EN LO PRINCIPAL : SE HACE PARTE.

PRIMER OTROSÍ : FORMULA OBSERVACIONES

SEGUNDO OTROSÍ : ACOMPAÑA DOCUMENTOS.

TERCER OTROSÍ : PIDE CUENTA.

CUARTO OTROSÍ : NOTIFICACIONES.

SEÑORA DIRECTORA EJECUTIVA DEL SERVICIO DE EVALUACIÓN AMBIENTAL

JUAN ALBERTO MOLINA TAPIA, cédula nacional de identidad N° 11.626.515-k, en representación convencional según mandato que en un otrosí de esta presentación se acompaña de la **Organización Comunitaria Funcional Vecinos Los Nogales Ex Fundo Loreto**, ambos **domiciliados en Parcela 37, Sector Los Nogales, Ex fundo Loreto, sector Altovalsol, ciudad de La Serena**, a la señora Directora Ejecutiva del Servicio de Evaluación Ambiental, con el debido respeto, digo:

Consta de la **Resolución Exenta N°202299101971**, que se **DIO INICIO A PROCEDIMIENTO DE REVISIÓN DE LA RESOLUCIÓN EXENTA N° 1608, DE 10 DE DICIEMBRE DE 2015 DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA, QUE CALIFICÓ AMBIENTALMENTE FAVORABLE EL EIA DEL PROYECTO "PLAN DE EXPANSIÓN CHILE LT 2X500 KV CARDONES – POLPAICO", DE INTERCHILE S.A**.

Conforme autoriza expresamente **el artículo 21 de la Ley de Bases de Procedimientos Administrativos**, venimos solicitar **se nos tenga por parte en el procedimiento de revisión** iniciado, por los antecedentes de hecho y fundamentos de derecho que paso a exponer:

Fundamentos de Hecho:

La comunidad de Los Nogales se constituye en 2019 con el objetivo de hacer frente a las distintas necesidades de los vecinos del sector rural de Los Nogales, Altovalsol, La Serena.

Actualmente la organización representa a aproximadamente 300 personas y sus familias, las cuales residen y habitan en el lugar desde el año 2010, con el objeto de llevar adelante sus proyectos de vida en una zona cercana a la naturaleza y alejados del ruido de las ciudades.

Es un hecho de público conocimiento que desde la puesta en operación del proyecto de transmisión eléctrica *"LT 2x500 kV Cardones -Polpaico"* en el mes de mayo de 2018, los niveles de ruido producto de su inicio de actividades han transgredido absolutamente la normativa vigente, poniendo en riesgo tanto el derecho a la salud de la población afectada, como aquel a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, situación que origina el proceso sancionatorio D-096-2018 que culmina con una multa y 4 MUT , el que fue llevado por la Empresa al 1TA, causas rol R-049 y R-050, cuya sentencia es llevada de manera dilatoria a la corte suprema.

En consecuencia, sostenemos que dichos impactos, así como las correspondientes medidas asociadas, no fueron evaluadas conforme a la regulación ambiental chilena, producto de graves y reiterados, errores y omisiones que han dejado en absoluta indefensión a las personas que componen la organización, hecho que se expresa en altos niveles de ruido audible generados por 6 torres de

transmisión eléctrica, de aproximadamente 60 metros de altura, así como de sus líneas asociadas, ingenios que se encuentran a 70 metros de la casa más cercana del sector.

Al respecto, tal y como se expondrá, durante estos casi 5 años nos hemos visto expuestos a altos niveles de emisión, inaceptables e inconsistentes con las estimaciones presentadas durante la evaluación ambiental de este proyecto, siendo nuestra última denuncia, con hechos sucedidos los días 15 y 16 de diciembre de 2022, con más de 100 firmantes denunciantes.

Esta comunidad siempre ha estado abierta al diálogo, pero Interchile, nunca ha presentado algún tipo de medida, en los escasos contactos que se ha tenido con la empresa en el último tiempo, han hecho promesas de presentar soluciones, pero jamás han entregado nada.

La evidencia científica y la realidad de los hechos es tan contundente que esta comunidad se ve en la obligación de hacerse parte y así ser un ente activo de la solución final que Interchile tanto ha evadido en los distintos procesos

El derecho:

El artículo 21 de la Ley de Bases de los Procedimientos Administrativos, establece que se consideran interesados en el procedimiento administrativo:

"2. Los que, sin haber iniciado el procedimiento, tengan derechos que puedan resultar afectados por la decisión que en el mismo se adopte.

3. Aquéllos cuyos intereses, individuales o colectivos, puedan resultar afectados por la resolución y se apersonen en el procedimiento en tanto no haya recaído resolución definitiva."

Queda demostrado que nuestros derechos garantizados constitucional, legal y reglamentariamente se han visto vulnerados de manera grave y reiterada por el acto administrativo cuya revisión se inicia, afectación de carácter continua y presente, habilitándonos para solicitar se nos tenga por parte en este procedimiento de invalidación, conforme autoriza el artículo 21 de la Ley 19.880, de Bases de los Procedimientos Administrativos, en el caso de las situaciones previstas en los numerales 2° y 3° de dicha norma.

POR TANTO:

Y en mérito de lo expuesto, disposiciones legales invocadas, lo establecido en los artículos 1° y 19° numeral 8 de la Constitución Política del Estado; artículos 3°, 21° de la ley 19.880, y lo dispuesto en los artículos 25 quinquies de la ley 19.300, **RUEGO A UD**., en razón a la existencia de derechos e intereses que nos asisten y que puedan resultar afectados por la decisión que en el mismo se adopte, tenernos por parte -para todos los efectos legales- en estos autos sobre revisión de la Resolución Exenta 1.608/2015, fijando una o más audiencias públicas para recibir las alegaciones en este procedimiento, habilitar la rendición de pruebas y, en su caso, la solicitud de diligencias.

Primer Otrosí: RUEGO A USTED, encontrándose abierto un periodo de información pública, de conformidad a lo prescrito en el inciso 2° del artículo 25 quinquies de la Ley N° 19.300, tener por presentadas las siguientes observaciones:

Primero: El proyecto presentado por el titular se encuentra en revisión por medio del artículo 25 quinquies de la ley 19.300 debido a excedencias en los niveles de ruido audible establecidos en el Decreto Supremo N°38/2011 del Ministerio del Medio Ambiente.

Tras las múltiples excedencias en los niveles de ruido audible que han venido ocurriendo desde el inicio de operaciones en 2018, la comunidad Los Nogales de Altovalsol presentó dos informes técnicos[1] [2] que indican los errores de diseño en los estudios de impacto ambiental[3] por las cuales el proyecto Cardones-Polpaico que dan cuenta de las razones por las cuales el proyecto no cumple con la normativa ambiental vigente en términos de ruido audible. En específico han sido verificadas 2 excedencias por la SMA en 2018, 22 excedencias verificadas por Interchile en el primer año de operación, 1 excedencia verificada por el Segundo Tribunal Ambiental en 2021 y 4 excedencias verificadas por las mediciones trimestrales solicitadas por el Primer Tribunal Ambiental en 2022. Incluso si comparamos las mediciones ordenadas por el Primer Tribunal Ambiental efectuadas durante el año 2022[4] [5] con los niveles proyectados en la etapa de operación del estudio de impacto ambiental original[6], solo en 2 receptores de un total de 98 cumplen con el nivel de ruido audible proyectado.

El primer error de diseño que presenta el estudio de impacto ambiental consiste en que no consideraron la altura de los conductores en las proyecciones de ruido audible. El segundo error de diseño consistió en que el estudio de impacto ambiental subestimó el ruido audible total generado por la línea de transmisión al solo considerar la contribución en potencia de ruido audible de una de las seis fases y no tomar en cuenta la contribución de las cinco fases restantes.

Estos errores de cálculo numérico en el diseño de todas las configuraciones de torre permitieron al proyecto presentar un cumplimiento artificial respecto a ruido audible a lo largo de todo el trazado.

De tal magnitud fueron los errores que en el caso del sector Los Nogales, que los estudios entregados por la comunidad muestran que la potencia de ruido audible fue subestimada en casi 8 veces y que, dadas las características del sector, no podrían habitar personas en un radio de 672 metros para cumplir con la normativa de ruido audible. En realidad, la vivienda más cercana a la torre en el

---

[1] "Estudio de Ruido LT 2x 500 kV Cardones-Polpaico, Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto - Los Nogales, Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo - Versión 3", Msc. Braulio Cancino, 2018.

[2] "Revisión Informe Estudio de Ruido LT 2x500 kV Cardones-Polpaico, Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto - Los Nogales, Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo", Patricio Robles Calderón, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2018.

[3] "Estimación Parámetros Eléctricos y Ruido Audible P1-LT-01-D121-V0," Diseño Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV, Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV y Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV, Consultoría Colombiana SA, 2013.

