



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América
Facultad de Derecho y Ciencia Política
Escuela Profesional de Derecho

**Competencia del Comité de Operación Económica
del Sistema Interconectado Nacional para asignar
responsabilidad ante transgresiones a la calidad de
producto del servicio eléctrico en
Sistemas Eléctricos Rurales: a propósito de la
Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1**

TESIS

Para optar el Título Profesional de Abogada

AUTOR

Angela Mariola RODRIGUEZ GONZA

ASESOR

Mg. Erick Gregory CUBA MENESES

Lima, Perú

2024



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Rodriguez, A. (2024). *Competencia del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional para asignar responsabilidad ante transgresiones a la calidad de producto del servicio eléctrico en Sistemas Eléctricos Rurales: a propósito de la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-SI*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Derecho y Ciencia Política, Escuela Profesional de Derecho]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

| Datos de autor | |
|----------------------------------|---|
| Nombres y apellidos | Angela Mariola Rodriguez Gonza |
| Tipo de documento de identidad | DNI |
| Número de documento de identidad | 72532081 |
| URL de ORCID | https://orcid.org/0009-0001-1463-0738 |
| Datos de asesor | |
| Nombres y apellidos | Erick Gregory Cuba Meneses |
| Tipo de documento de identidad | DNI |
| Número de documento de identidad | 70388673 |
| URL de ORCID | https://orcid.org/0000-0003-2730-2490 |
| Datos del jurado | |
| Presidente del jurado | |
| Nombres y apellidos | Octavio Galvarino Delgado Guzman |
| Tipo de documento | DNI |
| Número de documento de identidad | 08033687 |
| Miembro del jurado 1 | |
| Nombres y apellidos | Julio Hernan Figueroa Bustamente |
| Tipo de documento | DNI |
| Número de documento de identidad | 08248540 |
| Miembro del jurado 2 | |
| Nombres y apellidos | Pedro Enrique Bernui Ore |
| Tipo de documento | DNI |
| Número de documento de identidad | 08204622 |
| Datos de investigación | |

| | |
|--|---|
| Línea de investigación | E.1.2.5 Derecho Constitucional |
| Grupo de investigación | No aplica |
| Agencia de financiamiento | Sin financiamiento |
| Ubicación geográfica de la investigación | País: Perú Departamento: Lima Provincia: Lima Distrito: Lima Latitud: -12.096920765241704, Longitud: -77.0244702288354 |
| Año o rango de años en que se realizó la investigación | Febrero 2024 – Junio 2024 |
| URL de disciplinas OCDE | Derecho https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#5.05.01 |



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)
FACULTAD DE DERECHO Y CIENCIA POLÍTICA

ACTA DE EXAMEN ORAL PRESENCIAL PARA EL OTORGAMIENTO DEL TÍTULO PROFESIONAL DE ABOGADA CON SUSTENTACIÓN DE TESIS

N°049

Reunido el Jurado Examinador, constituido por los señores profesores:

- 1.-PRESIDENTE: Dr. OCTAVIO GALVARINO DELGADO GUZMAN
- 2.- Mg. JULIO HERNAN FIGUEROA BUSTAMANTE
- 3.- Abg. PEDRO ENRIQUE BERNUI ORE
- 4.- Mg. ERICK GREGORY CUBA MENESES (Asesor)

La bachiller postulante al Título Profesional de Abogada, doña:

ANGELA MARIOLA RODRIGUEZ GONZA

Procedió la sustentación de su tesis titulado:

Competencia del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional para asignar responsabilidad ante transgresiones a la calidad de producto del servicio eléctrico en Sistemas Eléctricos Rurales: a propósito de la Resolución N°06-2024-OS/TASTEM-S1

En la redacción del examen escrito de fin de carrera, la graduanda fue aprobada con la nota de

QUINCE (15)

Concluida la prueba oral, se practicó la votación correspondiente, resultando la candidata:

APROBADA POR UNANIMIDAD CON MAXIMOS HONORES CON LA NOTA (19) DIECINUEVE

Y para constancia se le extiende la presente Acta, en Lima a los TRECE días del mes de DICIEMBRE del año 2024.

Presidente del Jurado
Dr. OCTAVIO GALVARINO DELGADO GUZMAN

Mg. JULIO HERNAN FIGUEROA BUSTAMANTE

Abg. PEDRO ENRIQUE BERNUI ORE

Mg. ERICK GREGORY CUBA MENESES
(Asesor)



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS

Universidad del Perú. DECANA DE AMÉRICA
FACULTAD DE DERECHO Y CIENCIA POLÍTICA

CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo, ERICK GREGORY CUBA MENESES, en mi condición de asesor acreditado con la Resolución Directoral N° 000171-2024-FDCP/UNMSM de fecha 07 de mayo del 2024, de la Tesis, cuyo título es **Competencia del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional para asignar responsabilidad ante transgresiones a la calidad de producto del servicio eléctrico en Sistemas Eléctricos Rurales: a propósito de la Resolución N° 06-2024OS/TASTEM-S1** presentado por la bachiller Angela Mariola Rodriguez Gonza, para optar el Título Profesional de Abogada.

CERTIFICO que se ha cumplido con lo establecido en la Directiva de Originalidad y de Similitud de Trabajos Académicos, de Investigación y Producción Intelectual. Según la revisión, análisis y evaluación mediante el software de similitud textual, el documento evaluado cuenta con el porcentaje de 15 % de similitud, nivel **PERMITIDO** para continuar con los trámites correspondientes y para su **publicación en el repositorio institucional**.

Se emite el presente certificado en cumplimiento de lo establecido en las normas vigentes, como uno de los requisitos para obtención del Título correspondiente.

Lima, 16 de noviembre de 2024

Firma del Asesor:

Nombres y apellidos del asesor: ERICK GREGORY CUBA MENESES DNI:

70388673

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| DEDICATORIA | 5 |
| AGRADECIMIENTOS | 6 |
| ABREVIATURAS | 7 |
| 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 12 |
| 1.1.1. Descripción del problema | 12 |
| 1.1.2. Problemática de la investigación | 14 |
| 1.1.2.1. Problema general..... | 14 |
| 1.1.2.2. Problemas específicos..... | 14 |
| 1.2. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN | 14 |
| 1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN | 15 |
| 1.3.1. Objetivo general | 15 |
| 1.3.2. Objetivos específicos..... | 15 |
| 1.4. PROPUESTA DE SOLUCIÓN | 16 |
| 1.4.1. Hipótesis general..... | 16 |
| 1.4.2. Hipótesis específicas..... | 16 |
| 1.5. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN | 16 |
| 1.6. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN | 16 |
| 1.6.1. Enfoque de investigación: | 16 |
| 1.6.2. Método de investigación:..... | 17 |
| 1.6.3. Instrumentos para la recolección de información: | 17 |
| 1.6.4. Análisis de la información:..... | 17 |
| 1.7. MARCO TEÓRICO..... | 17 |
| CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO | 18 |
| 2.1. INTRODUCCIÓN GENERAL A LA INDUSTRIA ELÉCTRICA..... | 18 |
| 2.1.1. La oferta | 18 |
| 2.1.2. La demanda | 19 |
| 2.1.3. Reforma de la Industria Eléctrica en el Perú | 19 |
| 2.1.4. Mercado Mayorista de Electricidad..... | 21 |
| 2.2. ROL DEL COES..... | 23 |
| 2.2.1. Naturaleza | 23 |
| 2.2.2. Origen..... | 24 |
| 2.2.3. Integrantes | 24 |
| 2.2.4. Funciones..... | 25 |

| | |
|--|-----------|
| 2.3. MARCO NORMATIVO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS..... | 27 |
| 2.3.1. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos..... | 28 |
| 2.3.1.1. Rol del COES respecto a la NTCSE | 31 |
| 2.3.1.1.1. Alcance | 31 |
| 2.3.1.1.2. Proceso de asignación de responsabilidad..... | 34 |
| 2.3.1.1.3. Cadena de pagos | 37 |
| 2.3.2. Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctrico Rurales..... | 39 |
| 2.4. INTERPRETACIÓN JURÍDICA..... | 41 |
| 2.4.1. Métodos interpretativos | 43 |
| 2.4.1.1. Interpretación Literal | 44 |
| 2.4.1.2. Interpretación sistemática | 45 |
| 2.4.1.3. Interpretación teleológica..... | 47 |
| 2.4.1.4. Interpretación histórica..... | 48 |
| 2.5. INTEGRACIÓN JURIDICA..... | 49 |
| 2.5.1. Autointegración..... | 50 |
| 2.5.1.1. Analogía..... | 50 |
| 2.5.1.2. Principios Generales del Derecho..... | 53 |
| 2.5.2. Heterointegración | 55 |
| | |
| CAPÍTULO III: CRITERIO ADOPTADO EN LA RESOLUCIÓN 06-2024-OS/TASTEM-S1..... | 56 |
| 3.1. ANTECEDENTES | 56 |
| 3.2. DECISIÓN DEL TASTEM | 57 |
| | |
| CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE LA INVESTIGACIÓN | 60 |
| 4.1. ALCANCE DE LA FUNCIÓN DE ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD ANTE TRANSGRESIONES A LA NTCSE ENCOMENDADA AL COES | 60 |
| 4.1.1. Alcance del SEIN..... | 60 |
| 4.2. RELACIÓN ENTRE LOS SER Y SEIN | 62 |
| 4.3. ANALISIS DE LOS CRITERIOS ADOPTADOS POR EL OSINERGMIN EN LA RESOLUCIÓN N° 06-2024-OS/TASTEM-S1 | 64 |
| 4.3.1. Competencia del COES para asignar responsabilidad en instalaciones conectadas al SEIN | 64 |
| 4.3.2. Aplicación supletoria de la NTCSE ante situaciones no contempladas en la NTCSE | 65 |
| 4.3.2.1. Aplicación extensiva de la NTCSE en la calidad de tensión en los puntos de entrega Generador - Distribuidor conforme al numeral 5.1.1 de la BM-NTCSE..... | 66 |
| 4.3.2.1.1. “Control regular” de la calidad de tensión de la NTCSE | 67 |

| | |
|---|-----------|
| 4.3.2.2. Aplicación supletoria del numeral 3.5 de la NTCSE en SER | 69 |
| 4.3.2.2.1. Existencia de una laguna | 70 |
| 4.3.2.2.2. Semejanza entre supuesto de hecho previsto y omitido | 71 |
| 4.3.3.2.1. Incurrancia en un supuesto de inaplicación de analogía | 73 |
| CONCLUSIONES | 75 |
| BIBLIOGRAFÍA | 77 |
| ANEXO | 80 |

DEDICATORIA

*A mis padres, Rosa y Fernando, por apoyarme a lo largo
de todo mi andar.*

*A Favio, por haber compartido conmigo metas y haberme
enseñado nuevos propósitos.*

AGRADECIMIENTOS

*A Arturo Okumura y Erick Pacheco, por inspirar en mi la
pasión por la regulación eléctrica.*

A Erick Cuba por apoyar esta investigación.

ABREVIATURAS

| | |
|--------------------------------------|---|
| BM-NTCSE | Base Metodológica de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Resolución N° 616-2008-OS-CD |
| BM-NTCSER | Base Metodológica de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales, aprobada por Resolución N° 046-2009-OS-CD |
| COES | Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional |
| Comité Técnico de Análisis de Fallas | CTAF |
| Constitución | Constitución Política del Perú |
| LCE | Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844 |
| Ley N° 28832 | Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, aprobada por Ley N° 28832 |
| LGER | Ley General de Electrificación Rural, aprobada por Ley N° 28749 |
| MINEM | Ministerio de Energía y Minas |

| | |
|---------------------|--|
| NTCSE | Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM. |
| NTCSER | Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales, aprobada por Resolución Directoral N° 016-2008-EM-DGE. |
| PR-40 | Procedimiento Técnico del COES N° 40 “Procedimiento para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 237-2012-MEM/DM |
| OSINERGMIN | Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería |
| Reglamento del COES | Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2008-EM |
| RLGER | Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, Decreto Supremo N° 018-2020-EM |
| SEIN | Sistema Eléctrico Interconectado Nacional |
| SER | Sistema(s) Eléctrico Rural(es) |
| TASTEM | Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería |

INTRODUCCIÓN

El suministro de energía eléctrica constituye un servicio esencial, tanto para el desarrollo del ser humano en términos individuales, como para el desarrollo de economías globales.

En esta línea, en el ordenamiento jurídico peruano, el suministro eléctrico destinado a usuarios regulados ha sido reconocido como servicio público mediante el artículo 2 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; esto es, conforme a los elementos característicos de un servicio público reconocidos por el Tribunal Constitucional¹, se ha reconocido su naturaleza esencial y la necesaria continuidad de su prestación con un estándar mínimo de calidad y en condiciones de igualdad.

Asimismo, el Tribunal Constitucional ha reconocido al acceso a la energía eléctrica como un derecho no enumerado debido a que está relacionado “*directamente a valores tan importantes como la dignidad del ser humano y el Estado Social y Democrático de Derecho*”².

De lo anterior, se puede advertir que el suministro eléctrico cobra vital importancia en todo desarrollo y por ello, es necesario que se brinde en óptimas condiciones y bajo ciertos parámetros de calidad. Por tal motivo, en nuestro ordenamiento jurídico, para efectos de asegurar un nivel de prestación satisfactorio de los servicios eléctricos, se dictó el Decreto Supremo N° 020-97-EM, que aprueba la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, a través de la cual se establecen las condiciones mínimas (tanto técnicas como comerciales) que las empresas prestadoras de servicios eléctricos (generación, transmisión y distribución) deberán de cumplir.

Al respecto, en el literal i) del artículo 14 de la Ley N° 28832, Ley de para asegurar el desarrollo eficiente de energía eléctrica, se ha establecido como función operativa del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES,

¹ Expediente N° 00034-2004-PI/TC

² Expedientes N° 06534- 2006-PA/TC, 06546-2006-PA/TC y 02151-2018-AA.

la asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE y el cálculo de compensaciones correspondientes. Dicha función, se desarrolla por las normas infralegales contenidas en el numeral 3.5 de la NTCSE y en el Procedimiento Técnico del COES N° 40 “Procedimiento para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE”.

Por otro lado, junto con la NTCSE coexiste la Resolución Directoral N° 016-2008-EM-DGE, que aprueba la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER), la cual establece los niveles mínimos de calidad de servicios eléctricos en Sistemas Eléctricos Rurales (SER). Sin perjuicio de ello, conforme a lo dispuesto en la Segunda Disposición Final de la NTCSER, de presentarse situaciones no contempladas en ella, se aplicará supletoriamente lo que establece la NTCSE.

Ahora bien, para las transgresiones a la NTCSER, a diferencia de la NTCSE, no se prevé un proceso de asignación de responsabilidad ante las mismas, ni en la NTCSER, ni en ninguna otra norma.

En este sentido, se advierte que solo para el caso de las transgresiones a la NTCSE (en lo que respecta calidad de producto y suministro) se ha previsto expresamente la función del COES de asignar responsabilidad ante dichas transgresiones y calcular las compensaciones consecuentes.

Sin embargo, el OSINERGMIN, a través de la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1, vía interpretación ha concluido que el COES tiene la función de asignar responsabilidad y calcular las compensaciones correspondientes en un punto de entrega generador – distribuidor aun este pertenezca a un SER (en el caso que analiza, el punto de entrega de Huaytire 13.8, reconocido como SER mediante Resolución N° 311-2016-MEM/DGE). Es decir, el OSINERGMIN, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 046-2009-OS-CD, ha determinado que el COES es competente para asignar responsabilidad ante transgresiones a la calidad de producto del servicio eléctrico en SER, vía interpretación.

Ante el escenario descrito, el presente trabajo pretende, mediante un análisis teórico de los conceptos propios de la industria eléctrica y de los métodos de interpretación

e integración jurídica, dilucidar las interrogantes sobre la competencia del COES para asignar responsabilidad ante transgresiones a la calidad en SER y analizar las conclusiones que al respecto ha expuesto el OSINERGMIN en la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1.

CAPÍTULO I: MARCO METODOLÓGICO

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1.1. Descripción del problema

En nuestro ordenamiento jurídico vigente, para efectos de asegurar un nivel de prestación satisfactorio de los servicios eléctricos, se dictó la NTCSE, a través de la cual se establecen las condiciones mínimas (tanto técnicas como comerciales) que las empresas prestadoras de servicios eléctricos (generación, transmisión y distribución) deberán de cumplir.

Al respecto, en el literal i) del artículo 14 de la Ley N° 28832 se ha establecido como función operativa del COES la asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE y el cálculo de compensaciones correspondientes, la cual misma que encuentra su desarrollo en normas infralegales contenidas en el numeral 3.5 de la NTCSE y en el PR-40.

La función de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE y el cálculo de compensaciones correspondientes que se le ha encomendado al COES reviste de particular relevancia en tanto implica la identificación del responsable transgresor de la NTCSE que dicha entidad deberá efectuar ante eventos en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en los que se transgredan la calidad de producto (tensión y frecuencia) y/o la calidad de suministro del servicio eléctrico (interrupciones, esto es, falta de suministro eléctrico), ello, conforme al PR-40.

En este punto, se debe señalar que, por las transgresiones a la calidad del servicio eléctrico, la misma NTCSE prevé el pago de una compensación al usuario final afectado (cliente), el cual deberá ser efectuado por su suministrador, independientemente si este último sea o no el responsable de la transgresión³.

³ Literal d) del numeral 3.1 de la NTCSE.

