayor incidencia de puntos de venta **“rojo”** y **“ámbar”** que son **“Nueva compensación con NTCSE proyecto”** e **“Incremento de compensación con NTCSE proyecto”** respectivamente, lo que evidencia que al aplicar el proyecto de norma en el cálculo de los montos de compensaciones se ha determinado un incremento en los montos de compensaciones y donde antes no había mala calidad de suministro en un punto de venta, con las modificatorias en los indicadores y tolerancias del proyecto de NTCSE, ahora sí existe una nueva compensación.

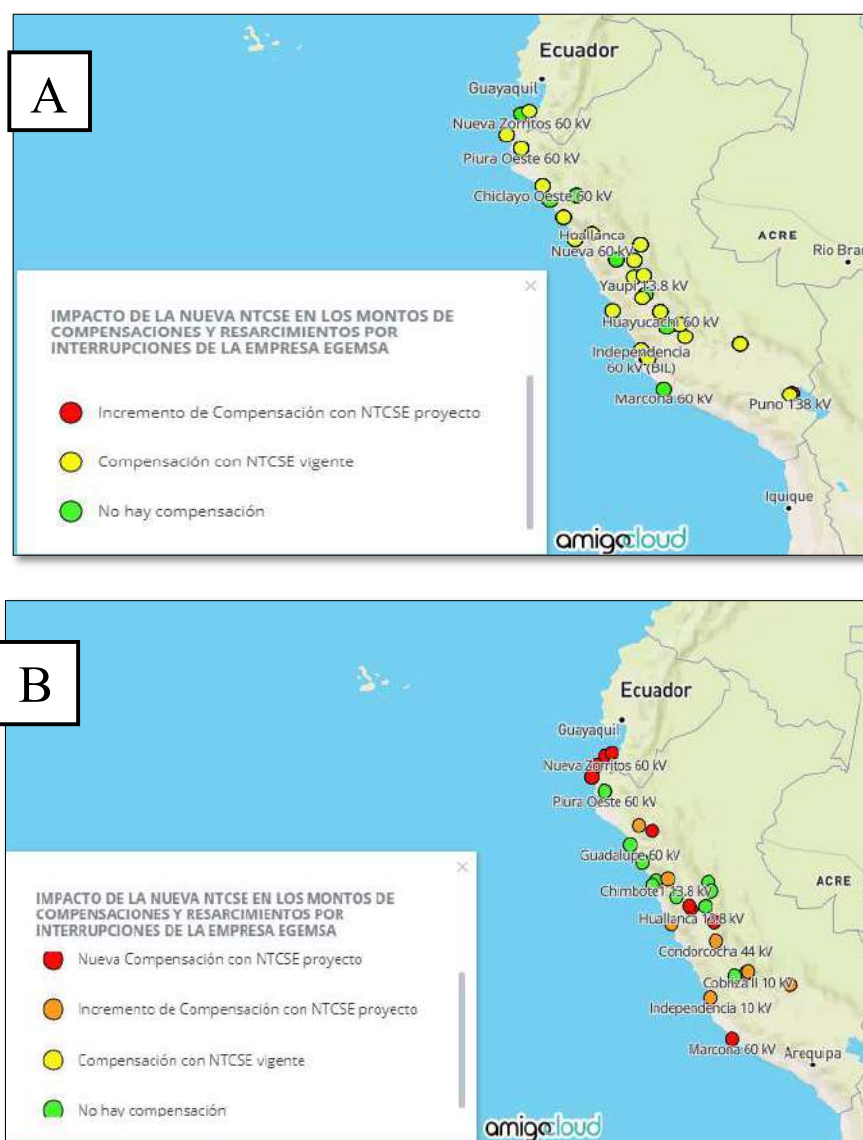


Figura 23. Compensaciones por punto con la norma vigente (A) y el nuevo proyecto de nuevo (B).
Fuente: Elaboración propia- Plataforma AmigoCloud

5.4 Conclusiones del capítulo

Para Egemsa como Suministrador (Compensaciones):

La entrada en vigencia de este proyecto de NTCSE con las modificatorias ya expuestas en el Cap. II, NO es conveniente desde el punto de vista que, afectaría a todo aquel responsable de causar

interrupciones, es decir las generadoras, transmisoras e incluso las distribuidoras, que realizan trabajos de mantenimientos ya sean programados o por expansión y/o reforzamiento, para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Se incurriría en pagos de compensaciones y resarcimientos por interrupciones de suministro en puntos de venta, muy elevados, para ejemplificar con el caso del semestre 2015-II, con la actual norma se pagó **5,990.63 US\$** y con la aplicación del nuevo proyecto de NTCSE se pasaría a pagar **111,434.57 US\$** lo cual representa un incremento porcentual de **1760%**, lo que generaría pérdidas económicas a la empresa responsable de compensar, es decir EGEMSA al compensar montos muy elevados e innecesarios.

Incluso si la empresa responsable de resarcir no ha hecho efectivo el pago, esto porque la NTCSE estipula que. las respectivas compensaciones se efectúan culminando el semestre de control, sin postergar ni condicionar la obligación de este pago a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones”. Por otro lado, según los factores (k_i) aplicados en las modificatorias del proyecto de NTCSE, los mantenimientos en puntos de entrega AT y MAT, no deberían exceder las 5.3 horas a fin de no superar las tolerancias semestrales y generar compensaciones.

En base al análisis del proyecto de NTCSE, uno de los puntos más resaltantes y gravosos es que, como se vio líneas arriba se incurrirían en excesivos pagos de compensaciones, sin embargo, en los documentos que acompañan al "Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos" con RM N° 099-2018-MEM-DM no cuenta con el debido sustento técnico – económico; mismo que representaría el uso arbitrario del poder normativo del MINEM. Finalmente se observa gráficamente en la figura 24 los incrementos porcentuales en compensaciones de EGEMSA por semestres.

Para Egemsa como responsable de causar interrupciones (Resarcimientos):

Se concluye con que, la entrada en vigencia de este proyecto de NTCSE con las modificatorias ya expuestas en el capítulo II, No es conveniente desde el punto de vista que, afectaría significativamente a EGEMSA como Generadora y responsable de interrupciones por haber realizado trabajos de mantenimientos programados y por expansión y/o reforzamiento o finalmente

por fallas, durante los semestres analizados. Se incurriría en pagos excesivos de resarcimientos por interrupciones de suministro en puntos de venta, para ejemplificar con el caso del semestre 2017-II, en la S.E. Cachimayo 60 kV pasaría a pagar el resarcimiento de 2,156.26 US\$ a 14,493.63 US\$ con la actualización del proyecto de NTCSE lo cual representa un incremento porcentual de 572% lo que generaría mayores pérdidas económicas a EGEMSA y más aún porque en el análisis del proyecto de NTCSE.

Uno de los puntos más relevantes es que, en los documentos que acompañan al "Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos" con RM N° 099-2018-MEM-DM no cuenta con el debido sustento técnico – económico; mismo que representaría el uso arbitrario del poder normativo del MINEM.

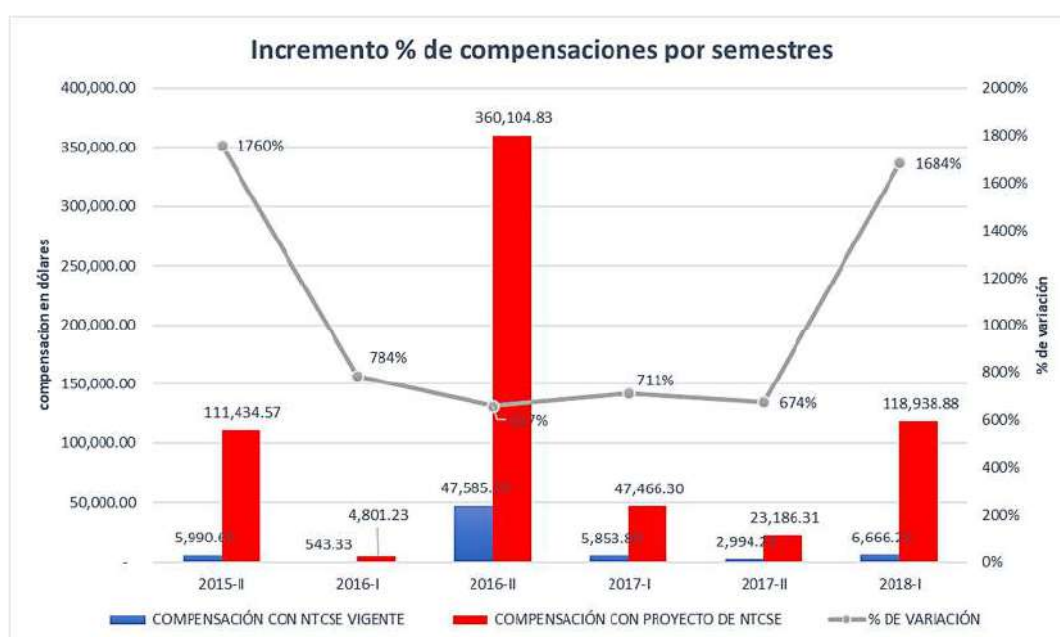


Figura 24. Resumen de variación por punto de entrega por semestres
Fuente: Elaboración propia

Finalmente se observa gráficamente en la figura 25 los incrementos porcentuales en los resarcimientos de EGEMSA de los semestres 2015-II, 2016-II y 2017-II.

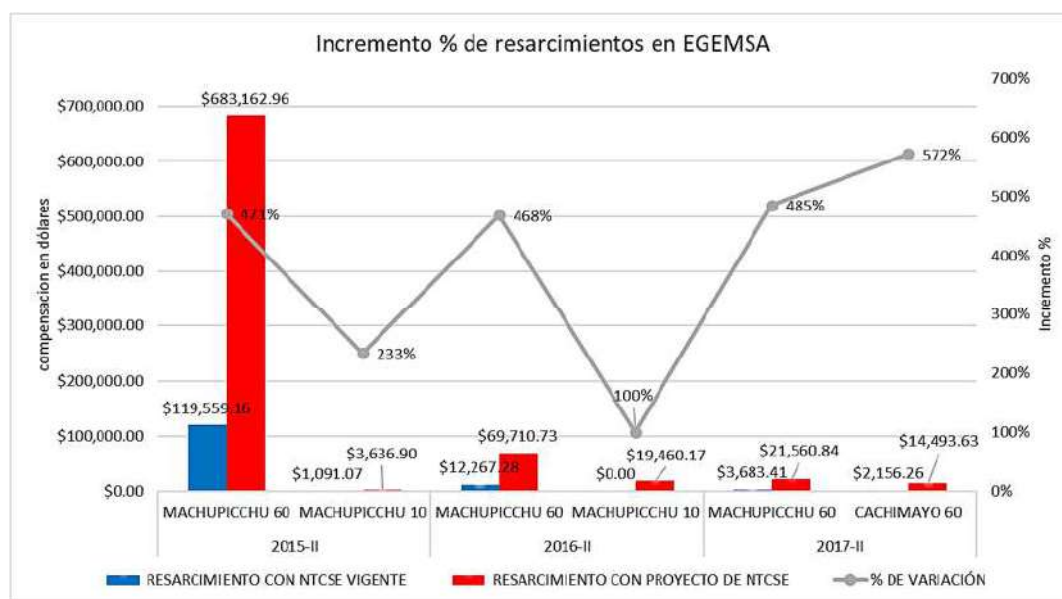


Figura 25. Incremento de resarcimientos por punto de entrega en EGM

Fuente: Elaboración propia

5.5 Validación de hipótesis

Después de determinar los montos de compensaciones y resarcimientos por interrupciones por punto de entrega y por rechazo de carga, con la aplicación del proyecto de NTCSE, para los semestres del 2015-II al 2018-I, se procede a desarrollar una comparativa con los montos de compensaciones y resarcimientos existentes, realizados con la norma vigente con una amplia base de datos de EGEMSA desarrollada en capítulos anteriores. Con esta comparativa se determinó el incremento económico y por ende la afectación económica en que se incurriría si entrara en vigencia el proyecto de NTCSE. Para validar la hipótesis se prosiguió a usar el método estadístico del coeficiente de correlación, siendo:

$$\delta = \frac{S_{\text{Impacto económico}}}{S_{\text{Incremento económico \%}}}$$

Donde:

$S_{\text{impacto económico}}$: Varianza de la columna impacto económico, para lo cual los siguientes valores representan:

- 1: “No compensa”
- 2: “Incremento de compensación”
- 3: “Nueva compensación”

$S_{\text{incremento económico}}$: Varianza de la columna incremento económico

De la evaluación con el SPSS se obtiene un coeficiente de correlación = 0.254, entre el incremento porcentual y el impacto económico, lo cual representa una variación directa de 25.40% y un P-valor de 0.001, con lo cual se valida la hipótesis. Estos valores determinados se ven en el Anexo 4.

Tabla 95
Variables para el cálculo del coeficiente de correlación - global

Incremento económico	Impacto económico	Incremento económico	Impacto económico	Incremento económico	Impacto económico	Incremento económico	Impacto económico
0%	1	186%	2	0%	1	100%	3
0%	1	100%	3	394%	2	0%	1
0%	1	0%	1	100%	3	100%	3
100%	3	0%	1	0%	1	100%	3
100%	3	100%	3	100%	3	100%	3
525%	2	0%	1	468%	2	0%	1
100%	3	0%	1	100%	3	0%	1
0%	1	0%	1	521%	2	100%	3
100%	3	0%	1	288%	2	0%	1
0%	1	0%	1	580%	2	0%	1
0%	1	100%	3	0%	1	0%	1
0%	1	0%	1	0%	1	100%	3
1105%	2	0%	1	0%	1	100%	3
500%	2	0%	1	0%	1	100%	3
0%	1	0%	1	0%	1	0%	1
1532%	2	0%	1	0%	1	0%	1
1298%	2	591%	2	0%	1	0%	1
1282%	2	683%	2	0%	1	485%	2
427%	2	608%	2	100%	3	572%	2
419%	2	0%	1	0%	1	100%	3
100%	3	0%	1	536%	2	281%	2
0%	1	0%	1	0%	1	471%	2
650%	2	0%	1	0%	1	186%	2
100%	3	100%	3	1021%	2	100%	3
0%	1	0%	1	0%	1	100%	3
393%	2	100%	3	0%	1	100%	3
100%	3	0%	1	0%	1	100%	3
0%	1	0%	1	0%	1	0%	1
0%	1	100%	3	100%	3	100%	3
100%	3	608%	2	560%	2	0%	1
100%	3	100%	3	569%	2	1686%	2
100%	3	0%	1	350%	2	0%	1
100%	3	0%	1	785%	2	0%	1
471%	2	553%	2	0%	1	0%	1
233%	2	1341%	2	100%	3	0%	1
0%	1	1196%	2	100%	3	100%	3
0%	1	0%	1	100%	3	0%	1
309%	2	0%	1	0%	1	0%	1
309%	2	0%	1	100%	3	0%	1
0%	1	0%	1	0%	1	0%	1

Fuente: Elaboración propia

Tabla 96
Variables para el cálculo del coeficiente de correlación - global

Incremento económico	Impacto económico	Incremento económico	Impacto económico	Incremento económico	Impacto económico	Incremento económico	Impacto económico
186%	2	0%	1	471%	2	471%	2
186%	2	186%	2	471%	2	0%	1
186%	2	3310%	2	471%	2	471%	2
186%	2	1254%	2	471%	2	471%	2
186%	2	0%	1	471%	2	471%	2
186%	2	471%	2	471%	2	186%	2
186%	2	0%	1	471%	2	186%	2
186%	2	186%	2	471%	2	471%	2
186%	2	3657%	2	471%	2	186%	2
0%	1	186%	2	471%	2	186%	2
186%	2	186%	2	471%	2	186%	2
471%	2	471%	2	186%	2	186%	2
471%	2	186%	2	471%	2	471%	2
186%	2	186%	2	186%	2	471%	2
0%	1	471%	2	471%	2	471%	2
0%	1	471%	2	841%	2	186%	2
0%	1	0%	1	471%	2	186%	2
471%	2	471%	2	186%	2	186%	2
186%	2	471%	2	471%	2	471%	2
471%	2	471%	2	471%	2	186%	2
471%	2	471%	2	186%	2	471%	2
471%	2	186%	2	186%	2	471%	2
186%	2	471%	2	471%	2	186%	2
186%	2	471%	2	186%	2	471%	2
471%	2	471%	2	471%	2	471%	2
0%	1	471%	2	471%	2	186%	2

Fuente: Elaboración propia

Luego de la ejecución del SPSS se obtiene un coeficiente de correlación = 0.169, entre el incremento porcentual y el impacto económico, lo cual representa una variación directa de 16.9% y un P-valor de 0.03, con lo cual se valida la hipótesis. Estos valores determinados son apreciados en el Anexo 4.

5.6 Validación de hipótesis general

Después de determinar las modificatorias en el proyecto de NTCSE en calidad de suministro, se procede a desarrollar el cálculo de las compensaciones y resarcimientos por punto y rechazo de carga, por lo que se realiza una comparativa con los montos de compensaciones y resarcimientos existentes, realizados con la norma vigente. Con esta comparativa se determinó el incremento económico y por ende la afectación económica en que se incurriría si entrara en vigencia el proyecto de NTCSE. Para validar la hipótesis se prosiguió a usar el método estadístico del coeficiente de correlación, siendo:

$$\delta = \frac{S_{\text{Modif.con Proyecto de Norma}}}{S_{\text{incremento economico \%}}}$$

Donde:

$S_{\text{Modif. con Proyecto de Norma}}$: Varianza de la columna Modificaciones con el proyecto de Norma

$S_{\text{incremento económico \%}}$: Varianza de la columna incremento económico.

Luego de la ejecución del SPSS se obtiene un coeficiente de correlación = -0.156, entre las modificatorias en el Proyecto de Norma y el impacto económico, lo cual representa una variación inversa de 15.6% y un P-valor de 0.049, con lo cual se valida la hipótesis. Estos valores son apreciados en el Anexo 4.

Tabla 97
Variables para el cálculo del coeficiente de correlación – compensación por punto.