[4] Expediente 1005115, Informes Técnicos de Monitoreo Ambiental, Mediciones de Ruido "Plan de Expansión 2x500 kV Cardones Polpaico", Junio - Julio 2022, disponible en https://snifa.sma.gob.cl/SeguimientoAmbiental/Ficha/1005115

[5] Expediente 1009948, Informes Técnicos de Monitoreo Ambiental, Mediciones de Ruido "Plan de Expansión 2x500 kV Cardones Polpaico", Agosto-Septiembre-Octubre 2022, disponible en https://snifa.sma.gob.cl/SeguimientoAmbiental/Ficha/1009948

[6] Tabla 7-50, "Adenda Anexo 1.18 Estudio de ruido EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico Región de Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, Chile", Gestión Ambiental Consultores, 2014.

sector Los Nogales se encuentra a 50 metros de la línea de transmisión y en el radio de 672 metros necesario para dar cumplimiento se encuentra se encuentra una veintena de viviendas habitadas.

Segundo: El titular presenta dos medidas correctivas. La primera de ellas consiste en el "lavado de aisladores" y la segunda consiste en la "homogeneización del campo eléctrico".

En cuanto a la Medida de Lavado de Aisladores, consiste en el lavado de aisladores y herrajes de determinadas torres de la línea de transmisión. Para ello se propone la utilización de camiones y helicópteros. La fundamentación técnica se basa en que tanto aisladores como herrajes acumulan en mayor medida partículas de polvo y contaminación en su superficie, lo que propicia la generación de ruido audible.

Se espera una reducción del orden de 1 a 2 dBA que incluso eventualmente llegaría a 9 dBA en pruebas empíricas realizadas por el titular. No se acompañan simulaciones, proyecciones numéricas o referencias científicas que verifiquen la reducción esperada en los niveles de ruido audible. El titular indica que esta medida sería una alternativa viable para corregir o prevenir el comportamiento de la variable ambiental ruido producto del efecto corona, y que constituye una práctica normal y periódica de la industria eléctrica. Esta medida sería implementada en aquellos puntos de medición donde fuese necesario, con el fin de dar cumplimiento a la normativa de emisión de ruidos. Finalmente, la verificación de la efectividad de la medida se realizará comparando los resultados de las mediciones de ruido obtenidas antes y después de su ejecución.

En cuanto a la Medida de Homogeneización de Campo Eléctrico, consiste en la instalación de anillos equipotenciales en las torres, y en caso de ser necesario, la instalación de separadores anti-corona en puntos específicos de la línea de transmisión. La fundamentación técnica se basa en que nuevos elementos que permitan una distribución más uniforme del campo eléctrico en la línea disminuiría el efecto corona y por tanto la generación de ruido audible. Además indica que la adición de elementos de sujeción que introduzcan cambios en la geometría de la línea eventualmente reducirían el campo eléctrico que se genera en torno al cable conductor. Esta medida sería implementada en aquellas torres debidamente identificadas una vez terminado el ciclo anual de 4 mediciones trimestrales. El titular no indica proyecciones, el nivel de reducción esperado tras la implementación de la medida ni datos técnicos como simulaciones o referencias científicas. El titular además se compromete en forma paralela a la implementación de esta medida a investigar nuevos diseños, efectuar simulaciones en condiciones de laboratorio con los fabricantes y realizar pruebas reales de campo para calibrar la efectividad de la medida. La verificación de la medida se realizará mediante mediciones por ETFA por un periodo de 4 rondas trimestrales.

Tercero: Estimamos que ninguna de las medidas propuestas se enmarca en alguna de las metodologías de ruido audible estandarizadas o las mejores prácticas avaladas científicamente para el diseño de líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje por lo que las medidas propuestas podrían considerarse como engañosas o no verificables.

La única forma de demostrar suficiencia de las medidas requeridas por el 25 quinquies para corregir la variable ambiental no verificada ruido audible en todos los puntos de un proyecto de esta envergadura consiste en determinar el nivel de ruido audible máximo que emitirán las torres de alta

tensión y para ello se debe replicar por completo la adenda 1.18[7] para operación referente a ruido audible del Estudio de Impacto Ambiental original presentado por Interchile, que como se ha demostrado mediante informes técnicos, posee graves errores de cálculo numérico en el diseño de las torres.

Con este objetivo se hace imprescindible utilizar los métodos de proyección científicos ampliamente validados[8] recomendados por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEIA) en su "Guía para la Predicción y Evaluación de Impactos por Ruido y Vibración en el SEIA"[9] , ya que como demostraron los informes técnicos presentados por la comunidad, el trazado original cumplió en forma artificial con la normativa ambiental vigente subestimando en a lo menos 10 dBA los niveles de ruido audible proyectados.

La ventaja de los métodos validados científicamente de predicción es que permiten estimar de forma simple el nivel de ruido audible generado para todas las configuraciones de torres de la línea de transmisión en las peores condiciones. Esto es de suma importancia durante la evaluación de un proyecto de estas características debido a que el ruido audible generado por efecto corona incrementa sustancialmente al aumentar la humedad relativa del aire. Es por ello por lo que el SEIA recomienda el método alemán FGH ya que predice el nivel de ruido audible generado por la línea de transmisión en la peor condición de lluvia fuerte.

La metodología FGH recomendada por el SEIA ha sido utilizada para en los estudios de impacto ambiental aprobados como el Sistema de Transmisión S/E Pichirropulli - S/E Tineo y la línea de transmisión de 500 kV Ancoa - Alto Jahuel.

En segundo lugar, la medida de lavado de conductores indica que "... un adecuado cronograma de lavados periódicos permitiría prevenir la generación de ruido audible[10]", o que "... el 'Lavado de Aisladores y Herrajes' con agua desmineralizada, sería una alternativa viable para corregir el comportamiento de la variable ambiental ruido producto del efecto corona … medida que además constituye una práctica normal y periódica de la industria eléctrica …". La referencia utilizada es un paper de conferencia o sesión el cual no es en forma estricta un documento científico que haya pasado por el proceso de revisión de pares y tampoco posee citas, por lo que no es una fuente éticamente válida para referenciar información.

Por otro lado, el ruido generado por el efecto corona en las líneas transmisión eléctricas es un proceso fundamental. Esto quiere decir que sobrepasado cierto umbral de campo eléctrico que depende de condiciones climáticas, las líneas de transmisión eléctrica siempre van a generar ruido audible, por lo que un cronograma de lavados periódicos podría eventualmente disminuir la

---

[7] "Adenda Anexo 1.18 Estudio de ruido EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico Región de Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, Chile", Gestión Ambiental Consultores, 2014.

[8] "A Comparison of Methods for Calculating Audible Noise of High Voltage Transmission Lines," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, no. 10, pp. 4090-4099, Oct. 1982, doi: 10.1109/TPAS.1982.317087.

[9] "Guía para la Predicción y Evaluación de Impactos por Ruido y Vibración en el SEIA", Servicio de Evaluación Ambiental, Gobierno de Chile, 2019.

[10] "*Audible Noise Management of Newly Reconductored Transmission Lines*", J. Raninga et al, Cigre Session N°48, Doc B2-305, Paris 2020.

generación de ruido audible, pero en ningún caso podría prevenir o corregir la variable ambiental ruido producto del efecto corona.

Además, al ser el lavado de torres una práctica estándar en la industria, esta debió haber sido considerada en la mantención habitual del proyecto original y no como una medida paliativa al exceso de ruido audible generado por la línea de transmisión.

En tercer lugar, ambas medidas buscan corregir el desempeño de elementos puntuales en cada torre, como lo son los herrajes y los aisladores. El nivel ruido audible generado por las torres ha sido ampliamente caracterizado en estudios científicos en revistas de prestigio como el "Institute of Electrical and Electronics Engineers" (IEEE)[11]. El ruido generado por efecto corona en las líneas de alta tensión poseen una propagación de ruido audible cilíndrica[12], debido a que es toda la línea de transmisión la que contribuye al nivel de ruido audible medido en un punto específico. Este tipo de propagación de ruido audible se puede apreciar en autopistas o carreteras. Por otro lado, elementos puntuales como herrajes y aisladores poseen una propagación de ruido audible esférica, como lo es por ejemplo la propagación de la voz humana en el espacio.

La principal diferencia entre las fuentes de ruido audible con propagación cilíndrica y esférica es la atenuación del nivel de presión sonora (NPS) a medida que aumenta la distancia. Por ejemplo, al aumentar la distancia de la fuente sonora al doble, las fuentes esféricas disminuyen su nivel de presión sonora (NPS) en 6 dBA, mientras que las fuentes cilíndricas disminuyen su nivel de presión sonora (NPS) en 3 dBA. Es por ello por lo que la limpieza y homogeneización de campo eléctrico sobre elementos puntuales solo va a impactar en el nivel de ruido audible que afecta a cortas distancias y no tendrá efecto alguno en el nivel de ruido audible de propagación cilíndrica generado por la totalidad de la línea.