A su vez, la NTCSE prevé que el suministrador que efectuó el pago de resarcimiento a su cliente, deberá recibir una compensación por el responsable de la transgresión. Dicha compensación, de acuerdo a la Ley N° 28832 y el numeral 3.5 de la NTCSE, deberá ser calculada por el COES.

En esta línea, ante transgresiones a los niveles mínimos de calidad del servicio eléctrico, se origina una cadena de pagos, respecto de la cual el COES juega un papel importante por las funciones antes descritas que desempeña y los efectos de la ejecución de las mismas.

Por otro lado, junto con la NTCSE coexiste la NTCSER, la cual establece los niveles mínimos de calidad de servicios eléctricos en SER; no obstante, a diferencia de la NTCSE, la NTCSER no prevé la figura de asignación de responsabilidad ante alguna transgresión de los parámetros que esta establece.

En este sentido, se advierte que solo para el caso de las transgresiones a la NTCSE (en lo que respecta calidad de producto y suministro) se ha previsto expresamente la función del COES de asignar responsabilidad ante dichas transgresiones y calcular las compensaciones consecuentes.

Sin embargo, a partir del numeral 5.1.1 de la Resolución de Consejo Directivo N° 046-2009-OS-CD, que aprueba la Base Metodológica de la NTCSER, referido a la aplicación extensiva de la NTCSE en la calidad de tensión en los puntos de entrega Generador – Distribuidor desde los cuales se atiendan suministros SER, el OSINERGMIN, a través de la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1, ha interpretado que el COES tiene la función de asignar responsabilidad y calcular las compensaciones correspondientes en un punto de entrega generador – distribuidor aun este pertenezca a un SER (en el caso que analiza, el punto de entrega de Huaytire 13.8, reconocido como SER mediante Resolución Directoral N° 311-2016-MEM/DGE).

Esto es, vía interpretación se ha determinado que el COES es competente para asignar responsabilidad ante transgresiones a la calidad de producto del servicio

eléctrico en SER, aun cuando dicha competencia no se encuentra expresamente prevista en ninguna norma.

1.1.2. Problemática de la investigación

1.1.2.1. Problema general

- ¿El COES es competente para asignar responsabilidad por transgresiones a la calidad de producto del servicio eléctrico en Sistemas Eléctrico Rurales?

1.1.2.2. Problemas específicos

- ¿Cuál es el alcance de la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE encomendada al COES mediante la Ley N° 28832?
- ¿El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional comprende instalaciones de los Sistemas Eléctricos Rurales?
- ¿Los criterios adoptados por el OSINERGMIN en la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1 se amparan y son coherentes con los métodos de interpretación jurídica?

1.2. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Tras la investigación, se podrá determinar si, de acuerdo con el marco legal vigente, el COES tiene competencia para asignar responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE en los SER, los cuales, de acuerdo con la interpretación efectuada por OSINERGMIN en la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1, pertenecen al SEIN.

Lo anterior reviste de particular importancia ya que de concluirse incorrecta la interpretación efectuada por OSINERGMIN (esto es, que el COES es competente - y se encuentra obligado- a asignar responsabilidad ante transgresiones a la calidad de servicios eléctricos SER), se verificaría que dicha entidad no ha actuado conforme a derecho, desnaturalizando las funciones atribuidas legalmente al COES.

Adicionalmente, de verificarse la interpretación errónea aludida, la misma podría pretender aplicarse para las otras funciones que mediante la Ley N° 28832 se le ha encomendado al COES y cuyo alcance se ha delimitado para el SEIN.

Asimismo, de la conclusión anterior, más allá de que se confirmaría la desnaturalización de las funciones del COES, causaría gran impacto a nivel funcional de dicha entidad ya que esta no forma parte de la administración pública ni se solventa con recursos públicos, por lo que asumir funciones operativas adicionales implicaría la necesidad de mayores recursos, lo cual tendría que ser cubierto por sus Agentes Integrantes (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres).

De esta manera, debido a las consecuencias que compromete el criterio adoptado por el OSINERGMIN, el análisis a realizar en el presente trabajo (esto es, concluir si el criterio de una autoridad administrativa se adecua y resulta coherente con el ordenamiento jurídico) resulta relevante.

1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. Objetivo general

- Determinar si el marco normativo vigente atribuye al COES la competencia para asignar responsabilidad -y por ende calcular las compensaciones correspondientes- por transgresiones a la calidad de producto del servicio eléctrico en SER.

1.3.2. Objetivos específicos

- Determinar los alcances de la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE encomendada al COES mediante la Ley N° 28832.
- Determinar si el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional comprende a los Sistemas Eléctricos Rurales.
- Analizar si los criterios adoptados por el OSINERGMIN en la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1, respecto a la competencia

del COES para asignar responsabilidad por transgresiones a la calidad de servicio eléctrico en Sistemas Eléctrico Rurales, se amparan y son coherentes con los métodos de interpretación jurídica y con el principio de jerarquía normativa.

1.4. PROPUESTA DE SOLUCIÓN

1.4.1. Hipótesis general

El COES no es competente para asignar responsabilidad ante transgresiones de la calidad de producto del servicio eléctrico en SER, dado que como solo se le ha atribuido de manera expresa la competencia -y por ende obligación- para asignar responsabilidad por transgresiones a la NTCSE en el SEIN, lo cual no comprende SER.

1.4.2. Hipótesis específicas

- La función operativa de asignación de responsabilidad a la NTCSE y el cálculo de compensaciones producto de las mismas encomendada al COES, tiene como alcance instalaciones del SEIN.
- El SEIN no comprende a los SER.
- Los criterios adoptados por OSINERGMIN parten de una interpretación que no identifica el sentido real de las normas aplicables, por lo que devienen contradictorios con el ordenamiento jurídico.

1.5. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

No se identificaron antecedentes académicos o científicos que aborden el tema de investigación. Sin embargo, se identificó que la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1, la cual será analizada como parte de la investigación, abordó parcialmente los puntos a discutir en el presente trabajo.

1.6. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

1.6.1. Enfoque de investigación:

La investigación tendrá un enfoque cualitativo, esto es, se centrará en recopilar conceptos y definiciones que permitan comprender la función del COES de asignación de responsabilidad ante transgresiones calidad de producto tensión de la NTCSE y su alcance.

1.6.2. Método de investigación:

La investigación aplicará el método deductivo, esto es, se centrará en desarrollar conceptos generales del mercado eléctrico peruano y de la interpretación e integración jurídica e identificar la normativa aplicable, para posteriormente, a partir de ellos, formular un análisis lógico de la función del COES de asignación de responsabilidad ante transgresiones calidad de producto tensión de la NTCSE, como situación particular.

1.6.3. Instrumentos para la recolección de información:

La recolección de datos se basará en la investigación de la normativa aplicable al alcance del problema planteado. Asimismo, para la recolección de información conceptual, se recurrirá a material científico y académico.

1.6.4. Análisis de la información:

Identificada la normativa aplicable, se realizará un análisis sistemático de la misma. Posteriormente, se realizará una contrastación entre el análisis de la normativa y la información académica y científica recabada sobre los conceptos que intervienen en el tema de investigación.

1.7. MARCO TEÓRICO

Se desarrollará el marco conceptual de los temas que comprende la problemática planteada, estos son: la industria eléctrica, el rol del COES en dicha industria, la regulación de los estándares de calidad de los servicios eléctricos en nuestro ordenamiento y el alcance de dicha normativa y la interpretación e integración jurídica. El marco conceptual será desarrollado conforme a la metodología indicada en el apartado anterior.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN GENERAL A LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

La industria eléctrica, así como toda industria, posee particularidades propias, entre las cuales⁴ se encuentran:

- La electricidad no puede almacenarse de manera económicamente eficiente
- La electricidad toma el camino de menor resistencia;
- La transmisión de energía a través de redes se encuentra sujeta a complejas interacciones físicas;
- La electricidad viaja a la velocidad de la luz y que la misma viaja a la velocidad de la luz.

Resulta importante tener en consideración estas características físicas a efectos de comprender la organización de la industria eléctrica, la que se desarrollará de manera general en el presente apartado.

2.1.1. La oferta

Desde el lado de la oferta del suministro eléctrico se tiene que la materialización del mismo se produce como resultado de una cadena de valor y esta, en nuestro país, se encuentra segmentada en las siguientes actividades:

- Generación: Consiste en la producción de energía eléctrica a partir de fuentes primarias de energía (tales como energía hidráulica, geotérmica, eólica, fotovoltaica, entre otras).
- Transmisión: Consiste en el transporte de energía eléctrica en altos niveles de tensión, desde las unidades de generación hasta los centros de consumo de distribuidoras o usuarios libres.

⁴ Hunt, Sally. Making Competition. New York: John Wiley & Sons Limited; 2002. 27 p.

- **Distribución:** Consiste en el transporte de energía eléctrica hasta los centros de consumo de usuarios libres o regulados. A diferencia de la actividad de transmisión, la actividad de distribución se da en niveles de tensión inferiores.

Al respecto, se debe señalar que los segmentos de transmisión y distribución no se dan en condiciones de competencia, dado que, al implicar grandes costos hundidos y economías de escala, resulta más eficiente que un solo agente económico brinde el servicio, esto es, monopolios naturales. Por tal motivo, los precios en dichos segmentos se encuentran sometidos a regulación tarifaria.

Caso contrario, el segmento de generación se desarrolla en un mercado competitivo, es decir, concurren varios agentes económicos dedicados a esta actividad, que compiten entre ellos para la obtención de clientes, por lo que los precios en este segmento se rigen bajo la libre negociación (a excepción de los destinados al suministro de usuarios regulados).

2.1.2. La demanda

Ahora bien, por el lado de la demanda de suministro eléctrico, nuestro ordenamiento jurídico diferencia el tratamiento de acuerdo al tipo de usuario al que sea brindado: usuario regulado o usuario libre.

El usuario regulado es aquel cuya máxima demanda anual es igual o menor a 200 kilowatts; mientras que un usuario libre es aquel cuya máxima demanda es mayor a 2500 kilowatts. Sin perjuicio de ello, aquellos usuarios cuya máxima demanda se encuentre entre el rango de 200 a 2500 kilowatts pueden optar entre la condición de usuario regulado o usuario libre.

2.1.3. Reforma de la Industria Eléctrica en el Perú

En nuestro país, hasta inicios de los años noventa, las actividades de generación, transmisión y distribución se desarrollaban por una empresa estatal: Electricidad del Perú – ELECTROPERÚ. Tal situación data desde el ya derogado Decreto Ley N° 19521, Decreto Ley Normativo de Electricidad, el cual estableció que las actividades de generación transformación, transmisión, distribución y

comercialización de energía eléctrica para servicio público se encontraban reservadas para el Estado⁵, para cuyo fin, se creó la empresa pública Electricidad del Perú – ELECTROPERÚ, la cual se encargaría del planeamiento, estudios y proyectos, construcción, supervisión de obras, y operación de los sistemas eléctricos de servicio público del Estado, así como de la asistencia técnica y la investigación energética⁶; y continuó con la Ley N° 23406, Ley General de Electricidad, dado que mantuvo el rol eje de ELECTROPERÚ; esto es, una misma empresa podía tener a su cargo las tres actividades⁷.

Es decir, nuestro sector eléctrico se regía bajo lo que la doctrina denomina “monopolio verticalmente integrado”, el cual estaba en manos del Estado.

No es hasta sino con la dación del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, que el mercado eléctrico peruano vivió un proceso de liberalización mediante el cual disuade el protagonismo del Estado como agente económico y elimina su monopolio.

⁵ Ley Normativo de Electricidad, Decreto Ley N°19521

“Artículo 5.- Reservase para el Estado las actividades de generación transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para servicio público.”

⁶ Ley Normativo de Electricidad, Decreto Ley N°19521

***Artículo. 20.-** Crearse la Empresa Pública “Electricidad del Perú”, que también se denominará ELECTROPERU, como persona jurídica de derecho público interno del Sector Energía y Minas, encargada del planeamiento, estudios y proyectos, construcción, supervisión de obras, y operación de los sistemas eléctricos de servicio público del Estado, así como de la asistencia técnica y la investigación energética que realice éste, con sujeción a su correspondiente Ley Orgánica.*

⁷ Ley General de Electricidad, Ley N° 23406

“Artículo 20.- La Empresa Electricidad del Perú -ELECTROPERU-, es la entidad responsable en representación del Estado de la actividad empresarial para el servicio público de electricidad. Para tal fin, como empresa matriz, ejercerá la supervisión y coordinación de sus empresas, realizará directamente el planeamiento eléctrico a nivel nacional; la gestión financiera global para el servicio público de electricidad; la promoción de investigación tecnológica aplicable; la normalización sobre el uso de equipos y materiales para sus actividades y la coordinación con la industria manufacturera nacional. Asimismo, realizará directamente, o mediante sus empresas subsidiarias o filiales, la ejecución de los proyectos de carácter multirregional, la generación, transmisión y la comercialización de energía en bloque, y la operación de los sistemas de interconexión que vinculen sistemas regionales. Todas las actividades del servicio público de electricidad de ámbito regional las realizará a través de sus Empresas Regionales Filiales y de los Concesionarios. Otras actividades no fundamentales las ejecutará utilizando las organizaciones especializadas existentes en el país. (...).”

Con dicha reforma, algunas de las principales características instauradas por la LCE para el nuevo modelo de la industria eléctrica, fueron las siguientes:

- Segmentación de las actividades de generación, transmisión y distribución, prohibiendo las integraciones verticales bajo un mismo titular.
- Apertura al fomento de la participación privada.
- Escisión de la demanda, entre clientes regulados (usuarios del servicio público de electricidad cuyo precio es sometido a regulación tarifaria) y clientes libres (usuarios cuyo suministro de electricidad se rige por la libre contratación).
- Creación de una entidad encargada de la coordinación de la operación del sistema eléctrico, a quien se le denominó Comité de Operación Económica del Sistema – COES. Inicialmente, como se explicará en el punto 2.2.2, no existía el SEIN como tal, sino sistemas interconectados que no se encontraban interconectados, por lo que cada uno debía de contar con su propio coordinador.

2.1.4. Mercado Mayorista de Electricidad

Con la reforma efectuada a partir de la LCE, la industria eléctrica peruana paso de regirse de un modelo de monopolio integrado a uno de competencia mayorista, en el que los generadores compiten entre sí para (i) ofertar -entre generadores- su producción en el mercado de corto plazo (o también llamado *mercado spot*) y (ii) establecer contratos de suministro eléctrico de largo plazo con las empresas distribuidoras y/o grandes consumidores (mercado de contratos)⁸.

Asimismo, cabe señalar que el modelo adoptado con la reforma es de tipo centralizado a través de un *mandatory pool*, esto es, que la operación y coordinación del sistema este a cargo de un ente independiente (papel que recae

⁸ Lozano, Jean; Luyo, Jaime; Molina, Yuri. El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización. TECNIA. 2018 Jun.; 28 (1): 61-72.

en el COES) quien se encarga de definir el despacho de las centrales de generación (cuales de ellas inyectarán su producción de energía en la denominada “piscina”) bajo términos de eficiencia económica y preservación de la seguridad del sistema, a efectos de mantener el balance entre demanda y oferta de electricidad⁹.

Ahora bien, el mercado de corto plazo o spot es administrado por el COES y en este los generadores realizan transferencias de potencia y energía, ya sea vendiendo (en caso el generador tenga un superávit de producción respecto a la cantidad necesaria para satisfacer los consumos asociados a sus clientes) o comprando (en caso el generador presente un déficit de producción que no satisfaga el consumo de sus clientes)¹⁰.

Por otro lado, el mercado de contratos de suministro o PPA (por sus siglas del inglés *Power Purchase Agreement*) es aquel en el que se formulan compromisos de suministro a plazo entre generadores y distribuidores, generadores y usuarios libres y distribuidores y usuarios libres; es decir, la figura de suministrador puede recaer tanto en un generador o un distribuidor, y la figura de cliente, en un distribuidor o usuario libre.

Ahora bien, respecto al marco institucional, el sector eléctrico tiene como principales instituciones intervinientes a las siguientes:

- Ministerio de Energía y Minas – MINEM. Es el ente rector del sector eléctrico, por lo que es el encargado de, entre otras funciones, formular, dirigir y supervisar la política general del sector, aprobar normas de carácter general que cumplan con tal fin y otorgar los títulos habilitantes para el desarrollo de las actividades que el sector involucra.

⁹ Vásquez Cordano, Arturo; Tamayo, Jesús; Vilches, Carlo y Edison Cháves. La Regulación del Sector de Energía. Documento de Trabajo N° 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú. 2016. 60 p.

¹⁰ Santivañez, Roberto. Mercado Eléctrico Peruano: Principios y Mecanismos de Operación y Sistemas de Precios. THEMIS. 1998 Mar.; (37). 120 p.

- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN. En relación al subsector eléctrico, es la entidad encargada de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones normativas; así como de fijar tarifas en las actividades de transmisión y distribución.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado – COES. Es la entidad técnica encargada de operar el SEIN y administrar el Mercado Mayorista de Electricidad. Debido a la importancia del rol de esta institución para efectos de la presente investigación, en el siguiente apartado se abordarán mayores detalles.

2.2. ROL DEL COES

2.2.1. Naturaleza

El COES, conforme a lo establecido en su Estatuto, la LCE, el RLCE, la Ley N° 28832 y el Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento COES, es una entidad privada sin fines de lucro y de derecho público que tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional al mínimo costo, de manera eficiente y preservando la seguridad del sistema; planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN; y administrar el Mercado de Corto Plazo (Mercado Mayorista de Electricidad).