Modificaciones con Proyecto de Norma	Incremento Económico	Modificaciones con Proyecto de Norma	Incremento Económico	Modificaciones con Proyecto de Norma	Incremento Económico	Modificaciones con Proyecto de Norma	Incremento Económico
2	0%	1	186%	1	0%	2	100%
1	0%	1	100%	1	394%	1	0%
1	0%	2	0%	1	100%	1	100%
2	100%	1	0%	2	0%	1	100%
1	100%	1	100%	2	100%	2	100%
1	525%	2	0%	1	468%	2	0%
2	100%	2	0%	2	100%	2	0%
1	0%	2	0%	2	521%	1	100%
2	100%	2	0%	2	288%	2	0%
1	0%	1	0%	1	580%	2	0%
2	0%	1	100%	1	0%	2	0%
2	0%	2	0%	1	0%	1	100%
2	1105%	1	0%	2	0%	1	100%
2	500%	1	0%	1	0%	1	100%
2	0%	2	0%	2	0%	2	0%
2	1532%	2	0%	1	0%	1	0%
1	1298%	1	591%	1	0%	1	0%
1	1282%	2	683%	1	0%	1	485%
1	427%	1	608%	1	100%	1	572%
1	419%	2	0%	1	0%	2	100%
1	100%	1	0%	1	536%	2	281%
2	0%	2	0%	2	0%	1	471%
2	650%	2	0%	2	0%	1	186%
1	100%	2	100%	2	1021%	2	100%
1	0%	2	0%	1	0%	2	100%
1	393%	1	100%	1	0%	2	100%
1	100%	1	0%	1	0%	2	100%
2	0%	2	0%	2	0%	2	0%

Fuente: Elaboración Propia

CONCLUSIONES

- i. En esta tesis se determinó el impacto económico que genera la aplicación del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos respecto a los montos de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro en los puntos de entrega de EGEMSA y de sus respectivos clientes. Se expone que, la entrada en vigencia del nuevo proyecto de NTCSE no sería conveniente para la empresa responsable (pudiendo ser una generadora, transmisora o distribuidora) de la mala calidad de suministro, en este caso EGEMSA. Al evidenciarse un incremento drástico en las compensaciones y resarcimientos generando una mayor disminución económica. Así por ejm. para el semestre 2016-II en el punto de venta Machupicchu 60 kV EGEMSA pasaría a pagar un resarcimiento de 12,267.28 US\$ a 69,710.73 US\$ lo que representa un 468% de incremento, como se aprecia en la tabla 87.
- Por otro lado, la aplicación del factor de ponderación (k_i) del nuevo proyecto de NTCSE, afecta a los mantenimientos que se realicen en puntos de entrega en AT y MAT, ya que para no sobrepasar las tolerancias semestrales y compensar, no deberían exceder las 5.3 horas de mantenimiento. Esto considerando que el objetivo de los mantenimientos es mantener en buen estado las condiciones operativas y seguridad de las instalaciones.
- ii. El análisis comparativo entre el proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (2da etapa) con la norma vigente denota las siguientes modificatorias:

- Aumento en los factores de ponderación para interrupciones por tipo:

Descripción trabajos	Factor Ponderación (k_i) en Duración (D)	
	NTCSE vigente	Proyecto de NTCSE
-Expansión o Reforzamiento	0.25	0.5
-Mantenimiento programado	0.5	0.75
-Exceso tiempo programado	1	2

- Disminución de las tolerancias de número y duración en los indicadores de calidad para media tensión MT.

Indicadores Calidad por semestre	Tolerancias en Media Tensión (MT)	
	NTCSE vigente	Proyecto de NTCSE
-Número de interrupciones (N)	4	3
-Duración ponderada (D)	7	6

- Y la compensación unitaria “e” pasa a estar en función de número y duración de interrupciones.

e (US\$/kWh)	N o D	es decir:
e = 1.00	Mayor a 1 y menor a 2 veces N' o D'	$1 * (N' o D') < N o D < 2 * (N' o D')$
e = 2.00	Mayor o igual a dos veces el valor de N' o D'	$2 * (N' o D') \leq N o D$

Los cuales al ser indicadores y tolerancias de la calidad de suministro afectan y generan variaciones que se exponen en el siguiente párrafo.

- iii. El cálculo de compensaciones y resarcimientos por mala calidad de suministro de EGEMSA aplicando el proyecto de nueva Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (2da etapa) permitió compararlos y analizarlos con los cálculos existentes con la norma vigente y así demostrar que, se ha generado “Nuevas compensaciones” en puntos de venta, donde antes no existía; esto por haber superado las tolerancias en los indicadores de calidad. Un incremento drástico en los montos de compensaciones respecto a los cálculos existentes por interrupciones por punto y rechazo de carga, el cual puede ser apreciado en las tablas 81 a la tabla 94 respectivamente. Finalmente, un incremento drástico en los montos de resarcimientos respecto a los cálculos existentes de EGEMSA como se aprecia en la tabla 87.
- iv. Se determinó el incremento económico por la aplicación del proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (2da etapa) para EGEMSA se expone lo siguiente:

a) Compensaciones de EGEMSA a sus clientes:

- Por interrupciones por punto

Semestre	Compensación Con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
2015-II	5,990.63	111,434.57	1760%
2016-I	543.33	4,801.23	784%
2016-II	47,585.70	360,104.83	657%
2017-I	5,853.89	47,466.30	711%
2017-II	2,994.23	23,186.31	674%
2018-I	6,666.20	118,938.88	1684%

Se evidencia que en el semestre 2018-I existe un incremento de 6,666.20 US\$ a 118,938.88 US\$ que representa un incremento máximo de 1684%.

- Por interrupciones por rechazo de carga

Semestre	Compensación Con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
2015-II	5,934.21	33,631.35	467%
2016-I	1,199.38	6,448.97	438%
2016-II	20,211.70	115,495.27	471%
2017-I	6,862.62	37,438.05	446%
2017-II	6,746.43	33,068.27	390%
2018-I	92,890.71	508,256.08	447%

Se evidencia que en el semestre 2016-II existe un incremento de 20,211.70 US\$ a 115,495.27 US\$ que representa un incremento máximo de 471%.

b) Resarcimientos por responsabilidad de mala calidad de EGEMSA

Semestre	Compensación Con NTCSE Vigente (US\$)	Compensación con proyecto de NTCSE (US\$)	Incremento económico
2015-II	120,650.23	686,799.86	469%
2016-II	12,267.28	89,170.90	627%
2017-II	5,839.66	36,054.47	517%

Se evidencia que en el semestre 2016-II existe un incremento de 12,267.28 US\$ a 89,170.90 US\$ que representa un incremento máximo de 627%.

Estos incrementos drásticos incurrirían en pérdidas económicas en los ingresos de EGEMSA, así como de las empresas responsables de causar interrupciones. Esta observación se ve reflejada en otras empresas del sector eléctrico ya que la norma es de aplicación imperativa y atañe a toda empresa que incumpla con los niveles mínimos de calidad de suministro.

Si bien es cierto este proyecto de nueva norma realiza modificaciones a la calidad de suministro, siendo el valor de compensación unitaria “e”, tolerancias e indicadores con la finalidad de incentivar a la empresa la inversión en nuevas tecnologías para brindar un mejor suministro eléctrico y de acuerdo al D.L N° 1221 en forma de incentivo o penalidad sobre el cumplimiento de la calidad de suministro. Pues de acuerdo al análisis desarrollado mediante la comparación de los montos de compensaciones y resarcimientos aplicados con la normativa vigente y el nuevo proyecto de norma se desprende que (i) la empresa EGEMSA como suministradora, en cumplimiento a la NTCSE compensa a sus clientes distribuidores por la mala calidad de suministro brindada, y a su vez la empresa distribuidora compensa a los usuarios finales afectados. Es decir que al final las compensaciones pagadas por el verdadero responsable de las interrupciones llegan al usuario final, cumpliéndose con la cadena de pagos. (ii) existe un incremento hasta de 6,666.20 US\$ a 118,938.88 US\$ en compensaciones, lo que resultaría beneficioso para el usuario final al recibir una compensación por la afectación a la continuidad de energía eléctrica. Sin embargo, la empresa responsable de las interrupciones percibiría un incremento elevado de hasta 1684%. Hecho que podría fungir como un incentivo o penalidad sobre el cumplimiento de la calidad de suministro. (iii) Junto a la publicación de la nueva norma no se ha expuesto un informe técnico de las modificatorias realizadas mas sí una exposición de motivos. Sin embargo, el reemplazo de una nueva norma debería exponer un informe técnico donde se evidencie cuantitativamente el hecho de realizar modificaciones a la norma actual.

Finalmente, como toda nueva normativa que entra en reemplazo de una ya existente, trae consigo ventajas y desventajas para los agentes que están bajo esa normativa. Así como se ha observado en la tesis, implicaría fuertes incrementos económicos en compensaciones para la empresa

responsable de las interrupciones, en este caso EGEMSA. Esto a su vez se reflejaría en las compensaciones más elevadas que recibirían los usuarios finales hechas por las empresas distribuidoras.

SUGERENCIAS

- i. Se recomienda que, debido a las modificatorias contenidas en el proyecto de NTCSE y la relevancia para los agentes del SEIN en cuanto a la afectación económica y sin contar con una debida justificación técnica y/o estudios específicos para estas actualizaciones sustanciales, las modificatorias sean replanteadas.
- ii. La empresa EGEMSA y en general los agentes del SEIN, tienen que considerar el tiempo para sus mantenimientos programados y tipo expansión ya que por el hecho de ejecutar mantenimientos preventivos y modernización de sus instalaciones se verían afectados económicamente de manera drástica.

BIBLIOGRAFÍA

- MINEM. (1997). "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", D.S. N° 020-97-EM. Perú.
- MINEM. (2018). "Proyecto del Decreto Supremo que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos", RM N° 099-2018-MEM-DM. Perú.
- MINEM. (2001). "Base Metodológica de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos", R. N° 1535-2001-OS/CD y modificatorias. Perú.
- COES. (2012). Procedimiento Técnico N° 40 "Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE". Perú.
- ORAZUL. (2017). Análisis de la "*propuesta de prepublicación del TUO de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos que unifica la NTCSE y NTCSE*". Lima.
- Estudio ECHECOPAR. (2018). Informe sobre "Proyecto de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobado mediante Resolución Ministerial No. 081-2018-MEM/DM". Lima.
- Dammert, A. L., García, R. C., Molinelli, F. A. (2010). Regulación y supervisión del sector eléctrico. Lima.
- Dammert, A. L., Molinelli, F. A. Carbajal, N. M.A., (2011). Fundamentos Técnicos Y Económicos del Sector Eléctrico Peruano. Lima.
- Bacilio Olazabal, J. E. (2009) "Cumplimiento de la NTCSE de los suministradores de energía con sus clientes libres y regulados". Universidad Nacional de Ingeniería. Lima.
- Medina Guzmán, K. S. (2011). "Cumplimiento de la NTCSE de los suministradores de energía con sus clientes libres y regulados". Universidad Nacional de Ingeniería. Lima.
- Acosta Cueva, L. M. (2019), "Calidad de suministro según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos en los puntos de entrega generador - distribuidor del Perú en el año 2018. Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur. Lima.
- COES. (2017). Procedimiento técnico N° 16, "*Rechazo de carga*". Lima
- Pérez, J. (2019). Impacto económico. Definición de. Recuperado de <https://definicion.de/impacto-economico/>
- Bollen, M. H. (2000). Understanding power quality problems (Vol. 3). New York: IEEE press.

- Ministerio de Energía y Minas. (2015). Decreto Legislativo N.º 1221: Ley de Concesiones Eléctricas. Diario Oficial "El Peruano", 24 de setiembre de 2015.
- Flores, D. A. (2009). Análisis del Marco Regulatorio de la Calidad del Servicio en el Sector Eléctrico Peruano. International Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology (LACCEI 2009). Venezuela. https://laccei.org/LACCEI2009-Venezuela/Papers/Ene102_AlvarezFlores.pdf
- Inga, E. y A. Méndez (2011). Calidad de suministro eléctrico en el Perú. En XIX Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas afines. Lima, Perú.
- Arellán Yanac, L. A. (2022). El marco regulatorio de la Calidad del Servicio Público de la Electricidad y la gestión de las empresas estatales de distribución eléctrica. pontificia Universidad Católica del Perú. Lima

ANEXOS

ANEXO 1

ANEXO 2

ANEXO 3

ANEXO 4

ANEXO 1

DATOS DE INTERRUPCIONES POR SEMESTRES

Los datos de interrupciones utilizados para los cálculos tanto con la aplicación de normativa vigente y con el proyecto son los mismos y únicos datos, ya que para determinar el impacto económico se requiere trabajar con la misma información.

Como se ha visto en el Cap. II, según la NTCSE la compensación se realiza separadamente considerando dos tipos de interrupciones, por punto de entrega y por rechazo de carga, debido a que la modalidad de cálculo es distinta para cada uno de estos casos, es por eso que los datos presentados a continuación se distribuyen de la siguiente manera, mismos que dan paso para realizar los cálculos de compensaciones.

1) Datos a utilizar para el cálculo de compensaciones por interrupciones por punto de entrega:

- 1 DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2015-II
- 2 DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2016-I
- 3 DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2016-II
- 4 DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2017-I
- 5 DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2017-II
- 6 DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2018-I

2) Datos a utilizar para el cálculo de compensaciones por interrupciones por rechazo de carga:

- 1 DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2015-II
- 2 DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2016-I
- 3 DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2016-II
- 4 DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2017-I
- 5 DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2017-II
- 6 DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2018-I

Como se vio en el numeral 2.7.1 una cadena de pagos inicia con la compensación del suministrador a su cliente afectado por la mala calidad y termina con el resarcimiento de los suministradores, transmisoras o terceros responsables de la mala calidad hacia los suministradores del cliente; el resarcimiento es el mismo monto total que el suministrador compensó a su cliente. Es así que, EGEMSA hace efectivo el pago de compensación y/o resarcimiento a su cliente, ya sean causados por interrupciones por rechazo de carga o por punto de entrega.

ANEXO 2

DATOS GENERALES DEL MAPEO EN BATCHGEO Y AMIGOCLOUD

1) Mapa de Compensaciones y resarcimientos_PE_2015-II - 2018-I

<https://maps.amigocloud.com/api/v1/maps/0a2de881-5448-4481-a891-949e54919555/view>

2) Mapa de Compensaciones y resarcimientos_PE_2016-I

<https://maps.amigocloud.com/api/v1/maps/ea4b13ca-550d-4cdf-bbee-f718acdcd0c7/view>

3) Mapa de Compensaciones y resarcimientos_RC_2015-II - 2018-I

<https://maps.amigocloud.com/api/v1/maps/e3ca32dd-216c-473f-b24b-e57b6131c098/view>

4) Mapa de Compensaciones y resarcimientos_RC_2017-I

<https://maps.amigocloud.com/api/v1/maps/e1d91ad5-8e62-4f18-9dc0-cf048ed9fe19/view>

El mapa interactivo se ve de la siguiente manera:



ANEXO 3

Cálculos en hojas de cálculo Excel de las compensaciones y resarcimientos de EGM

Los cálculos en los montos de compensaciones y resarcimientos por interrupciones por punto de entrega y rechazo de carga por mínima frecuencia para los semestres 2015-II al 2018-I, realizados con la aplicación de la normativa vigente y el proyecto de NTCSE se han elaborado en hojas de cálculo Excel.

(Información adjunta en medio magnético)

ANEXO 4

Validación de hipótesis del capítulo III. Como se ha mencionado en el respectivo capítulo, el coeficiente de correlación es determinado mediante el programa estadístico SPSS.

El coeficiente de correlación, la variación directa y el P-valor (indica la correlación significativa) se muestran para las siguientes tablas:

- Resultado de la Tabla 21 (para N y N')

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
Impacto economico	,347	160	,000	,636	160	,000
Número ponderado total de int (N')	,233	160	,000	,866	160	,000

a. Corrección de significación de Lilliefors

Correlaciones				
			Número de int. (N)	Número ponderado total de int (N)
Rho de Spearman	Número de int. (N)	Coefficiente de correlación	1,000	,246**
		Sig. (bilateral)	.	,002
		N	160	160
	Número ponderado total de int (N')	Coefficiente de correlación	,246**	1,000
		Sig. (bilateral)	,002	.
		N	160	160

** La correlación es significativa en el nivel 0,01 (bilateral).

- Resultados de la Tabla 22 (para D y D')

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
Duración de int. (D)	,347	160	,000	,636	160	,000
Duración ponderada total de int (D')	,117	160	,000	,935	160	,000

a. Corrección de significación de Lilliefors

Correlaciones

				Duración de int. (D)	Duración ponderada total de int (D')
Rho de Spearman	Duración de int. (D)	Coefficiente de correlación		1,000	,182*
		Sig. (bilateral)		.	,021
		N		160	160
	Duración ponderada total de int (D')	Coefficiente de correlación		,182*	1,000
		Sig. (bilateral)		,021	.
		N		160	160

*. La correlación es significativa en el nivel 0,05 (bilateral).

- Resultados de la Tabla 78 (para interrupciones por punto)

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
Compensación con Proyecto de Norma	,449	160	,000	,109	160	,000
Compensación con Norma Vigente	,446	160	,000	,137	160	,000

a. Corrección de significación de Lilliefors

Correlaciones						
				Norma	Vigente	
Rho de Spearman	Compensación con Proyecto de Norma	Coefficiente de correlación		1,000	,467**	
		Sig. (bilateral)		.	,000	
		N		160	160	
	Compensación con Norma Vigente	Coefficiente de correlación		,467**	1,000	
		Sig. (bilateral)		,000	.	
		N		160	160	

** La correlación es significativa en el nivel 0,01 (bilateral).

- Resultados de la Tabla 79 (para interrupciones por rechazo de carga)

Pruebas de normalidad

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
COMP_PROYECTO_NORMA	,426	104	,000	,175	104	,000
COMP_NORMA_VIGENTE	,423	104	,000	,183	104	,000

a. Corrección de significación de Lilliefors

Correlaciones

			COMP_PROYECTO_NORMA	COMP_NORMA_VIGENTE
Rho de Spearman	COMP_PROYECTO_NORMA	Coefficiente de correlación	1,000	,982**
		Sig. (bilateral)	.	,000
		N	104	104
	COMP_NORMA_VIGENTE	Coefficiente de correlación	,982**	1,000
		Sig. (bilateral)	,000	.
		N	104	104

** . La correlación es significativa en el nivel 0,01 (bilateral).

- Resultados de la Tabla 96 (para coeficiente de correlación interrupciones por rechazo de carga)

Correlaciones

			Número de int. (N)	Número ponderado total de int (N')	
Rho de Spearman	Número de int. (N)	Coefficiente de correlación	1,000	,246**	
		Sig. (bilateral)		0,002	
		N	160	160	
	Número ponderado total de int (N')	Coefficiente de correlación	,246**		1,000
		Sig. (bilateral)	0,002		
		N	160		160