En cuarto lugar, ambas medidas presentan un marco teórico cualitativo y no presentan referencias científicas estandarizadas ni modelamientos matemáticos que permitan dar certeza del nivel de efectividad de estas. Las eventuales mejoras de desempeño tras el lavado de la torre de 1 a 2 dBA, que incluso llegarían a 9 dBA en pruebas empíricas, no presentan referencias científicas, modelaciones matemáticas, datos técnicos ni resultados experimentales que permitan verificar la efectividad de la medida. De la misma forma, la medida de homogeneización de campo eléctrico solo se basa en supuestos teóricos, no detalla los modelos exactos de los elementos que utilizarían, y no entrega siquiera alguna cifra respecto a la posible disminución en ruido audible.

En quinto lugar, ambas medidas sólo serían aplicables a "aquellos receptores sensibles ya identificados donde fuera necesario, en el marco de lo establecido en la norma de emisión de ruidos.". De lo anterior es directo inferir que esta medida será de carácter puntual y no se hará cargo de los graves problemas de diseño en términos de ruido audible que existe en toda la línea de transmisión,

---

[11] "A Comparison of Methods for Calculating Audible Noise of High Voltage Transmission Lines," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, no. 10, pp. 4090-4099, Oct. 1982, doi: 10.1109/TPAS.1982.317087.

[12] Haussmann, Bd. "Interference produced by corona effect of electric systems." *International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paris: CIGRE Committee Report*. 1974.

tal y como lo demuestran los estudios técnicos elaborados por la comunidad Los Nogales y la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso[13] [14].

En sexto lugar, los métodos de verificación de las medidas mediante mediciones trimestrales adolecen de al menos dos componentes que contribuirían a la suficiencia de las medidas propuestas. Primero, no asegura que las mediciones sean efectuadas en las peores condiciones, y segundo, dado a que el proyecto presenta errores de diseño basales respecto a ruido audible, es operacionalmente imposible verificar a través de mediciones las excedencias normativas respecto a ruido audible en cada localidad a lo largo de todo el proyecto.

En séptimo lugar, ambas medidas establecen que "el fenómeno de 'envejecimiento del cable' ha sido bastante estudiado y demostrado en la literatura científica", en implica que el transcurso del tiempo disminuya el ruido audible de la línea de transmisión, como consecuencias de sus mejoras de desempeño."". Esta afirmación se basa en información desactualizada u obsoleta dado a que existe nueva evidencia científica[15] [16] en revistas científicas de renombre (IEEE) que describen cómo cables de líneas de transmisión eléctricas de 500 kV (mismo voltaje utilizado en Cardones-Polpaico) tras 12, 15 y 20 años de operación incrementa el nivel de ruido audible generado por efecto corona en hasta 5 dBA. Este aumento de los niveles de ruido audible en el largo plazo se deben al aumento de la rugosidad superficial de los conductores provocado por factores como la oxidación de la superficie del cable, la contaminación atmosférica y la lluvia ácida. Esto implica que la problemática de ruido audible va a continuar empeorando con el paso del tiempo.

En octavo lugar, la medida de homogeneización de campo eléctrico indica que "La implementación de las medidas posee una etapa de actividades previas de pruebas de laboratorio, modelamientos … ", es decir, la homogeneización del campo eléctrico es una medida experimental que bajo ningún caso corresponde a una medida estándar en el diseño de líneas de transmisión respecto al ruido audible. Esta sería la razón por la cual la medida solo se describe desde un punto de vista cualitativo y en no se presentan estimaciones cuantitativas o modelos físicos basados en evidencia científica acerca de la disminución de los niveles de ruido audible proyectado tras su implementación.

Cuarto: En primer lugar solicitamos que Interchile reconozca que los graves errores diseño numérico respecto a ruido audible más que ser un impacto no previsto, es una variable ambiental mal evaluada que burló el proceso de evaluación ambiental.

---

[13] "Estudio de Ruido LT 2x500 kV Cardones-Polpaico, Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto - Los Nogales, Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo - Versión 3", Msc. Braulio Cancino, 2018.

[14] "Revisión Informe Estudio de Ruido LT 2x500 kV Cardones-Polpaico, Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto - Los Nogales, Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo", Patricio Robles Calderón, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2018.

[15] X. Bian et al., "Influence of aged conductor surface conditions on AC corona-generated audible noise with a corona cage," in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 19, no. 6, pp. 2037-2043, December 2012, doi: 10.1109/TDEI.2012.6396963.

[16] X. Bian et al., "The effect of surface roughness on corona-generated electromagnetic interference for long-term operating conductors," in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 22, no. 2, pp. 879-887, April 2015, doi: 10.1109/TDEI.2015.7076788.

En segundo lugar, solicitamos que el titular presente soluciones basadas en las mejores prácticas de la industria y que además repita en su totalidad la adenda 1.18[17] para operación referente a ruido audible de su Estudio de Impacto Ambiental original. Para ello deberá utilizar las metodologías de diseño estandarizadas recomendadas por el SEIA, como el método alemán FGH, con el fin de proyectar los niveles de ruido audible en todos los sectores aledaños a la línea de transmisión para todas las configuraciones de torre, y también deberá utilizar el valor mínimo de los ruidos de fondo recopilados en las distintas campañas de medición de ruido audible para verificar el cumplimiento normativo proyectado en todos los sectores rurales como Altovalsol.

La importancia de que el titular deba presentar soluciones estandarizadas basadas en las mejores prácticas de la industria y recomendadas por el SEIA tiene como fundamento impedir que las empresas como Interchile tengan incentivos perversos para presentar estudios de impacto ambiental con errores de diseño que permitan su aprobación, y que le signifiquen un beneficio económico en comparación a las alternativas que cumplan con la normativa ambiental o las alternativas basadas en las mejores prácticas de la industria.

En específico, si los estudios de impacto ambiental originales presentados por el titular hubiesen proyectado en forma correcta los niveles de ruido audible, la línea de transmisión nunca podría haber pasado por el sector Los Nogales y por ende la empresa tendría que haber propuesto un trazado alternativo más costoso.

En tercer lugar, solicitamos que el SEA rechace que el titular presente medidas correctivas experimentales que no permitan asegurar suficiencia analítica previa, esto es, que no entreguen proyecciones numéricas basadas en evidencia científica estandarizada. Los habitantes de las comunidades tienen derecho a conocer previamente en forma verídica el nivel de contaminación que va a generar un proyecto en su territorio. Por tanto, se debe rechazar que el titular implemente medidas experimentales como la "homogeneización de campo eléctrico" ya que no permite proyectar en forma precisa el nivel de decrecimiento de los niveles de ruido audible necesarios para dar cumplimiento normativo.

COROLARIO: Dada la gravedad de los errores de diseño basales proyecto y a las reiteradas excedencias normativas respecto al ruido audible, a modo de conclusión como comunidad recomendamos al titular que considere en forma seria la alternativa de cambio de trazado o soterramiento de la línea de transmisión en el sector Los Nogales, ya que técnicamente consideramos muy poco probable que se puedan proponer medidas correctivas de tal efectividad que puedan dar cumplimiento a la normativa vigente en términos de ruido audible dadas las condiciones de bajo ruido de fondo del sector rural y la corta distancia que existe entre la línea de transmisión y las viviendas en el sector.

POR TANTO:

En tiempo y forma rogamos tener por formuladas observaciones en el contexto del procedimiento de revisión al cual se ha dado inicio.

[17] "Adenda Anexo 1.18 Estudio de ruido EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico Región de Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, Chile", Gestión Ambiental Consultores, 2014.

SEGUNDO OTROSÍ: RUEGO A UD., tener por acompañados los siguientes documentos los que por su extensión se adjuntan en formato digital.

1. "LT 2x500 kV Cardones - Polpaico: Estudio de Ruido Audible en el sector Loreto - Los Nogales, Altovalsol, La Serena, región de Coquimbo", Versión 3, agosto de 2018.
2. "Revisión Informe Línea de Transmisión 500 kV Cardones Polpaico: Estudio de Ruido Audible en el sector Loreto - Los Nogales, Altovalsol, La Serena, región de Coquimbo", Versión 3, abril de 2019.
3. Mandato judicial conferido a esta parte.

TERCER OTROSÍ: RUEGO A USTED, dar cuenta del cumplimiento de lo ordenado en la Resolución Exenta que da inicio a este procedimiento de revisión en cuanto a los informes requeridos a la Subsecretaría del Medio Ambiente y a la Subsecretaría de Salud, así como de la audiencia decretada en estos autos respecto al interesado.