Cabe mencionar que el COES no está sujeto a disposiciones administrativas ni a aquellas que rigen la actividad estatal¹¹, ya que, si bien es una entidad de derecho público, tiene carácter privado y no forma parte de la administración pública; por el contrario, como entidad participante del sector eléctrico -sector que se encuentra supervisado y regulado- el cumplimiento de las obligaciones

¹¹ Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del COES

“Artículo 7.- Naturaleza del COES

7.1 En concordancia con el artículo 12 de la Ley, el COES no está sujeto a las disposiciones administrativas, presupuestarias, contratación de personal, control y otras que rigen para la actividad del Estado o para la actividad empresarial del Estado. (...)”

que el marco normativo sectorial le impone, se encuentra supervisado por el OSINERGMIN.

2.2.2. Origen

La constitución del COES se dio el 17 de agosto de 1993 bajo la figura de Asociación Civil de Derecho Privado sin fines de lucro, en virtud del mandato establecido en el entonces artículo 39 de la LCE¹², referido a la creación de un organismo técnico sin fines de lucro denominado Comité de Operación Económica del Sistema.

Cabe mencionar que el COES se constituyó como coordinador técnico solo respecto al Sistema Centro Norte, dado que, para esas épocas (1993), debido a que el sector eléctrico se encontraba en plena reforma (producto de la liberalización y reformas estructurales de dicho sector) no se contaba con un sistema eléctrico que interconecte todas las líneas de transmisión eléctrica.

Fue aun en 1995 que se constituyó el COES para el Sistema Sur, para posteriormente, tras la entrada en operación de la Línea de Transmisión Mantaro Socabaya en el año 2000, se uniera este sistema con el de Centro Norte y de esa manera el COES sea un coordinador único para todo el sistema interconectado nacional¹³.

2.2.3. Integrantes

¹² **“Artículo 39, Ley de Concesiones Eléctricas.-** Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformarán un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones de este Comité.”

El artículo 39 de la Ley de Concesiones Eléctricas fue derogado mediante la única Disposición Complementaria Derogatoria de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, ello en motivo a que en virtud de esta ley se introdujeron cambios importantes en la estructura organizativa y funcional del COES.

¹³ A propósito del evento de interconexión entre los Sistemas Centro Norte y Sur, mediante Decreto Supremo N° 011-2001-EM, Decreto que modifica diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas,

Ahora bien, en cuanto a la conformación del COES, se encuentra integrado por agentes del SEIN (agrupados en 4 subcomités: generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres), los cuales, de acuerdo a su condición, tienen la calidad de integrantes obligados¹⁴ o voluntarios¹⁵ y son quienes asumen la provisión de recursos económicos -en calidad de aportes- que cubren los gastos de esta entidad y en conjunto (como órgano denominado Asamblea, conforme a lo establecido en su Estatuto) constituyen el órgano supremo del COES. Los agentes que conforman el COES son denominados Integrantes Registrados.

2.2.4. Funciones

De acuerdo con el numeral 4.1 del Artículo Cuarto de su Estatuto, el COES *“tiene por finalidad la coordinación de la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, la planificación del desarrollo de la transmisión del SEIN y la administración del Mercado de Corto Plazo”*.

Ahora bien, de acuerdo a la Ley N° 28832 y a su Estatuto, las funciones específicas que se le ha atribuido al COES se dividen entre funciones de interés público y funciones operativas:

¹⁴ Conforme a lo establecido en el numeral 3.1 del Reglamento del COES

“3.1 Los Integrantes Obligatorios del COES son todos los Agentes del SEIN que cumplen las siguientes condiciones, según corresponda:

- a) Los Generadores cuya potencia instalada sea mayor o igual a 50 MW;*
- b) Los Transmisores que operen sistemas de transmisión que pertenezcan al Sistema Garantizado de Transmisión o al Sistema Principal de Transmisión, con un nivel de tensión no menor de 138 kV y cuya longitud total de líneas de transmisión no sea menor de 50 kilómetros, de acuerdo con los derechos otorgados;*
- c) Los Distribuidores cuya máxima demanda coincidente anual de sus sistemas de distribución interconectados al SEIN, sea mayor o igual a 50 MW; y,*
- d) Los Usuarios Libres cuya máxima demanda contratada en el SEIN sea mayor o igual a 10 MW”*.

¹⁵ Conforme a lo establecido en el numeral 3.2 del Reglamento del COES

“3.2 Los Integrantes Voluntarios son los Agentes que no cumplan con los requisitos establecidos en el numeral 3.1, quienes para ejercer su derecho de participar en el COES deberán inscribirse, a su libre elección, en el Registro de Integrantes para adquirir la calidad de Integrante Registrado debiendo permanecer en esta calidad durante un periodo mínimo de tres (03) años. (...)”

| FUNCIONES DE INTERÉS PÚBLICO ¹⁶ | FUNCIONES OPERATIVAS ¹⁷ |
|--|---|
| <p>1. Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión, conforme éste se define en la Ley.</p> <p>2. Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por el OSINERGMIN.</p> <p>3. Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo.</p> <p>4. Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo.</p> <p>5. Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones.</p> | <p>1. Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución.</p> <p>2. Programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión.</p> <p>3. Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico.</p> <p>4. Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras.</p> <p>5. Coordinar la operación en tiempo real del SEIN.</p> <p>6. Coordinar la operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE.</p> <p>7. Administrar el Mercado de Corto Plazo.</p> <p>8. Determinar y valorizar las transferencias en potencia de energía entre los Integrantes.</p> <p>9. Asignar responsabilidades en caso de transgresiones a la NTCSE, así como calcular las compensaciones que correspondan.</p> <p>10. Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN.</p> <p>11. Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación</p> |

¹⁶ De acuerdo con el numeral 4.3 del Artículo Cuarto de su Estatuto y el artículo 13 de la Ley N° 28832.

¹⁷ De acuerdo con el numeral 4.4 del Artículo Cuarto de su Estatuto y el artículo 14 de la Ley N° 28832.

| | |
|--|---|
| | <p>de la LCE, el RLCE, la Ley, el Reglamento, las Normas Técnicas, los Procedimientos del COES y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia, así como de los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones.</p> <p>12. Las demás que expresamente señalen la LCE, el RLCE, la Ley, el Reglamento, las Normas Técnicas.</p> |
|--|---|

En el presente trabajo nos centraremos en la función operativa relativa a la asignación de responsabilidad por transgresiones a la NTCSE y el cálculo de compensaciones correspondientes, el cual será desarrollado en el apartado del numeral 2.3.1.1.

2.3. MARCO NORMATIVO DE LOS ESTÁNDARES DE CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

La palabra *calidad* etimológicamente proviene del latín *qualitas*¹⁸, esto es, cualidad; asimismo, es definida como la “propiedad o conjunto de propiedades inherentes a algo, que permiten juzgar su valor”¹⁹.

En este sentido, la calidad del servicio eléctrico es definida como “*el 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*”²⁰.

Debido a actualmente la electricidad se ha forjado como un elemento relevante tanto para el desarrollo de la economía como para el de la vida humana, es indispensable

¹⁸VOX. Diccionario Ilustrado Latino-Español Español-Latino. 15^{ta} ed. Barcelona: Biblograf; 1964. 428 p.

¹⁹ Real Academia Española. Diccionario de Lengua Española [base de datos en línea]. Disponible en: <https://dle.rae.es/calidad>.

²⁰ Dammert, Alfredo ; Gallardo, José ; Quiso, Lennin. La Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico. Documento de Trabajo N° 6. Oficina de Estudios Económicos – Osinermin, Perú. 2004. 5-6 pp.

que su suministro se de en óptimas condiciones; dado que, de lo contrario, sus consecuencias afectarían tales ámbitos.

Al respecto, se indica que las consecuencias de la deficiencia de calidad del servicio eléctrico (interrupciones, mala tensión y/o frecuencia, etc.) pueden causar impactos económicos y sociales, los cuales tendrán alcances distintos de acuerdo al tipo de consumidor al que afecte²¹.

En el caso de las empresas, las consecuencias de dichas deficiencias se podrían reflejar tanto como pérdidas, como costos adicionales (tales como daño en los equipos, pérdidas productivas, gastos para mitigar daños, etc.). En cuanto a los impactos a los consumidores residenciales (o regulados), la deficiencia en la calidad del servicio eléctrico, más allá de los impactos económicos (daños a equipos domésticos), podría impactar incluso en el disfrute de otros derechos (por ejemplo, acceso a internet o al agua²²).

En el Perú, los estándares de calidad de servicios eléctricos se encuentran fijados en la NTCSE y la NTCSE-R.

2.3.1. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Esta norma tiene como espíritu fijar los estándares mínimos de calidad que los suministradores deberán cumplir y, en defecto de ello, la obligación de los mismos de compensar a sus clientes²³.

²¹ Levy, Alberto; Carrasco, Juan. Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo – BID. 2020. 204 p.

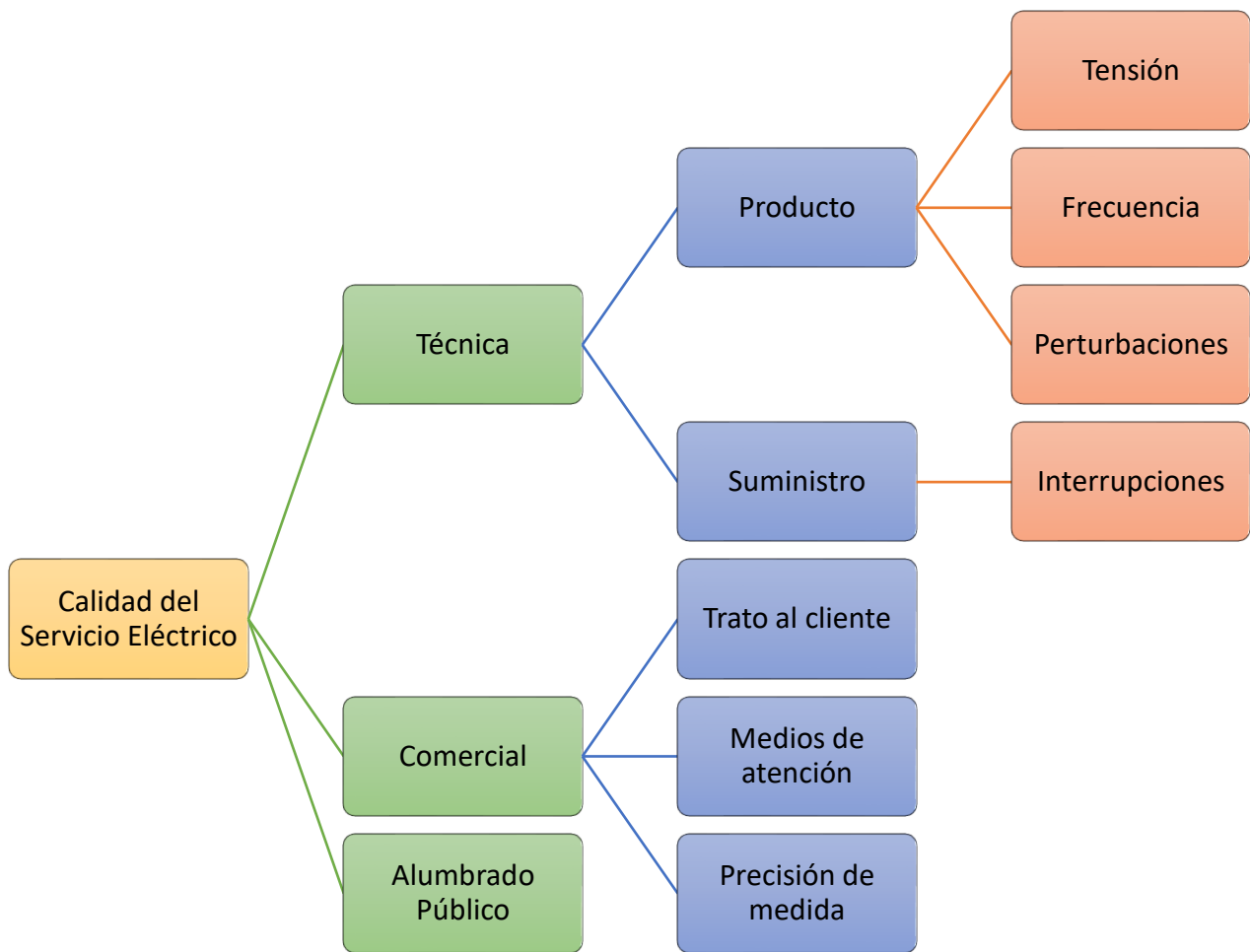
²² En el caso del acceso al agua, las consecuencias de la deficiencia de la calidad del servicio eléctrico podrán manifestarse en aquellos casos en los que los sistemas de bombeo de agua dependan de energía eléctrica.

²³ Exposición de motivos del Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Disponible en: <https://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/1997/Octubre/11/EXP-DS-020-97-EM.pdf>

Los estándares de calidad de servicios eléctricos que la NTCSE prevé se pueden clasificar de acuerdo a los aspectos que comprende: calidad técnica, calidad comercial y calidad del alumbrado público²⁴.

Respecto a la calidad técnica, esta comprende los estándares asociados a la calidad de producto (esto es, tensión, frecuencia y perturbaciones) y suministro (referido a las interrupciones del servicio, esto es, la continuidad del suministro). Por el lado de la calidad del servicio comercial, esta comprende aspectos relacionados al trato al cliente, medios de atención a disposición del cliente y precisión de medida de la energía facturada, los cuales se encuentran enfocados al cliente regulado, por lo que solo son aplicables a las actividades de distribución. Finalmente, respecto a la calidad de alumbrado público, esta se encuentra referida al parámetro de iluminación que los concesionarios de distribución deben de cumplir en los tramos de las vías públicas.

²⁴ Dammert, Alfredo ; Gallardo, José ; Quiso, Lennin. La Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico. Documento de Trabajo N° 6. Oficina de Estudios Económicos – Osinergmin, Perú. 2004. 6 p.



Elaboración propia

En caso se superen las tolerancias que la NTCSE establece para los estándares mencionados, se producirá una transgresión a la calidad del servicio, ante la cual se origina la obligación del suministrador de compensar a su cliente, cuyo cumplimiento se encuentra a cargo del OSINERGMIN, conforme al numeral 4.1²⁵ de la NTCSE.

²⁵ **4. COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD**

4.1 Fiscalizar el fiel cumplimiento de lo establecido en la Norma.”

Asimismo, la NTCSE establece los periodos de control para cada estándar de calidad en los que se evaluarán las transgresiones producidas, siendo los siguientes:

| CALIDAD | PERIODO DE CONTROL |
|-------------------|--------------------|
| Producto | Mensual |
| Suministro | Semestral |
| Comercial | Semestral |

Ahora bien, para los casos de transgresiones de la calidad de producto y suministro, al ser aspectos técnicos, se encomendó al COES de asignación de responsabilidad y el cálculo de compensaciones correspondientes, lo cual se abordará en el siguiente apartado.

2.3.1.1. Rol del COES respecto a la NTCSE

Tal como se indicó anteriormente, una de las funciones atribuidas al COES mediante Ley N° 28832 es la establecida en el literal i) del artículo 14 de dicha norma, esto es, la función operativa de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE y el cálculo de compensaciones correspondientes, la cual es desarrollada en el numeral 3.5 de la NTCSE y, a su vez, en el PR-40.

Esta función, conforme al numeral 3.5 de la NTCSE, consiste en que, en casos de transgresiones a la calidad de producto y/o suministro (en adelante, “eventos”) el COES asigne responsabilidad -tras una investigación y análisis técnico realizados por el denominado “Comité Técnico de análisis de Fallas”- y, subsecuentemente, determine las compensaciones que los responsables deberán pagar.

2.3.1.1.1. Alcance

Conforme al numeral 3.5 de la NTCSE, el COES se encuentra obligado a asignar responsabilidades y a calcular las compensaciones correspondientes, en casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro.

“3.5 En casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro (en adelante Evento), el COES está obligado a asignar responsabilidades y a calcular las compensaciones correspondientes (...).”

Asimismo, el PR-40, el cual tiene como objetivo reglamentar la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE, establece como alcance eventos ocurridos en instalaciones del SEIN. Sin perjuicio de ello, cabe la posibilidad que en casos en los que los eventos se originen en un área de concesión de distribución o dentro de instalaciones de uso exclusivo de Usuarios Libres y/o Distribuidores, en los que se vean involucrados dos o más agentes y uno de estos lo solicite, el COES asigne responsabilidad.

“3. ALCANCE

El presente Procedimiento es de aplicación a casos de Eventos ocurridos en las instalaciones del SEIN. Para Eventos que se originen en un área de concesión de distribución o dentro de instalaciones de uso exclusivo de Usuarios Libres y/o Distribuidores, el COES no asigna responsabilidad ni determina compensaciones a resarcir, salvo que la causa del Evento involucre dos o más Agentes, y alguno de ellos solicite la intervención del COES.

(...).”

De los dispositivos normativos aludidos se puede advertir los presupuestos a considerar para determinar si un caso de transgresión a la NTCSE se encuentra dentro del alcance de la función atribuida al COES en el literal i) del artículo 14 de la Ley N° 28832, siendo estos los siguientes:

- (i) Que se haya producido una transgresión a la calidad de producto y/o suministro.
- (ii) Que la transgresión del numeral (i) se haya producido en el SEIN.