** . La correlación es significativa en el nivel 0,01 (bilateral).

DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2015-II

Punto de Entrega	CLIENTE	Barra	Nivel de Tensión	Energía semestral (kWh)	Tipo	Exonerado o Fuerza Mayor	Ni	Ki	Tiempo Ejecutado		Tiempo Programado		Responsable 1
									Fecha Hora Inicio (DD/MM/YYYY HH:MM:SS)	Fecha Hora Fin (DD/MM/YYYY HH:MM:SS)	Fecha Hora Inicio (DD/MM/YYYY HH:MM:SS)	Fecha Hora Fin (DD/MM/YYYY HH:MM:SS)	Empresa
1	HIDRANDINA	CHIMBOTE 13.8	MT	69,496.444	Manten. Programado	No	1	0.5	04/10/2015 08:13:06	04/10/2015 16:00:00	04/10/2015 08:00:00	04/10/2015 16:00:00	REP
1					No programado	No	0	1.0	04/10/2015 16:00:00	04/10/2015 16:19:35			REP
1					Manten. Programado	No	1	0.5	29/11/2015 06:06:00	29/11/2015 09:57:00	29/11/2015 06:00:00	29/11/2015 10:00:00	REP
2	HIDRANDINA	CHIMBOTE2 138	MAT	69,496.444	Manten. Programado	No	1	0.5	11/08/2015 08:11:00	11/08/2015 15:00:00	11/08/2015 08:00:00	11/08/2015 15:00:00	SIDER PERU
2					No programado	No	0	1.0	11/08/2015 15:00:00	11/08/2015 15:05:00			SIDER PERU
2					No programado	No	1	1	09/09/2015 07:47:00	09/09/2015 08:02:00			ETENORTE
3	HIDRANDINA	GUADALUPE 60	AT	69,496.444	Manten. Programado	No	1	0.5	25/10/2015 08:10:37	25/10/2015 14:56:42	25/10/2015 08:00:00	25/10/2015 17:00:00	REP
4	HIDRANDINA	HUALLANCA 13.8	MT	69,496.444	Manten. Programado	No	1	0.5	05/07/2015 06:16:00	05/07/2015 07:26:00	08/01/2015 06:00:00	08/01/2015 08:00:00	ETENORTE
4					No programado	No	1	1	22/07/2015 05:23:00	22/07/2015 05:49:32			EGENOR
4					No programado	No	1	1	21/09/2015 12:18:00	21/09/2015 13:24:00			ETENORTE
4					Manten. Programado	No	1	0.5	27/09/2015 07:07:00	27/09/2015 13:46:00	27/09/2015 07:00:00	27/09/2015 16:00:00	ETENORTE
5	HIDRANDINA	HUALLANCA NUEVA 60	AT	69,496.444	Manten. Programado	No	1	0.5	27/09/2015 07:08:00	27/09/2015 13:43:00	27/09/2015 07:00:00	27/09/2015 16:00:00	ETENORTE
6	HIDRANDINA	PARAMONGA NUEVA 66	AT	207,270.755	Manten. Programado	No	1	0.5	05/07/2015 08:10:37	05/07/2015 16:00:00	05/07/2015 08:00:00	05/07/2015 16:00:00	REP
6					No programado	No	0	1	05/07/2015 16:00:00	05/07/2015 16:03:38			REP
6					No programado	No	1	1	10/08/2015 06:00:06	10/08/2015 06:14:12			REP
7	HIDRANDINA	TRUJILLO NORTE 10	MT	69,496.444	No programado	No	1	1	20/11/2015 09:18:00	20/11/2015 09:29:00			REP
7					Manten. Programado	No	1	0.5	16/08/2015 08:01:55	16/08/2015 15:48:21	16/08/2015 08:00:00	16/08/2015 16:00:00	REP
8	HIDRANDINA	TRUJILLO 138	MAT	69,496.444	No programado	No	1	1	20/11/2015 09:18:00	20/11/2015 09:27:00			REP
9	HIDRANDINA	YAUPI 13.8	MT	676,106.621	No programado	SI	0	0	25/08/2015 16:27:00	25/08/2015 19:24:00			ENERSUR
9					Manten. Programado	No	1	1	06/09/2015 06:01:00	06/09/2015 08:06:00	06/09/2015 06:00:00	06/09/2015 08:00:00	STAKRAFT
9					Manten. Programado	No	1	0.5	12/09/2015 06:14:00	12/09/2015 07:34:00	12/09/2015 06:00:00	12/09/2015 08:00:00	STAKRAFT
9					No programado	No	1	1.0	07/09/2015 15:52:00	07/09/2015 15:59:00			STAKRAFT
9					Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0	18/10/2015 00:45:00	18/10/2015 12:00:00			ENERSUR
9					No programado	No	0	1.0	18/10/2015 12:00:00	18/10/2015 12:59:00			ENERSUR
10	ELECTRO CENTRO	AUCAYACU 22.9	MT	69,496.444	No programado	No	1	1.0	20/08/2015 14:35:10	20/08/2015 15:14:54			REP
10					Expansion/Reforzamiento	SI	0	0.0	18/10/2015 05:08:19	18/10/2015 17:16:37			REP
10					Expansion/Reforzamiento	SI	0	0	13/12/2015 05:33:06	13/12/2015 07:56:29			REP
11	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	MT	69,496.444	No programado	No	1	1	20/08/2015 14:35:10	20/08/2015 15:09:03			REP
11					Expansion/Reforzamiento	SI	0	0	18/10/2015 05:09:11	18/10/2015 17:00:00			REP
11					Expansion/Reforzamiento	SI	0	0	18/10/2015 17:00:00	18/10/2015 17:02:10			REP
11					Expansion/Reforzamiento	SI	0	0	13/12/2015 05:31:35	13/12/2015 07:51:02			REP
11					No programado	No	0	0.0	13/12/2015 07:51:02	13/12/2015 15:17:50			ELC
12	ELECTRO CENTRO	HUANUCO 22.9A	MT	179,777.210	Manten. Programado	No	1	0.50	02/08/2015 08:03:36	02/08/2015 15:38:57	02/08/2015 08:00:00	02/08/2015 16:00:00	REP
12					Manten. Programado	No	1	0.50	27/09/2015 08:01:00	27/09/2015 15:56:23	27/09/2015 08:00:00	27/09/2015 16:00:00	REP
12					Manten. Programado	No	1	0.50	15/11/2015 08:28:03	15/11/2015 12:00:00	15/11/2015 08:00:00	15/11/2015 12:00:00	REP
12					No programado	No	0	1.00	15/11/2015 12:00:01	15/11/2015 12:13:09			REP
12					No programado	No	1	1.00	16/11/2015 15:01:50	16/11/2015 15:21:08			REP
12					No programado	No	1	1.00	22/11/2015 05:15:43	22/11/2015 05:45:50			REP
12					No programado	No	1	1.00	24/11/2015 14:45:22	24/11/2015 14:59:10			REP
12					No programado	SI	0	0	26/11/2015 15:34:52	26/11/2015 15:45:16			MINERA MILPO
13	ELECTRO CENTRO	HUANUCO 22.9B	MT	274,245.323	Manten. Programado	No	1.0	0.5	15/11/2015 08:17:45	15/11/2015 12:00:00	15/11/2015 08:00:00	15/11/2015 12:00:00	REP
13					No programado	No	0	1.00	15/11/2015 12:00:01	15/11/2015 12:08:41			REP
13					No programado	No	1	1.00	16/11/2015 15:01:50	16/11/2015 15:18:25			REP
13					No programado	No	1	1.00	22/11/2015 05:15:43	22/11/2015 05:34:03			REP
13					No programado	No	1	1.00	24/11/2015 14:45:22	24/11/2015 14:58:20			REP
13					No programado	SI	0	0	26/11/2015 15:34:52	26/11/2015 15:45:16			MINERA MILPO
13					Manten. Programado	No	1.0	0.5	06/12/2015 07:00:52	06/12/2015 15:00:00	06/12/2015 07:00:00	06/12/2015 15:00:00	REP
13					No programado	No	0	1.00	06/12/2015 15:00:00	06/12/2015 15:29:17			REP
14	ELECTRO CENTRO	HUANUCO 10	MT	-	Manten. Programado	No	1	0.5	15/11/2015 08:28:03	15/11/2015 12:00:00	15/11/2015 08:00:00	15/11/2015 12:00:00	REP
14					No programado	No	0	1.0	15/11/2015 12:00:00	15/11/2015 12:02:43			REP
14					No programado	No	1	1.0	16/11/2015 15:01:50	16/11/2015 15:17:00			REP
14					No programado	No	1	1.0	22/11/2015 05:15:43	22/11/2015 05:31:33			REP
14					No programado	No	1	1.0	24/11/2015 14:45:22	24/11/2015 14:55:50			REP
14					No programado	No	1	1.0	26/11/2015 15:34:52	26/11/2015 15:43:48			REP
15	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 10	MT	59.427	No programado	No	1	1	06/08/2015 07:44:11	06/08/2015 09:06:56			ELECTROPERU
15					Manten. Programado	No	1	0.5	08/11/2015 06:01:16	08/11/2015 12:00:00	08/11/2015 06:00:00	08/11/2015 12:00:00	STK
15					No programado	No	0	1.0	08/11/2015 12:00:00	08/11/2015 18:25:45			ELECTROPERU
16	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	AT	1,844,074.271	No programado	No	1	1	13/03/2131 07:44:11	13/03/2131 09:06:56			ELECTROPERU
16					Manten. Programado	No	1	0.5	08/11/2015 06:03:37	08/11/2015 12:00:00	08/11/2015 06:00:00	08/11/2015 12:00:00	STK
16					No programado	No	0	1	08/11/2015 12:00:00	08/11/2015 18:18:11			ELECTROPERU
17	ELECTRO CENTRO	COBRIZA I 69	AT	82,577.924	No programado	No	1	1.0	13/03/2131 07:44:11	13/03/2131 09:05:03			ELECTROPERU
17					Manten. Programado	No	1	0.5	08/11/2015 06:13:56	08/11/2015 12:00:00	08/11/2015 06:00:00	08/11/2015 12:00:00	STK
17					No programado	No	0	1.0	08/11/2015 12:00:00	08/11/2015 18:14:00			ELECTROPERU
18	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	AT	165,350.444	Manten. Programado	No	1	0.5	26/09/2015 06:00:00	26/09/2015 15:22:00	26/09/2015 06:00:00	26/09/2015 18:00:00	MINERA SANTA LUISA
19	ELECTRO CENTRO	CONDORCOCHA 44	AT	740,210.801	Manten. Programado	No	1	0.5	01/11/2015 06:55:00	01/11/2015 16:00:00	01/11/2015 06:00:00	01/11/2015 16:00:00	CEMENTO ANDINA
19					No programado	No	0	1.0	01/11/2015 16:00:00	01/11/2015 16:12:00			CEMENTO ANDINA
20	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE 60	AT	58,499.646	Manten. Programado	No	1	0.5	25/10/2015 08:11:11	25/10/2015 15:57:57	25/10/2015 08:00:00	25/10/2015 16:00:00	REP
21	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE 10	MT	69,496.444	Manten. Programado	No	1	0.5	25/10/2015 08:10:06	25/10/2015 15:58:52	25/10/2015 08:00:00	25/10/2015 16:00:00	REP
22	ELECTRODUNAS	INDEPENDENCIA 10	MT	688,733.253	Manten. Programado	No	1	0.5	25/09/2015 08:10:00	25/09/2015 15:57:12	25/09/2015 08:00:00	25/09/2015 16:00:00	REP
22					Manten. Programado	No	1	0.5	13/11/2015 07:10:45	13/11/2015 14:29:52	13/11/2015 07:00:00	13/11/2015 17:00:00	REP
23	ELECTRODUNAS	MARCONA 60	AT	-	No programado	No	1	1.0	06/12/2015 07:08:00	06/12/2015 08:00:00			REP
23					Manten. Programado	No	0	0.5	06/12/2015 08:00:00	06/12/2015 16:00:00	06/12/2015 08:00:00	06/12/2015 16:00:00	REP
23					No programado	No	0	1.0	06/12/2015 16:00:00	06/12/2015 16:29:00			REP
24	ELECTRO NORTE	CARHUAQUERO 220	MAT	445,461.520	No programado	No	1	1.0	13/09/2015 13:58:00	13/09/2015 14:41:00			EGENOR
24					No programado	No	1	1.0	25/10/2015 11:30:00	25/10/2015 11:42:22			ETENORTE
24					Manten. Programado	No	1	0.5	06/12/2015 08:06:00	06/12/2015 14:11:00	06/12/2015 07:00:00	06/12/2015 15:00:00	ETENORTE
25	ELECTRO NORTE	CERRO CORONA 220	MAT	69,496.444	Manten. Programado	No	1	0.5	17/09/2015 08:22:00	17/09/2015 16:00:00	17/09/2015 0		

DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2016-I

Punto de Entrega	CLIENTE	Barra	Nivel de Tensión	Energía senestral (kWh)	Tipo	Exonerado o Fuerza Mayor	Ni	Ki	Tiempo Ejecutado		Tiempo Programado		Responsable 100 %
									Fecha Hora Inicio (DD/MM/YYYY HH24:MM:SS)	Fecha Hora Fin (DD/MM/YYYY HH24:MM:SS)	Fecha Hora Inicio (DD/MM/YYYY HH24:MM:SS)	Fecha Hora Fin (DD/MM/YYYY HH24:MM:SS)	Empresa
1	ELECTRO NOR OESTE	ZORRITOS60	AT	1747277.87	No programado	No	1	1	05/02/2016 11:41:03	05/02/2016 11:49:51			REP
1					No programado	No	1	1	11/02/2016 11:05:50	11/02/2016 13:56:00			REP
1					No programado	Si	0	0	03/03/2016 00:17:30	03/03/2016 00:49:35			REP
2	ELECTRO NOR OESTE	ZORRITOS33	AT	480164.68	No programado	No	1	1	05/02/2016 11:41:03	05/02/2016 12:08:00			REP
2					No programado	No	1	1	11/02/2016 11:05:50	11/02/2016 13:46:02			REP
2					No programado	Si	0	0	03/03/2016 00:17:30	03/03/2016 00:53:00			REP
2					No programado	Si	0	0	05/03/2016 23:11:00	06/03/2016 00:11:11			ELECTROPERU
3	ELECTRO NOR OESTE	MANCORA22.9	MT	205677.85	No programado	No	1	1	05/02/2016 11:41:03	05/02/2016 11:56:00			REP
3					No programado	No	1	1	11/02/2016 11:05:50	11/02/2016 13:59:00			REP
3					No programado	Si	0	0	03/03/2016 00:17:30	03/03/2016 01:00:00			REP
3					No programado	No	1	1	05/03/2016 23:23:00	06/03/2016 04:46:00			ELECTROPERU
3					No programado	No	1	1	07/05/2016 17:32:00	07/05/2016 17:49:00			ELECTROPERU
4	ELECTRO NOR OESTE	MANCORA10	MT	130566.15	No programado	No	1	1	05/02/2016 11:41:03	05/02/2016 11:56:00			REP
4					No programado	No	1	1	11/02/2016 11:05:50	11/02/2016 13:59:00			REP
4					No programado	Si	0	0	03/03/2016 00:17:30	03/03/2016 01:00:00			REP
4					No programado	No	1	1	05/03/2016 23:23:00	06/03/2016 04:46:00			ELECTROPERU
4					No programado	No	1	1	07/05/2016 17:32:00	07/05/2016 17:49:00			ELECTROPERU
5	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE10	MT	620550.96	Manten. Programado	No	1	0.5	13/02/2016 07:02:42	13/02/2016 10:35:47	13/02/2016 08:00:00	13/02/2016 16:00:00	REP
5					No programado	Si	1	1.0	16/06/2016 06:42:12	16/06/2016 09:20:38			REP
6	HIDRANDINA	HUARA-OES138	MAT	609760.81	No programado	No	1	1	20/02/2016 01:56:00	20/02/2016 04:24:57			MINERA BARRICK
6					No programado	No	1	1	25/03/2016 19:26:50	25/03/2016 19:56:13			MINERA BARRICK
6					No programado	No	1	1	17/05/2016 09:12:53	17/05/2016 09:34:33			MINERA BARRICK
7	HIDRANDINA	PARNUEVA66	AT	216303.85	Manten. Programado	No	1	0.5	10/01/2016 07:58:04	10/01/2016 15:12:56	10/01/2016 08:00:00	10/01/2016 16:00:00	REP
8	ELECTRO CENTRO	AUCAYA22.9	MT	271693.67	No programado	No	1	1	09/01/2016 03:47:21	09/01/2016 04:24:54			REP
8					No programado	No	1	1	22/04/2016 16:55:22	22/04/2016 16:58:32			REP
9	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE60	AT	141140.12	No programado	No	1	1	15/05/2016 19:11:41	15/05/2016 19:15:44			REP
10	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	AT	1651007.28	Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	06/03/2016 06:10:45	06/03/2016 14:00:00	06/03/2016 06:00:00	06/03/2016 14:00:00	CTM
10					No programado	No	0	1	06/03/2016 14:00:00	06/03/2016 14:37:05			CTM
11	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI110	MT	51.77	Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	06/03/2016 06:03:19	06/03/2016 14:00:00	06/03/2016 06:00:00	06/03/2016 14:00:00	CTM
11					No programado	No	0	1	06/03/2016 14:00:00	06/03/2016 15:27:56			CTM
12	ELECTRO CENTRO	HUANUCO22.9A	MT	157971.24	Expansion/Reforzamiento	No	1	0.25	13/03/2016 06:02:47	13/03/2016 12:00:00	13/03/2016 06:00:00	13/03/2016 12:00:00	REP
12					No programado	No	0	1	13/03/2016 12:00:00	13/03/2016 12:08:00			REP
12					No programado	No	1	1	14/03/2016 15:33:42	14/03/2016 17:51:58			REP
12					No programado	No	1	1	18/03/2016 05:10:27	18/03/2016 05:37:57			REP
13	ELECTRO CENTRO	HUANUCO22.9B	MT	260656.24	Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	13/03/2016 06:05:15	13/03/2016 12:00:00	13/03/2016 06:00:00	13/03/2016 12:00:00	REP
13					No programado	No	0	1	13/03/2016 12:00:00	13/03/2016 12:09:22			REP
13					No programado	No	1	1	14/03/2016 15:33:42	14/03/2016 17:48:04			REP
13					No programado	No	1	1	18/03/2016 05:10:27	18/03/2016 05:37:25			REP
14	ELECTRO CENTRO	HUANUCO10	MT	1146508.91	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	13/03/2016 06:05:02	13/03/2016 12:00:00			REP
14					No programado	No	1	1	14/03/2016 15:33:42	14/03/2016 17:49:14			REP
14					No programado	No	1	1	18/03/2016 05:10:27	18/03/2016 05:35:58			REP
15	ELECTRO CENTRO	PARAGSH2138	MAT	641513.29	Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	12/06/2016 08:08:54	12/06/2016 12:34:44	12/06/2016 08:00:00	12/06/2016 12:30:00	MILPO
16	ELECTRO CENTRO	CONDORCOC44	AT	431893.68	No programado	No	1	1	17/06/2016 09:52:00	17/06/2016 10:04:00			UNANCEM
16					Manten. Programado	No	1	0.5	26/06/2016 08:26:00	26/06/2016 14:44:00	26/06/2016 06:00:00	26/06/2016 16:00:00	C.H. LA VIRGEN
17	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN10	MT	803945.58	Manten. Programado	No	1	0.5	05/02/2016 08:00:36	05/02/2016 15:50:17	05/02/2016 08:00:00	05/02/2016 16:00:00	REP
18	ELECTRO NORTE	CCORONA220	MAT	362616.66	No programado	No	1	1.0	24/02/2016 19:40:00	24/02/2016 19:43:00			COES
19	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO138	MAT	72113326	No programado	No	1	1.0	15/05/2016 12:09:00	15/05/2016 12:43:00			REP

DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2016-II

Punto de Entrega	CLIENTE	Barra	Nivel de Tensión	Energía senestral (KW.h)	Tipo	Exonerado o Fuerza Mayor	Ni	Ki	Tiempo Ejecutado		Tiempo Programado		Responsable 100
									Fecha Hora Inicio	Fecha Hora Fin	Fecha Hora Inicio	Fecha Hora Fin	Empresa
1	COELVISAC	ILLIMO22.9	MT	632777	Manten. Programado	No	1	0.5	18/12/2016 08:00:00	18/12/2016 15:54:00	18/12/2016 08:00:00	18/12/2016 16:00:00	CHAVIMOCHIC
2	ELECTRO CENTRO	AUCAYA22.9	MT	271693.6695	No programado	No	1	1.0	03/09/2016 15:26:38	03/09/2016 16:29:36			ETESELVA / ISA PERU
2					No programado	No	1	1.0	12/09/2016 15:23:33	12/09/2016 15:48:14			ETESELVA
3	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI66	AT	71414.40132	Manten. Programado	No	1	0.5	30/10/2016 02:12:58	30/10/2016 04:05:29	30/10/2016 02:00:00	30/10/2016 06:00:00	STATKRAFT
3					No programado	No	1	1.0	24/10/2016 17:48:47	25/10/2016 07:08:00			STATKRAFT
3					No programado	No	1	1.0	24/11/2016 15:58:06	24/11/2016 18:20:16			STATKRAFT
3					No programado	No	1	1.0	26/11/2016 03:15:10	26/11/2016 03:54:27			STATKRAFT
3					Manten. Programado	No	1	0.5	18/12/2016 08:18:33	18/12/2016 13:00:00	18/12/2016 08:00:00	18/12/2016 13:00:00	ELECTROPERU
3					No programado	No	0	1	18/12/2016 13:00:00	18/12/2016 14:45:10			ELECTROPERU
3					No programado	No	1	1	12/12/2016 16:23:15	13/12/2016 01:32:13			STATKRAFT
4	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI10	MT	49.44852872	No programado	No	1	1	27/08/2016 18:22:48	27/08/2016 18:29:26			STATKRAFT
4					No programado	No	1	1	24/10/2016 17:48:47	25/10/2016 19:59:00			STATKRAFT
4					Manten. Programado	No	1	0.5	30/10/2016 02:04:36	30/10/2016 04:10:34	30/10/2016 02:00:00	30/10/2016 06:00:00	STATKRAFT
4					No programado	No	1	1	24/11/2016 15:58:06	25/11/2016 06:03:57			STATKRAFT
4					No programado	No	1	1	26/11/2016 03:05:00	26/11/2016 04:06:37			STATKRAFT
4					No programado	No	1	1	27/11/2016 17:05:31	27/11/2016 17:26:10			STATKRAFT
4					Manten. Programado	No	1	0.5	18/12/2016 08:01:05	18/12/2016 14:00:00	18/12/2016 08:00:00	18/12/2016 14:00:00	STATKRAFT
4					No programado	No	0	1	18/12/2016 14:00:00	18/12/2016 16:01:38			STATKRAFT
4					No programado	No	1	1	12/12/2016 16:23:15	13/12/2016 06:50:11			STATKRAFT
4					No programado	No	1	1	26/12/2016 17:02:16	26/12/2016 17:12:07			STATKRAFT
4					No programado	No	1	1	26/12/2016 17:14:20	26/12/2016 17:18:47			STATKRAFT
5	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI69	AT	1696860.314	No programado	No	1	1	24/10/2016 17:48:47	25/10/2016 07:12:06			STATKRAFT
5					Manten. Programado	No	1	0.5	30/10/2016 02:05:50	30/10/2016 04:09:25	30/10/2016 02:00:00	30/10/2016 06:00:00	STATKRAFT
5					No programado	No	1	1	24/11/2016 15:58:06	24/11/2016 18:22:11			STATKRAFT
5					No programado	No	1	1	26/11/2016 03:05:46	26/11/2016 04:05:37			STATKRAFT
5					Manten. Programado	No	1	0.5	18/12/2016 08:01:52	18/12/2016 14:00:00	18/12/2016 08:00:00	18/12/2016 14:00:00	STATKRAFT
5					No programado	No	0	1	18/12/2016 14:00:00	18/12/2016 16:00:42			STATKRAFT
5					No programado	No	1	1	12/12/2016 16:23:15	13/12/2016 01:34:53			STATKRAFT
6	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE10	MT	1190938.646	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	07/08/2016 06:04:25	07/08/2016 09:00:00	07/08/2016 06:00:00	07/08/2016 09:00:00	REP
6					No programado	No	1	1.0	07/08/2016 09:00:00	07/08/2016 09:02:48			REP
6					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	10/08/2016 00:28:20	10/08/2016 01:55:32	10/08/2016 00:00:00	10/08/2016 02:00:00	REP
6					No programado	No	1	1	13/10/2016 17:48:52	13/10/2016 18:26:49			REP
6					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	08/12/2016 08:01:35	08/12/2016 11:53:37	08/12/2016 08:00:00	08/12/2016 12:00:00	REP
7	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE60	AT	141140.1231	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	07/08/2016 06:04:05	07/08/2016 09:00:00	07/08/2016 06:00:00	07/08/2016 09:00:00	REP
7					No programado	No	1	1	07/08/2016 09:00:00	07/08/2016 09:06:20			REP
7					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	10/08/2016 00:29:10	10/08/2016 01:54:48	10/08/2016 00:00:00	10/08/2016 02:00:00	REP
7					No programado	No	1	1	13/10/2016 17:48:52	13/10/2016 18:27:23			REP
7					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	08/12/2016 08:03:39	08/12/2016 11:54:17	08/12/2016 08:00:00	08/12/2016 12:00:00	REP
8	ELECTRO CENTRO	HUANUCO10	MT	1190938.646	No programado	No	1	1	03/09/2016 15:26:38	03/09/2016 17:26:39			ETESELVA / ISA PERU
8					No programado	No	1	1	12/09/2016 15:23:33	12/09/2016 18:01:43			ETESELVA
9	ELECTRO CENTRO	HUANUCO22.9A	MT	164127.9748	No programado	No	1	1	03/09/2016 15:26:38	03/09/2016 17:24:19			ETESELVA / ISA PERU
9					No programado	No	1	1	12/09/2016 15:23:33	12/09/2016 18:01:43			ETESELVA
10	ELECTRO CENTRO	HUANUCO22.9B	MT	271117.1448	No programado	No	1	1	03/09/2016 15:26:38	03/09/2016 17:32:55			ETESELVA / ISA PERU
10					No programado	No	1	1	12/09/2016 15:23:33	12/09/2016 18:00:49			ETESELVA
10					No programado	No	1	1	16/12/2016 05:57:34	16/12/2016 07:49:54			REP
11	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH10	MT	271117.1448	Manten. Programado	No	1	0.5	21/08/2016 06:04:07	21/08/2016 13:40:21	21/08/2016 06:00:00	21/08/2016 14:00:00	REP
12	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	AT	141140.1231	Manten. Programado	No	1	0.5	21/08/2016 06:07:36	21/08/2016 13:59:43	21/08/2016 06:00:00	21/08/2016 14:00:00	REP
13	ELECTRO CENTRO	PARAGSH2138	MAT	641513.2892	No programado	No	1	1	03/09/2016 15:26:38	03/09/2016 16:07:41			ETESELVA / ISA PERU
13					No programado	No	1	1	12/09/2016 15:23:33	12/09/2016 16:48:51			ETESELVA
14	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA10	MT	1190938.646	No programado	No	1	1	03/09/2016 15:26:38	03/09/2016 16:38:13			ETESELVA / ISA PERU
14					No programado	No	1	1	12/09/2016 15:23:33	12/09/2016 15:47:34			ETESELVA
15	ELECTRO CENTRO	YAUP13.2	MT	1190938.646	Manten. Programado	No	1	0.5	14/08/2016 05:26:00	14/08/2016 15:00:00	14/08/2016 05:00:00	14/08/2016 15:00:00	STATKRAFT
15					No programado	No	0	1	14/08/2016 15:00:00	14/08/2016 15:34:03			STATKRAFT
16	ELECTRO CENTRO	CONDORCOC44	AT	720984.3827	Manten. Programado	No	1	0.5	04/12/2016 06:22:00	04/12/2016 14:00:00	04/12/2016 06:00:00	04/12/2016 14:00:00	CEMENTO ANDINO
16					No programado	No	0	1	04/12/2016 14:00:00	04/12/2016 14:40:00			CEMENTO ANDINO
17	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN10	MT	803945.5805	Manten. Programado	No	1	1	15/07/2016 08:08:06	15/07/2016 16:17:16	15/07/2016 08:00:00	15/07/2016 16:00:00	REP
18	ELECTRO DUNAS	ICA10	MT	126.264	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0.00	25/09/2016 06:32:52	25/09/2016 15:39:26	25/09/2016 06:00:00	25/09/2016 16:00:00	REP
18					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	30/10/2016 05:30:29	30/10/2016 16:55:41	30/10/2016 05:30:00	30/10/2016 17:30:00	REP
19	ELECTRO DUNAS	ICA60	AT	803945.5805	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0.00	25/09/2016 06:37:00	25/09/2016 15:40:16	25/09/2016 06:00:00	25/09/2016 16:00:00	REP
19					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	30/10/2016 05:49:47	30/10/2016 16:51:24	30/10/2016 05:30:00	30/10/2016 17:30:00	REP
20	ELECTRO NORTE	CCORONA220	MAT	372229.1291	Manten. Programado	No	1	0.5	08/07/2016 08:06:00	08/07/2016 16:00:00	08/07/2016 08:00:00	08/07/2016 16:00:00	NOR PERUANA
20					No programado	No	0	1	08/07/2016 16:00:00	08/07/2016 16:06:00			NOR PERUANA
21	ELECTRO NORTE	CARHUAQUE220	MAT	435243.964	Manten. Programado	No	1	0.5	23/10/2016 07:49:00	23/10/2016 15:00:00	23/10/2016 07:00:00	23/10/2016 15:00:00	ETENORTE
21					No programado	No	0	1	23/10/2016 15:00:00	23/10/2016 15:46:00			ETENORTE
22	ELECTRO NOR OESTE	MALACAS13.2	MT	690594.8538	Manten. Programado	No	1	0.5	18/09/2016 08:09:40	18/09/2016 15:54:46	18/09/2016 08:00:00	18/09/2016 16:00:00	REP
22					Manten. Programado	No	0	0.5	18/09/2016 15:54:46	18/09/2016 16:00:00	18/09/2016 08:00:00	18/09/2016 16:00:00	EEPSEA
22					No programado	No	0	1.00	18/09/2016 16:00:00	18/09/2016 21:32:21			EEPSEA
22					Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	20/11/2016 05:08:00	20/11/2016 16:48:19	20/11/2016 05:00:00	20/11/2016 17:00:00	EEPSEA
26	ELECTRO NOR OESTE	MANCORA10	MT	130566.1509	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0.00	07/08/2016 07:02:52	07/08/2016 11:00:00	07/08/2016 07:00:00	07/08/2016 11:00:00	REP
26					No programado	No	1	1.00	07/08/2016 11:00:00	07/08/2016 11:26:00			REP
26					No programado	No	1	1	21/08/2016 04:00:00	21/08/2016 04:28:00			REP
26					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0.00	04/12/2016 07:15:00	04/12/2016 15:09:00	04/12/2016 07:00:00	04/12/2016 16:00:00	REP
27	ELECTRO NOR OESTE	MANCORA22.9	MT	205677.8484	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0.00	07/08/2016 07:02:52	07/08/2016 11:00:00	07/08/2016 07:00:00	07/08/2016 11:00:00	REP
27					No programado	No	1	1.00	07/08/2016 11:00:00	07/08/2016 11:26:00			REP
27					No programado	No	1	1	21/08/2016 04:00:00	21/08/2016 04:28:00			REP
27					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	04/12/2016 07:15:00	04/12/2016 16:00:00	04/12/2016 07:00:00	04/12/2016 16:00:00	REP
27					No programado	No	1	1	04/12/2016 16:00:00	04			

DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2017 - I

Punto de Entrega	CLIENTE	Barra	Nivel de Tensión	Energía semestral (kWh)	Tipo	Exonerado o Fuerza Mayor	Ni	Ki	Tiempo Ejecutado		Tiempo Programado		Responsable 100 %
									Fecha Hora Inicio	Fecha Hora Fin	Fecha Hora Inicio	Fecha Hora Fin	Empresa
1	ELECTRO CENTRO	AUCAYACU 22.9	MT	93825.88	Manten. Programado	No	1	0.5	22/01/2017 10:06:22	22/01/2017 11:30:48	22/01/2017 12:00:00	22/01/2017 11:30:48	REP
1					No programado	No	1	1.0	10/02/2017 04:07:37	10/02/2017 04:45:18			REP
1					No programado	No	1	1	20/04/2017 15:18:01	20/04/2017 15:30:01			REP
1					Manten. Programado	No	1	0.5	28/05/2017 08:02:19	28/05/2017 15:00:00	28/05/2017 08:00:00	28/05/2017 16:00:00	REP
1					No programado	No	1	1	09/05/2017 00:11:16	09/05/2017 01:08:51			REP
2	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 10	MT	45.98	No programado	No	1	1	18/01/2017 18:27:34	18/01/2017 23:30:22			STATKRAFT
2					No programado	No	1	1	18/01/2017 23:40:23	19/01/2017 05:43:48			STATKRAFT
2					No programado	No	1	1	01/03/2017 20:50:23	01/03/2017 21:00:15			STATKRAFT
2					No programado	No	1	1	29/05/2017 08:54:52	29/05/2017 09:20:27			STATKRAFT
2					No programado	No	1	1	16/06/2017 11:49:11	16/06/2017 12:04:48			TRANSMANTARO
3	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	AT	1540276.99	No programado	No	1	1	18/01/2017 18:27:34	18/01/2017 23:28:52			STATKRAFT
3					No programado	No	1	1	18/01/2017 23:46:49	19/01/2017 05:40:16			STATKRAFT
3					No programado	No	1	1	01/03/2017 20:50:21	01/03/2017 20:59:17			STATKRAFT
4	ELECTRO CENTRO	CONDORCOCHA 44	AT	365911.91	No programado	No	1	1.00	20/01/2017 12:13:00	20/01/2017 12:19:00			UNACEM
5	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	AT	127559.52	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	02/04/2017 04:25:00	02/04/2017 16:00:00	02/04/2017 04:00:00	02/04/2017 16:00:00	HIDROMARAÑON
5					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	02/04/2017 16:00:00	02/04/2017 18:00:00	02/04/2017 16:00:00	02/04/2017 18:00:00	HIDROMARAÑON
5					No programado	Si	0	0	02/04/2017 18:00:00	02/04/2017 22:59:00			HIDROMARAÑON
5					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	21/05/2017 05:44:00	21/05/2017 17:00:00	21/05/2017 05:00:00	21/05/2017 17:00:00	HIDROMARAÑON
5					Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	21/05/2017 17:00:00	21/05/2017 18:00:00	21/05/2017 17:00:00	21/05/2017 18:00:00	HIDROMARAÑON
5					No programado	No	0	1	21/05/2017 18:00:00	21/05/2017 18:10:00			HIDROMARAÑON
6	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE 10	MT	185758.4543	No programado	Si	0	0	05/03/2017 15:31:33	05/03/2017 15:36:42			REP
7	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE 60	AT	116152.7629	No programado	Si	0	0.00	05/03/2017 15:31:33	05/03/2017 15:38:38			REP
7					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	29/04/2017 05:03:23	29/04/2017 09:59:59	29/04/2017 05:00:00	29/04/2017 10:00:00	REP
7					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	20/05/2017 05:01:55	20/05/2017 09:28:13	20/05/2017 05:00:00	20/05/2017 10:00:00	REP
8	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	MT	454907.00	Manten. Programado	No	1	0.5	21/05/2017 08:05:49	21/05/2017 16:00:00	21/05/2017 08:00:00	21/05/2017 16:00:00	REP
8					No programado	No	0	1	21/05/2017 16:00:00	21/05/2017 17:00:57			REP
9	ELECTRO DUNAS	ICA 60	AT	18727077.31	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0.0	08/01/2017 05:07:53	08/01/2017 15:00:00	08/01/2017 05:00:00	08/01/2017 17:00:00	REP
9					Expansion/Reforzamiento	No	0	0.25	08/01/2017 15:00:00	08/01/2017 16:53:29	08/01/2017 05:00:00	08/01/2017 17:00:00	REP
10	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	AT	906599.7282	Manten. Programado	No	1	0.5	09/03/2017 08:03:56	09/03/2017 15:48:52	09/03/2017 08:00:00	09/03/2017 16:00:00	REP
11	ELECTRO NORTE	CARHUAQUERO 220	MAT	307145.9059	No programado	Si	0	0	01/02/2017 21:03:27	01/02/2017 22:06:00			REP
11					No programado	Si	0	0	02/02/2017 02:58:00	02/02/2017 04:11:00			REP
11					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	09/02/2017 07:29:00	09/02/2017 12:00:00	09/02/2017 07:00:00	09/02/2017 12:00:00	CCNCM S.A.C.
11					No programado	No	0	1	09/02/2017 12:00:00	09/02/2017 13:21:00			CCNCM S.A.C.
11					No programado	Si	0	0	24/06/2017 21:52:00	24/06/2017 22:36:00			ELECTRONORTE
12	ELECTRO NORTE	CERRO CORONA 220	MAT	360368.1269	Manten. Programado	No	1	0.5	10/05/2017 09:02:00	10/05/2017 16:58:00	10/05/2017 09:00:00	10/05/2017 17:00:00	NOR PERUANA
13	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	AT	11598848.23	No programado	Si	0	0.0	01/02/2017 21:03:27	02/02/2017 05:32:53			REP
14	ELECTRO NOR OESTE	ZORRITOS 33	AT	273083	No programado	Si	0	0.0	26/01/2017 01:30:00	26/01/2017 03:10:00			ENOSA
14					No programado	No	1	1.0	26/01/2017 19:40:12	26/01/2017 21:59:00			REP
14					No programado	Si	0	0	05/03/2017 01:53:58	05/03/2017 02:18:00			REP
14					Manten. Programado	No	1	0.5	13/05/2017 08:14:00	13/05/2017 11:00:00	13/05/2017 08:00:00	13/05/2017 11:00:00	ELECTROPERU
14					No programado	No	0	1	13/05/2017 11:00:00	13/05/2017 16:38:00			ELECTROPERU
14					Manten. Programado	No	1	0.5	11/06/2017 00:12:00	11/06/2017 00:55:00	11/06/2017 00:00:00	11/06/2017 01:00:00	ELECTROPERU
15	ELECTRO NOR OESTE	MANCORA 10.5	MT	110006	No programado	No	1	1	12/01/2017 23:50:00	13/01/2017 00:20:00			REP
15					No programado	No	1	1	26/01/2017 19:40:12	26/01/2017 21:57:00			REP
15					No programado	Si	0	0	30/01/2017 07:50:00	30/01/2017 08:15:00			ENOSA
15					No programado	Si	0	0	05/03/2017 01:39:00	05/03/2017 02:30:00			ELECTROPERU
15					No programado	Si	0	0	17/03/2017 23:35:00	17/03/2017 23:51:00			ELECTROPERU
15					No programado	Si	0	0	21/03/2017 18:18:00	21/03/2017 18:46:00			ELECTROPERU
15					No programado	Si	0	0	05/04/2017 15:34:00	05/04/2017 16:09:00			ENOSA
15					No programado	Si	0	0	05/04/2017 17:35:00	05/04/2017 18:47:00			ENOSA
16	ELECTRO NOR OESTE	MANCORA 22.9	MT	157784	No programado	No	1	1	12/01/2017 23:50:00	13/01/2017 00:17:00			REP
16					No programado	No	1	1	25/01/2017 23:10:00	25/01/2017 23:58:00			ELECTROPERU
16					No programado	No	1	1	26/01/2017 19:40:12	26/01/2017 21:57:00			REP
16					No programado	Si	0	0	31/01/2017 10:43:00	31/01/2017 11:11:00			ENOSA
16					No programado	Si	0	0	04/02/2017 20:08:00	05/02/2017 00:43:00			ENOSA
16					No programado	Si	0	0	05/03/2017 01:39:00	05/03/2017 02:30:00			ELECTROPERU
16					No programado	Si	0	0	17/03/2017 23:35:00	17/03/2017 23:50:00			ELECTROPERU
16					No programado	Si	0	0	21/03/2017 18:18:00	21/03/2017 18:47:00			ELECTROPERU
17	ELECTRO NOR OESTE	Malacas 13.2	MT	590566	No programado	No	1	1	17/01/2017 14:42:00	17/01/2017 19:49:00			ENEL GENERACION
17					Manten. Programado	No	1	0.5	28/05/2017 06:25:00	28/05/2017 14:00:00	28/05/2017 06:00:00	28/05/2017 14:00:00	ENEL GENERACION
17					No programado	No	0	1	28/05/2017 14:00:00	28/05/2017 15:04:00			ENEL GENERACION
18	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	AT	1131120	No programado	No	1	1	26/01/2017 19:40:12	26/01/2017 21:50:31			REP
18					No programado	Si	0	0	05/03/2017 01:53:58	05/03/2017 02:07:53			REP
19	HIDRANDINA	CHIMBOTE2 138	MAT	967	No programado	Si	0	0	08/05/2017 07:18:00	08/05/2017 08:34:50			HIDRANDINA
20	HIDRANDINA	PARAMONGA NUEVA 66	AT	140825	No programado	No	1	1	24/01/2017 00:53:13	24/01/2017 01:24:48			REP
20					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	05/02/2017 07:02:34	05/02/2017 13:46:53	05/02/2017 07:00:00	05/02/2017 15:00:00	REP
21	HIDRANDINA	TRUJILLO NORTE 10	MT	1195268	Manten. Programado	No	1	0.5	22/01/2017 08:03:27	22/01/2017 15:40:38	22/01/2017 08:00:00	22/01/2017 16:00:00	REP
22	HIDRANDINA	GUADALUPE 60	AT	2106383	Manten. Programado	No	1	0.5	11/06/2017 07:05:19	11/06/2017 14:58:45	11/06/2017 07:00:00	11/06/2017 15:00:00	REP

DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2017-II

Punto de Entrega	CLIENTE	Barra	Nivel de Tensión	Energía semestral (KW.h)	Tipo	Exonerado o Fuerza Mayor	Ni	Ki	Tiempo Ejecutado		Tiempo Programado		Responsable 1
									Fecha Hora Inicio	Fecha Hora Fin	Fecha Hora Inicio	Fecha Hora Fin	Empresa
1	ELECTRO CENTRO	AUCAYACU 22.9	MT	106680.08	Manten. Programado	No	1	0.5	02/07/2017 08:01:45	02/07/2017 16:00:00	02/07/2017 08:00:00	02/07/2017 16:00:00	REP
1					No programado	No	0	1.0	02/07/2017 16:00:00	02/07/2017 16:02:41			REP
1					Manten. Programado	No	1	0.5	29/07/2017 03:02:53	29/07/2017 04:26:42	29/07/2017 03:00:00	29/07/2017 05:00:00	REP
1					No programado	No	1	1	18/08/2017 02:47:04	18/08/2017 03:09:30			REP
1					No programado	No	1	1	28/09/2017 00:45:12	28/09/2017 01:02:41			REP
1					No programado	No	1	1	22/11/2017 05:03:10	22/11/2017 05:40:25			REP
2	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 10	MT	46.79	No programado	No	1	1	27/09/2017 05:33:16	27/09/2017 09:24:54			ELECTROPERU
2					Manten. Programado	No	1	0.5	29/10/2017 06:04:45	29/10/2017 14:00:00	29/10/2017 06:00:00	29/10/2017 14:00:00	ELECTROPERU
2					No programado	No	0	1	29/10/2017 14:00:00	29/10/2017 14:42:19			ELECTROPERU
2					No programado	No	1	1	20/10/2017 12:10:37	20/10/2017 12:18:58			STATKRAFT
2					No programado	No	1	1	29/10/2017 15:11:52	29/10/2017 15:17:20			DOE RUN
3	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	AT	1714419.23	No programado	No	1	1	27/09/2017 05:33:16	27/09/2017 09:23:45			ELECTROPERU
3					Manten. Programado	No	1	0.50	29/10/2017 06:05:35	29/10/2017 14:00:00	29/10/2017 06:00:00	29/10/2017 14:00:00	ELECTROPERU
3					No programado	No	0	1	29/10/2017 14:00:00	29/10/2017 14:20:31			ELECTROPERU
3					No programado	No	1	1	20/10/2017 12:10:37	20/10/2017 12:14:25			STATKRAFT
4	ELECTRO CENTRO	COBRIZA I 69	AT	73108.39058	No programado	No	1	1	27/09/2017 05:33:16	27/09/2017 09:22:33			ELECTROPERU
4					Manten. Programado	No	1	1	29/10/2017 06:16:20	29/10/2017 13:35:31	29/10/2017 06:00:00	29/10/2017 14:00:00	ELECTROPERU
5	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	AT	24709.81678	No programado	No	1	1	20/11/2017 16:35:40	20/11/2017 17:07:00			MINERA SANTA LUISA
5					No programado	No	1	1.00	25/12/2017 16:15:51	25/12/2017 16:34:00			MINERA SANTA LUISA
6	ELECTRO CENTRO	HUANUCO 10	MT	161645.1645	Manten. Programado	No	1	1	03/09/2017 08:05:52	03/09/2017 16:00:00	03/09/2017 08:00:00	03/09/2017 16:00:00	REP
6					No programado	No	0	1	03/09/2017 16:00:00	03/09/2017 16:06:12			REP
7	ELECTRO CENTRO	HUANUCO 22.9A	MT	29582.5214	Manten. Programado	No	1	0.5	03/09/2017 08:05:31	03/09/2017 16:00:00	03/09/2017 08:00:00	03/09/2017 16:00:00	REP
7					No programado	No	0	1	03/09/2017 16:00:00	03/09/2017 16:44:05			REP
8	ELECTRO CENTRO	HUANUCO 22.9B	MT	39137.41253	Manten. Programado	No	1	0.5	03/09/2017 08:01:54	03/09/2017 16:00:00	03/09/2017 08:00:00	03/09/2017 16:00:00	REP
8					No programado	No	0	1.00	03/09/2017 16:00:00	03/09/2017 16:08:24			REP
9	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	MT	81500	Manten. Programado	No	1	0.5	08/10/2017 08:02:17	08/10/2017 15:55:05	08/10/2017 08:00:00	08/10/2017 16:00:00	REP
28	ELECTRO CENTRO	CONDORCOCHA 44	AT	624341.29	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0.00	17/12/2017 06:10:00	17/12/2017 14:00:00	17/12/2017 06:00:00	17/12/2017 14:00:00	UNACEM
28					Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	17/12/2017 14:00:00	17/12/2017 16:00:00	17/12/2017 14:00:00	17/12/2017 16:00:00	UNACEM
28					No programado	No	0	1.0	17/12/2017 16:00:00	17/12/2017 17:50:00			UNACEM
28					No programado	No	1	1.0	09/12/2017 16:48:05	09/12/2017 17:02:59			UNACEM
29	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	MT	100203.20	No programado	No			08/12/2017 14:14:43	08/12/2017 15:08:00			STATKRAFT
10	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 10	MT	143797.4022	Manten. Programado	No	1	1	21/07/2017 08:04:00	21/07/2017 15:20:00	21/07/2017 08:00:00	21/07/2017 16:00:00	REP
10					No programado	No	1	1	01/09/2017 10:22:08	01/09/2017 11:16:06			REP
11	ELECTRO NORTE	CARHUAQUERO 220	MAT	43977.00795	Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	09/07/2017 08:16:00	09/07/2017 13:19:00	09/07/2017 07:00:00	09/07/2017 17:00:00	COBRA
12	ELECTRO NORTE	CERRO CORONA 220	MAT	60360.49619	Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0	06/07/2017 09:49:00	06/07/2017 16:00:00	06/07/2017 08:00:00	06/07/2017 16:00:00	CONENHUA
12					No programado	No	0	1.0	06/07/2017 16:00:00	06/07/2017 17:21:00			CONENHUA
13	ELECTRO NOR OESTE	ZORRITOS 33	AT	240256	Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	16/07/2017 06:15:00	16/07/2017 14:00:00	16/07/2017 06:00:00	16/07/2017 14:00:00	REP
13					No programado	No	0	1.0	16/07/2017 14:00:00	16/07/2017 14:19:00			REP
14	ELECTRO NOR OESTE	MANCORA 10.5	MT	88816	Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	16/07/2017 06:11:00	16/07/2017 14:00:00	16/07/2017 06:00:00	16/07/2017 14:00:00	REP
14					No programado	No	0	1	16/07/2017 14:00:00	16/07/2017 14:15:00			REP
14					No programado	No	1	1	19/07/2017 23:34:00	20/07/2017 00:54:00			REP
14					No programado	No	1	1	31/08/2017 08:55:00	31/08/2017 09:21:00			ELECTROPERU
14					No programado	No	1	1	09/10/2017 18:13:00	09/10/2017 18:40:00			ELECTROPERU
15	ELECTRO NOR OESTE	MANCORA 22.9	MT	137011	Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	16/07/2017 06:11:00	16/07/2017 14:00:00	16/07/2017 06:00:00	16/07/2017 14:00:00	REP
15					No programado	No	0	1	16/07/2017 14:00:00	16/07/2017 14:14:00			REP
15					No programado	No	1	1	31/08/2017 08:55:00	31/08/2017 09:20:00			ELECTROPERU
15					No programado	No	1	1	09/10/2017 18:13:00	09/10/2017 18:45:00			ELECTROPERU
16	ELECTRO NOR OESTE	Malacas 13.2	MT	75538	Manten. Programado	No	1	0.5	19/11/2017 06:10:15	19/11/2017 13:48:29	19/11/2017 06:00:00	19/11/2017 14:00:00	REP / ENEL
17	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	AT	957845	Expansion/Reforzamiento	No	0.5	0.25	16/07/2017 06:16:38	16/07/2017 14:00:00	16/07/2017 06:00:00	16/07/2017 14:00:00	REP
17					No programado	No	0	1	16/07/2017 14:00:00	16/07/2017 14:06:34			REP
19	HIDRANDINA	CHIMBOTE 13.8	MT	4189	Manten. Programado	No	1	0.5	13/07/2017 08:51:19	13/07/2017 15:40:11	13/07/2017 08:00:00	13/07/2017 16:00:00	REP
20	HIDRANDINA	GUADALUPE 10	MT	36559	Manten. Programado	No	1	0.5	24/09/2017 08:02:05	24/09/2017 15:49:21	24/09/2017 08:00:00	24/09/2017 16:00:00	REP
21	HIDRANDINA	HUALLANCA 13.8	MT	4857	Manten. Programado	No	1	0.5	24/09/2017 07:13:00	24/09/2017 13:52:00	24/09/2017 07:00:00	24/09/2017 15:00:00	ETENORTE
22	HIDRANDINA	HUALLANCA 66	AT	74738	Manten. Programado	No	1	0.5	24/09/2017 07:16:00	24/09/2017 13:52:00	24/09/2017 07:00:00	24/09/2017 15:00:00	ETENORTE
23	HIDRANDINA	HUARAZ OESTE 138	MAT	118162	Manten. Programado	No	1	0.5	17/09/2017 07:13:00	17/09/2017 13:00:00	17/09/2017 07:00:00	17/09/2017 13:00:00	ETENORTE/CTA/HID
23					No programado	No	0	1	17/09/2017 13:00:00	17/09/2017 13:39:00			CTA
23					No programado	Si	0	0	29/11/2017 18:18:00	29/11/2017 18:37:19			CTA
24	HIDRANDINA	PARAMONGA NUEVA 66	AT	23153	Manten. Programado	No	1	0.5	06/08/2017 07:03:51	06/08/2017 14:29:57	06/08/2017 07:00:00	06/08/2017 15:00:00	REP
25	HIDRANDINA	TRUJILLO NORTE 10	MT	184492	Manten. Programado	No	1	0.5	15/10/2017 08:02:46	15/10/2017 15:50:37	15/10/2017 08:00:00	15/10/2017 16:00:00	REP
26	CEMENTO SUR PERU	PUNO 138	AT	17086125.37	No programado	No	1	1	09/07/2017 22:41:00	10/07/2017 02:38:00			ABY TRANSMISION SUR
27	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	MAT	79275564.96	No programado	No	1	1	09/07/2017 20:59:00	09/07/2017 21:57:00			TRANSMANTARO
27					No programado	No	1	1	09/07/2017 22:41:00	09/07/2017 23:51:00			ABY TRANSMISION SUR

DATOS DE INTERRUPCIONES – PUNTO DE ENTREGA 2018-I

Punto de Entrega	CLIENTE	Barra	Nivel de Tensión	Energía semestral (KWh)	Tipo	Exonerado o Fuerza Mayor	Ni	Ki	Tiempo Ejecutado		Tiempo Programado		Responsable 100 %
									Fecha Hora Inicio	Fecha Hora Fin	Fecha Hora Inicio	Fecha Hora Fin	Empresa
1	ELECTRO CENTRO	AUCAYACU 22.9	MT	94,592.921	Manten. Programado	No	1	0.5	27/05/2018 07:36:51	27/05/2018 15:00:00	27/05/2018 07:00:00	27/05/2018 15:00:00	REP
1					No programado	No	0	1.0	27/05/2018 15:00:00	27/05/2018 15:48:17			REP
1					No programado	No	1	1	21/05/2018 00:05:46	21/05/2018 00:37:03			REP
2	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 10	MT	45.222	No programado	No	1	1	24/01/2018 15:32:03	24/01/2018 15:46:53			SHAQSHA
2					No programado	No	1	1	30/03/2018 17:44:53	30/03/2018 17:55:32			SHAQSHA
2					No programado	No	1	1	05/04/2018 23:25:00	05/04/2018 23:37:32			SHAQSHA
2					No programado	No	1	1	06/04/2018 00:07:58	06/04/2018 00:12:07			SHAQSHA
2					No programado	No	1	1	19/04/2018 17:25:55	19/04/2018 18:20:51			SHAQSHA
3	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	AT	656,665.089	No programado	No	1	1	24/01/2018 15:32:02	24/01/2018 15:39:08			SHAQSHA
3					No programado	No	1	1	30/03/2018 17:44:39	30/03/2018 17:53:37			SHAQSHA
3					No programado	No	1	1	05/04/2018 23:25:00	05/04/2018 23:36:59			SHAQSHA
3					No programado	No	1	1	19/04/2018 17:25:55	19/04/2018 18:18:35			SHAQSHA
4	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	AT	133,501.025	No programado	No	1	1	06/03/2018 07:46:11	06/03/2018 07:55:30			CELEPSA
4					No programado	No	1	1	06/03/2018 10:14:45	06/03/2018 10:18:15			CELEPSA
4					No programado	No	1	1	24/05/2018 09:09:37	24/05/2018 10:41:38			MIN STA LUISA
5	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE 10	MT	141,140.123	No programado	No	1	1	28/01/2018 21:45:37	28/01/2018 21:53:09			REP
5					No programado	No	1	1	28/01/2018 23:56:35	29/01/2018 01:03:04			REP
5					No programado	No	1	1	29/01/2018 01:40:24	29/01/2018 01:51:18			REP
5					Manten. Programado	No	1	0.5	11/02/2018 08:01:38	11/02/2018 15:51:46	11/02/2018 08:00:00	11/02/2018 16:00:00	REP
6	ELECTRO CENTRO	HUANUCO 10	MT	141,140.123	Manten. Programado	No	1	0.5	15/04/2018 06:05:51	15/04/2018 16:00:00	15/04/2018 06:00:00	15/04/2018 16:00:00	REP
6					No programado	No	0	1	15/04/2018 16:00:00	15/04/2018 16:04:55			REP
6					No programado	No	1	1	05/04/2018 16:02:24	05/04/2018 16:18:56			REP
7	ELECTRO CENTRO	HUANUCO 22.9A	MT	141,140.123	Manten. Programado	No	1	0.5	15/04/2018 06:06:22	15/04/2018 16:00:00	15/04/2018 06:00:00	15/04/2018 16:00:00	REP
7					No programado	No	0	1	15/04/2018 16:00:00	15/04/2018 16:10:10			REP
7					No programado	No	1	1	05/04/2018 16:02:24	05/04/2018 16:19:59			REP
8	ELECTRO CENTRO	HUANUCO 22.9B	MT	141,140.123	Manten. Programado	No	1	0.5	15/04/2018 06:05:55	15/04/2018 16:00:00	15/04/2018 06:00:00	15/04/2018 16:00:00	REP
8					No programado	No	0	1	15/04/2018 16:00:00	15/04/2018 16:08:55			REP
8					No programado	No	1	1	05/04/2018 16:02:24	05/04/2018 16:19:50			REP
9	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	MT	141,140.123	Manten. Programado	No	1	0.5	29/04/2018 08:03:30	29/04/2018 15:50:52	29/04/2018 08:00:00	29/04/2018 16:00:00	REP
10	ELECTRODUNAS	INDEPENDENCIA 10	MT	141,140.123	Manten. Programado	No	1	0.5	04/05/2018 08:02:37	04/05/2018 16:00:00	04/05/2018 08:00:00	04/05/2018 16:00:00	REP
10					No programado	No	0	1	04/05/2018 16:00:00	04/05/2018 16:14:47			REP
10					No programado	No	1	1	11/06/2018 16:49:26	11/06/2018 16:54:41			REP
10					No programado	No	1	1	11/06/2018 16:58:40	11/06/2018 19:06:43			REP
19	ELECTRODUNAS	ICA 10	MT	141,140.123	No programado	Si	0	0	15/06/2018 15:13:01	15/06/2018 15:21:11			ELECTRODUNAS
21	ELECTRODUNAS	MARCONA 60	AT	#####	Manten. Programado	No	1	0.5	28/01/2018 07:10:00	28/01/2018 13:09:00	28/01/2018 07:00:00	28/01/2018 15:00:00	PARQUE EÓLICO
21					Manten. Programado	Si	0	0	28/01/2018 13:09:00	28/01/2018 14:41:00	28/01/2018 07:00:00	28/01/2018 15:00:00	ELECTRODUNAS
21					Manten. Programado	No	1	1	06/05/2018 08:07:00	06/05/2018 12:35:00	06/05/2018 08:00:00	06/05/2018 13:00:00	REP
21					Manten. Programado	Si	0	0	06/05/2018 12:35:00	06/05/2018 12:55:00	06/05/2018 08:00:00	06/05/2018 13:00:00	ELECTRODUNAS
11	ELECTRO NOR OESTE	Malacas 13.2	MT	141,140.123	Manten. Programado	No	1	0.5	25/03/2018 08:06:00	25/03/2018 15:47:49	25/03/2018 08:00:00	25/03/2018 16:00:00	REP
12	ELECTRO NOR OESTE	MANCORA 10.5	MT	141,140.123	No programado	Si	0	0	02/02/2018 19:04:25	02/02/2018 20:36:00			REP
12					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	18/03/2018 06:09:00	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 06:00:00	18/03/2018 14:00:00	REP
12					Expansion/Reforzamiento	No	0	0.25	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 15:20:00	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 16:00:00	REP
13	ELECTRO NOR OESTE	MANCORA 22.9	MT	141,140.123	No programado	Si	0	0	02/02/2018 19:04:25	02/02/2018 20:35:00			REP
13					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	18/03/2018 06:09:00	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 06:00:00	18/03/2018 14:00:00	REP
13					Expansion/Reforzamiento	No	0	0.25	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 15:19:00	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 16:00:00	REP
13					No programado	Si	0	0	18/03/2018 15:59:00	18/03/2018 16:10:00			ENOSA
13					No programado	Si	0	0	09/05/2018 01:28:00	09/05/2018 03:02:00			ENOSA
14	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	AT	141,140.123	No programado	Si	0	0	02/02/2018 19:04:25	02/02/2018 20:29:50			REP
14					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0.00	18/03/2018 06:12:04	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 06:00:00	18/03/2018 14:00:00	REP
14					Expansion/Reforzamiento	No	0	0.25	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 14:34:01	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 16:00:00	REP
15	ELECTRO NOR OESTE	ZORRITOS 33	AT	284,191.649	No programado	Si	0	0	02/02/2018 19:04:25	02/02/2018 20:50:00			REP
15					Expansion/Reforzamiento	Si	0	0	18/03/2018 06:09:00	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 06:00:00	18/03/2018 14:00:00	REP
15					Expansion/Reforzamiento	No	0	0.25	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 15:23:00	18/03/2018 14:00:00	18/03/2018 16:00:00	REP
16	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 10	MT	141,140.123	No programado	Si	0	0	24/01/2018 12:41:43	24/01/2018 12:56:24			ENOSA
17	HIDRANDINA	GUADALUPE 10	MT	141,140.123	Manten. Programado	No	1	0.5	07/01/2018 08:01:38	07/01/2018 09:41:25	07/01/2018 08:00:00	07/01/2018 12:00:00	REP
18	HIDRANDINA	TRUJILLO NORTE 10	MT	141,140.123	Manten. Programado	No	1	0.5	20/05/2018 07:03:14	20/05/2018 10:33:07	20/05/2018 07:00:00	20/05/2018 11:00:00	REP
20	ELECTRO NORTE	CARHUAQUERO 220	MAT	141,140.123	No programado	No	1	1	21/06/2018 02:37:00	21/06/2018 05:27:00			ETENORTE

DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2015-II

PtoEntrega Rechazo	CLIENTE	Barra	Código Alimentador	ENST f,k (kW.h)	Codigo COES del Evento	Interrupción		Pk (kW)
						inicio	fin	
1	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (BILATERAL)	36.00	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 08:08:00	1600
2	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (LICITACIÓN)	-	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 08:08:00	1600
3	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	EL CARMEN(CA101)	102.84	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:13	06/08/2015 07:47:30	2430
3	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	PISCO(PI102)	22.23	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:13	06/08/2015 07:47:33	660
4	ELECTRO DUNAS	ICA 60	STA MARGARITA(SM117)	11.59	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:13	06/08/2015 07:47:23	1800
5	HIDRANDINA	TRUJILLO 138	CASAGRANDE01(AMT CGU001)	0.14	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 08:12:00	850
5	HIDRANDINA	TRUJILLO 138	VIRU(AMT VIR003)	0.14	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:50:00	420
5	HIDRANDINA	TRUJILLO 138	MOTIL (L-3360)	0.14	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:58:00	1500
5	HIDRANDINA	TRUJILLO 138	TRUJILLO SUR(AMT TSU016)	0.14	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:51:00	3380
6	HIDRANDINA	CHIMBOTE1 138	CASMA(AMT CAS 062)	20.47	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:52:00	520
6	HIDRANDINA	CHIMBOTE1 138	CHIMBOTE NORTE(AMT CHN021)	20.47	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:53:00	1920
6	HIDRANDINA	CHIMBOTE1 138	NEPEÑA(AMT NEP042)	20.47	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:53:00	1400
13	HIDRANDINA	CAJAMARCA NORTE 60	CAJABAMBA(AMT CJB005)	-	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:47:00	200
14	HIDRANDINA	HUALLANCA 66	La Pampa	-	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:50:00	110
15	HIDRANDINA	GUADALUPE 60	PAC002 (A3046)	-	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:56:00	1300
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	CAYALTI(A2052)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:50:00	15
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	SECHO 10 KV(A2002)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:49:00	3860
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	SECHO 10 KV(A2007)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:49:00	1090
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	ILLIMO(A2037)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 08:03:00	670
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	ILLIMO(A2058)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 08:03:00	896
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	LAMBAYEQUE SUR(A2027)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:50:00	3450
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	LAMBAYEQUE(A2021)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:54:00	117
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	OLMOS(A2054)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 08:03:00	1989
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	POMALCA(A2051)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:49:00	1417
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	POMALCA(A2070)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:49:00	3124
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	TUMAN(A2038)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:50:00	579
16	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	TUMAN(A2039)	1.63	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:50:00	1190
17	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	XAUXA(A4603)	39.03	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:11	06/08/2015 08:04:01	700
17	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	XAUXA(A4604)	39.03	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:11	06/08/2015 08:04:12	250
18	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	LA UNIÓN(A4268)	14.99	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:11	06/08/2015 08:15:00	547
18	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	LA UNIÓN(A4269)	14.99	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:11	06/08/2015 08:15:00	175
18	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	LA UNIÓN(A4270)	14.99	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:11	06/08/2015 08:15:00	194
19	ELECTRO CENTRO	OROYA NUEVA 50	PACCHA(A4715)	3.28	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:11	06/08/2015 08:15:00	150
20	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	ELC-PUERTO BERMUDE (A489S)	24.35	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:11	06/08/2015 08:15:00	190
20	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	ELC-VILLA RICA(A4S79)	24.35	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:11	06/08/2015 08:09:05	340
21	ELECTRO CENTRO	TRUJILLO NORTE 10	TINGO MARIA(A4354)	12.59	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:11	06/08/2015 08:15:00	300
22	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	CHULUCANAS(A1071)	5.52	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:48:00	1310
22	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	TIERRA COLORADA(A1602)	5.52	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:48:00	1500
39	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	ZARUMILLA(A1049)	-	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:48:00	600
40	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	ZARUMILLA(A1050)	-	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:48:00	800
41	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	ZARUMILLA(A1051)	-	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:48:00	300
42	ELECTRO NOR OESTE	ZORRITOS 33	T CORRALES(A1204)	7.78	EV-036-2015	06/08/2015 07:44:00	06/08/2015 07:48:00	980
43	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	CAC - Celda 7-Q1	2,447.27	EV-030-2015	05/07/2015 17:39:00	05/07/2015 18:28:00	2660
44	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	CAC - Celda 10-Q3	2,338.56	EV-030-2015	05/07/2015 17:41:00	05/07/2015 18:28:00	2650
45	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	CAC - Celda 12-Q4	1,858.83	EV-030-2015	05/07/2015 17:43:00	05/07/2015 18:28:00	2200
46	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	CAC - Celda 13-Q5	1,856.95	EV-030-2015	05/07/2015 17:45:00	05/07/2015 18:28:00	2300
47	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	CAC - Celda 14-Q6	1,770.58	EV-030-2015	05/07/2015 17:47:00	05/07/2015 18:28:00	2300
48	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	CAC - Celda 4-SINT	230.95	EV-030-2015	05/07/2015 17:47:00	05/07/2015 18:28:00	300
49	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	CAC-Celda 7-Q1	6,171.55	EV-036-2015	06/08/2015 07:43:00	06/08/2015 08:20:00	3300

DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2016-I

PtoEntrega Rechazo	CLIENTE	Barra	Codigo Alimentador	ENS f (kW.h)	Codigo COES del Evento	Interrupción		Pk (kW)
						inicio	fin	
1	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4027	0.6101	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:55	21/01/2016 18:30:37	160
2	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4007	-	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:46:44	270
2	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4006	-	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:46:37	580
2	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4008	-	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:46:49	390
2	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4029	-	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:45:15	310
3	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	15.1081	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:55	21/01/2016 18:30:14	9
3	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	15.1081	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:55	21/01/2016 18:18:00	343
4	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	22.7098	EV-005-2016	29/01/2016 21:21:04	29/01/2016 21:52:50	1126
4	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4269	22.7098	EV-005-2016	29/01/2016 21:21:04	29/01/2016 21:53:20	328
4	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	22.7098	EV-005-2016	29/01/2016 21:21:04	29/01/2016 21:51:46	297
5	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	9.0712	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:53:20	660
5	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	9.0712	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:52:05	220
5	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4269	9.0712	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:54:10	160
6	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4602	22.6164	EV-005-2016	29/01/2016 21:35:37	29/01/2016 21:50:27	1503
7	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4601	-	EV-022-2016	30/03/2016 09:01:43	30/03/2016 09:17:20	840
8	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4404	20.6165	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:48:34	250
8	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4605	20.6165	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:43:48	210
8	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4603	20.6165	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:43:45	350
9	ELECTRO CENTRO	PARAGSH2138	A4906	0.7180	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:55	21/01/2016 18:18:00	397
9	ELECTRO CENTRO	PARAGSH2138	A4905	0.7180	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:55	21/01/2016 18:18:10	190
10	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA10	A4358	6.4098	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:55	21/01/2016 18:42:05	157
11	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA10	A4358	4.2115	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:54:00	300
11	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA10	A4354	4.2115	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:53:00	300
12	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.2	A4879	8.4433	EV-005-2016	29/01/2016 21:21:04	29/01/2016 21:53:14	657
12	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.2	A4843	8.4433	EV-005-2016	29/01/2016 21:21:04	29/01/2016 21:52:00	456
13	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.2	A4842	20.4455	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:48:14	800
13	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.2	A4896	20.4455	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:51:45	810
13	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.2	A4895	20.4455	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:51:44	140
13	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.2	A4843	20.4455	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:48:34	230
13	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.2	A4865	20.4455	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:51:43	360
14	ELECTRO CENTRO	CONDORCOC44	A4704	-	EV-022-2016	30/03/2016 09:01:43	30/03/2016 09:15:52	140
14	ELECTRO CENTRO	CONDORCOC44	A4750	-	EV-022-2016	30/03/2016 09:01:43	30/03/2016 09:15:56	100
15	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE10	A4102	-	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:55	21/01/2016 18:40:17	300
15	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE10	A4103	-	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:55	21/01/2016 18:18:20	456
16	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE10	A4103	-	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:44:50	900
17	ELECTRO CENTRO	HUANUCO22.9	A4257	1.9812	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:42:40	1000
17	ELECTRO CENTRO	HUANUCO22.9	A4259	1.9812	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:42:58	1400
18	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	CA101	10.1632	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:53	21/01/2016 18:14:40	9
19	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	CA101	93.4638	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:00	12/06/2016 08:49:34	1440
19	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	PA217	93.4638	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:00	12/06/2016 08:49:03	2330
19	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	PN106	93.4638	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:00	12/06/2016 08:50:49	1990
19	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	AL108	93.4638	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:00	12/06/2016 08:50:54	1680
19	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	AL105	93.4638	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:00	12/06/2016 08:49:15	1740
20	ELECTRO DUNAS	ICA60	SM117	55.5806	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:53	21/01/2016 18:13:43	1670
20	ELECTRO DUNAS	ICA60	TA121	55.5806	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:53	21/01/2016 18:14:48	740
21	ELECTRO DUNAS	ICA60	SM117	135.7261	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:00	12/06/2016 08:49:24	1670
21	ELECTRO DUNAS	ICA60	TA121	135.7261	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:00	12/06/2016 08:48:42	660
21	ELECTRO DUNAS	ICA60	SM116	135.7261	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:00	12/06/2016 08:49:14	1030
21	ELECTRO DUNAS	ICA60	TA123	135.7261	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:00	12/06/2016 08:48:52	1280
22	ELECTRO DUNAS	MARCONA60	NA203	-	EV-022-2016	30/03/2016 09:02:30	30/03/2016 09:12:05	1670
23	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2038	0.4760	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:00	21/01/2016 18:10:00	742
23	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	0.4760	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:00	21/01/2016 18:10:00	880
23	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	0.4760	EV-003-2016	21/01/2016 18:04:00	21/01/2016 18:10:00	1168
24	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	4.3224	EV-005-2016	29/01/2016 21:21:00	29/01/2016 21:51:00	1260
24	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2001	4.3224	EV-005-2016	29/01/2016 21:23:00	29/01/2016 21:49:00	2290
24	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	4.3224	EV-005-2016	29/01/2016 21:21:00	29/01/2016 21:50:00	1732
25	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2001	20.9366	EV-022-2016	30/03/2016 09:03:00	30/03/2016 09:19:00	1670
26	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2038	5.9446	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:50	12/06/2016 08:44:00	650
26	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	5.9446	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:50	12/06/2016 08:48:00	1750
26	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	5.9446	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:50	12/06/2016 08:44:00	620
26	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2027	5.9446	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:50	12/06/2016 08:45:00	2200
26	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2026	5.9446	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:50	12/06/2016 08:45:00	2740
26	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2070	5.9446	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:50	12/06/2016 08:44:00	2670
26	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2053	5.9446	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:50	12/06/2016 08:48:00	610
28	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1024	45.9828	EV-005-2016	29/01/2016 21:23:00	29/01/2016 21:48:00	260
28	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1068	45.9828	EV-005-2016	29/01/2016 21:23:00	29/01/2016 21:52:00	600
28	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1069	45.9828	EV-005-2016	29/01/2016 21:23:00	29/01/2016 21:52:00	2350
29	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1024	-	EV-022-2016	30/03/2016 09:02:00	29/03/2016 14:39:00	270
29	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1068	-	EV-022-2016	30/03/2016 09:02:00	29/03/2016 14:40:00	500
29	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1069	-	EV-022-2016	30/03/2016 09:02:00	29/03/2016 14:40:00	800
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1080	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:53	12/06/2016 08:39:00	300
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1009	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:50	12/06/2016 08:41:00	2350
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1004	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:50	12/06/2016 08:41:00	1070
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1027	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:53	12/06/2016 08:39:00	730
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1028	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:53	12/06/2016 08:39:00	230
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1029	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:53	12/06/2016 08:39:00	800
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1079	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:53	12/06/2016 08:39:00	2500
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1022	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:55	12/06/2016 08:41:00	1500
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1071	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:53	12/06/2016 08:40:00	1330
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1013	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:54	12/06/2016 08:39:00	2340
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1941	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:51	12/06/2016 08:41:00	1920
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1030	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:53	12/06/2016 08:39:00	1600
30	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1605	49.7787	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:55	12/06/2016 08:41:00	1900
31	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1024	-	EV-038-2016	16/06/2016 06:48:00	16/06/2016 08:41:00	220
31	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1025	-	EV-038-2016	16/06/2016 07:03:00	16/06/2016 08:41:00	1040
31	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1602	-	EV-038-2016	16/06/2016 07:03:00	16/06/2016 08:41:00	290
31	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1027	-	EV-038-2016	16/06/2016 07:03:00	16/06/2016 08:40:00	720
31	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1028	-	EV-038-2016	16/06/2016 07:03:00	16/06/2016 08:40:00	280
31	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1029	-	EV-038-2016	16/06/2016 07:03:00	16/06/2016 08:40:00	840
31	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1030	-	EV-038-2016	16/06/2016 07:03:00	16/06/2016 08:40:00	1660
33	ELECTRO NOR OESTE	ZORRITOS60	A1051	-	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:53	12/06/2016 08:40:00	400
33	ELECTRO NOR OESTE	ZORRITOS60	A1049	-	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:53	12/06/2016 08:40:00	700
33	ELECTRO NOR OESTE	ZORRITOS60	A1050	-	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:53	12/06/2016 08:40:00	1200
34	ELECTRO NOR OESTE	MALACAS13.2	A1034	2.2736	EV-037-2016	12/06/2016 08:34:55	12/06/2016 08:39:00	2020
35	HIDRANDINA	CHIMBOTE138	A3058	3.4174	EV-003-2016	21/01/2016 18:05:00	21/01/2016 18:13:13	2690
36	HIDRANDINA	CHIMBOTE138	A3058	5.0275	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:39:00	1860
36	HIDRANDINA	CHIMBOTE138	A3076	5.0275	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 08:39:00	400
37	HIDRANDINA	CAJANOR60	A3442	0.4336	EV-003-2016	21/01/2016 18:05:00	21/01/2016 18:11:00	270
38	HIDRANDINA	CAJANOR60	L398	-	EV-037-2016	12/06/2016 08:35:00	12/06/2016 09:16:00	6390
39	HIDRANDINA	TRUJILLO138	L313	3.5795	EV-003-2016			

DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2016-II

PtoEntrega Rechazo	CLIENTE	Barra	Código Alimentad	ENS f (kW.h)	Codigo COES del Evento	Interrupción		Pk (kW)
						inicio	fin	
1	COELVISAC	VILLACURI60	T1-1	501.42.	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:39:00	2120
1	COELVISAC	VILLACURI60	T1-3	501.42.	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:39:00	1670
2	COELVISAC	VILLACURI60	T1-1	-	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:24	03/10/2016 12:07:00	3400
2	COELVISAC	VILLACURI60	T1-3	-	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:24	03/10/2016 12:07:00	2280
3	COELVISAC	VILLACURI60	T1-1	376.9.	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:00	18/10/2016 16:50:00	2500
4	COELVISAC	VILLACURI60	T1-1	567.91.	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:00	03/11/2016 17:03:00	3000
5	COELVISAC	VILLACURI60	T1-1	273.73.	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:16	05/12/2016 20:23:00	1000
6	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4007	0.766	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:22	05/08/2016 12:19:36	280
7	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4007	14.200	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:29	09/08/2016 17:45:05	370
8	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4006	12.785	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:54:00	580
8	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4007	12.785	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:54:00	430
8	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4008	12.785	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:54:00	530
9	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4007	5.284	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:14:18	450
9	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4006	5.284	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:14:36	630
9	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4008	5.284	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:14:51	560
9	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4011	5.284	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:12:30	740
9	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4012	5.284	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:12:30	730
10	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4007	0.759	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:51:00	530
11	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4007	10.043	EV-059-2016	24/10/2016 17:48:31	24/10/2016 18:24:00	340
12	ELECTRO CENTRO	COBRIZAI169	A4007	2.945	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:06:42	360
13	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE10	A4103	-	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:44:20	810
14	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE10	A4103	-	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:17:57	900
15	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	4.145	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:22	05/08/2016 12:20:42	530
15	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4269	4.145	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:22	05/08/2016 12:20:42	150
15	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	4.145	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:22	05/08/2016 12:20:42	640
16	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	7.242	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:29	09/08/2016 17:45:35	300
16	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	7.242	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:29	09/08/2016 17:46:19	260
16	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4269	7.242	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:29	09/08/2016 17:46:05	200
17	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	4.351	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:40:58	550
17	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4269	4.351	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:41:15	170
17	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	4.351	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:42:12	270
18	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	4.195	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:13:59	590
18	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4269	4.195	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:14:10	250
18	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	4.195	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:14:05	170
19	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	4.468	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:51:41	625
19	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	4.468	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:52:22	304
19	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4269	4.468	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:51:43	210
20	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	19.977	EV-059-2016	24/10/2016 17:48:31	24/10/2016 18:16:40	630
20	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4269	19.977	EV-059-2016	24/10/2016 17:48:31	24/10/2016 18:16:52	190
20	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	19.977	EV-059-2016	24/10/2016 17:48:31	24/10/2016 18:17:04	310
21	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	11.380	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:13:02	590
21	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4269	11.380	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:13:58	190
21	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	11.380	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:14:10	290
22	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4268	6.045	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:22:01	1450
22	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4270	6.045	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:22:25	560
22	ELECTRO CENTRO	HUALLANCANUEVA60	A4269	6.045	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:22:17	460
23	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4603	-	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:22	05/08/2016 12:20:02	340
24	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4603	-	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:29	09/08/2016 17:44:45	220
25	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4404	6.960	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:54:00	460
25	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4603	6.960	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:47:20	180
25	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4605	6.960	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:47:55	170
26	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4404	7.080	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:15:10	420
26	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4605	7.080	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:16:41	200
26	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4603	7.080	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:16:38	330
27	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4603	-	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:48:37	211
28	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4603	2.153	EV-059-2016	24/10/2016 17:48:31	24/10/2016 18:10:49	210
29	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4603	4.801	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:07:32	190
30	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH60	A4603	5.956	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:22:23	570
31	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA10	A4354	3.535	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:29	09/08/2016 17:56:00	440
32	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA11	A4354	4.235	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:47:00	220
32	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA12	A4358	4.235	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:47:30	610
33	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA13	A4358	7.382	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:16:55	300
33	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA14	A4354	7.382	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:15:15	300
34	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA15	A4354	0.087	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:50:15	460
35	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA16	A4354	2.318	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:08:15	220
36	ELECTRO CENTRO	TINGOMARIA17	A4354	7.841	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:34:00	430
37	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.2	A4843	6.898	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:22	05/08/2016 12:18:35	940
37	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.3	A4895	6.898	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:22	05/08/2016 12:20:19	260
37	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.4	A4879	6.898	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:22	05/08/2016 12:20:08	790
38	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.5	A4879	6.708	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:29	09/08/2016 17:48:05	650
38	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.6	A4843	6.708	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:29	09/08/2016 17:47:45	260
39	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.7	A4865	9.390	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:41:15	410
39	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.8	A4843	9.390	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:51:49	260
39	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.9	A4895	9.390	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:44:35	240
39	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.10	A4880	9.390	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:54:00	350