CUARTO OTROSÍ: RUEGO A USTED, se sirva notificar las resoluciones adoptadas en este procedimiento al domicilio señalado en la comparecencia, sin perjuicio se sirva tener por habilitado el siguiente correo electrónico como forma válida de notificación a esta parte jmolina2004@gmail.com.

Powered by ecert
Firma electrónica avanzada
JUAN ALBERTO MOLINA TAPIA
2023.01.26 06:55:19 -0300

Efraim Donoso Vicencio

De: Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) - Chile <administrador.portal@sea.gob.cl>
Enviado el: jueves, 26 de enero de 2023 7:00
Para: Oficina Partes SEA Santiago DE
Asunto: Oficina de Partes de la Dirección Ejecutiva - ha recibido una solicitud "0017820"

IDENTIFICACION "0017820"
TIPO PERSONA: Persona Natural
RUT REMITENTE: 11.626.515-k
NOMBRE REMITENTE: Juan Alberto Molina Tapia RUT EMPRESA: No aplica RAZON SOCIAL: No aplica NOMBRE SERVICIO PÚBLICO: No aplica NOMBRE ORGANIZACIÓN: No aplica
TELEFONO: +56 977364649
CORREO: jmolina2004@gmail.com

DIRECCION REMITENTE
REGION: Región de Los Lagos
COMUNA: Puerto Varas
CALLE: Las Chilcas
NUMERO: 132
BLOCK: Parque Ivian 2

DESCRIPCION DEL DOCUMENTO
DESCRIPCION: SE HACE PARTE Revisión de la RCA proyecto: "Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico"

Debe ingresar al portal del SEA con su usuario y contraseña, ingresar al menú "Ingresos a Oficina de Partes", para revisar los archivos, los cuales
son:

https://nam10.safelinks.protection.outlook.com/?url=https%3A%2F%2Fwww.sea.gob.cl%2Fsystem%2Ffiles%2Fsea-op%2F2023-01%2F26%2FAltovalsol%2520se%2520hace%2520parte%2520Revisi%2526%2523243%253Bn%2520FINAL.pdf&data=05%7C01%7Coficinapartes.sea%40sea.gob.cl%7C53f43a2350fa447ba42308daff844547%7Cb71dc67ef57148469db81264f14ea88b%7C1%7C0%7C638103240840048395%7CUnknown%7CTWFpbGZsb3d8eyJWIjoiMC4wLjAwMDAiLCJQIjoiV2luMzIiLCJBTiI6Ik1haWwiLCJXVCI6Mn0%3D%7C3000%7C%7C%7C&sdata=qEiSN4ygsurdN1%2Be0JJ3jcFwUik6Fgo0%2FQRI3EVnkLs%3D&reserved=0
https://nam10.safelinks.protection.outlook.com/?url=https%3A%2F%2Fwww.sea.gob.cl%2Fsystem%2Ffiles%2Fsea-op%2F2023-01%2F26%2Fmandato%2520judicial%2520luzmira%2520fuentes.pdf&data=05%7C01%7Coficinapartes.sea%40sea.gob.cl%7C53f43a2350fa447ba42308daff844547%7Cb71dc67ef57148469db81264f14ea88b%7C1%7C0%7C638103240840048395%7CUnknown%7CTWFpbGZsb3d8eyJWIjoiMC4wLjAwMDAiLCJQIjoiV2luMzIiLCJBTiI6Ik1haWwiLCJXVCI6Mn0%3D%7C3000%7C%7C%7C&sdata=Xe9CHcs62pm%2BDV4qrVCPK5wTzycjjIHmH9QfZzVP8Kw%3D&reserved=0
https://nam10.safelinks.protection.outlook.com/?url=https%3A%2F%2Fwww.sea.gob.cl%2Fsystem%2Ffiles%2Fsea-op%2F2023-01%2F26%2Festudio_ruido_v3.pdf&data=05%7C01%7Coficinapartes.sea%40sea.gob.cl%7C53f43a2350fa447ba42308daff844547%7Cb71dc67ef57148469db81264f14ea88b%7C1%7C0%7C638103240840048395%7CUnknown%7CTWFpbGZsb3d8eyJWIjoiMC4wLjAwMDAiLCJQIjoiV2luMzIiLCJBTiI6Ik1haWwiLCJXVCI6Mn0%3D%7C3000%7C%7C%7C&sdata=W6PNG2rcrO3LJq%2BbIzsUnIWmT3OA1nhSG9b7KHaAT2o%3D&reserved=0
https://nam10.safelinks.protection.outlook.com/?url=https%3A%2F%2Fwww.sea.gob.cl%2Fsystem%2Ffiles%2Fsea-op%2F2023-

01%2F26%2FINFORME%2520%2520ANALISIS%2520RUIDO%2520PRODUCIDO%2520POR%2520LINEA%2520500%2520KV%2520CARDONES-POLPAICO-VERSION%25203.pdf&data=05%7C01%7Coficinapartes.sea%40sea.gob.cl%7C53f43a2350fa447ba42308daff844547%7Cb71dc67ef57148469db81264f14ea88b%7C1%7C0%7C638103240840048395%7CUnknown%7CTWFpbGZsb3d8eyJWIjoiMC4wLjAwMDAiLCJQIjoiV2luMzIiLCJBTiI6Ik1haWwiLCJXVCI6Mn0%3D%7C3000%7C%7C%7C&sdata=HsSMTMM%2FwdgoFHyhnyiTT3N8wcVSexHS5ZB7%2FDhpU5o%3D&reserved=0

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE VALPARAÍSO

FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE
INGENIERIA ELECTRICA

REVISIÓN INFORME

LINEA DE TRANSMISION 500 kV CARDONES – POLPAICO:

Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto - Los Nogales, Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo

VERSIÓN 3

Solicitado por : **KAYSEN SPA ASESORAMIENTO EMPRESARIAL**

Preparado por : Patricio Robles Calderón, Profesor Escuela de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso

Fecha : Valparaíso, 24 de Abril de 2019

ESCUELA INGENIERIA ELECTRICA

Patricio Robles Calderón
Profesor
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso

Jorge Mendoza Baeza
Director
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES 2
2. ALCANCE DEL PRESENTE INFORME 2
3. EFECTO CORONA Y RUIDO PRODUCIDO POR LINEAS DE TRANSMISION DE ALTA TENSION 3
4. CONDICIONES PARA INICIO DEL EFECTO CORONA 3
4.1 MARCO TEÓRICO 3
Método de Coeficientes de Potencial 4
Método de Markt y Mengele 6
Método de Handke-Engel 7
Método de ABB 7
4.2 RESULTADOS PARA EL CAMPO ELÉCTRICO EN LA SUPERFICIE DE LOS CONDUCTORES 8
Efecto del estado de superficie del conductor 9
Efecto de la densidad relativa del aire 9
5. NIVEL DE RUIDO PRODUCIDO POR EL EFECTO CORONA 10
6. CAMPO ELÉCTRICO EN EL ENTORNO DE LA TORRE 413 14
Consideraciones 14
Determinación del campo eléctrico 14
7. CONCLUSIONES 16
REFERENCIAS 18
Anexo A: Detalles Cálculo campo eléctrico en entorno Torre 413 20

1. ANTECEDENTES

El proyecto Cardones-Polpaico tiene por objetivo conectar a partir de 2018 las subestaciones eléctricas de Cardones, al sur de Copiapó, y Polpaico en la región metropolitana, mediante una línea de transmisión doble circuito de tensión nominal 500 kV y longitud de aproximadamente 753 km, cuyo trazado abarcará las regiones de Atacama, Coquimbo, Valparaíso y zona metropolitana. En 2013 este proyecto fue adjudicado por parte del Ministerio de Energía a la empresa Interchile S.A., filial del grupo colombiano ISA.

En junio de 2014, varios organismos presentaron formalmente más de 70 observaciones al Estudio de Impacto Ambiental presentado por Interchile. Tras esto, las comunidades afectadas han conformado varias organizaciones, a través de las que han manifestado su rechazo al trazado costero de las 1.700 torres que tendrían entre 45 y 70 metros de altura.

En particular debido al ruido audible que ya está originando este proyecto debido al efecto Corona, se han presentado más de 45 denuncias interpuestas en el ministerio de medio ambiente, que fueron producto de la puesta en operación de las torres de alta tensión en el sector de Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo, Chile.

Un grupo de afectados correspondientes a este último sector ha elaborado un informe técnico detallado en relación al problema de ruido audible originado por este proyecto (ref. [1]) y ha solicitado a la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, realizar un análisis imparcial de este informe.

2. ALCANCE DEL PRESENTE INFORME

El alcance del presente análisis considera efectuar una detallada revisión del informe ESTUDIO DE RUIDO LT 2x500 KV CARDONES-POLPAICO (ref. [1]), elaborado por el Ingeniero Civil Eléctrico, Sr. Braulio Cancino Vera (que es un representante técnico del grupo de afectados del sector de Los Nogales, Altovalsol), entregando un informe con opiniones técnicas imparciales y fundamentadas sobre la situación analizada.