Dichos presupuestos se encuentran en línea de lo señalado por el MINEM, ente rector del sector eléctrico quien refrendó la NTCSE y aprobó el PR-40, en el segundo considerando del PR-40:

“Que, el numeral 3.5 de la NTCSE, en concordancia con el literal i) del artículo 14 de la Ley N° 28832, establece la obligación del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) de investigar e identificar a los responsables ante casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), así como calcular las compensaciones que deben resarcir los responsables a los Suministradores afectados;”

Asimismo, del numeral 3 del PR-40 se advierten que se han reconocido expresamente casos que no se encuentran dentro del alcance de la función atribuida al COES en el literal i) del artículo 14 de la Ley N° 28832, siendo estos los siguientes:

- (i) Transgresiones producidas en un área de concesión de distribución.
- (ii) Transgresiones producidas dentro de instalaciones de uso exclusivo de Usuarios Libres y/o Distribuidores.

Sin perjuicio de ello, del mismo numeral 3 del PR-40 se advierte que, de estar frente a alguno de dichos supuestos, en caso la causa de la transgresión involucre dos o más agentes y alguno de ellos solicite la

intervención del COES²⁶, el COES quedará habilitado para asignar responsabilidad y determinar los resarcimientos.

2.3.1.1.2. Proceso de asignación de responsabilidad

La asignación de responsabilidad que realiza el COES consiste en la identificación del titular de la instalación responsable de la ocurrencia de la trasgresión. Para tal efecto, existe una investigación y análisis técnico previo que realiza el CTAF.

Dicho comité se encuentra conformado por representantes de los generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres (en su caso, la representación es potestativa) del SEIN y del COES (uno de sus representantes lo preside, y es designado anualmente durante el mes de enero.

Ahora bien, el proceso de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE inicia con la ocurrencia de un Evento y culmina con la emisión de la decisión del COES mediante la cual identifica al responsable de la trasgresión.

Al respecto, conforme al numeral 3.5 de la NTCSE y el PR-40, se deben realizar las siguientes acciones durante el proceso:

- Convocatoria de la reunión del CTAF. Se realiza hasta el cuarto día hábil de producido el evento y la participación será obligatoria para aquellos representantes de los agentes involucrados en el mismo. En la reunión del CTAF, se analizará la información que los agentes involucrados remitieron, así como la disponible y recabada por el COES²⁷.

²⁶ Para tal efecto, deberá cumplirse con lo señalado en el numeral 9.3 del PR-40, esto es, que dicha solicitud sea efectuada dentro del plazo de tres días hábiles de producido el evento.

²⁷ Conforme al numeral 8.2.6 de la NTCOTR, los agentes involucrados en algún evento, a los ciento cincuenta minutos de producido este, deberán remitir al COES un diagnóstico inicial, para que este

- Informe del CTAF. Tras el análisis técnico de la información disponible, el CTAF deberá emitir un informe técnico con sus opiniones y recomendaciones, para lo cual tendrá como plazo máximo hasta el vigésimo día hábil de producido el evento. Dicho plazo puede ser prorrogado por hasta diez días hábiles, para lo cual el COES deberá presentar la solicitud de prórroga al OSINERGMIN antes de la fecha de vencimiento original.
- Decisión COES. Una vez recibido el informe técnico del CTAF, el COES tendrá un plazo de 10 días hábiles para emitir la decisión en la que, de corresponder, asigne responsabilidad y realice el cálculo preliminar de resarcimientos. Dicha decisión deberá de estar sustentada con un informe técnico.

Sin perjuicio de lo mencionado, cabe señalar antes de la convocatoria del CTAF, tanto el COES como los agentes involucrados en el evento deben elaborar ciertos informes que contienen diagnósticos sobre el mismo; sin embargo, dichos informes no se encuentran previstos en la NTCSE ni en el PR-40, sino en los numerales 8.2.6²⁸ y 8.2.7²⁹ de la Resolución

último, en base a dichos diagnósticos, elabore el informe preliminar inicial sobre el evento en un plazo máximo de noventa minutos de recibida la información.

Adicionalmente, conforme al numeral 8.2.7 de la NTCOTR, los agentes involucrados deberán remitir durante las sesenta horas siguientes de producido el evento, un informe ampliatorio al COES debidamente sustentado. Asimismo, el COES, en un plazo máximo de sesenta y dos horas de producido el evento, deberá de elaborar un informe final sobre el mismo.

²⁸ “8.2.6 Los Integrantes del Sistema involucrados en la perturbación, deben elaborar su diagnóstico inicial y lo remitirán al Coordinador por vía electrónica o por el medio más adecuado, en un plazo máximo de noventa (90) minutos después de haberse recuperado las condiciones normales de operación o dentro de un máximo de ciento cincuenta (150) minutos de ocurrido el evento. Tomando como base estos diagnósticos, y con los elementos de juicio que tenga a disposición, el Coordinador elaborará el informe preliminar inicial sobre la perturbación en un plazo máximo de noventa (90) minutos, y lo remitirá a los Integrantes del Sistema por vía electrónica o por el medio más adecuado. En un plazo máximo de sesenta (60) minutos, los Integrantes del Sistema presentarán sus observaciones a dicho informe por el mismo medio, las que serán examinadas por el Coordinador. En un plazo no mayor de cinco (5) horas después de haberse recuperado las condiciones normales de operación del Sistema o dentro de un máximo de seis (6) horas de ocurrido el evento, y considerando las observaciones recibidas, el Coordinador completará su informe y lo remitirá a los Integrantes del Sistema, la DOCOES, la Dirección y al OSINERG.”

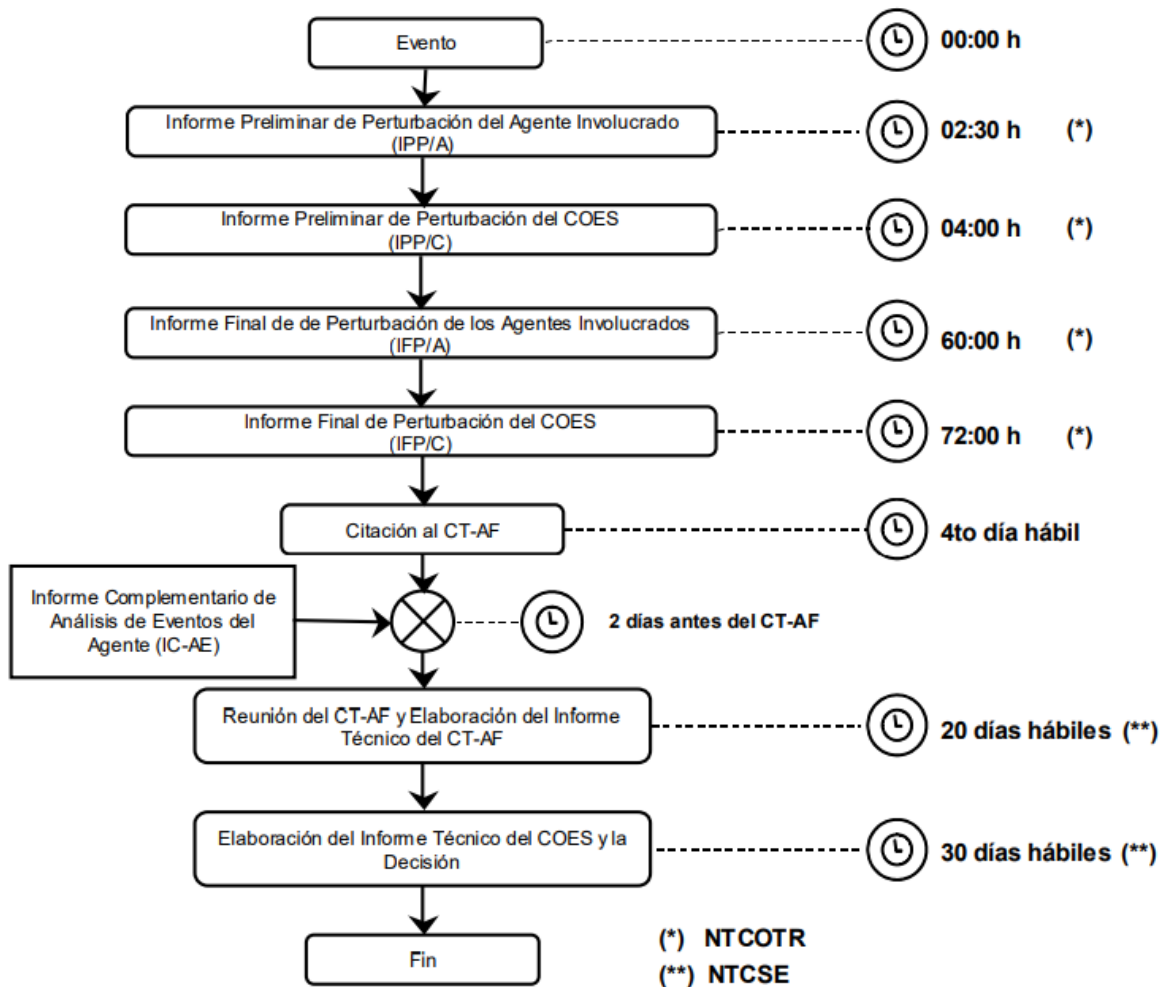
²⁹ “8.2.7 Los Integrantes del Sistema involucrados en la perturbación, deben elaborar un informe ampliado y sustentado mediante información de los registros oscilográficos y de su SCADA, el cual lo remitirá al Coordinador por vía electrónica o por el medio más adecuado, en un plazo máximo de

Directoral N° 014-2005-DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Dichos informes son los siguientes:

- Diagnóstico inicial de la perturbación. Los agentes involucrados en el evento deberán elaborar este diagnóstico como máximo a los ciento cincuenta minutos de haberse producido el evento.
- Informe preliminar de la perturbación. El COES, a partir de los diagnósticos de los agentes, elabora este informe, en un plazo máximo de noventa minutos, el cual -posterior a las observaciones de los agentes o en un plazo máximo de seis horas de ocurrido el evento- será remitido a los integrantes del sistema y al OSINERGMIN
- Informe ampliado sobre el evento. Elaborado por los integrantes en un plazo máximo de sesenta horas de producido el evento.
- Informe Final sobre el evento. Elaborado por los COES en un plazo máximo de setenta y dos horas.

De esta manera, el proceso de asignación de responsabilidad se resume en las actividades señaladas en el siguiente flujograma:

sesenta (60) horas de producido el evento. El Coordinador elaborará un informe final sobre la perturbación en un plazo máximo de setenta y dos (72) horas, y lo remitirá a los Integrantes del Sistema por vía electrónica o por el medio más adecuado.”



Fuente: Anexo 3 “Flujograma del proceso de análisis de eventos” del PR-40

2.3.1.1.3. Cadena de pagos

Una vez el COES identifique al responsable, el COES, conforme a lo establecido en el literal c) del numeral 3.5 de la NTCSE, comunicará el cálculo definitivo de resarcimientos, dentro del plazo de quince días posteriores a la finalización del periodo de control que corresponda (para calidad producto, el periodo de control es mensual; mientras que para calidad suministro, semestral) o de emitido el informe técnico del COES sobre el último evento de dicho periodo.

Cabe indicar que es posible que el responsable de las transgresiones no sea el suministrador sino otro agente. Ante este escenario, el suministrador mantiene la obligación de compensar a su cliente por el incumplimiento de la calidad del servicio; sin embargo, producto de dicha compensación, tendrá derecho a ser resarcido por el agente responsable, originándose así una cadena de pagos (Grafico N° 1).

Por ejemplo, en el supuesto en el que el “Generador A” sea suministrador del “Usuario Libre X” y a causa de una falla en la línea de transmisión del “Transmisor Y” se produzca una interrupción en el servicio eléctrico provisto a dicho usuario, será el “Generador A” quien deba compensar a su cliente “Usuario Libre X” por la falta de suministro y a su vez, será resarcido por el responsable de dicha transgresión a la calidad, esto es, por el “Transmisor Y”.



Elaboración propia

Resulta relevante mencionar que en el numeral 3.5 de la NTCSE se denomina como “compensación” tanto al pago que realiza el suministrador a favor de su cliente como resultado de la obligación establecida en dicha norma, como al pago que el agente responsable de la transgresión al suministrador a consecuencia de la asignación de responsabilidad efectuada por el COES. No obstante, es en la Base Metodológica de la NTCSE y en el PR-40 que se realiza la distinción en

la denominación de tales pagos, siendo el término “compensación” el vinculado al pago del suministrador al cliente y “resarcimiento”, el que realiza el responsable de la transgresión al suministrador.

2.3.2. Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctrico Rurales

La NTCSER tiene como objeto fijar los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos brindados en los denominados Sistemas Eléctricos Rurales que se encuentren en el marco de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, los cuales son definidos como aquellos sistemas de transmisión y distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país y de preferente interés social y la generación en sistemas aislados, que el MINEM haya calificado como tal.

Al respecto, cabe indicar que la electrificación rural, a diferencia de la urbana, se caracteriza por ciertas condiciones que contribuyen a que la inversión en proyectos para su expansión no sea atractiva, tales como la lejanía y el complejo acceso a sus áreas, la poca concentración de consumo (el cual suele ser reducido), entre otros³⁰.

Por tal motivo, en la medida que, en el marco de la Economía Social de Mercado, el Estado mantiene un rol promotor del desarrollo de servicios públicos, conforme al artículo 58 de la Constitución, ha establecido un régimen especial para la electrificación rural, entre cuya regulación se encuentran los SER, a efectos de reducir las brechas existentes en infraestructura entre urbanas y rurales³¹.

Ahora bien, para que un sistema eléctrico califique como SER, de acuerdo con el artículo 47 del Decreto Supremo N° 018-2020-EM, Reglamento de la Ley

³⁰ Ministerio de Energía y Minas. Plan Nacional de Electrificación Rural: Periodo 2009-2018. Dirección General de Electrificación Rural. 2009. Disponible en: <https://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2009/diciembre/24/RM-540-2009-MEM-DM.pdf>. 7 p.

³¹ Exposición de Motivos del Decreto Supremo N° 018-2020-EM, Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural. Disponible en: <https://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2020/Julio/14/EXP-DS-018-2020-EM.pdf>. 3 p.

General de Electrificación Rural, sus instalaciones deben de cumplir con los siguientes criterios:

- Se ubiquen en una zona rural, localidad aislada o de frontera, que no se encuentre dentro de una zona de concesión otorgada conforme la LCE.
- Que cumpla con las normas técnicas y de calidad aplicables a la electrificación rural y este dimensionada para satisfacer la proyección de la demanda del servicio público de electricidad para un horizonte de veinte años.
- Que la potencia instalada en instalaciones de generación no sea mayor a 20 MW.
- Que el nivel de tensión en instalaciones de transmisión no sea mayor a 220 kV y, para instalaciones de distribución, no mayor a 33 kV.

Es así que se puede advertir que la NTCSER tiene como propósito que se asegure un nivel satisfactorio de los servicios eléctricos en los SER mediante fijación de estándares de calidad, sin que ello represente una barrera para ampliar la cobertura eléctrica³², en consideración de sus condiciones estructurales antes mencionadas.

Ahora bien, la NTCSER fija, de manera análoga que la NCTSE, estándares respecto a la calidad técnica (producto y suministro), calidad comercial (trato al cliente, medios de atención a disposición del cliente y precisión de medida de la energía facturada) y calidad del alumbrado público (iluminación), únicamente, difiere que en el caso de la calidad producto, dado que solo se regula al parámetro de tensión y varía el periodo de control.

| CALIDAD | PERIODO DE CONTROL |
|----------|--------------------|
| Producto | Semestral |

³² Considerandos de la NTCSER.

| | |
|-------------------|-----------|
| Suministro | Semestral |
| Comercial | Semestral |

Sin perjuicio de ello, la NTCSE y NTCSE difieren en las tolerancias que se fijan en dichas normas respecto a cada uno de los estándares de calidad, siendo la NTCSE la que fija estándares con mayores tolerancias respecto a los establecidos en la NTCSE. No obstante, de acuerdo a la Segunda Disposición Final de la NTCSE, de presentarse situaciones no contempladas en la NTCSE, se aplicará supletoriamente lo establecido en la NTCSE.

Finalmente, se debe resaltar que la NTCSE, a diferencia de lo establecido en la NTCSE (numeral 3.5), no contempla un proceso de análisis técnico para la asignación de responsabilidad ante trasgresiones de los estándares de calidad que la misma fija, ni tampoco establece a un responsable para asignar responsabilidad; sino, únicamente las obligaciones impuestas a los suministradores respecto a dichas tolerancias (entre ellas, la obligación de pagar una compensación a su cliente ante trasgresiones de las mismas) y las facultades atribuidas al OSINERGMIN (entre ellas, la fiscalización del cumplimiento de lo establecido en la NTCSE y la imposición de multas ante incumplimientos a la misma).

En este sentido, bajo el marco de la NTCSE, de presentarse alguna trasgresión a las tolerancias que dicha norma establece, el responsable de dicha transgresión deberá de, automáticamente, realizar la compensación correspondiente y será el OSINERGMIN el responsable de supervisar y fiscalizar dicho cumplimiento.

2.4. INTERPRETACIÓN JURÍDICA

La palabra interpretación se define como “*explicar o declarar el sentido de algo y principalmente el de un texto*”³³ y proviene del latín *interpretari*. Es pues una definición general aplicable a distintos ámbitos, por ejemplo, interpretación de palabras, gestos, gráficos, tecnicismos, etc.