40	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.11	A4880	4.901	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:18:52	180
40	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.12	A4895	4.901	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:16:35	280
40	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.13	A4879	4.901	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:18:35	600
40	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.14	A4843	4.901	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:13:43	200
40	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.15	A4865	4.901	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:15:08	380
41	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.16	A4895	5.328	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:51:44	333
41	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.17	A4879	5.328	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:50:43	717
41	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.18	A4843	5.328	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:49:37	267
41	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.19	A4865	5.328	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:48:46	346
42	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.20	A4843	7.884	EV-059-2016	24/10/2016 17:48:31	24/10/2016 18:13:29	300
42	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.21	A4879	7.884	EV-059-2016	24/10/2016 17:48:31	24/10/2016 18:13:19	580
43	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.22	A4865	10.692	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:10:31	360
43	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.23	A4843	10.692	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:12:38	280
43	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.24	A4895	10.692	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:06:50	240
43	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.25	A4879	10.692	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:08:59	610
44	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.26	A4879	2.521	EV-065-2016	23/11/2016 16:11:11	23/11/2016 16:15:36	690
45	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.27	A4879	3.352	EV-067-2016	05/12/2016 13:25:42	05/12/2016 13:31:18	540
45	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.28	A4843	3.352	EV-067-2016	05/12/2016 13:25:42	05/12/2016 13:30:50	210
45	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.29	A4880	3.352	EV-067-2016	05/12/2016 13:25:42	05/12/2016 13:31:41	210
45	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.31	A4842	3.352	EV-067-2016	05/12/2016 13:25:42	05/12/2016 13:31:22	940
46	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.32	A4895	3.610	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:21:50	340
46	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.33	A4879	3.610	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:20:42	790
46	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.34	A4843	3.610	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:21:21	510
46	ELECTRO CENTRO	YAUPI13.35	A4865	3.610	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:21:10	600
47	ELECTRO CENTRO	HUANUCO22.9	A4257	0.139	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:44:00	910
48	ELECTRO CENTRO	HUANUCO22.9	A4257	-	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:19:18	1400
49	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	AL108	417.88	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:55:51	1490
49	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	CA101	417.88	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:41:13	2900
49	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	PN106	417.88	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:41:24	2310
50	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	CA101	333.60	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:07:15	3190
50	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	AL108	333.60	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:05:22	1660
50	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	PN106	333.60	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:06:16	2450
50	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	PA217	333.60	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:05:51	2330
51	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	CA101	11.47	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:49:58	2320
52	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	CA101	201.79	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:04:05	2670
53	ELECTRO DUNAS	INDEPENDEN60	CA101	65.36	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:22:35	1340
54	ELECTRO DUNAS	ICA60	SM117	164.23	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:41:04	2140
54	ELECTRO DUNAS	ICA60	TA121	164.23	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:54	18/08/2016 14:42:51	1210
55	ELECTRO DUNAS	ICA60	SM117	164.67	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:05:28	1740
55	ELECTRO DUNAS	ICA60	TA121	164.67	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:05:16	3070
56	ELECTRO DUNAS	ICA60	TA121	179.78	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:49:08	1500
56	ELECTRO DUNAS	ICA60	SM117	179.78	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:49	18/10/2016 16:48:46	2830
57	ELECTRO DUNAS	ICA60	SM117	289.99	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:03:31	2890
57	ELECTRO DUNAS	ICA60	TA121	289.99	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:50	03/11/2016 17:03:44	1340
58	ELECTRO DUNAS	ICA60	TA121	196.71	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:20:46	1380
58	ELECTRO DUNAS	ICA60	SM117	196.71	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:25	05/12/2016 20:21:00	2930
59	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	8.11	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:22	05/08/2016 12:13:22	2990
59	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	8.11	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:22	05/08/2016 12:15:46	1040
60	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	23.98	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:00	09/08/2016 17:40:00	2220
60	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	23.98	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:00	09/08/2016 17:40:00	1170
61	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2053	65.72	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:52:00	720
61	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	65.72	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:52:00	2960
61	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	65.72	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:45:00	1310
61	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2038	65.72	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:48:00	620
62	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	20.10	EV-053-2016	03/10/2016 12:02:00	03/10/2016 12:14:00	2850
62	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	20.10	EV-053-2016	03/10/2016 12:02:00	03/10/2016 12:14:00	880
62	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2053	20.10	EV-053-2016	03/10/2016 12:02:00	03/10/2016 12:14:00	690
63	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2038	11.49	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:00	18/10/2016 16:49:00	733
63	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	11.49	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:00	18/10/2016 16:49:00	2256
63	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	11.49	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:00	18/10/2016 16:52:00	1000
64	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	10.29	EV-059-2016	24/10/2016 17:48:00	24/10/2016 17:51:00	1000
64	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	10.29	EV-059-2016	24/10/2016 17:48:00	24/10/2016 17:51:00	2582
65	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	79.34	EV-062-2016	03/11/2016 16:41:51	03/11/2016 17:01:00	2260
65	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	79.34	EV-062-2016	03/11/2016 16:41:51	03/11/2016 17:00:33	910
65	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2038	79.34	EV-062-2016	03/11/2016 16:41:51	03/11/2016 17:02:00	750
66	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2054	79.34	EV-065-2016	23/11/2016 16:11:12	23/11/2016 16:17:00	2590
66	ELECTRO NORTE	CHICLAYO60	A2014	79.34	EV-065-2016	23/11/2016 16:11:12	23/11/2016 16:17:00	990
67	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1071	0	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:00	05/08/2016 12:19:00	2000
67	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1602	0	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:00	05/08/2016 12:19:00	800
68	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1071	24.65	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:41:00	2000
68	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1027	24.65	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:42:30	780
68	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1028	24.65	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:42:30	860
68	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1029	24.65	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:42:30	860
68	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1030	24.65	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:42:30	1730
68	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1079	24.65	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:39:00	2620
68	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1080	24.65	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:39:00	280
68	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1004	24.65	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:39:28	1650
68	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1025	24.65	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:40:06	1290
68	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1062	24.65	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:40:06	460

69	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1080	42.91	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:15:00	700
69	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1004	42.91	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:10:00	1810
69	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1027	42.91	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:12:23	970
69	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1028	42.91	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:12:38	240
69	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1029	42.91	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:13:16	1250
69	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1079	42.91	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:15:00	320
69	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1071	42.91	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:15:00	1800
69	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1602	42.91	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:14:00	1580
69	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1030	42.91	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:13:40	1600
69	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1025	42.91	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:14:00	3140
70	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1071	15.97	EV-057-2016	18/10/2016 16:44:00	18/10/2016 16:49:00	2120
70	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1602	15.97	EV-057-2016	18/10/2016 16:44:00	18/10/2016 16:47:00	1700
71	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1602	2.46	EV-059-2016	24/10/2016 17:48:00	24/10/2016 17:52:00	1400
72	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1071	22.70	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:55	03/11/2016 17:02:00	2330
72	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1602	22.70	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:55	03/11/2016 17:02:00	1500
73	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1071	-	EV-065-2016	23/11/2016 16:11:00	23/11/2016 16:16:00	2100
73	ELECTRO NOR OESTE	PIURAOESTE60	A1602	-	EV-065-2016	23/11/2016 16:11:00	23/11/2016 16:16:00	1700
74	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1049	9.53	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:41:00	1300
74	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1050	9.53	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:41:00	1070
74	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1051	9.53	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:55	18/08/2016 14:41:00	430
75	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1051	7.01	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:10:00	1500
75	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1049	7.01	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:10:00	1500
75	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1050	7.01	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:58	03/10/2016 12:10:00	1200
76	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1051	3.40	EV-057-2016	18/10/2016 16:44:00	18/10/2016 16:48:00	700
76	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1049	3.40	EV-057-2016	18/10/2016 16:44:00	18/10/2016 16:48:00	800
76	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1050	3.40	EV-057-2016	18/10/2016 16:44:00	18/10/2016 16:48:00	1200
77	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1049	9.96	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:55	03/11/2016 17:01:00	900
77	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1050	9.96	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:55	03/11/2016 17:01:00	1400
77	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1051	9.96	EV-062-2016	03/11/2016 16:44:55	03/11/2016 17:01:00	300
78	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1051	14.18	EV-065-2016	23/11/2016 16:11:00	23/11/2016 16:16:00	300
78	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1049	14.18	EV-065-2016	23/11/2016 16:11:00	23/11/2016 16:16:00	900
78	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1050	14.18	EV-065-2016	23/11/2016 16:11:00	23/11/2016 16:16:00	1500
79	HIDRANDINA	CHIMBOTE138	A3076	8.90	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:46:10	820
79	HIDRANDINA	CHIMBOTE138	A3058	8.90	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:48:00	1860
80	HIDRANDINA	CHIMBOTE138	A3058	26.33	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:17:47	2440
80	HIDRANDINA	CHIMBOTE138	A3076	26.33	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:18:00	1300
81	HIDRANDINA	CHIMBOTE138	A3058	-	EV-062-2016	03/11/2016 16:45:00	03/11/2016 17:04:00	2300
81	HIDRANDINA	CHIMBOTE138	A3076	-	EV-062-2016	03/11/2016 16:45:00	03/11/2016 17:04:30	1240
83	HIDRANDINA	CHIMBOTE138	A3058	0.44	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:00	05/12/2016 20:23:39	3420
84	HIDRANDINA	CAJANOR60	A3442	-	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:00	09/08/2016 17:47:50	100
85	HIDRANDINA	CAJANOR60	A3442	3.98	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:45:20	250
86	HIDRANDINA	CAJANOR60	A3442	3.03	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:19:20	220
87	HIDRANDINA	CAJANOR60	A3442	3.03	EV-062-2016	03/11/2016 16:45:00	03/11/2016 17:05:30	240
88	HIDRANDINA	CAJANOR60	A3442	1.74	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:00	05/12/2016 20:23:00	530
89	HIDRANDINA	GUADALUPE60	A3458	5.41	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:00	09/08/2016 17:38:00	1690
90	HIDRANDINA	GUADALUPE60	A3133	7.97	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:44:10	370
90	HIDRANDINA	GUADALUPE60	A3458	7.97	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:44:00	1490
91	HIDRANDINA	GUADALUPE60	A3133	5.04	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:19:46	360
91	HIDRANDINA	GUADALUPE60	A3458	5.04	EV-053-2017	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:19:20	1600
91	HIDRANDINA	GUADALUPE60	A3450	5.04	EV-053-2017	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:19:30	820
92	HIDRANDINA	GUADALUPE60	A3458	4.21	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:00	18/10/2016 16:49:10	1620
93	HIDRANDINA	GUADALUPE60	A3458	3.97	EV-062-2016	03/11/2016 16:45:00	03/11/2016 17:06:20	1600
93	HIDRANDINA	GUADALUPE60	A3133	3.97	EV-062-2016	03/11/2016 16:45:00	03/11/2016 17:06:38	370
93	HIDRANDINA	GUADALUPE60	A3450	3.97	EV-062-2016	03/11/2016 16:45:00	03/11/2016 17:05:50	860
94	HIDRANDINA	HUALLANCA66	N300061	0.38	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:43:00	130
95	HIDRANDINA	HUALLANCA66	N300061	9.28	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:19:00	120
95	HIDRANDINA	HUALLANCA66	A3093	9.28	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:31:00	1400
96	HIDRANDINA	HUALLANCA66	N300061	2.53	EV-062-2016	03/11/2016 16:45:00	03/11/2016 17:09:00	140
97	HIDRANDINA	HUALLANCA66	N300061	0.02	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:00	05/12/2016 20:26:18	290
98	HIDRANDINA	TRUJILLO138	A3029	-	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:00	05/08/2016 12:36:00	700
98	HIDRANDINA	TRUJILLO138	L313	-	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:00	05/08/2016 12:14:30	1000
99	HIDRANDINA	TRUJILLO138	A3029	19.84	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:44:00	910
99	HIDRANDINA	TRUJILLO138	L313	19.84	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:43:20	1600
99	HIDRANDINA	TRUJILLO138	A3166	19.84	EV-042-2016	18/08/2016 14:32:00	18/08/2016 14:42:07	4030
100	HIDRANDINA	TRUJILLO138	A3029	43.23	EV-053-2016	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:31:00	950
100	HIDRANDINA	TRUJILLO138	A3166	43.23	EV-053-2017	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:20:06	3780
100	HIDRANDINA	TRUJILLO138	L313	43.23	EV-053-2018	03/10/2016 12:01:00	03/10/2016 12:17:00	1500
101	HIDRANDINA	TRUJILLO138	A3029	-	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:00	18/10/2016 17:03:00	950
101	HIDRANDINA	TRUJILLO138	L313	-	EV-057-2016	18/10/2016 16:43:00	18/10/2016 16:49:00	1500
102	HIDRANDINA	TRUJILLO138	A3029	-	EV-062-2016	03/11/2016 16:45:00	03/11/2016 17:04:40	760
102	HIDRANDINA	TRUJILLO138	L313	-	EV-062-2016	03/11/2016 16:45:00	03/11/2016 17:04:50	1500
103	HIDRANDINA	TRUJILLO138	A3029	21.67	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:00	05/12/2016 20:36:00	1010
103	HIDRANDINA	TRUJILLO138	L313	21.67	EV-068-2016	05/12/2016 20:17:00	05/12/2016 20:24:00	3710
104	INDUSTRIA CACHIMAY	CACHIMAYO138	C7	271.38	EV-040-2016	05/08/2016 12:10:00	05/08/2016 12:14:30	3300
105	INDUSTRIA CACHIMAY	CACHIMAYO138	C7	720.46	EV-041-2016	09/08/2016 17:32:00	09/08/2016 17:44:00	3300

DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2017-I

PtoEntrega Rechazo	CLIENTE	Barra	Código Alimentador	ENS f (kW.h)	Codigo COES del Evento	Interrupción		Pk (kW)
						inicio	fin	
1	COELVISAC	VILLACURI 60	T1-1 (BILATERAL)	322.84	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:12	13/02/2017 08:58:00	3900
2	COELVISAC	VILLACURI 60	T1-1 (BILATERAL)	699.91	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:05	20/04/2017 12:11:00	4100
3	COELVISAC	VILLACURI 60	T1-1 (BILATERAL)	62.95	EV-036-2017	10/05/2017 19:02:00	10/05/2017 19:07:00	1000
50	COELVISAC	VILLACURI 60	T1-1 (BILATERAL)	141.13	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:24	11/06/2017 05:18:46	2000
63	COELVISAC	VILLACURI 60	T1-1 (LICITACIÓN)	-	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:12	13/02/2017 08:58:00	3900
64	COELVISAC	VILLACURI 60	T1-1 (LICITACIÓN)	-	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:05	20/04/2017 12:11:00	4100
65	COELVISAC	VILLACURI 60	T1-1 (LICITACIÓN)	-	EV-036-2017	10/05/2017 19:02:00	10/05/2017 19:07:00	1000
66	COELVISAC	VILLACURI 60	T1-1 (LICITACIÓN)	-	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:24	11/06/2017 05:18:46	2000
4	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4006	0.66	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:34	13/02/2017 09:08:40	590
5	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4006	1.00	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:14	20/04/2017 11:58:00	640
6	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4006	2.53	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:54	10/05/2017 19:14:46	150
51	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4006	-	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:25:54	720
7	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	6.85	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:34	13/02/2017 09:12:17	550
7	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	6.85	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:34	13/02/2017 09:12:47	150
7	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	6.85	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:34	13/02/2017 09:13:04	230
8	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	4.72	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:06	24/02/2017 19:11:15	1220
8	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	4.72	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:06	24/02/2017 19:11:45	380
8	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	4.72	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:06	24/02/2017 19:12:05	440
9	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	3.87	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:14	20/04/2017 11:59:36	630
9	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	3.87	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:14	20/04/2017 11:59:44	150
9	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	3.87	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:14	20/04/2017 11:59:53	190
10	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	14.63	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:54	10/05/2017 19:15:30	1800
10	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	14.63	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:54	10/05/2017 19:15:30	490
10	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	14.63	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:54	10/05/2017 19:15:30	400
52	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	6.39	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:25:37	580
52	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	6.39	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:25:37	290
52	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	6.39	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:25:37	140
11	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	A4603	-	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:34	13/02/2017 09:08:01	240
12	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	A4603	2.33	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:06	24/02/2017 19:09:58	544
13	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	A4603	-	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:14	20/04/2017 11:58:30	190
14	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	A4603	1.62	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:54	10/05/2017 19:12:47	620
53	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	A4603	-	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:24:17	290
15	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	A4354	1.60	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:34	13/02/2017 09:10:50	230
16	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	A4354	6.50	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:06	24/02/2017 19:28:02	500
17	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	A4354	2.12	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:14	20/04/2017 12:01:39	300
18	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	A4354	7.34	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:54	10/05/2017 19:33:27	550
54	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	A4354	1.07	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:30:22	190
19	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4843	1.50	EV-006-2017	27/01/2017 13:03:18	27/01/2017 13:11:45	300
19	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4880	1.50	EV-006-2017	27/01/2017 13:03:18	27/01/2017 13:13:17	200
20	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4843	5.73	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:34	13/02/2017 09:08:46	230
20	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4880	5.73	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:34	13/02/2017 09:09:02	190
20	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4895	5.73	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:34	13/02/2017 09:08:11	150
21	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4880	3.49	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:06	24/02/2017 19:09:27	329
22	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4843	11.26	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:14	20/04/2017 11:58:09	800
22	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4895	11.26	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:14	20/04/2017 11:58:10	810
22	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4880	11.26	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:14	20/04/2017 11:59:31	140
23	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4842	23.69	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:54	10/05/2017 19:16:53	1660
23	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4843	23.69	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:54	10/05/2017 19:16:12	590
23	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4895	23.69	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:54	10/05/2017 19:12:50	390
23	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4880	23.69	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:54	10/05/2017 19:13:53	520
55	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4843	4.70	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:26:33	350
55	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4895	4.70	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:23:05	140
55	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4880	4.70	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:27:46	290
24	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	CA101	71.62	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:06	24/02/2017 19:08:42	1860
25	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	CA101	133.07	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:55	10/05/2017 19:11:35	2080
56	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	CA101	70.29	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:16:00	1290
26	ELECTRO DUNAS	ICA 60	SM117	83.92	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:55	10/05/2017 19:10:10	2030
26	ELECTRO DUNAS	ICA 60	TA121	83.92	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:55	10/05/2017 19:09:40	950
57	ELECTRO DUNAS	ICA 60	SM117	81.15	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:15:51	1270
57	ELECTRO DUNAS	ICA 60	TA121	81.15	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:41	11/06/2017 05:16:19	820
27	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2014	-	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:00	13/02/2017 09:05:00	1300
28	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2054	10.48	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:00	24/02/2017 19:10:00	1120
28	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2014	10.48	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:00	24/02/2017 19:10:00	1200
29	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2054	-	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:00	20/04/2017 12:03:00	1100
29	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2014	-	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:00	20/04/2017 12:03:00	1320
29	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2038	-	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:00	20/04/2017 12:03:00	860
30	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2054	22.16	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:00	10/05/2017 19:04:00	1270
30	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2014	22.16	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:00	10/05/2017 19:04:00	1340
30	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2038	22.16	EV-036-2017	10/05/2017 19:01:00	10/05/2017 19:04:00	2470
31	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1602	3.23	EV-010-2017	13/02/2017 08:54:00	13/02/2017 08:58:38	600
32	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1602	9.47	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:00	24/02/2017 19:15:50	530
33	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1602	1.57	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:00	20/04/2017 11:57:24	1400
34	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1602	-	EV-036-2017	10/05/2017 19:02:00	10/05/2017 19:22:00	1030
58	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1602	0.60	EV-039-2017	11/06/2017 05:12:00	11/06/2017 05:19:00	1000
35	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1048	10.12	EV-010-2017	13/02/2017 08:54:00	13/02/2017 08:59:00	2960
36	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1048	29.41	EV-013-2017	24/02/2017 19:05:00	24/02/2017 19:15:50	3480
37	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1048	5.81	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:00	20/04/2017 11:57:24	3180
38	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1048	30.35	EV-036-2017	10/05/2017 19:02:00	10/05/2017 19:21:00	3820
59	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1048	3.44	EV-039-2017	11/06/2017 05:12:00	11/06/2017 05:19:00	1900
39	ELECTRO NOR OESTE	Malacas 13.2	A1304	8.64	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:00	20/04/2017 11:57:24	3920
40	ELECTRO NOR OESTE	Malacas 13.2	A1304	22.11	EV-036-2017	10/05/2017 19:02:00	10/05/2017 19:22:00	4060
60	ELECTRO NOR OESTE	Malacas 13.2	A1304	4.65	EV-039-2017	11/06/2017 05:12:00	11/06/2017 05:19:00	1810
41	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	C8	538.89	EV-006-2017	27/01/2017 13:02:00	27/01/2017 13:12:00	3300
42	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	C8	326.95	EV-010-2017	13/02/2017 08:53:00	13/02/2017 08:59:00	3300
43	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	C8	946.19	EV-032-2017	20/04/2017 11:50:00	20/04/2017 11:58:00	3300
61	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	C8	753.92	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:16	11/06/2017 05:20:00	3300
62	CEMENTO SUR PERU	PUNO 138	AD-303 HM01	876.32	EV-039-2017	11/06/2017 05:11:00	11/06/2017 05:50:00	920

DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2017-II

PtoEntrega Rechazo	CLIENTE	Barra	Código Alimentador	ENST f,k (kWh)	Codigo COES del Evento	Interrupción		Pk (kW)
						inicio	fin	
1	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (BILATER	-	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:05	21/09/2017 18:55:00	3900
2	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (BILATER	849.77	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:17	11/10/2017 09:08:00	4100
3	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (LICITAC	-	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:05	21/09/2017 18:55:00	3900
4	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (LICITAC	-	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:17	11/10/2017 09:08:00	4100
5	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4006	14.10	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:27	21/09/2017 19:19:23	1230
6	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4006	1.07	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:06:31	590
6	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4007	1.07	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:07:04	510
6	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4008	1.07	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:07:10	580
6	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4011	1.07	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:07:25	270
6	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4012	1.07	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:07:25	230
6	ELECTRO CENTRO	COBRIZA II 69	A4029	1.07	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:07:34	210
7	ELECTRO CENTRO	HUANCAVE 10	A4103	7.88	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:10:12	1400
8	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	36.66	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:27	21/09/2017 19:22:38	940
8	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	36.66	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:27	21/09/2017 19:22:38	640
8	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	36.66	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:27	21/09/2017 19:22:38	900
9	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	10.34	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:18:52	360
9	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	10.34	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:18:52	270
9	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	10.34	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:18:52	190
44	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	4.52	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:13	09/12/2017 02:57:00	360
44	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	4.52	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:13	09/12/2017 02:57:00	270
44	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	4.52	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:13	09/12/2017 02:57:00	190
10	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	A4603	2.23	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:27	21/09/2017 19:19:53	600
11	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	A4404	0.63	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:07:14	430
11	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	A4603	0.63	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:06:49	210
46	ELECTRO CENTRO	HUAYUCACH 60	A4603	1.76	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:13	09/12/2017 02:58:48	210
12	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.2	A4843	18.90	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:27	21/09/2017 19:19:36	590
12	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.2	A4880	18.90	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:27	21/09/2017 19:22:00	430
12	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.2	A4895	18.90	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:27	21/09/2017 19:19:38	410
13	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.2	A4843	10.39	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:06:38	270
13	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.2	A4880	10.39	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:06:45	480
13	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.2	A4895	10.39	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:06:40	370
13	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.2	A4865	10.39	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:07:27	600
45	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.2	A4843	3.04	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:13	09/12/2017 02:57:04	324
45	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.2	A4895	3.04	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:13	09/12/2017 02:57:04	370
45	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.2	A4880	3.04	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:13	09/12/2017 02:58:21	480
14	ELECTRO CENTRO	HUANUCO 22.9A	A4257	-	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:09:13	1200
15	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	CA101	3,006.21	EV-051-2017	01/09/2017 10:25:38	01/09/2017 11:16:20	3280
15	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	PN106	3,006.21	EV-051-2017	01/09/2017 10:41:39	01/09/2017 11:14:26	2940
15	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	AL105	3,006.21	EV-051-2017	01/09/2017 10:41:39	01/09/2017 11:14:29	2470
15	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	TM104	3,006.21	EV-051-2017	01/09/2017 10:48:29	01/09/2017 11:17:46	2010
16	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	CA101	-	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:26	21/09/2017 18:53:59	1540
17	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	CA101	114.96	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:40	11/10/2017 09:01:20	3090
40	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	CA101	42.30	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:13	09/12/2017 02:49:41	1490
18	ELECTRO DUNAS	ICA 60	TA121	96.16	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:27	21/09/2017 18:53:46	1020
18	ELECTRO DUNAS	ICA 60	SM117	96.16	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:27	21/09/2017 18:53:34	2710
19	ELECTRO DUNAS	ICA 60	TA121	189.89	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:40	11/10/2017 09:00:35	1620
19	ELECTRO DUNAS	ICA 60	SM117	189.89	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:40	11/10/2017 09:00:05	2930
41	ELECTRO DUNAS	ICA 60	SM117	49.61	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:13	09/12/2017 02:49:16	2410
20	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2038	14.54	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:00	21/09/2017 18:57:00	950
20	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2054	14.54	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:00	21/09/2017 18:57:00	1390
20	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2014	14.54	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:00	21/09/2017 18:57:00	1070
21	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2038	62.75	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:00	11/10/2017 09:10:00	660
21	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2054	62.75	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:00	11/10/2017 09:10:00	2380
21	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2014	62.75	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:00	11/10/2017 09:10:00	1070
21	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2043	62.75	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:00	11/10/2017 09:10:00	920
21	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2026	62.75	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:00	11/10/2017 09:10:00	5020
21	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2053	62.75	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:00	11/10/2017 09:10:00	650
42	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2054	8.90	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:00	09/12/2017 02:55:00	1190
42	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2014	8.90	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:00	09/12/2017 02:55:00	640
42	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2038	8.90	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:00	09/12/2017 02:55:00	620
22	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1602	0.61	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:00	21/09/2017 18:59:00	870
23	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1602	17.23	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:03:31	840
23	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1079	17.23	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:03:00	2300
23	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1080	17.23	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:03:00	380
23	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1025	17.23	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:03:21	1200
23	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1027	17.23	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:09:00	760
23	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1028	17.23	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:09:00	210
23	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1029	17.23	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:09:09	770
43	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1602	0.25	EV-072-2017	09/12/2017 02:47:00	09/12/2017 02:56:00	470
24	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1048	8.75	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:00	21/09/2017 19:00:00	3550
25	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1048	5.67	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:04:10	2350
43	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1048	4.52	EV-072-2017	09/12/2017 02:47:00	09/12/2017 02:56:00	1950
26	ELECTRO NOR OESTE	Malacas 13.2	A1304	8.86	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:00	21/09/2017 19:00:00	3580
27	ELECTRO NOR OESTE	Malacas 13.2	A1304	8.41	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:43	11/10/2017 09:05:42	2190
43	ELECTRO NOR OESTE	Malacas 13.2	A1304	4.15	EV-072-2017	09/12/2017 02:47:00	09/12/2017 02:54:00	2470
28	HIDRANDINA	TRUJILLO 138	L313	8.12	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:42	11/10/2017 09:05:10	1500
28	HIDRANDINA	TRUJILLO 138	A3029	8.12	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:42	11/10/2017 09:07:03	640
29	CEMENTO SUR PERU	PUNO 138	AD-303 HM01	339.21	EV-053-2017	21/09/2017 18:50:00	21/09/2017 19:10:00	960
30	CEMENTO SUR PERU	PUNO 138	AD-303 HM01	125.27	EV-055-2017	11/10/2017 08:54:00	11/10/2017 09:10:00	970
48	CEMENTO SUR PERU	PUNO 138	AD-303 HM01	112.72	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:00	09/12/2017 02:59:00	950
47	INDUSTRIA CACHIMAY	CACHIMAYO 138	C8	1,196.12	EV-072-2017	09/12/2017 02:46:00	09/12/2017 02:52:00	3300

DATOS DE INTERRUPCIONES – RECHAZO DE CARGA 2018-I

PtoEntrega Rechazo	CLIENTE	Barra	Código Alimentador	ENST f,k (kWh)	Codigo COES del Evento	Interrupción		Pk (kW)
						inicio	fin	
1	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (BILATERAL)	273.06	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:55:00	1500
2	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (BILATERAL)	568.55	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:53	14/04/2018 11:10:00	3500
40	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (BILATERAL)	1,170.66	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:17	06/05/2018 10:53:00	3100
3	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (LICITACIÓN)	-	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:55:00	1500
4	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (LICITACIÓN)	-	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:53	14/04/2018 11:10:00	3500
41	COELVISAC	INDEPENDENCIA 60	T1-1 (LICITACIÓN)	-	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:17	06/05/2018 10:53:00	3100
5	ELECTRO CENTRO	MOLLEPATA 66	A4006	12.05	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:45:03	1100
6	ELECTRO CENTRO	MOLLEPATA 66	A4006	12.42	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:56	04/04/2018 11:26:46	640
6	ELECTRO CENTRO	MOLLEPATA 66	A4011	12.42	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:56	04/04/2018 11:25:00	200
6	ELECTRO CENTRO	MOLLEPATA 66	A4012	12.42	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:56	04/04/2018 11:25:00	410
7	ELECTRO CENTRO	MOLLEPATA 66	A4006	2.33	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:09:30	670
7	ELECTRO CENTRO	MOLLEPATA 66	A4011	2.33	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:09:00	250
7	ELECTRO CENTRO	MOLLEPATA 66	A4012	2.33	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:09:00	200
42	ELECTRO CENTRO	MOLLEPATA 66	A4006	0.70	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:43	06/05/2018 10:46:20	620
42	ELECTRO CENTRO	MOLLEPATA 66	A4011	0.70	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:43	06/05/2018 10:46:15	90
42	ELECTRO CENTRO	MOLLEPATA 66	A4012	0.70	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:43	06/05/2018 10:46:15	220
8	ELECTRO CENTRO	OROYA NUEVA 50	A4715	3.81	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:47:00	260
9	ELECTRO CENTRO	OROYA NUEVA 50	A4715	1.63	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:56	04/04/2018 11:05:00	200
10	ELECTRO CENTRO	OROYA NUEVA 50	A4715	0.82	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:24:00	200
44	ELECTRO CENTRO	OROYA NUEVA 50	A4715	0.03	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:43	06/05/2018 11:01:00	120
11	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	28.82	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:48:26	460
11	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	28.82	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:48:26	530
11	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	28.82	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:48:26	350
11	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4271	28.82	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:48:26	730
12	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	29.66	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:56	04/04/2018 11:30:43	210
12	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	29.66	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:56	04/04/2018 11:30:43	270
12	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	29.66	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:56	04/04/2018 11:30:43	190
12	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4271	29.66	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:56	04/04/2018 11:30:43	410
13	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	5.66	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:14:29	170
13	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	5.66	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:14:29	260
13	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	5.66	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:14:29	190
13	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4271	5.66	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:14:29	360
43	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4268	7.68	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:43	06/05/2018 10:46:22	210
43	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4269	7.68	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:43	06/05/2018 10:46:22	250
43	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4270	7.68	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:43	06/05/2018 10:46:22	170
43	ELECTRO CENTRO	HUALLANCA NUEVA 60	A4271	7.68	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:43	06/05/2018 10:46:22	390
14	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	A4354	6.38	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:48:00	650
15	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	A4354	10.00	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:56	04/04/2018 11:27:00	480
16	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	A4354	1.55	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:11:00	480
45	ELECTRO CENTRO	TINGO MARIA 10	A4354	0.93	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:43	06/05/2018 10:47:00	240
17	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4880	2.95	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:46:59	390
18	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4880	5.98	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:56	04/04/2018 11:26:07	220
19	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4880	2.28	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:09:35	670
46	ELECTRO CENTRO	YAUPI 13.8	A4880	1.87	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:43	06/05/2018 10:46:48	300
20	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2039	60.01	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:50:00	1430
20	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2017	60.01	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:50:00	2270
20	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2051	60.01	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 21:50:00	910
21	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2039	43.12	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:00	04/04/2018 11:26:00	1400
21	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2017	43.12	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:00	04/04/2018 11:26:00	2000
21	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2051	43.12	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:00	04/04/2018 11:26:00	1000
22	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2039	21.34	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:20:00	1830
22	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2017	21.34	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:20:00	1490
22	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2051	21.34	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:44	14/04/2018 11:20:00	820
47	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2051	14.82	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:00	06/05/2018 10:58:00	830
47	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2017	14.82	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:00	06/05/2018 10:58:00	1370
47	ELECTRO NORTE	CHICLAYO 60	A2039	14.82	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:00	06/05/2018 10:58:00	1750
23	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1047	25.46	EV-024-2018	31/03/2018 21:10:00	31/03/2018 21:46:40	2030
24	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1047	7.99	EV-036-2018	14/04/2018 11:00:00	14/04/2018 11:05:00	2100
49	ELECTRO NOR OESTE	NUEVAZORRITOS60	A1047	20.50	EV-041-2018	06/05/2018 10:30:00	06/05/2018 10:56:00	2000
25	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1012	105.93	EV-024-2018	31/03/2018 21:10:00	31/03/2018 21:48:00	2720
25	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1610	105.93	EV-024-2018	31/03/2018 21:10:00	31/03/2018 21:46:05	1900
26	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1610	2.34	EV-036-2018	14/04/2018 11:00:00	14/04/2018 11:05:00	1100
48	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1610	32.80	EV-041-2018	06/05/2018 10:30:00	06/05/2018 10:56:40	1000
48	ELECTRO NOR OESTE	PIURA OESTE 60	A1012	32.80	EV-041-2018	06/05/2018 10:30:00	06/05/2018 10:56:30	2000
27	ELECTRO DUNAS	ICA 60	TA123	-	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:06	31/03/2018 21:44:27	1280
28	ELECTRO DUNAS	ICA 60	TA123	32.85	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:54	04/04/2018 10:33:29	2750
29	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	CA101	407.66	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:06	31/03/2018 21:44:16	1840
29	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	TM104	407.66	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:06	31/03/2018 21:44:34	1010
30	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	CA101	172.01	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:54	04/04/2018 10:33:18	3400
30	ELECTRO DUNAS	INDEPENDENCIA 60	TM104	172.01	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:54	04/04/2018 10:33:07	2930
31	HIDRANDINA	CAJAMARCA NORTE 60	A3117	9.95	EV-024-2018	31/03/2018 21:10:00	31/03/2018 21:44:28	1020
32	HIDRANDINA	CAJAMARCA NORTE 60	A3117	2.43	EV-036-2018	14/04/2018 10:57:14	14/04/2018 11:09:00	680
50	HIDRANDINA	CAJAMARCA NORTE 60	A3117	-	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:00	06/05/2018 10:48:00	660
100	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	C8	-	EV-024-2017	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 22:05:00	3300
101	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	C8	6,746.57	EV-025-2017	04/04/2018 10:28:00	04/04/2018 11:29:00	3300
102	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	C8	367.66	EV-036-2017	14/04/2018 10:59:00	14/04/2018 11:02:00	3300
109	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	C8	1,689.16	EV-041-2017	06/05/2018 10:29:00	06/05/2018 10:57:00	3300
111	INDUSTRIA CACHIMAYO	CACHIMAYO 138	C8	967.26	EV-050-2017	18/06/2018 08:48:00	18/06/2018 09:02:00	3300
103	CEMENTO SUR PERU	PUNO 138	AD-303 HM01	1,042.96	EV-024-2018	31/03/2018 21:09:00	31/03/2018 22:03:00	1000
104	CEMENTO SUR PERU	PUNO 138	AD-303 HM01	1,052.29	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:48	04/04/2018 11:29:00	930
105	CEMENTO SUR PERU	PUNO 138	AD-303 HM01	301.00	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:00	14/04/2018 11:19:00	890
110	CEMENTO SUR PERU	PUNO 138	AD-303 HM01	520.29	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:00	06/05/2018 10:59:00	840
106	KIMBERLY CLARK PERU S.R.L	PUENTE PIEDRA 10	SS01-SGM-04F(TR4)	361.53	EV-025-2018	04/04/2018 10:28:00	04/04/2018 10:50:00	1070
107	KIMBERLY CLARK PERU S.R.L	PUENTE PIEDRA 10	SS01-SGM-04F(TR4)	6.07	EV-036-2018	14/04/2018 10:59:00	14/04/2018 11:28:00	1070
108	KIMBERLY CLARK PERU S.R.L	PUENTE PIEDRA 10	SS01-SGM-04F(TR4)	-	EV-041-2018	06/05/2018 10:29:00	06/05/2018 10:54:00	1070