El análisis aquí presentado incluye lo siguiente:

- Determinar y evaluar las condiciones para las cuales se produce el efecto Corona con emisión de zumbido.

- Revisar los resultados para el nivel de ruido obtenidos en el informe de la referencia y calcular este nivel para distintas condiciones.

- Determinar el efecto de parámetros de diseño de la línea sobre el nivel de ruido originado por efecto Corona, tales como altura de las torres, sección de los conductores y número de conductores por fase.

- Revisar el modelo de cálculo del campo eléctrico producido por dicha línea de 500 kV en el entorno de la torre 413 y los resultados obtenidos en el informe en referencia.

El análisis se focaliza en el entorno de la torre 413 de circuito doble trifásico de 500 kV y altura 62 metros ubicada en el sector de Los Nogales, Altovalsol.

3. EFECTO CORONA Y RUIDO PRODUCIDO POR LINEAS DE TRANSMISION DE ALTA TENSION

El diseño de líneas de transmisión con conductores desnudos requiere satisfacer requerimientos eléctricos, mecánicos y cumplir con las normas relativas a los efectos sobre el entorno, en particular en lo relacionado con ruido audible, radio-interferencia y campo electromagnético producido.

En relación a los requerimientos eléctricos el diseño debe considerar la optimización de la capacidad de transporte de energía eléctrica minimizando las pérdidas Joule y las caídas de tensión. Para ello es fundamental la adecuada selección de los conductores en cuanto a sección transversal.

En relación a los requerimientos mecánicos, los conductores deben ser capaces de soportar las altas temperaturas producidas por efecto Joule sin excesiva dilatación térmica. Además deben soportar los esfuerzos mecánicos producidos por hielo y viento.

Aspectos fundamentales que se deben considerar en el diseño son las pérdidas por efecto Corona y los efectos asociados de ruido audible y radio interferencia. Estos aspectos son esencialmente determinados por el gradiente de potencial en la superficie de los conductores. La combinación de estos efectos puede imponer el requerimiento de usar conductores en haz como ocurre en líneas de transmisión de alta tensión en que se usan dos o más conductores por fase, lo que permite disminuir la probabilidad que se produzca el efecto Corona.

El gradiente de potencial o campo eléctrico en torno a los conductores puede alcanzar un valor suficientemente alto como para superar la rigidez dieléctrica del aire (aproximadamente 30 kV/cm a presión atmosférica normal) y producir una descarga eléctrica llamada Corona que ioniza el aire en torno al conductor. Cuando ocurre dicho fenómeno se producen haces de luz, pérdidas de energía, un ruido audible en la forma de un zumbido fácilmente perceptible e interferencia sobre señales de radio y televisión en las cercanías de la zona donde se localiza el fenómeno corona. Este efecto depende de la tensión de operación, forma y diámetro de los conductores, así como irregularidades en sus superficies, polvo y gotas de agua. Las condiciones de lluvia o alta humedad favorecen que se origine este efecto. Cuando se produce el efecto Corona se puede originar ruido audible debido a descargas eléctricas a través de gotas de agua que se concentran en el entorno de los conductores ante condiciones de lluvia o de humedad.

4. CONDICIONES PARA INICIO DEL EFECTO CORONA

4.1 MARCO TEÓRICO

Como se ha señalado precedentemente, el ruido o zumbido en el entorno de una línea de transmisión se debe al efecto Corona. Dicho efecto a su vez se inicia cuando el gradiente de potencial o campo eléctrico en la superficie de los conductores supera un valor crítico que depende del diseño de la línea y de las condiciones ambientales. En particular la humedad es un factor clave para el inicio del efecto Corona.

Por tal motivo en la presente sección se determina el campo eléctrico en la superficie de los conductores. Existen varios modelos electromagnéticos para ello los que se describen a continuación.

Método de Coeficientes de Potencial **[2]**

El Método de Coeficientes de Potencial permite encontrar las cargas de un sistema de conductores, mediante la aplicación directa de la teoría de imágenes, reemplazando el efecto del terreno por la imagen del conductor ubicado bajo la superficie del suelo. Esto se ilustra en la figura 1 extractada de ref. [2] en que a la izquierda se muestra un conductor cilíndrico de radio R a una altura H respecto al nivel del terreno el que se asume plano y equipotencial. A la derecha se muestra como el efecto del terreno se ha reemplazado por un conductor imagen ubicado a una profundidad H respecto a la superficie del terreno.

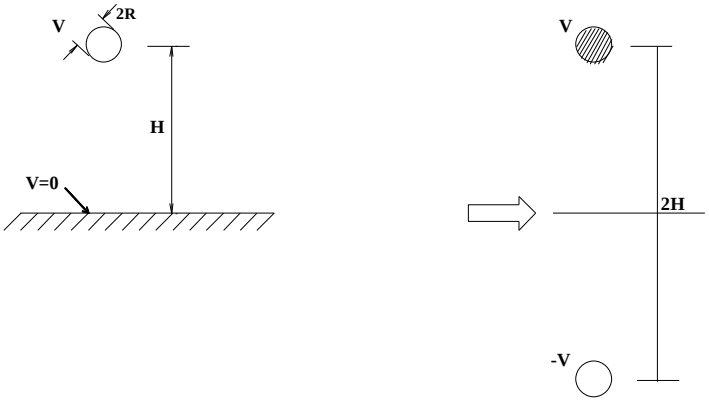


Figura 1 extractada de referencia [2]

Este método es adecuado si la razón entre altura sobre el suelo con respecto al radio del conductor es alta (H/R > 100), con lo cual se obtiene que el gradiente superficial del conductor está dado por la siguiente expresión:

$$E = \frac{V}{R \quad Ln\frac{2H}{R}} \qquad (1)$$

con:

V : potencial del conductor.

R : *radio del conductor.*

H : *altura media del conductor.*

En términos de la magnitud de carga, el potencial puede expresarse como:

$$V = \frac{q}{2\pi\varepsilon_0} \quad Ln\frac{2H}{R} \tag{2}$$

Lo expuesto precedentemente constituye el principio básico que se ha ilustrado para el caso de un solo conductor, el que es aplicable para determinar el campo eléctrico en configuraciones de multiconductores simples, donde tanto la altura de los conductores como la separación entre ellos son muy grandes en comparación con el radio del mismo. Para ello, se definen los coeficientes de potencial propio del conductor "i" (p_{ii}) y mutuo entre conductores "i" y "j" (p_{ij}) como:

$$p_{ii} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \quad Ln\frac{2H_i}{R_i} \qquad\qquad p_{ij} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \quad Ln\frac{D_{ij}'}{D_{ij}} = p_{ji}$$

donde las distancias geométricas D_{ij} y D_{ij}' se especifican en la figura 2.

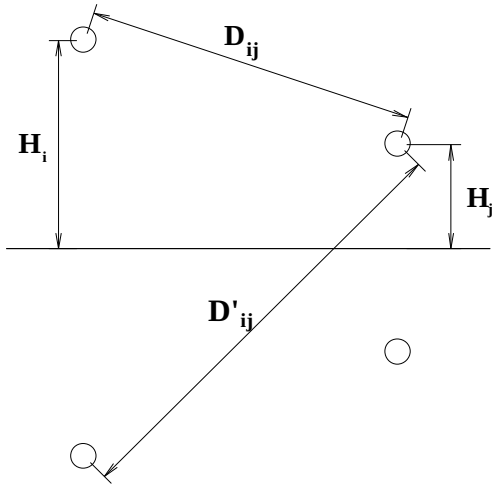


Figura 2. Distancias geométricas entre múltiples conductores.

El potencial total del conductor i-ésimo considerando la interacción con los N-1 conductores restantes se obtiene de la siguiente ecuación:

$$V_i = p_{i1}\, q_1 + \ldots + p_{ij}\, q_j + \ldots + p_{iN}\, q_N \qquad j=1,2,\ldots,N \tag{3}$$

Este conjunto de ecuaciones puede expresarse matricialmente como:

$$V = [P]\, Q \tag{4}$$

en que *[P]* es una matriz *N·N* cuyos elementos son los coeficientes de potencial.

De la ecuación anterior se obtienen las cargas de cada uno de los N conductores, lo que en forma matricial se expresa como

$$Q = [P]^{-1} V = [C]V \quad (5)$$

En la ecuación anterior Q y V son matrices $N \cdot 1$ cuyos elementos son las cargas y potenciales de los conductores, respectivamente.

El gradiente superficial promedio a lo largo de cada conductor simple se obtiene de:

$$E_{mi} = q_i / (2\pi\varepsilon_0 R_i) \quad (6)$$

Estas ecuaciones son válidas para un conductor cilíndrico simple. Para el caso de conductores en haz en que cada fase tiene dos o más subconductores se pueden usar dichas ecuaciones considerando el radio de un conductor equivalente de igual capacidad, y el radio medio del conductor, para el caso de conductor en hebras.