En el ámbito jurídico, la interpretación resulta una actividad clave e imprescindible toda vez que implica la atribución de un significado al texto normativo, conforme al cual se aplicará la norma al caso concreto. He allí el motivo de la clásica distinción doctrinal: disposición y norma. Mientras que la primera se encuentra referida al texto o enunciado que integran un precepto legal; la segunda, se refiere al significado o sentido normativo de dicha disposición³⁴.

Por otro lado, sobre el alcance de la actividad interpretativa, GUASTINI³⁵ señala la existencia de dos acepciones: una estricta y otra amplia.

- La acepción estricta o restringida concibe que la actividad interpretativa se empleará solo cuando un texto o enunciado no sea claro, presente ambigüedades o sea controvertido; en suma, cuando no se tenga certeza de su aplicación en determinado supuesto de hecho.
- La acepción amplia concibe que la actividad interpretativa se realizará en todos los casos, dado que, aun al estar frente a un texto normativo poco o nada controvertido, para aplicarlo al caso concreto se deberá de atribuirle un significado, por lo que se configurará la actividad interpretativa.

Al respecto, se coincide la concepción amplia de la interpretación en la medida de que todo texto contendrá palabras respecto de las cuales se hayan atribuido distintas acepciones, por lo que, para aplicar la norma, se deberá de atribuir un sentido a las mismas y otorgarle un significado al texto en conjunto, ello, sin perjuicio

³³ Real Academia Española. Diccionario de Lengua Española [base de datos en línea]. Disponible en: <https://dle.rae.es/interpretar>.

³⁴ Fundamento Jurídico 34 del Expediente N° 010-2002-AI/TC.

³⁵ Guastini, R. Estudios sobre la interpretación jurídica [internet]. Traducido por Gascón, Marina y Carbonell, Miguel. México DF: Universidad Nacional Autónoma de México; 1999. Pp.4-5.

de que se traten casos catalogados como "fáciles" o "difíciles" en consideración a su complejidad.

No obstante lo anterior, se comparte la postura de ZUSMAN³⁶, en relación a que, para recurrir a métodos de interpretación que superen el significado natural de las palabras, deberá de tratarse de un caso en el que se tenga una duda real, ello, con el propósito de que a partir de la actividad interpretativa no se creen problemas de interpretación donde no los hay.

2.4.1. Métodos interpretativos

Más allá de la concepción genérica de la actividad interpretativa relativa a atribuir de significado jurídico a un texto o fuente de derecho, la actividad interpretativa implica desarrollar argumentos que sustenten el sentido que se le pretende atribuir. Para ello, se recurre a los denominados métodos de interpretación o argumentos interpretativos.

Al respecto, GUAISTINI señala que los métodos de interpretación "*no son otra cosa que el conjunto de razones que, dentro de una cultura jurídica determinada, se pueden ofrecer en favor de la interpretación elegida*"³⁷.

Ahora bien, la doctrina ha propuesto -desde distintas vertientes y tradiciones- diversos métodos o criterios interpretativos, sin consenso de por medio; sin embargo, entre los métodos propuestos, coinciden los cuatro elementos que Savigny (quien desde su concepción de interpretación se considera como "*la reconstrucción del pensamiento contenido en la ley*"³⁸ y tiene por objeto "*darnos la conciencia de la ley, todo lo que no pertenezca al contenido de esta, cualquiera que sea por otra parte su afinidad con dicho contenido, queda, rigurosamente hablando, extraño al objeto de la interpretación*"³⁹) identificó como

³⁶ Zusman, Shoschana. La interpretación de la ley: Teoría y métodos. 1ª ed. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Fondo Editorial; 2018. P.30.

³⁷ Guastini, R. Interpretación y Construcción Jurídica. ISONIMÍA. 2015 Oct.; (43): 11-48. 25 p.

³⁸ Savigny. Sistema del Derecho Romano Actual. Traducido del alemán por M.CH.Guenoux. Vertido al castellano por Jacinto Mesía y Manuel Poley. Tomo I. Barcelona:F.Góngora y Compañía Editores; 1878. 495 p. 150p.

³⁹ *Ibidem*, p. 151.

esenciales para interpretar la norma (*interpretatio legis*)⁴⁰: gramatical, lógico, histórico y sistemático.

De acuerdo con Savigny, el elemento gramatical comprende las palabras usadas por el legislador; el lógico, las relaciones lógicas que unen las diferentes partes del pensamiento de la ley; el histórico, el contexto bajo el cual se dio la ley; y el sistemático, el cual involucra la relación del pensamiento de la ley respecto a las instituciones y reglas del derecho que forman parte de un sistema entendido como una unidad⁴¹.

En esta línea, se puede señalar que los métodos interpretativos más representativos, sin perjuicio de las diferentes clasificaciones propuestas por distintos doctrinarios en relación a los argumentos interpretativos y la acepción que a cada uno le atribuyen, son el literal, el sistemático, el teleológico y el histórico señala que las mismas se entrelazan⁴².

2.4.1.1. Interpretación Literal

Esta técnica de interpretación implica apelar al significado lingüístico de las palabras que conforman la disposición normativa. Al respecto,

⁴⁰ Lifante, I. Interpretación Jurídica. En: Enciclopedia de Filosofía y Teoría del Derecho, vol. 2. México:Universidad Nacional Autónoma de México; 2015. 1349-1387 pp. 22 p.

⁴¹ Savigny. *Op.cit.*, p. 150.

⁴² Al respecto, Araujo, Cristian [En “La Interpretación jurídica y los cánones interpretativos en el Derecho Civil Peruano”. Revista de Derecho. 2022; 23(1): 77-107 p] señala cuatro propuestas de clasificación de los métodos interpretativos propuestos por diversos doctrinantes (MacCormick y Summers, Barberis, Alexy y Savigny) de diversas vertientes, las cuales, de acuerdo a su relación, sistematiza de la siguiente manera:

| MacCormick y Summers | Barberis | Alexy | Savigny |
|--------------------------|--|---|---------------------|
| Lingüísticos | Literal | Semánticos | Gramatical |
| Sistémicos | Sistemático | Sistemáticos | Sistemático |
| Teleológicos/evaluativos | Teleológico Intención del legislador Argumento contrario Analogía legis Analogía iuris Distinguishing Equitativo | Teleológicos Genéticos Históricos Comparativos | Lógico Histórico |

MACCORMICK⁴³ señala que el significado lingüístico puede distinguirse entre un significado ordinario o uno técnico. Mientras que el significado ordinario se refiere al significado inteligible de la palabra, el significado técnico implica la atribución de un significado desde una materia especializada (por ejemplo, valga decir, los términos usados en el sector eléctrico).

Es decir, la interpretación literal es la primera aproximación de la interpretación del texto normativo. Por tal motivo, RUBIO señala que la interpretación literal *“es la puerta de entrada a la interpretación dentro de cualquier sistema jurídico basado en la escritura”*⁴⁴.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe resaltar que la interpretación literal muchas veces no es autosuficiente, esto es, supuestos en los cuales a partir de su aplicación aún no se pueda atribuir un sentido claro a la norma. Para dichos casos, será necesario que la interpretación se complemente con otros métodos.

2.4.1.2. Interpretación sistemática

Como bien señala Martínez de Pisón, *“las normas jurídicas no se encuentran aisladas, sino que pertenecen a un ordenamiento jurídico, tienen un sitio en un conjunto de normas sistematizadas, coordinadas y con relaciones de subordinación”*⁴⁵.

Lo anterior responde a que, como lo señala KELSEN, un ordenamiento es *“un sistema de normas cuya unidad ha sido constituida en cuanto todas tienen el mismo fundamento de validez”*⁴⁶; esto es, dado que existe una

⁴³ MacCormick, Neil. Argumentación e Interpretación en el Derecho. DOXA Cuadernos de Filosofía del Derecho. 2010; (33): 65-78. 70 p.

⁴⁴ Rubio Correa, Marcial. El Sistema Jurídico: Introducción al Derecho. 12° ed. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Fondo Editorial; 2020. 246 p.

⁴⁵ Martínez de Pisón Cervero, José. Curso de Teoría del Derecho. Universidad de La Rioja, Servicio de Publicaciones; 2013. 194 p.

⁴⁶ Kelsen, Hans. Teoría Pura del Derecho. Traducción de la segunda edición en alemán por Roberto Vernengo. México D.F.: Universidad Autónoma de México; 1982. 44 p.

norma suprema (la Constitución) de la cual se basan las demás normas, se presume la existencia de coherencia entre ellas.

Al respecto, en el mismo sentido, el Tribunal Constitucional ha señalado que las normas de un ordenamiento se encuentran sujetas al criterio de coherencia, pues *“la normatividad sistémica es una totalidad armónicamente ordenada, en la que las normas que la conforman guardan una relación de compatibilidad entre sí, lo que excluye cualquier posibilidad de contradicción permanente”*⁴⁷.

Ahora bien, en esta línea, RUBIO concibe a la interpretación sistemática como el método interpretativo mediante el cual se interpreta *“aplicando el conjunto de principios, conceptos, elementos y contenidos que sirven para dar «medio ambiente» a la norma dentro de su grupo o conjunto normativo. El método reposa en la concepción del derecho como un sistema estructural y discrimina la interpretación en función”*⁴⁸.

En este sentido, la interpretación sistemática implica atribuir un sentido al texto normativo interpretado en congruencia a los otros preceptos normativos que forman parte del sistema al que pertenece dicha norma, partiendo de la existencia de coherencia y armonía en un ordenamiento jurídico.

Como consecuencia de ello, tal como lo señala ANCHONDO, con la interpretación sistemática se tiene que, idealmente, en un ordenamiento jurídico no coexistan normas con contradicciones e incompatibilidades, es decir, carente de antinomias; sin perjuicio de ello, en la realidad, entre las normas que forman parte de un sistema, es muy común que se presenten contradicciones entre normas⁴⁹.

Al respecto, el Tribunal Constitucional sostiene que las situaciones de antinomias se producen en consecuencia de que dos o más normas que, a pesar de tener similar objeto, prescriben consecuencias jurídicas distintas, lo

⁴⁷ Fundamento Jurídico 5 del Expediente N° 005-2003-AI/TC.

⁴⁸ Rubio. *Op.cit.*, p. 256.

⁴⁹ Anchondo, Víctor. *Métodos de Interpretación Jurídica*. Quid iuris. 2012 Mar.; 16: 33-58. 43 p.

cual acarrea que “*el cumplimiento o aplicación de una de ellas implica la violación de la otra, ya que la aplicación simultánea de ambas normas resulta imposible*”⁵⁰.

Ante ello, existen tres principios generales, aplicables para resolver situaciones de antinomias entre normas: jerarquía, especialidad y cronológico.

- Principio de jerarquía normativa. Aplicable en casos en los que la incompatibilidad se presenta en normas con distintas jerarquías en el ordenamiento jurídico, y consiste en predominar aquella que ocupa un rango superior.
- Principio de especialidad. Consiste en que la norma especial prime sobre la norma general
- Principio de temporalidad. Consiste en que la norma posterior prime sobre la norma anterior. Al respecto, el Tribunal Constitucional ha señalado que para que este criterio sea aplicable, se deberá estar ante normas con la misma jerarquía en el sistema de fuentes del derecho y haber sido dictadas por autoridades con competencia para regular la misma materia⁵¹.

2.4.1.3. Interpretación teleológica

La interpretación teleológica busca el sentido de la norma que corresponda a los fines para la cuales fue dictada, esto es, la *ratio legis*. En esta línea, ANCHONDO sostiene que la interpretación teleológica “*va más allá del simple texto; exige encontrar la finalidad propuesta con su creación; hallar el propósito perseguido por la misma*”⁵².

Cabe mencionar que con la interpretación teleológica se busca el sentido objetivo de la norma, al margen de la voluntad del legislador, esto es, una

⁵⁰ Fundamento Jurídico 51 Expediente N° 047-2004-AI/TC.

⁵¹ Fundamento Jurídico 100 Expediente N° 047-2004-AI/TC.

⁵² Anchondo. *Op.cit.*, p.49.

interpretación subjetiva. Al respecto, en el mismo sentido, ANCHONDO señala que *“Los fines que el creador de la norma intenta alcanzar son por regla general “fines objetivos”, esto es, perceptibles, determinables y vinculados a una realidad conocida. No se refiere a los fines subjetivos de alguna persona o de un grupo determinado, sino a los objetivos racionales que son propios del orden jurídico prevaleciente”*⁵³.

Asimismo, MARTÍNEZ DE PISÓN señala que *“el intérprete no puede detenerse en los fines de quienes establecieron la norma, sino que hay que estudiar los fines que derivan de la propia norma”*⁵⁴.

De esta manera, se puede advertir que la interpretación teleológica implica encontrar el sentido objetivo de la norma en cuanto a los fines que esta responde.

2.4.1.4. Interpretación histórica

La interpretación histórica es aquella que *“adscribe a una disposición uno de los significados que se le atribuyeron en la época en la que fue creada”*⁵⁵. Para ello, conforme lo señala RUBIO, se recurre *“a los contenidos que brindan los antecedentes jurídicos directamente vinculados a la norma de que se trate”*⁵⁶.

Al respecto, MARTINEZ DE PISÓN expone que desde la doctrina se puede advertir dos vertientes sobre la interpretación histórica, una subjetivista y otra objetivista. Mientras la vertiente subjetivista concibe que el propósito de la interpretación histórica es identificar la intención del legislador al dictar la norma, la vertiente objetivista enfoca a identificar el origen de la norma desde el contexto sociológico en el que surgió y su desarrollo ulterior⁵⁷.

⁵³ Anchondo. *Op.cit.*, p.49.

⁵⁴ Martínez de Pisón. *Op.cit.*, p.196.

⁵⁵ Guastini, 1999. *Op.cit.*, p.50.

⁵⁶ Rubio. *Op.cit.*, p.256.

⁵⁷ Martínez de Pisón. *Op.cit.*, p. 195.

Consiste en atribuirle un sentido a la norma conforme a la regulación de la institución jurídica que comprende, desde los contextos históricos anteriores.

2.5. INTEGRACIÓN JURIDICA

Mientras que con la interpretación jurídica se busca atribuir un sentido al texto normativo, con la interpretación se busca regular una situación jurídica no regulada, esto es, que el ordenamiento jurídico no contemple una norma que le atribuya una consecuencia jurídica a dicha situación.

En esta línea, GALINDO sostiene que la integración consiste en “*suplir el silencio de las normas, completando aquellas mediante la elaboración de una nueva fórmula, que no está contenida en el ordenamiento*”⁵⁸; esto es, mientras que la interpretación supone la existencia de una norma jurídica, mediante la integración se pretende corregir la falta de normativa para una situación jurídica, lo que se denomina lagunas jurídicas.

Al respecto, CASTILLO señala que el legislador no podrá regular todos los casos de una realidad y ello debido a que “*la sociedad evoluciona día a día y las relaciones entre individuos adquieren formas y matices que no es posible prever de antemano y ofrecer soluciones legislativas previas a toda esa gama de posibilidades*”⁵⁹. En este sentido, las lagunas son pues consecuencia de omisiones en la legislación, ya sea por defectos propios del legislador o producto de la evolución social.

Asimismo, cabe señalar que, si bien existen lagunas en las normas/leyes, en el Derecho nos las hay, ya que existen los principios jurídicos que servirán para suplir las lagunas que el legislador deja⁶⁰. Y es que un sistema de normas no podrá prever todas las situaciones que merecen ser reguladas, ello, debido a que, naturalmente,

⁵⁸ Galindo Garfias, Ignacio. Interpretación e integración de la ley [internet]. México: Universidad Nacional Autónoma de México; 2006. Disponible en: <https://biblio.juridicas.unam.mx/bjv/detalle-libro/4162-interpretacion-e-integracion-de-la-ley-coleccion-facultad-de-derecho> [consultado el 18 de mayo de 2024]. 15 p.

⁵⁹ Castillo Garrido, Salvador. Lagunas del derecho y el dogma de la plenitud del sistema jurídico. Revista del Instituto de la Judicatura Federal. 2009; (27): 35-46. 38 p.

⁶⁰ García Máynez, Eduardo. Introducción al estudio del Derecho. 53° ed. México: Universidad Nacional Autónoma de México; 2002. 360 p.

la realidad social regulada, se encuentra llena de cambios a través del tiempo, esto es, evolución.

A las omisiones de regulación antes señaladas es a lo que se denomina lagunas jurídicas. Sin perjuicio de ello, doctrinariamente se ha reconocido las denominadas lagunas axiológicas, las cuales se presentan en los casos en los que aun cuando se tenga una norma que lo regula, la consecuencia de esta es injusta o indeseable, ello producto de que el legislador, al momento de dar la norma no consideró una propiedad del caso regulado que de haberla considerado hubiera tenido una solución diferente⁶¹. En este sentido, la diferencia entre una laguna normativa y una axiológica es que en la primera no se tiene una prescripción normativa para un caso específico, mientras que, en la segunda sí, más la misma tiene una consecuencia injusta.

Ahora bien, partiendo de la postura en la que se admite la existencia de lagunas en un ordenamiento jurídico, las soluciones a estas podrán ser bajo métodos de autointegración o heterointegración.

2.5.1. Autointegración

Consiste en recurrir en recurrir a las mismas normas y principios que integran el ordenamiento jurídico desde el cual se pretende resolver el caso en cuestión. De esta manera, en la autointegración se hace uso del método de analogía o el de la aplicación de los principios generales del derecho.

2.5.1.1. Analogía

Es el procedimiento mediante el cual se extiende la consecuencia jurídica prevista en una norma a un supuesto no regulado, debido a la similitud de este último con el supuesto de hecho previsto en la norma. Esto es, mediante

⁶¹ Alchourrón, Carlos E.; BULYGIN, Eugenio. Introducción a la metodología de las ciencias jurídicas y sociales [internet]. Alicante: Biblioteca Virtual Miguel de Cervantes; 2000 [consultado el 23 de junio de 2024]. Disponible en: <https://www.cervantesvirtual.com/obra-visor/introduccion-a-la-metodologia-de-las-ciencias-juridicas-y-sociales--0/html/>. 158 p.

la analogía se pretende otorgar un mismo tratamiento jurídico para situaciones similares.

En este sentido, GALINDO y GONZALEZ lo definen como el “*procedimiento lógico que trata de inducir, de otras soluciones particulares consagradas por el Derecho, el principio íntimo que las explica para someter un caso semejante a la misma solución por vía deductiva*”⁶².

Como se indicó, se sostiene que para que la aplicación de la analogía sea posible, es necesario que exista una semejanza relevante entre el supuesto regulado y el que se pretende integrar, la cual justifique su aplicación. Dicha semejanza, para BOBBIO es la *ratio legis*⁶³, esto es, cuando exista la misma razón que justifica la regulación en dos casos, se podrá aplicar la analogía.

Sin embargo, la aplicación de la analogía no resulta irrestricta. Particularmente, en nuestro ordenamiento jurídico, se ha previsto en el inciso 9 del artículo 139 de la Constitución -con relación a los principios que rigen la función jurisdiccional- el principio de inaplicabilidad por analogía de la ley penal y de las normas que restrinjan derechos. Asimismo, en el artículo IV del Título Preliminar del Código Civil, se establece que no se aplica por analogía la ley que establece excepciones o restringe derechos.

Al respecto, RUBIO sostiene que en general, para la aplicación de la analogía, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- No se aplica en normas de sanción en general.
- No se aplica en normas tributarias, que establecen exoneraciones o que crean tributos.
- No se aplica para normas que establezcan obligaciones y prohibiciones o excepciones a las mismas, dado que estas

⁶² Galiano Maritan, Griseli; Gonzalez Milian, Deyli. La integración del Derecho ante las lagunas de la ley: Necesidad ineludible en pos de lograr una adecuada aplicación del Derecho. Revista Dikaion. 2012 Dic.; 21 (2): 431-458. p.441.

⁶³ Como se citó en Balaguer, Francisco en “La integración del derecho autonómico y la aplicación supletoria del derecho estatal”. Revista de Administración Pública. 1991; (124): 95-148. 110 p.

deben encontrarse expresamente previstas, ello conforme al principio de libertad consagrado en el inciso 24 del artículo 2 de la Constitución “*Nadie está obligado a hacer lo que la ley no manda ni impedido de hacer lo que ella no prohíbe*”.

- Esta consideración también resulta necesaria para los casos de funcionarios y organismos con atribuciones específicas.
- No aplica en normas prohibitivas, excepcionales, especiales o que restringen derechos, dado que su *ratio legis* implica naturalmente una aplicación restrictiva.
- Se aplica dentro de cada conjunto del sistema jurídico (por ejemplo, civil, penal administrativo, etc) y excepcionalmente entre estos, cuando la similitud entre los principios de los mismos lo permita.

Se coincide con lo planteado por RUBIO, en la medida que la limitación a la aplicación de la analogía es necesaria a fin de resguardar el principio de seguridad jurídica, ya que, de permitirse el establecimiento de restricciones y/o excepciones a supuestos de hechos no previstos expresamente en la norma, se tendría mantendría una situación de incertidumbre respecto al alcance de los derechos y obligaciones o prohibiciones.

En este sentido, se puede advertir que para que la aplicación de la analogía sea posible, se debe de tener como presupuestos que:

- (i) exista una laguna jurídica;
- (ii) el supuesto no regulado debe de tener una semejanza relevante con el supuesto previsto; y
- (iii) no se encuentre en algún supuesto que implique restricciones y/o excepciones.

Ahora bien, cabe realizar la diferenciación entre integración por analogía e interpretación extensiva. Como se indicó líneas arriba, la analogía consiste en extender la consecuencia jurídica prevista en una norma a un supuesto no regulado, debido a la semejanza de este último respecto al hecho

regulado; es decir, en la analogía no existe norma aplicable para un supuesto por lo que se extrapola las consecuencias jurídicas previstas de un supuesto semejante. Por otro lado, la interpretación extensiva consiste en ampliar el alcance de una norma dentro de lo que dispone su propio texto, es decir, a diferencia de la analogía, en la interpretación extensiva si existe una norma aplicable.

Al respecto, en la misma línea, CERDEIRA señala que la interpretación extensiva *“supone que los elementos incorporados están mencionados por las palabras del texto legal dado su significado lingüístico; mientras en que en la analogía se consideran cubiertos por la razón práctica del texto (su significado material, si se quiere), pero no por el lenguaje”*⁶⁴.

2.5.1.2. Principios Generales del Derecho

En nuestro ordenamiento jurídico, se ha previsto en el inciso 8 del artículo 139 de la Constitución -con relación a los principios que rigen la función jurisdiccional- el principio de no dejar de administrar justicia por vacío o deficiencia de la ley, ante lo cual, deberá aplicarse los principios generales del derecho o el derecho consuetudinario.

Asimismo, en el artículo VIII del Título Preliminar del Código Civil se ha establecido lo siguiente:

“Los jueces no pueden dejar de administrar justicia por defecto o deficiencia de la ley. En tales casos, deben aplicar los principios generales del derecho y, preferentemente, los que inspiran el derecho peruano.”

En este sentido, queda claro el reconocimiento de la aplicación de los Principios Generales del Derecho como método integrador ante deficiencias de la ley, pero ¿Qué se debe entender por ellos?

⁶⁴ Cerdeira Bravo de Mansilla, Guillermo. Analogía e interpretación extensiva: una reflexión (empírica) sobre sus confines. Anuario de Derecho Civil. 2012; 65(3): 1001-1073. 74-75 pp.

Al respecto, PUIG PEÑA los define como *“aquellas verdades o criterios fundamentales que forma el origen y desenvolvimiento de una determinada legislación, conforme a un orden determinado de cultura condensados generalmente en reglas o aforismos transmitidos tradicionalmente y que tienen virtualidad y eficacia propia, con independencia de las normas formuladas de modo positivo”*⁶⁵.

En la misma línea, GARCÍA sostiene que los principios generales del derecho son los fundamentos del derecho positivo, que, a pesar de no encontrarse escritos, sirven de presupuestos lógicos de las normas⁶⁶.

Por otro lado, TORRES sostiene que los principios generales se refieren a *“las ideas, postulados éticos, o criterios fundamentales, básicos, positivizados o no, que condicionan y orientan la creación, interpretación e integración del ordenamiento jurídico escrito (legal y jurisprudencial) y consuetudinario”*⁶⁷.

De lo anterior, se puede advertir que los principios generales del derecho, si bien no se encuentran definidos en una lista taxativa ni necesariamente adscritos al derecho positivo, comprenden todos los valores y directrices respecto de los cuales el ordenamiento jurídico basará su desarrollo.

Asimismo, cabe resaltar que la doctrina mayoritaria le ha reconocido a los principios generales del derecho una triple función:

- Función informadora. En la medida que los principios son el fundamento del ordenamiento jurídico y las directrices para el desarrollo del mismo.

⁶⁵ Como se citó en Cervantes, Fernando. Términos para la impugnación de las Pólizas de Fianzas ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa [tesis en internet]. México: Universidad Nacional Autónoma de México; 2001 [consultado el 20 de agosto de 2024]. Disponible en: <https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000296144/3/296144.pdf>.

⁶⁶ García. *Op.cit.*, 30 p.

⁶⁷ Torres Vásquez, Aníbal. Introducción al Derecho: Teoría General del Derecho. 6° ed. Lima: Instituto Pacífico; 2019. 1215 pp. 594 p.

- Función interpretativa. En tanto los principios constituyen las bases del ordenamiento jurídico, al atribuir un significado al precepto normativo (interpretar) se deberá considerarlos, para que, de tal forma, dicho significado se encuentre alineado con los fines que marcan los principios.
- Función integradora. Se recurre a los principios ante identificación de lagunas, constituyendo así fuente del derecho. Esta función, como se indicó anteriormente, se encuentra reconocida en nuestra Constitución y Código Civil.

2.5.2. Heterointegración

La heterointegración supone que para corregir la presencia de lagunas se recurra a recursos externos al del ordenamiento jurídico que se pretende integrar. En esta línea, BALAGUER ha definido a la heterointegración como *“aquellas técnicas que la integran recurriendo a fuentes diversas de la dominante, o a ordenamientos diferentes, lo que incluye la remisión o el reenvío”*.

CAPÍTULO III: CRITERIO ADOPTADO EN LA RESOLUCIÓN 06-2024-OS/TASTEM-S1

3.1. ANTECEDENTES

El OSINERGMIN, en el marco de su función supervisora, inició un Procedimiento Administrativo Sancionador contra el COES por incumplir con lo establecido en el último párrafo del literal F) del numeral 5.1.2. del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"⁶⁸, lo cual constituye infracción conforme al numeral 6 del mismo procedimiento, ello, por no entregar un informe de asignación de responsabilidad y un informe de resarcimiento correspondiente a las transgresiones a la calidad de tensión en el punto de entrega Huaytire 13.8 kV en el periodo diciembre 2018.

Al respecto, el COES, en sus descargos al Informe Final de Instrucción correspondiente al procedimiento iniciado, indicó, entre otros argumentos⁶⁹, lo siguiente:

- El COES solo tiene competencia para asignar responsabilidad en caso de transgresiones a la NTCSE por eventos acontecidos en el SEIN.
- El COES no tiene competencia para asignar responsabilidad en el punto de entrega generador – distribuidor Huaytire 13.8 kV debido a que este forma parte de instalaciones calificadas como SER⁷⁰.

Posteriormente, el OSINERGMIN, mediante Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 1471-2023, en el marco de su función sancionadora, sancionó al

⁶⁸ Aprobado mediante Resolución N° 096-2012-OS-CD.

⁶⁹ Debido al objeto de análisis del presente trabajo, se hará mención únicamente de aquellos argumentos que el COES alegó para sustentar que no correspondía la emisión de los informes de asignación de responsabilidad y resarcimiento por la transgresión en la calidad de tensión en el punto Huaytire 13.8 kV, debido a que este no se encuentra dentro de su competencia.

⁷⁰ Conforme el artículo 1 de la Resolución N° 311-2016-MEM/DGE se otorgó la calificación como Sistema Eléctrico Rural al proyecto "Mejoramiento y Ampliación de la Red Primaria en 13,8 kV, Red Secundaria en 380-220 VY Conexiones Domiciliarias del C.P.M. Huaytire".

COES con una multa ascendente a 4.06 UIT, para lo cual, señaló⁷¹, entre otros argumentos⁷², lo siguiente:

- El punto de entrega Huaytire 13.8 kV se encuentra conectado al SEIN, por lo que se encuentra bajo los alcances de la NTCSE y por lo tanto del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”.
- Sin perjuicio de lo anterior, el control de calidad en puntos de entrega generador – distribuidor que atienden suministros contemplados en la aplicación de la NTCSE (como lo es el punto de entrega Huaytire 13.8 kV), deben incluirse en el control regular de la NTCSE conforme al numeral 5.1.1. de la Base Metodológica NTCSE, en aplicación de la segunda Disposición Final de la NTCSE.

Bajo los argumentos mencionados, el OSINERGMIN consideró que corresponde la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE en el control de calidad de tensión en el punto de entrega generador – distribuidor Huaytire 13.8 kV, siendo el COES el responsable de la entrega del informe de asignación de responsabilidad y el informe de resarcimiento.

Dicha decisión fue impugnada por el COES ante el TASTEM, ante lo cual este órgano colegiado emitió su decisión mediante Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1⁷³.

3.2. DECISIÓN DEL TASTEM

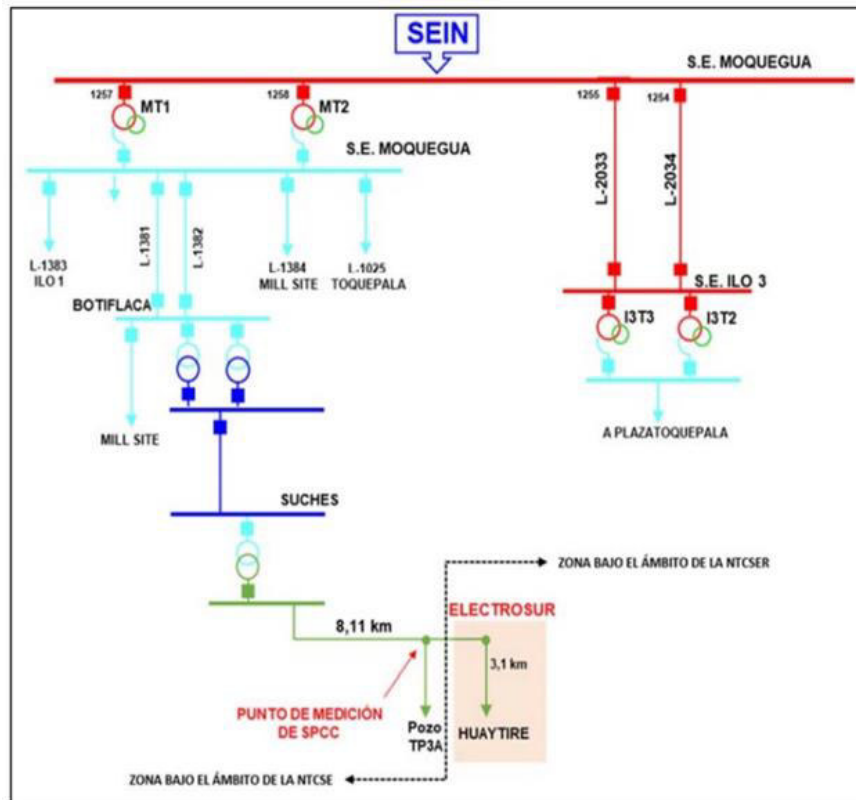
Respecto a la competencia del COES de asignar responsabilidad en el punto de entrega Huaytire 13.8 kV, el TASTEM reafirmó lo resuelto por la División de Supervisión de Electricidad del OSINERGMIN, indicando lo siguiente:

⁷¹ En respuesta a los argumentos de descargo del COES al Informe Final de Instrucción.

⁷² Debido al objeto de análisis del presente trabajo, se hará mención únicamente de aquellos argumentos que OSINERGMIN alegó para sustentar la competencia del COES sobre el punto Huaytire 13.8 kV.

⁷³ Esta resolución, así como el recurso de apelación interpuesto por el COES a la Resolución de División de Supervisión de Electricidad N° 1471-2023, forman parte del Expediente N° 201800123946.

“Al respecto, debe tenerse presente, que conforme a lo señalado por la propia recurrente en su escrito de descargos al inicio del presente procedimiento administrativo sancionador en la Figura N° 3, se observa que el punto de entrega generador-distribuidor Huaytire 13 kV, donde se efectuó la medición de la calidad de tensión se encuentra conectado al SEIN.



En consecuencia, al verificarse que el punto de entrega es una instalación eléctrica conectada al SEIN, correspondía al COES asignar responsabilidad y emitir el informe de resarcimiento correspondiente a la mala calidad de tensión detectada, conforme establece el numeral 3.5 del NTCSE, lo cual no ocurrió en el presente caso.

Sin perjuicio de lo señalado, se debe tener presente que en el numeral 5.1.1 de la Base Metodológica de la NTCSE, aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 046-2009- OS/CD, en aplicación de la Segunda Disposición Final de la NTCSE, establece que, para todos los efectos se

deben incluir en el control regular de la NTCSE los puntos de entrega generador – distribuidor desde los cuales se atiendan a suministros contemplados en la aplicación de la NTCSE. Asimismo, se aplican las tolerancias y compensaciones establecidas en la NTCSE.

En tal sentido, se aprecia que en el caso en concreto corresponde la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE en el control de calidad de tensión en el punto entrega generador - distribuidor Huaytire 13.8 kV, siendo responsable el COES de la entrega del informe de asignación de responsabilidad y resarcimiento.” (Énfasis agregado)

De lo citado, se puede extraer dos criterios adoptados:

- (i) De lo enfatizado con negrita: Conforme al numeral 3.5 de la NTCSE, el COES es competente -y subsecuentemente, obligado- para asignar responsabilidad en instalaciones que se encuentren conectadas al SEIN.
- (ii) De lo enfatizado con subrayado: Conforme al numeral 5.1.1 de la Base Metodológica de la NTCSE, corresponde la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE en el control de calidad de los puntos de entrega generador - distribuidor desde los cuales se atiendan a suministros contemplados en la aplicación de la NTCSE, siendo responsable el COES de la entrega del informe de asignación de responsabilidad y resarcimiento.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. ALCANCE DE LA FUNCIÓN DE ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD ANTE TRANSGRESIONES A LA NTCSE ENCOMENDADA AL COES

Conforme a lo señalado en el numeral 2.3.1.1.1, a partir de lo establecido en el numeral 3.5 de la NTCSE y en el numeral 3 del PR-40, se colige que para determinar la competencia del COES para asignar responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE y realizar el cálculo de resarcimientos correspondientes, se deben de cumplir necesariamente dos presupuestos: (i) que se trate de transgresiones a la calidad de producto y/o suministro y (ii) las mismas se hayan producido en el SEIN. Asimismo, se habilita al COES a asignar responsabilidad en aquellos casos en donde las transgresiones se produzcan en un área de concesión de distribución o dentro de instalaciones de uso exclusivo de Usuarios Libres y/o Distribuidores, siempre que la transgresión involucre dos o más agentes y uno de ellos solicite su intervención.