Método de Markt y Mengele **[3]**

Este método se usa para el cálculo de gradiente superficial en el caso de líneas con conductores en haz. Su aplicación se divide en tres etapas:

Primera Etapa: Se reemplaza el haz de conductores por un conductor único equivalente de radio R_e de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$R_e = (n\, r\, A^{n-1})^{1/n} = A\,(n\, r / A)^{1/n} \quad (7)$$

$$A = s / (2sen\,(\pi / n)) \quad (8)$$

n: número de subconductores en cada fase

s: distancia entre subconductores

r: radio de cada subconductor

Segunda Etapa:

Mediante el método de coeficientes de potencial descrito precedentemente, se calcula la carga total de cada uno de los conductores equivalentes, con los valores de potencial adecuados para las diferentes fases, utilizando el radio equivalente de igual capacidad del conductor ficticio.

Tercera Etapa:

Conocida la magnitud de la carga total del haz, se calcula el gradiente superficial promedio:

$$E_m = \frac{Q_t}{2\pi\varepsilon_0} \quad \frac{1}{nr} \quad (9)$$

El gradiente superficial promedio máximo del haz está dado por la expresión:

$$E_M = E_m\left[1 + \frac{r}{A}\right] \quad (10)$$

Método de Handke-Engel **[4]**

De acuerdo a referencia [4] el valor máximo del campo eléctrico en la superficie de un conductor se puede obtener de la siguiente expresión

$$E\left[\frac{kV}{cm}\right] = \frac{U_n}{\sqrt{3}nrln\left[\frac{2hb}{H\sqrt[n]{rc^{n-1}}}\right]}\left\{1 + \frac{r}{s}\left[2(n-1)sen\frac{\pi}{2}\right]\right\} \quad (11)$$

Un es el voltaje entre fases, en kV

h es la altura promedio del conductor con respecto al suelo en m

b es la distancia media geométrica entre los conductores en cm

H es el promedio geométrico en m, de la distancia entre los conductores imágenes y los conductores reales

n es el número de subconductores de cada fase

s es la distancia entre los conductores del haz, en cm

r es el radio de cada conductor, en cm

Método de ABB **[5]**

Si la disposición de los subconductores de cada fase se puede representar aproximadamente por un círculo el campo eléctrico en la superficie de cada conductor se puede obtener de las siguientes relaciones:

$$E\left[\frac{kVrms}{cm}\right] = \frac{U_n}{\sqrt{3}}\frac{\beta}{nrln\left[\frac{2hb}{r_e\sqrt{4h^2+b^2}}\right]} \quad (12)$$

$$\beta = 1 + (n-1)\frac{r}{R} \quad (13)$$

$$r_e = R\left(\frac{nr}{R}\right)^{1/n} \quad (14)$$

$$R = \frac{s}{2sen\frac{\pi}{n}} \quad (15)$$

4.2 RESULTADOS PARA EL CAMPO ELÉCTRICO EN LA SUPERFICIE DE LOS CONDUCTORES

De acuerdo a referencias [1] y [6] los parámetros de esta línea se indican en la siguiente tabla:

	TABLA 1	PARÁMETROS DE LA LÍNEA (TORRE 413)				
Fase	1	2	3	4	5	6
Circuito	1	1	1	1	1	1
Número de subconductores por fase	4	4	4	4	4	4
Radio de cada conductor de fase (cm)	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
Separación entre subconductores de fase (cm)	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
Ubicación conductores de fase respecto al eje de la línea (m)	-8	-8	-8	8	8	8
Altura de los conductores de fase sobre el suelo (m)	53,5	43	32,5	53,5	43	32,5

La fase 7 corresponde al cable de guarda el cual tiene las siguientes características:

Radio del subconductor (cm): 1,542

Número de subconductores: 1

Ubicación lateral subconductor: 0,0 m

Altura del subconductor respecto al suelo (m): 62

En base a estos parámetros y usando los métodos anteriores se obtiene que en promedio el campo eléctrico en la superficie de cada conductor de fase es 16,6 [kVrms/cm]. Este valor es cercano a los valores calculados en tabla 3 de ref. [1].

De acuerdo a la fórmula de F. W. Peek el campo superficial crítico de un conductor cilíndrico, E_c en kV_{punta}/cm a partir del cual se inicia el efecto Corona se obtiene de

$$E_c = g_0\left(1+\frac{0.301}{\sqrt{r}}\right) \qquad (16)$$

En esta última ecuación:

r: radio del conductor en cm

g_o: gradiente crítica disruptiva del aire ≈ 29.8 kV_{punta}/cm

r: radio del conductor en cm

El valor calculado mediante la ecuación (16) debe corregirse considerando el estado de la superficie del conductor y la densidad relativa del aire, como se analiza a continuación.

Efecto del estado de superficie del conductor

Los cálculos de gradiente superficial en la superficie de conductores de líneas de transmisión se hacen generalmente considerando conductores cilíndricos, de superficie lisa y perfectamente pulida, del mismo diámetro exterior que el conductor real. Las irregularidades y daños que pueden existir sobre la superficie de los conductores inciden a favor que se produzca el efecto Corona. Se considera un factor de corrección "m", llamado coeficiente de estado de superficie, para el gradiente crítico, el cual se estima por:

m : 1.00 Conductor liso ideal.

m : 0.95 Conductor cableado nuevo y limpio.

m : 0.70 - 0.80 Conductor cableado envejecido.

m : 0.50 - 0.70 Conductor tratado deficientemente.

m : $\leq$0.60 Conductor bajo lluvia, nuevo o envejecido.

Efecto de la densidad relativa del aire

La fórmula de Peek es válida en condiciones normales de laboratorio. Si la densidad del aire varía por efecto de la temperatura o presión, esto afecta la rigidez dieléctrica del aire y por consiguiente, el gradiente crítico.

Dentro del rango de presiones encontradas usualmente, la densidad del aire aumenta con la presión y disminuye con la temperatura. La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) aporta como referencia la siguiente expresión para obtener la densidad relativa del aire δ:

$$\delta = \frac{0.393\ P}{273 + T} \qquad (17)$$

donde:

P : presión atmosférica, en mm Hg.

T : temperatura del aire, en °C.

Por la ubicación del sector considerado en el presente informe, el valor de la presión atmosférica se puede aproximar al correspondiente al nivel del mar, es decir a 760 mm Hg. Si la temperatura en condiciones de alta humedad se estima en 10 ° C se obtiene δ = 1,055.

Finalmente, el gradiente crítico "E_c", en kV $_{punta}$/cm, se expresa como:

$$E_c = g_o \delta m \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{\delta \cdot r}}\right) \quad (18)$$

Con *r*= 1,22 cm y estimando que ante condiciones de alta humedad el parámetro *m* puede alcanzar un valor de aproximadamente 0,5 de la expresión anterior se obtiene que el gradiente crítico de potencial es

$$E_c = 29{,}8 \cdot 1{,}055 \cdot 0{,}5 \left(1 + \frac{0{,}301}{\sqrt{1{,}055 \cdot 1{,}22}}\right) = 19{,}9 \left[\frac{kV_{punta}}{cm}\right]$$

Este último valor equivale a 14,1 [kVrms/cm] que al comparar con el gradiente de potencial en la superficie de los conductores de fase (16,6 kVrms/cm) indica que se alcanza a producir el efecto Corona, lo cual es corroborado por el hecho que existe ruido audible en el entorno de la torre 413.

5. NIVEL DE RUIDO PRODUCIDO POR EL EFECTO CORONA

De acuerdo a referencia [7], el nivel de ruido producido por efecto Corona depende de los siguientes factores:

- Gradiente de potencial o campo eléctrico en la superficie de cada conductor (*g*)
- Número de conductores por cada fase (*n*). En este caso *n=4*
- Diámetro de cada conductor (*d*)
- Distancia entre cada conductor y el punto en que se mide el nivel de ruido (*D*)

El ruido originado por una línea de transmisión originado por efecto Corona no es constante en el tiempo, aspecto que debe considerarse en un modelo físico adecuado así como el contenido de ondas de presión de distinta frecuencia de las que se compone y la distribución espacial. Los modelos estandarizados para su descripción expresan los niveles de ruido en base a una ponderación que da mayor peso a las frecuencias en el rango audible por una persona (entre 500 y 3000 Hz). El oído humano puede detectar presiones sonoras entre 20 [µPa] y 100 [Pa] en forma no lineal, por lo cual el nivel de ruido se expresa en decibeles en la forma $L = 20log_{10}(\frac{p_{rms}}{p_o})$ en que p_{rms} es el valor efectivo de la presión y p_o es una presión de referencia cuyo valor se considera igual a 20 [µPa].