Ahora bien, cabe mencionar que la Ley N° 28832, la NTCSE ni el PR-40 (normas que regulan la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE atribuida al COES) establecen alguna definición del SEIN ni de sus alcances. Sin perjuicio de ello, en el siguiente apartado se abordarán los preceptos normativos que establecen definiciones a partir de las cuales se puede determinar el alcance del SEIN.

4.1.1. Alcance del SEIN

Conforme al numeral 15 del Anexo de la LCE, se define al Sistema Interconectado como:

“15. Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.”

En este sentido, se puede advertir que, de acuerdo con el concepto establecido en la LCE, el SEIN se encuentra conformado por sistemas de transmisión que permiten la transferencia de energía entre los sistemas de generación.

Sobre el particular, la definición de Sistema de Transmisión se encuentra establecida en el numeral 1.19 del artículo 1 del Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, la cual dicta:

1.19 Sistema de Transmisión.- Son las instalaciones de alta o muy alta tensión que permiten el intercambio de energía eléctrica, incluyen las líneas de transmisión y otras instalaciones tales como subestaciones de transformación, centros de control, instalaciones de compensación reactiva, elementos de regulación de tensión y transferencia de potencia activa y otras instalaciones asociadas.

De la anterior definición, cabe mencionar los parámetros de los niveles de tensión son señalados en el Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011), aprobado mediante Resolución Ministerial N° 0214-2011-EM, en el cual se dicta:

Nivel de tensión. Uno de los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado:

(...)

- Alta Tensión (abreviatura: A.T.):

1. En un sentido general, conjunto de niveles de tensión que exceden la baja tensión (en el contexto del Código Nacional de Electricidad-Utilización).

2. En un sentido restringido, conjunto de niveles de tensión superior utilizados en los sistemas eléctricos para la transmisión masiva de electricidad. Con límites comprendidos entre $35 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$.

- Muy Alta Tensión (abreviatura: M.A.T.): Niveles de tensión utilizados en los sistemas eléctricos de transmisión, superiores a 230 kV.

De lo señalado, se puede advertir ciertamente que el SEIN se encuentra conformado por sistemas de transmisión que, al comprender instalaciones de alta y muy alta tensión, implican niveles de tensión superiores a 35 kV.

Cabe indicar que la interpretación sistemática efectuada sobre el alcance del SEIN implica atribuir un sentido al texto normativo interpretado en congruencia a los otros preceptos normativos que forman parte del sistema al que pertenece dicha norma, partiendo de la existencia de coherencia y armonía en un ordenamiento jurídico.

En este sentido, de una interpretación sistemática, conforme a lo señalado en el numeral 2.1.4.2 del presente trabajo, esto es, de una lectura en conjunto de otros preceptos normativos que forman parte de nuestro ordenamiento, partiendo de la existencia de coherencia y armonía entre las mismas, se puede concluir que la función de asignación de responsabilidad del COES - dado que se encuentra limitada a instalaciones del SEIN- comprende instalaciones cuyos niveles de tensión superen los 35 kV.

4.2. RELACIÓN ENTRE LOS SER Y SEIN

Tal como se indicó anteriormente, uno de los presupuestos para determinar la competencia del COES para asignar responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE es que la transgresión se haya producido en el SEIN.

En este sentido, para determinar si el COES debe de asignar responsabilidad en instalaciones que forman parte de un SER se debe, en primer lugar, analizar si los SER forman parte del SEIN.

Al respecto, si bien no existe disposición normativa expresa que indique la relación entre los SER y el SEIN, se puede colegir que los primeros no forman parte de este último, más si es posible que se encuentren conectados, ello a partir del numeral 8.1.2. de la NTCSE y de la definición incluida en el inciso 5 del artículo 4 del RLGER. Veamos:

Numeral 8.1.2. NTCSE

“8.1.2 Sólo en caso de interrupciones del servicio eléctrico en el Suministro en el SER conectados al SEIN, que sean originadas por cualquier causa no producida en el SER, dará lugar al pago de compensaciones a los Clientes afectados del SER por aplicación extensiva de la NTCSE. (...)”

Numeral 5 del artículo 4 del RLG

“5. Suministros Convencionales: Son los suministros de energía eléctrica brindados por un SER conectado a una fuente de generación convencional aislada, térmica o hidráulica, o al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que es atendido por sistemas de generación convencionales y por redes de transmisión y/o distribución eléctrica.”

De las disposiciones citadas, se puede advertir que la normativa ha considerado supuestos en los que los SER puedan conectarse al SEIN.

Al respecto, se debe tener en cuenta que una de las acepciones de la palabra “conectar” define a la misma como la acción de *“Enlazar entre sí dos aparatos o sistemas, o uno con otro, de forma que entre ellos pueda fluir algo, como agua, electricidad o señales”*⁷⁴.

En este sentido, se puede concluir que “conectar” implica establecer un enlace o vínculo entre como mínimo dos “sistemas”. No sería posible conectar un sistema “A” con otro “B” si es que el primero comprende al segundo, dado que no se estaría en un escenario de dos sistemas independientes sino se tendría la existencia de un “sistema” y un “subsistema”.

En esta línea, dado que, conforme a lo establecido en el numeral 8.1.2. de la NTCSE y de la definición incluida en el inciso 5 del artículo 4 del RLG, es posible que los SER se conecten al SEIN, se puede concluir que en el ordenamiento

⁷⁴ Real Academia Española. Diccionario de Lengua Española [base de datos en línea]. Disponible en: <https://dle.rae.es/conectar>

jurídico se ha considerado que los SER son sistemas distintos al SEIN, esto es, que no forman parte de él.

4.3. ANALISIS DE LOS CRITERIOS ADOPTADOS POR EL OSINERGMIN EN LA RESOLUCIÓN N° 06-2024-OS/TASTEM-S1

4.3.1. Competencia del COES para asignar responsabilidad en instalaciones conectadas al SEIN

Uno de los argumentos indicados por el OSINERGMIN es que *“al verificarse que el punto de entrega es una instalación eléctrica conectada al SEIN, correspondía al COES asignar responsabilidad y emitir el informe de resarcimiento correspondiente a la mala calidad de tensión detectada, conforme establece el numeral 3.5 del NTCSE”*. Esto es, el OSINERGMIN adoptó como criterio que la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE atribuida al COES resulta aplicable en instalaciones que se encuentren conectadas al SEIN

De lo anterior, se advierte que el OSINERGMIN coincide con que uno de los presupuestos para determinar la competencia del COES respecto a la asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE es que la transgresión se haya producido en el SEIN; sin embargo, extiende sus alcances a instalaciones que se encuentren conectadas al mismo.

Al respecto, de un análisis análogo al efectuado en el numeral 4.2 de este trabajo, considerando la acepción de la palabra “conectar”, se puede afirmar que el OSINERGMIN, al aludir que una instalación se conecta al SEIN, reconoce intrínsecamente que esta no pertenece al mismo.

Es decir, el criterio referido a que el COES debe asignar responsabilidad en instalaciones que se encuentren conectadas al SEIN implica que el COES ejerza dicha función sobre instalaciones que no forman parte del SEIN, lo cual supone una extensión de funciones ante supuestos que no corresponde aun cuando la competencia se encuentra delimitada expresamente en una norma.

Ahora bien, la adopción del criterio en cuestión (esto es, a que si una instalación se encuentra conectada al SEIN, forma parte de él), podría tener impacto sobre la función de coordinación de la operación atribuida al COES expresamente con delimitación al SEIN (ver numeral 2.2.4), en la medida que, bajo el mismo criterio, se entendería que dicha función resulta aplicable también sobre aquellas instalaciones que se encuentren conectadas al SEIN aun cuando no pertenezcan a él (esto es, cuando estén comprendidas en sistemas de transmisión cuyo nivel de tensión sea menor a 35 kV). De esta manera, bajo este criterio, las únicas instalaciones respecto de las cuales el COES no se encontraría obligado a ejercer esta función, serían aquellas pertenecientes a sistemas aislados, dado que estos no se encuentran conectados al SEIN.

4.3.2. Aplicación supletoria de la NTCSE ante situaciones no contempladas en la NTCSER

De acuerdo a lo señalado en el capítulo anterior, el OSINERGMIN adoptó como criterio que corresponde la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE en el control de calidad de los puntos de entrega generador - distribuidor desde los cuales se atiendan a suministros contemplados en la aplicación de la NTCSER, siendo responsable el COES de la entrega del informe de asignación de responsabilidad y resarcimiento, ello conforme al numeral 5.1.1 de la BM-NTCSER, el cual dicta lo siguiente:

“5.1.1 Aplicación extensiva de la NTCSE en la calidad de tensión en los puntos de entrega Generador - Distribuidor.

En aplicación de la segunda disposición final de la NTCSER, para todos los efectos se deben incluir en el control regular de la NTCSE los puntos de entrega generador - distribuidor desde los cuales se atiendan a suministros contemplados en la aplicación de la NTCSER. Asimismo, se aplican las tolerancias y compensaciones establecidas en la NTCSE.”

Como se advierte, el numeral 5.1.1 de la BM-NTCSER se fundamenta en la Segunda Disposición Final de la NTCSE, la cual establece lo siguiente:

“Segunda.- De presentarse situaciones no contempladas en la presente Norma, se aplicará supletoriamente lo que establezca la NTCSE, en tanto no se oponga a lo dispuesto por la presente Norma.”

Es decir, a consideración del OSINERGMIN, la aplicación extensiva de la NTCSE en la calidad de tensión en los puntos de entrega Generador - Distribuidor referida en el numeral 5.1.1 de la BM-NTCSER, en donde se establece la obligación de incluir en el control regular de la NTCSE los puntos de entrega generador - distribuidor desde los cuales se atiendan a suministros contemplados en la aplicación de la NTCSE, implica la aplicación extensiva del numeral 3.5 de la NTCSE, esto es, implica que el COES deba de asignar responsabilidad y realizar el cálculo de compensaciones correspondientes.

Al respecto, cabe plantear dos interrogantes:

- (i) ¿La aplicación extensiva de la NTCSE dispuesta en el numeral 5.1.1 de la BM-NTCSER implica ampliar la obligación del COES establecida en el numeral 3.5 de la NTCSE para los puntos de entrega generador – distribuidor pertenecientes a SER?
- (ii) ¿Es válido que por aplicación supletoria de la NTCSE a la NTCSE se amplie el alcance de la función del COES de asignación de responsabilidad?

4.3.2.1. Aplicación extensiva de la NTCSE en la calidad de tensión en los puntos de entrega Generador - Distribuidor conforme al numeral 5.1.1 de la BM-NTCSER

En relación a la primera interrogante, cabe indicar que el numeral 5.1.1 de la BM-NTCSER, respecto a la calidad de tensión en los puntos de entrega Generador – Distribuidor, establece que *“(…) para todos los efectos se deben incluir en el control regular de la NTCSE los puntos de entrega generador -*

distribuidor desde los cuales se atiendan a suministros contemplados en la aplicación de la NTCSER (...)”.

Al respecto, para determinar si lo establecido en la disposición en cuestión implica ampliar la obligación del COES establecida en el numeral 3.5 de la NTCSE para los puntos de entrega generador – distribuidor pertenecientes a SER, corresponde analizar que comprende el “control regular de la NTCSE” al que hace referencia.

4.3.1.1.1. “Control regular” de la calidad de tensión de la NTCSE

Sobre el particular, se debe de señalar que la NTCSE establece que el control de la calidad de producto tensión se lleva a cabo en periodos mensuales⁷⁵, conforme a lo dispuesto en su numeral 5.0.1.

5.0.1 La Calidad de Producto suministrado al Cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados "Períodos de Control".

Asimismo, en el numeral 5.1.4 de la NTCSE se establece que dicho control de calidad se realiza a través de mediciones y registros:

5.1.4 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de Cliente, llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad (...).

Cabe señalar que las mediciones a las que se refiere el 5.1.4 de la NTCSE se encuentran a cargo de los suministradores, conforme al

⁷⁵ A diferencia de la NTCSE, la NTCSER establece que el periodo de control para la calidad de producto tensión es semestral.

numeral 5.4.4⁷⁶ de la misma norma. Asimismo, con los resultados obtenidos de las mediciones, los suministradores se encuentran obligados a efectuar los cálculos de los indicadores de calidad (y de corresponder, el cálculo de compensaciones)⁷⁷, los cuales deberán ser reportados -entre otra información- al OSINERGMIN, conforme a lo previsto en el numeral 5.4.8⁷⁸ de la NTCSE y al numeral 5.1.6⁷⁹ de la BM-NTCSE.

Posterior a los controles realizados, de presentarse alguna trasgresión a la calidad de producto tensión y, siempre que esta se haya producido en el SEIN, el COES deberá de asignar responsabilidad conforme al numeral 3.5 de la NTCSE. Como se indicó en el análisis realizado en el numeral 4.1 del presente trabajo, debe de cumplirse ambos presupuestos señalados, salvo que, en caso la transgresión se produzca en un área de concesión de distribución o dentro de instalaciones de uso exclusivo de Usuarios Libres y/o Distribuidores e involucre dos o más agentes, uno de ellos solicite la intervención del COES.

⁷⁶ **5.4 OBLIGACIONES DEL SUMINISTRADOR**

5.4.4 Tomar las mediciones de todos los parámetros de la calidad de producto en todos los puntos en los que están obligados a hacerlo y en los que sean necesarios, dentro de los plazos establecidos en la Norma para cada caso.

⁷⁷ Conforme al numeral 5.4.7 de la NTCSE.

⁷⁸ **5.4.8** Dentro de los primeros veinte (20) días calendario de cada mes, entregar a la Autoridad, la siguiente información:

- Resumen de los indicadores de calidad calculados;
- Resumen de las compensaciones a ser pagadas a sus Clientes.
- Cálculo detallado de las compensaciones evaluadas para un Cliente elegido aleatoriamente por el Suministrador entre todos los afectados, por cada parámetro que haya resultado de mala calidad, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de compensaciones.
- Los registros de las lecturas efectuadas sobre Flícker, Armónicas y Energía Suministrada por cada período de medición, organizados de la siguiente manera:
- Distorsión por Armónicas agrupadas por bandas de un punto porcentual.
- Perturbaciones por Flícker agrupadas por bandas de 0.1 por unidad del índice de severidad.

Entregar a la Autoridad dentro de las primeras 18 horas de culminada la medición o retirado el equipo, copia de los registros de dichas mediciones, en formato propio del equipo.

⁷⁹ **5.1.6.- Reporte de resultados.**

De acuerdo con lo dispuesto por el numeral 5.4.8 de la NTCSE las empresas están obligadas a informar sobre los resultados de mediciones y los registros.

Ahora bien, de lo establecido en la NTCSE se puede entender que el control regular de la calidad de producto tensión es de carácter mensual y e implica la obligación de los suministradores de realizar las mediciones y registros correspondientes. Asimismo, se puede entender que la actividad de control de la calidad de tensión es distinta a la función de asignación de responsabilidad, ya que la primera implica medir los niveles bajo los cuales se está suministrando dicho parámetro y así determinar si los mismos se encuentran conforme a las tolerancias establecidas en la NTCSE; mientras que la segunda, se efectúa solo si se verifica una transgresión a la calidad (esto es, *ex post* al control) e implica identificar al responsable de dicha transgresión.

En este sentido, se puede concluir que el control regular de la calidad de producto tensión que se establece en la NTCSE no comprende el proceso de asignación de responsabilidad por transgresiones a la calidad, sino que, se trata de una función distinta.

En consecuencia de la conclusión anterior, se infiere que la obligación de incluir en el control regular de la NTCSE los puntos de entrega generador - distribuidor pertenecientes a un SER, establecida en el numeral 5.1.1 de la BM-NTCSER, no implica la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.

Por lo tanto, la interpretación que realizó el OSINERGMIN al numeral 5.1.1 de la BM-NTCSER es incorrecta, dado que la consecuencia jurídica que esta norma prevé (esto es, la obligación de incluir en el control regular de la NTCSE los puntos de entrega generador – distribuidor SER) no comprende la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.

4.3.2.2. Aplicación supletoria del numeral 3.5 de la NTCSE en SER

Para dar respuesta a la segunda interrogante, se debe considerar en primer lugar que la Segunda Disposición Final de la NTCSER, la cual fundamenta al numeral 5.1.1 de la Base Metodológica de la NTCSER, establece la

aplicación supletoria de la NTCSE para situaciones no contempladas en la NTCSE con el propósito de integrar las omisiones normativas en la NTCSE con las disposiciones normativas de la NTCSE. Es decir, la Segunda Disposición Final de la NTCSE es una norma que expresamente habilita la integración por analogía.

Al respecto, tal como se identificó en el numeral 2.5.1.1 del presente trabajo, para la aplicación de la analogía se debe cumplir con los siguientes presupuestos (i) que exista una laguna jurídica, (ii) que el supuesto no regulado debe de tener una semejanza relevante con el supuesto previsto, y (iii) no se encuentre en algún supuesto que implique restricciones y/o excepciones.