En base a este concepto, el nivel de ruido producido por cada fase de una línea de transmisión se puede obtener de fórmulas empíricas que tienen la siguiente estructura general

$$AN = k_1 f_1(g) + k_2 f_2(n) + k_3 f_3(d) + k_4 f_4(D) + AN_o + K \quad (19)$$

En referencia [6] el nivel de ruido se calculó usando la fórmula recomendada por Electricité de France (EDF):

$$AN = 15\ log[n] + 4{,}5d - 10logD + AN_o \quad (20)$$

El término *Ano* es un nivel de ruido de referencia que se obtiene de página 4092 de ref. [7] en términos de *g* en Kv/cm.

De acuerdo a ref. [7] el nivel total de ruido producido por la línea se obtiene de la siguiente expresión sumando los aportes de todas las fases:

$$SL\ (dB[A]) = 10log \sum_{j=1}^{p} 10^{AN_j/10} \quad (21)$$

El resultado obtenido a través de la ecuación (21) debe ser comparado con lo establecido en el Decreto 38 publicado el 12-06-2012 ([8]). En el artículo 7º de este decreto se establece los niveles máximos permisibles de presión sonora de acuerdo a tabla 1 extractada de dicha referencia

Tabla N° 1 Niveles Máximos Permisibles De Presión Sonora Corregidos (Npc) En db(A)

	de 7 a 21 horas	de 21 a 7 horas
Zona I	55	45
Zona II	60	45
Zona III	65	50
Zona IV	70	70

Los sectores de Altovalsol y el Romero en la cuarta región de Coquimbo, de los cuales se origina la necesidad de efectuar el análisis contenido en el presente informe técnico, corresponden a zonas rurales asociadas a la zona III de la tabla 1, por lo tanto el máximo nivel de ruido audible entre las 21 y las 7 horas es de 50 dB (A). Por su parte el artículo 9º de dicho decreto establece que para zonas rurales se aplicará como nivel máximo permisible de presión sonora corregido (NPC), el menor valor entre:

a) Nivel de ruido de fondo + 10 dB(A)
b) NPC para Zona III de la Tabla 1.

De acuerdo a los antecedentes disponibles, los resultados de las fiscalizaciones efectuadas por la Superintendencia de Medio Ambiente el día 13 de junio a las 00:31 horas en la parcela 64, sector los Nogales, Altovalsol, en condiciones de 90 % de humedad relativa, indicaron que el ruido de fondo en este sector en horas de la tarde a 250 metros de la torre T413 es de aproximadamente 28 dBA. Considerando el artículo 9º de dicho decreto y lo recomendado en punto 3.3 de ref. [9] el nivel máximo de ruido aceptable es:

43 dBA = 38 dBA (limite zona) + 5 dBA (diferencia entre cálculo con lluvia intensa y neblina).

Para puntos ubicados sobre el suelo a una distancia horizontal del 32 m respecto a eje de la línea y considerando la disposición de los conductores, los cálculos de niveles de ruido en dB (A) producidos por cada subconjunto de 4 subconductores en haz se indican en la Tabla 2. Para obtener los aportes del nivel de ruido de cada fase y el nivel total de ruido se ha usado el método de EDF de acuerdo a las ecuaciones (20) y (21), respectivamente, considerando que para un valor de 16,6 kVrms/cm del gradiente de potencial en la superficie de los conductores, el término *ANo* en la ecuación (20) es de aproximadamente 41 dB (A) según ref. [7].

TABLA 2

NIVEL DE RUIDO ESTIMADO POR EFECTO CORONA

Fase	Circuito	D [m]	AN [dB(A)]
1	1	67,20	42,74
2	1	59,46	43,27
3	1	51,86	43,86
1'	2	59,09	43,30
2'	2	50,12	44,01
3'	2	40,80	44,90
7	Cable Guardia	69,77	36,44
Nivel total	**SL [dB(A)]**	**51,65**	

Por lo tanto del cálculo mostrado en la tabla 2 se deduce que el nivel total de ruido calculado para puntos ubicados sobre el suelo a una distancia horizontal de 32 m respecto al eje de la línea es de 51,65 dB (A), superando el valor máximo permisible de 43 dB (A). Cabe señalar que en referencia [6] para el mismo punto y considerando el aporte de una sola fase, el nivel de ruido calculado es de 45,4 dB (A), valor que además de no considerar el efecto de las otras fases está por sobre el máximo permisible de 43 dB (A).

En la figura 3 se muestra la forma en que el nivel total de ruido en dB (A) varía con la distancia horizontal al eje de la torre T413. Estos resultados corresponden a puntos a 1 m de altura sobre el nivel del suelo y la distancia horizontal se muestra en escala logarítmica base 10. Las curvas sólida y roja corresponden respectivamente al valor calculado mediante procedimiento de la Electricité de France (EDF) y de General Electric Company, GEC ([7]). La curva verde corresponde al valor calculado según procedimiento de Ente Nazionale per L'Energia Elettrica, ENEL,Italia.

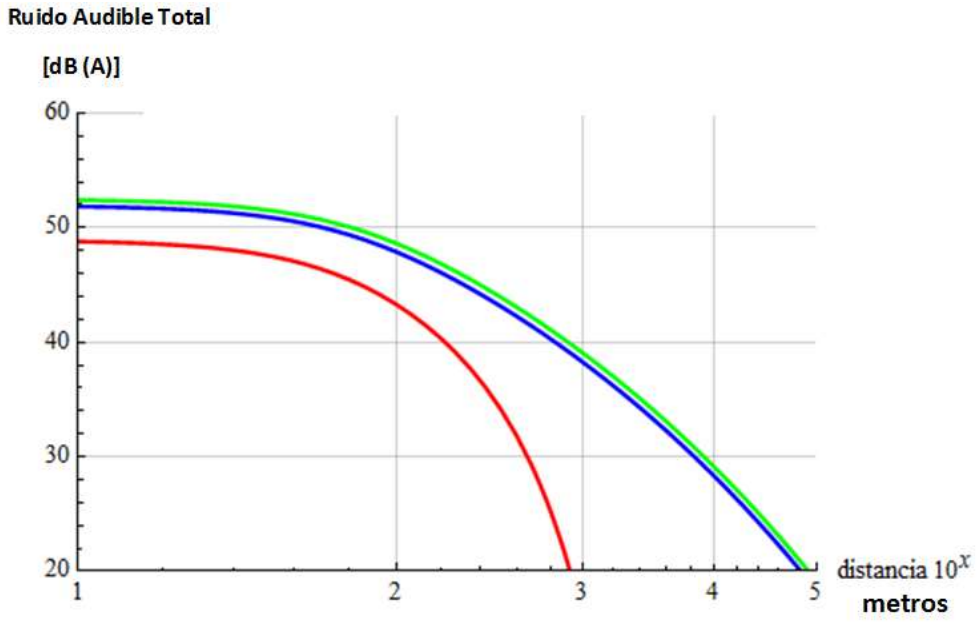


Figura 3 RUIDO TOTAL AUDIBLE EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA LATERAL AL CENTRO DE LA TORRE T413 A UN METRO DE ALTURA.

Considerando los resultados obtenidos mediante métodos de EDF y ENEL, se deduce que para evitar que el nivel de ruido supere 43 dB (A) la distancia de la torre 413 de la línea Cardones-Polpaico a las viviendas debe ser superior a 630 m. Actualmente existen viviendas que se ubican a distancias menores de este último valor, una de las cuales se ubica a 92 m.

6. CAMPO ELÉCTRICO EN EL ENTORNO DE LA TORRE 413

Con el objeto de verificar los resultados obtenidos en el informe de la referencia [1] para el campo eléctrico en el entorno de la torre 413, se usa el modelo electromagnético que a continuación se muestra y que se basa en referencia [10].

Consideraciones

Para la determinación del campo electromagnético producido por una línea de transmisión, se usa un modelo aproximado en que la línea se representa como un sistema de conductores paralelos, infinitamente largos y ubicados a una determinada altura con respecto a una superficie plana correspondiente a un terreno homogéneo. En este modelo se usa el método de imágenes con respecto a la superficie del terreno y la aproximación cuasi-estática, que permite calcular por separado el campo eléctrico y el campo magnético usando las leyes de Gauss y Ampere, respectivamente. Esta aproximación se justifica considerando que para frecuencias bajas (50 Hz en este caso), en las ecuaciones de Maxwell se pueden desacoplar el campo eléctrico y magnético, con lo cual se obtienen las ecuaciones que se detallan a continuación, basadas en referencia [10] y considerando además las siguientes aproximaciones:

- Para puntos cercanos a la línea, la longitud de los conductores es grande con respecto a la distancia desde el punto de observación al eje de la línea, de modo que los conductores son modelables como alambres rectilíneos largos. Esto permite efectuar un análisis bidimensional.
- Se desprecia el efecto de la flecha en la variación de la altura respecto al terreno de los distintos puntos a lo largo de los conductores, y se considera que el cálculo se efectúa en un sector plano del trazado de la línea.
- No se considera el efecto distorsionante producido por las estructuras metálicas sobre el campo electromagnético resultante.