4.3.2.2.1. Existencia de una laguna

Ahora bien, cabe indicar que el numeral 3.5 de la NTCSE, al igual que el PR-40, desarrollan la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE atribuida al COES mediante la Ley N° 28832, la misma que, conforme a lo señalado en el numeral 2.3.1.1.1, tiene como alcance a las transgresiones a la calidad de producto y suministro de la NTCSE producidas en el SEIN.

A diferencia de la NTCSE, para el caso de la NTCSE, no existe norma alguna que atribuya a alguna entidad la función -y por lo tanto, obligación- de asignar responsabilidad ante transgresiones a sus tolerancias. Asimismo, tal como se advirtió en el numeral 2.3.2 del presente trabajo, la NTCSE no contempla un proceso de análisis técnico para la asignación de responsabilidad ante transgresiones de los estándares de calidad que la misma fija, ni tampoco establece a un responsable para asignar responsabilidad. La NTCSE únicamente establece las obligaciones impuestas a los suministradores respecto a las tolerancias de calidad (entre ellas, la obligación de pagar una compensación a su cliente ante transgresiones de las mismas) y las facultades atribuidas al OSINERGMIN (entre ellas, la fiscalización del cumplimiento de lo

establecido en la NTCSE y la imposición de multas ante incumplimientos a la misma), por lo que de presentarse alguna trasgresión a las tolerancias que dicha norma establece, el responsable de dicha trasgresión deberá de, automáticamente, realizar la compensación correspondiente y será el OSINERGMIN el responsable de supervisar y fiscalizar dicho cumplimiento.

En este sentido, se advierte que el proceso de asignación de responsabilidad ante trasgresiones a la calidad de producto tensión de la NTCSE y el responsable de dicha función es una condición no prevista en nuestro ordenamiento jurídico; esto es, se verifica la presencia de un vacío normativo.

4.3.2.2.2. Semejanza entre supuesto de hecho previsto y omitido

Tal como se indicó en el numeral 2.5.1.1 de este documento, para determinar si existe una semejanza relevante entre el supuesto previsto en la normativa y el omitido, se tiene que analizar si la *ratio legis* del supuesto regulado (esto es, la razón de ser de la norma, la justificación de porque se le otorgó cierta consecuencia jurídica a dicho supuesto) coincide con la justificación lógica del porque se debería otorgar la misma consecuencia jurídica al supuesto no previsto.

En este sentido, se debe analizar si existe semejanza entre (i) la razón de ser de que respecto a las trasgresiones de calidad de producto tensión de la NTCSE, producidas en el SEIN, se le haya encomendado al COES la función de asignación de responsabilidad y (ii) la justificación lógica del porque se debería otorgar la misma consecuencia jurídica (esto es, que el COES sea responsable de asignar responsabilidad) ante trasgresiones a la calidad de producto tensión producidas en SER.

Sobre el particular, si bien ni en la Ley N° 28832, en la NTCSE ni en el PR-40 se establece expresamente la razón por la cual se encomendó al COES la función de asignar responsabilidad, ante trasgresiones de

calidad producto y suministro de la NTCSE producidas en el SEIN, se puede colegir que la misma se asocia a otras de las funciones operativas que el COES tiene a su cargo.

Al respecto, se debe indicar que el COES, conforme a los literales a) y c) del artículo 14 de la Ley N° 28832, se encuentra encargado de las funciones de programación y operación del SEIN. Asimismo, en ejercicio de dichas funciones, el RLCE ha dispuesto que el COES deberá de considerar el resguardo de la calidad del sistema eléctrico.

“Artículo 92.-

(...)

La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema será efectuada por el COES, en representación de los integrantes del Sistema, en calidad de “Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema”, al que se le denominará “Coordinador”, para lo cual contará con el equipamiento necesario para el cumplimiento de sus funciones.

El Coordinador, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico supervisará y controlará el suministro de electricidad. (...)”

“Artículo 95.- La programación a que se refieren los artículos 93 y 94 derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleve a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.
(...)”

En este sentido, en tanto el COES programa y opera al SEIN preservando, entre otros, la calidad de servicio, tiene conocimiento directo de las condiciones operativas de las instalaciones y de las transgresiones a la

NTCSE que se pudieran producir en el mismo. Por lo tanto, se puede deducir lógicamente que la razón objetiva de atribuir al COES la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones de la calidad de producto y suministro de la NTCSE producidas en el SEIN, responde a que es el ente que se encuentra en capacidad de analizar dichas transgresiones en tanto posee injerencia operativa sobre el mismo y con ello información relevante para la asignación de responsabilidad.

Sin embargo, respecto a los SER, el COES no ejerce funciones operativas por lo que -a diferencia de las transgresiones de la NTCSE que se puedan producir en el SEIN- no contaría con información sobre las transgresiones a la NTCSE que se pudieran producir ni con la información relevante para asignar responsabilidad.

En consecuencia, del análisis realizado se advierte que la justificación lógica del porque se debería otorgar la misma consecuencia jurídica que el numeral 3.5 de la NTCSE (esto es, que el COES sea responsable de asignar responsabilidad ante transgresiones de calidad producto en el SEIN) a las transgresiones a la calidad de producto tensión producidas en SER, no puede ser semejante a la razón de ser de que dicha norma.

4.3.3.2.1. Incurrancia en un supuesto de inaplicación de analogía

Sin perjuicio del análisis anterior, resulta importante indicar que, tal como se identificó en el numeral 2.5.1.1 de este documento, existen ciertos supuestos en los que no corresponde la aplicación de la analogía en tanto restringe derechos o crean obligaciones, entre los cuales se encuentra las normas que establezcan obligaciones a organismos con atribuciones específicas.

Bajo dicha consideración, tampoco es posible aplicar por analogía el numeral 3.5 de la NTCSE para supuestos que se encuentran en el alcance de la NTCSE, ya que la norma comprende la atribución de una función específica (función atribuida al COES de asignar responsabilidad

ante transgresiones a la calidad de producto y suministro producidas en el SEIN).

De lo contrario, se estaría estableciendo una función/obligación adicional para el COES vía analogía, lo cual no está permitido, en tanto restringe derechos (particularmente el de libertad, reconocido en el literal a. del inciso 24 del artículo 2 de la Constitución, que establece que nadie está obligado a hacer lo que la ley no manda).

Del análisis efectuado se puede concluir que la habilitación dispuesta en la Segunda Disposición Final de la NTCSER para aplicar analógicamente las disposiciones de la NTCSE ante supuestos omitidos en la NTCSER, no es aplicable para lo dispuesto en el numeral 3.5 de la NTCSE, no solo porque este comprende una función específica atribuida al COES (lo cual supone uno de los supuestos en el que no es posible la aplicación de la analogía), sino también porque no existe semejanza relevante entre los supuestos de transgresiones de calidad producidos en el SEIN y supuestos de transgresiones de calidad producto producidos en SER para otorgar a ese último supuesto la misma consecuencia jurídica prevista para el primero en el numeral 3.5 de la NTCSE (esto es, que el COES sea responsable de asignar responsabilidad).

CONCLUSIONES

- El alcance de la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE encomendada al COES mediante la Ley N° 28832 recae sobre aquellas transgresiones a la calidad producto y/o suministro de la NTCSE que se hayan producido en el SEIN.
- A partir de la definición del SEIN establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas, y de una interpretación sistemática con otros preceptos normativos, se infiere que el mismo se encuentra conformado por sistemas de transmisión que permiten la transferencia de energía entre los sistemas de generación, cuyos niveles de tensión superan los 35 kV. En este sentido, la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones de la NTCSE atribuida al COES comprende aquellas instalaciones cuyos niveles de tensión superan los 35 kV.
- Para los casos de transgresiones a los estándares de calidad en SER, no se ha previsto en ninguna norma de nuestro ordenamiento un proceso de análisis técnico para la asignación de responsabilidad ni el responsable de dicha función, a diferencia de los casos de transgresiones a la calidad producto y/o suministro de la NTCSE que se hayan producido en el SEIN.
- En nuestro ordenamiento jurídico, específicamente en disposiciones establecidas en el Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural, se ha considerado que los SER son sistemas distintos al SEIN, más sí pueden estar conectados a este último. En este sentido, la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones de la NTCSE atribuida al COES no comprende instalaciones que forman parte de SER. En consecuencia, el COES no es competente para asignar responsabilidad ante transgresiones a la calidad de producto del servicio eléctrico en SER.
- La Segunda Disposición Final de la NTCSE al establecer la aplicación supletoria de la NTCSE para situaciones no contempladas en la NTCSE con el propósito de integrar las omisiones normativas en dicha norma, reconoce la posibilidad de integración jurídica vía analogía en dicho

supuesto. Sin embargo, dicha aplicación de analogía, conforme a las limitaciones que la figura de integración analógica tiene, no es viable ante supuestos de funciones específicas tal como lo es la función asignada al COES en el numeral 3.5 de la NTCSE (la cual se reconoce adicionalmente en la Ley N° 28832 y PR-40).

- Los criterios establecidos por el OSINERGMIN en la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1 no se han sido adoptados considerando los criterios de interpretación e integración reconocidos, contraviniendo y desnaturalizando el sentido de diversas normas asociadas a la NTCSE y NTCSE.

BIBLIOGRAFÍA

Referencia bibliográfica

Alchourrón, Carlos E.; BULYGIN, Eugenio. Introducción a la metodología de las ciencias jurídicas y sociales [internet]. Alicante: Biblioteca Virtual Miguel de Cervantes; 2000 [consultado el 23 de junio de 2024]. Disponible en: <https://www.cervantesvirtual.com/obra-visor/introduccion-a-la-metodologia-de-las-ciencias-juridicas-y-sociales--0/html/>.

Anchondo, Víctor. Métodos de Interpretación Jurídica. *Quid iuris*. 2012 Mar.; 16: 33-58.

Araujo, Cristian. La Interpretación jurídica y los cánones interpretativos en el Derecho Civil Peruano. *Revista de Derecho*. 2022; 23(1): 77-107.

Balaguer, Francisco. La integración del derecho autonómico y la aplicación supletoria del derecho estatal. *Revista de Administración Pública*. 1991; (124): 95-148.

Castillo Garrido, Salvador. Lagunas del derecho y el dogma de la plenitud del sistema jurídico. *Revista del Instituto de la Judicatura Federal*. 2009; (27): 35-46.

Cerdeira Bravo de Mansilla, Guillermo. Analogía e interpretación extensiva: una reflexión (empírica) sobre sus confines. *Anuario de Derecho Civil*. 2012; 65(3): 1001-1073.

Cervantes, Fernando. Términos para la impugnación de las Pólizas de Fianzas ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa [tesis en internet]. México: Universidad Nacional Autónoma de México; 2001 [consultado el 20 de agosto de 2024]. Disponible en: <https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000296144/3/296144.pdf>.

Dammert, Alfredo ; Gallardo, José ; Quiso, Lennin. La Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico. Documento de Trabajo N° 6. Oficina de Estudios Económicos – Osinergmin, Perú. 2004. 88 p.

Galiano Maritan, Grisel; Gonzalez Milian, Deyli. La integración del Derecho ante las lagunas de la ley: Necesidad ineludible en pos de lograr una adecuada aplicación del Derecho. *Revista Dikaion*. 2012 Dic.; 21 (2): 431-458.

Galindo Garfias, Ignacio. Interpretación e integración de la ley [internet]. México: Universidad Nacional Autónoma de México; 2006. Disponible en: <https://biblio.juridicas.unam.mx/bjv/detalle-libro/4162-interpretacion-e-integracion-de-la-ley-coleccion-facultad-de-derecho> [consultado el 18 de mayo de 2024].

García Máynez, Eduardo. Introducción al estudio del Derecho. 53° ed. México: Universidad Nacional Autónoma de México; 2002. 466 p.

Guastini, R. Estudios sobre la interpretación jurídica [internet]. Traducido por Gascón, Marina y Carbonell, Miguel. México DF: Universidad Nacional Autónoma de México; 1999. 115 p.

Guastini, R. Interpretación y Construcción Jurídica. ISONIMÍA. 2015 Oct.; (43): 11-48.

Hunt, Sally. Making Competition. New York: John Wiley & Sons Limited; 2002. 467 p.

Kelsen, Hans. Teoría Pura del Derecho. Traducción de la segunda edición en alemán por Roberto Vernengo. México D.F.: Universidad Autónoma de México; 1982. 378 pp.

Levy, Alberto; Carrasco, Juan. Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo – BID. 2020.

Lifante, I. Interpretación Jurídica. En: Enciclopedia de Filosofía y Teoría del Derecho, vol. 2. México:Universidad Nacional Autónoma de México; 2015. 1349-1387 pp.

Lozano, Jean; Luyo, Jaime; Molina, Yuri. El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización. TECNIA. 2018 Jun.; 28 (1): 61-72.

MacCormick, Neil. Argumentación e Interpretación en el Derecho. DOXA Cuadernos de Filosofía del Derecho. 2010; (33): 65-78.

Martínez de Pisón Cavero, José. Curso de Teoría del Derecho. Universidad de La Rioja, Servicio de Publicaciones; 2013. 228p.

Rubio Correa, Marcial. El Sistema Jurídico: Introducción al Derecho. 12° ed. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Fondo Editorial; 2020. 354 p.

Santivañez, Roberto. Mercado Eléctrico Peruano: Principios y Mecanismos de Operación y Sistemas de Precios. THEMIS. 1998 Mar.; (37): 111-128.

Savigny. Sistema del Derecho Romano Actual. Traducido del alemán por M.CH.Guenoux. Vertido al castellano por Jacinto Mesía y Manuel Poley. Tomo I. Barcelona:F.Góngora y Compañía Editores; 1878. 495 p.

Torres Vásquez, Aníbal. Introducción al Derecho: Teoría General del Derecho. 6° ed. Lima: Instituto Pacífico; 2019. 1215 pp.

Vásquez Cordano, Arturo; Tamayo, Jesús; Vilches, Carlo y Edison Cháves. La Regulación del Sector de Energía. Documento de Trabajo N° 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin, Perú. 2016. 90 p.

VOX. Diccionario Ilustrado Latino-Español Español-Latino. 15^{ta} ed. Barcelona: Biblograf; 1964. 571 p. 428 p.

Zusman, Shoschana. La interpretación de la ley: Teoría y métodos. 1^a ed. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Fondo Editorial; 2018. 204 p. P.30.

Normativa

Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas. Publicado el 19 de noviembre de 1992.

Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica. Publicada el 23 de julio de 2006.

Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural. Publicada el 01 de junio de 2006.

Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Publicado el 25 de febrero de 1993.

Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del COES. Publicado el 03 de mayo de 2008.

Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Publicado el 11 de octubre de 1997.

Decreto Supremo N° 018-2020-EM, Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural. Publicado el 14 de julio de 2020.

Resolución Ministerial N° 237-2012-MEM-DM, Procedimiento Técnico del COES N° 40 "Procedimiento para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE". Publicada el 20 de mayo de 2012.

Resolución Directoral N° 016-2008-EM-DGE, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales. Publicada el 24 de mayo de 2008.

Resolución N° 616-2008-OS-CD, Base Metodológica Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Publicada el 14 de octubre de 2008.

Resolución N° 046-2009-OS-CD, Base Metodológica Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales. Publicada el 30 de marzo de 2009.

ANEXO

Matriz de Consistencia

| Problema General | Objetivo General | Hipótesis Principal |
|--|---|--|
| ¿El COES es competente para asignar responsabilidad por transgresiones a la calidad de producto del servicio eléctrico en Sistemas Eléctricos Rurales? | Determinar si el marco normativo vigente atribuye al COES la competencia para asignar responsabilidad -y por ende calcular las compensaciones correspondientes- por transgresiones a la calidad de producto del servicio eléctrico en SER. | El COES no es competente para asignar responsabilidad ante transgresiones de la calidad de producto del servicio eléctrico en SER, dado que como solo se le ha atribuido de manera expresa la competencia -y por ende obligación- para asignar responsabilidad por transgresiones a la NTCSE en el SEIN, lo cual no comprende SER. |
| Problemas específicos | Objetivos específicos | Hipótesis específicas |
| ¿Cuál es el alcance de la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE encomendada al COES mediante la Ley N° 28832? | Determinar los alcances de la función de asignación de responsabilidad ante transgresiones a la NTCSE encomendada al COES mediante la Ley N° 28832. | La función operativa de asignación de responsabilidad a la NTCSE y el cálculo de compensaciones producto de las mismas encomendada al COES, tiene como alcance instalaciones del SEIN |
| ¿El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional comprende instalaciones de los Sistemas Eléctricos Rurales? | Determinar si el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional comprende a los Sistemas Eléctricos Rurales. | El SEIN no comprende a los SER. |
| ¿Los criterios adoptados por el Osinergmin en la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1 son coherentes con el ordenamiento jurídico? | Analizar, aplicando diversos métodos de interpretación jurídica, si los criterios adoptados por el Osinergmin en la Resolución N° 06-2024-OS/TASTEM-S1, respecto a la competencia del COES para asignar responsabilidad por transgresiones a la calidad de servicio eléctrico en Sistemas Eléctrico Rurales, son coherentes con el ordenamiento jurídico. | Los criterios adoptados por OSINERGMIN parten de una interpretación que no identifica el sentido real de las normas aplicables, por lo que devienen contradictorios con el ordenamiento jurídico. |