Determinación del campo eléctrico

El vector campo eléctrico en un punto de coordenadas (x, y) con respecto a un punto elegido como origen del sistema de coordenadas cartesianas está dado por la siguiente expresión

$$\vec{E}(x,y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0}\sum_{j=1}^{N}\left\{Q_j\left[\frac{(x-x_j)\hat{x}+(y-y_j)\hat{y}}{(x-x_j)^2+(y-y_j)^2}\right]-Q'_j\left[\frac{(x-x_j)\hat{x}+(y+y_j)\hat{y}}{(x-x_j)^2+(y+y_j)^2}\right]\right\} \quad (22)$$

En esta ecuación:

Q_j y Q'_j son las cargas por unidad de longitud inducidas en los conductores de fase y en sus imágenes con respecto a la superficie del suelo

ϵ_0 es la permitividad dieléctrica del vacío

N es el número de conductores, incluyendo al conductor de guarda

x_j, y_j son las coordenadas del conductor *j* en el plano *x-y* transversal al trazado de la línea

Las cargas Q_j y Q'_j se relacionan mediante la expresión

$$Q'_j = \left(\frac{\epsilon - 1}{\epsilon + 1}\right) Q_j \tag{23}$$

En esta última expresión $\epsilon = \epsilon' - j/(\rho_s \omega)$ es la permitividad dieléctrica relativa del terreno, en que ε' es la parte real, ρ_s es la resistividad del terreno y $\omega = 2\pi f$ siendo f la frecuencia de la red (50 [Hz]). Considerando valores normales de la resistividad del terreno que para la zona costa de la V Región varían típicamente entre 50 a 100 [Ω·m] y que la constante dieléctrica del suelo ϵ'es mucho mayor que 1, de la ecuación (B.2) se deduce que $Q'_j \approx Q_j$

Las cargas Q_j se obtienen a partir del método de los coeficientes de potencial mediante la siguiente ecuación matricial

$$[Q_k] = [P_{kj}]^{-1}[V_j] \tag{24}$$

Los elementos P_{kj} están dados por

$$P_{jj} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left[\frac{2y_j}{a_j}\right] \tag{25}$$

$$P_{jk} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left[\frac{R'_{jk}}{R_{jk}}\right] \tag{26}$$

En estas últimas ecuaciones:

a_j es el radio del j-ésimo conductor

y_j es la altura del j-ésimo conductor respecto al terreno

R_{jk} es la distancia entre los conductores *j* y *k*

R'_{jk} es la distancia entre el conductor *j* y la imagen del conductor *k*

Para hacer uso de estas ecuaciones se considera como aproximación que la magnitud de la tensión del cable de guarda respecto a tierra es cero y que las tensiones de los otros conductores son iguales a las respectivas tensiones de fase a neutro.

Los resultados obtenidos al aplicar esta metodología se indican en la figura 4 en que se muestra el valor efectivo (rms) del campo eléctrico en función de la distancia horizontal medida desde el

centro de la torre para puntos ubicados a alturas de 1,5 m (curva azul), 10 m (curva roja) y 20 m (curva amarilla). Los detalles de cálculo se muestran en Anexo 1.

CAMPO ELÉCTRICO SIMULADO EN EL ENTORNO DE LA TORRE T413

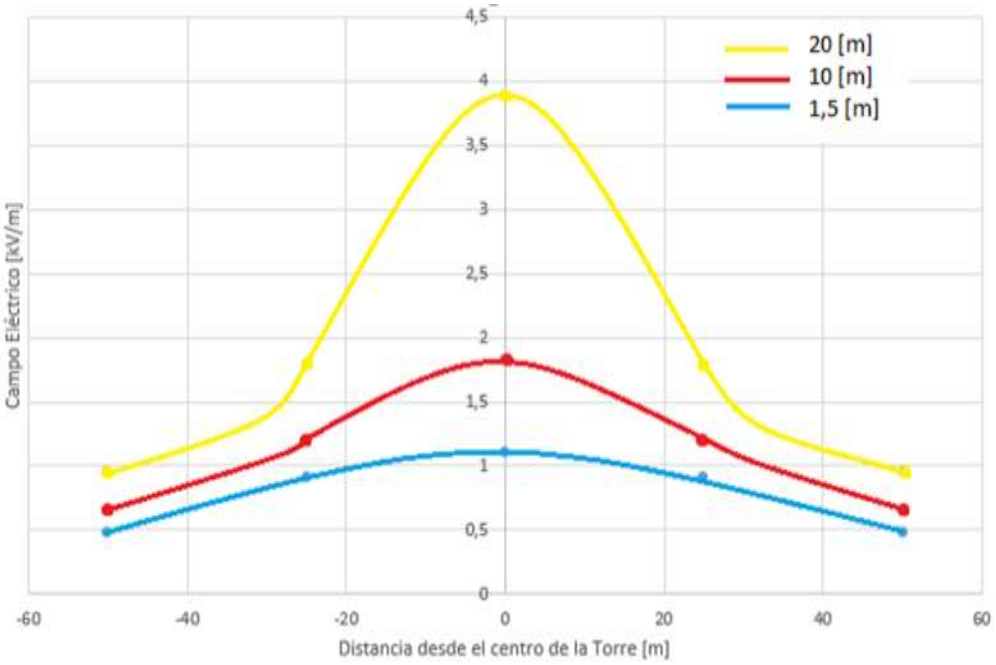


Figura 4

Estos resultados son del mismo orden de magnitud que los mostrados en Figura 15 de referencia [1] y los obtenidos en referencia [13] para una línea típica de 500 kV. De acuerdo a referencias [11] y [12] el máximo valor permisible del campo eléctrico a 50 Hz es de 5 kV/m por lo cual el efecto electromagnético de la línea está dentro del rango aceptado.

7. CONCLUSIONES

De acuerdo a los resultados del análisis contenido en el presente informe, se concluye que el nivel de ruido en las viviendas cercanas a la torre 413 supera los valores máximos permitidos según lo establecido en el Decreto 38 del 12-06-2012.

Según los antecedentes disponibles, en una primera fiscalización efectuada por la Superintendencia de Medio Ambiente el 13 Junio de este año en la parcela 64, sector los Nogales, Altovalsol y con 90 % de humedad, el ruido de fondo en el sector de Altovalsol a las 00:31 a 250 metros de la torre T413 es de aproximadamente 28 dB (A). Considerando el artículo

9º de dicho decreto y lo recomendado en punto 3.3 de ref. [9] el nivel máximo de ruido aceptable es:

43 dBA = 38 dBA (limite zona) + 5 dBA (diferencia entre cálculo con lluvia intensa y neblina).

El análisis y cálculos teóricos detallados en este informe son coherentes con el contenido de ref. [1], concluyendo que para evitar que el nivel de ruido supere el valor máximo permitido de 43 dB (A), la distancia de la torre 413 de la línea Cardones- Polpaico a las viviendas debe ser superior a 630 m. Actualmente existen viviendas que se ubican a distancias menores de este último valor, una de las cuales se ubica a 92 m.

Este ruido se origina por efecto Corona el que se produce ante condiciones de alta humedad, por lo cual para comprobar empíricamente esta conclusión es imprescindible que las mediciones se efectúen en estas condiciones.

Cabe señalar que los resultados y criterios de cálculo contenidos en el presente informe difieren de los considerados en estudio sobre nivel de ruido efectuado por Consultoría Colombiana S.A. y que forma parte del informe correspondiente a referencia [6]. Al analizar dicho estudio se detectan dos aspectos esenciales en página 177 que a nuestro juicio deben ser revisados. Estos aspectos son los que a continuación se indica e inciden en el nivel real de ruido que origina la línea 500 KV:

- En el cálculo de la distancia de los conductores de la línea al punto de medición del ruido ubicado a 32 m del eje de dicha línea, en lugar de tomar en cuenta solo la distancia medida en forma horizontal se debe considerar la altura a la que se ubican los conductores, con lo cual geométricamente se obtiene un valor de distancia que depende de la altura de las torres.
- Para predecir el nivel total de ruido en cada punto en el entorno de la línea se debe incluir el aporte de los veinticuatro (24) subconductores (4 por fase). Todo indica que en dicho estudio solo se consideró la contribución de los cuatro subconductores de una fase, con lo cual se obtiene un nivel de ruido menor al real.

REFERENCIAS

[1] Estudio de Ruido LT 2x 500 kV Cardones – Polpaico, 29 de Junio 2018, Ing. Braulio Cancino Vera, 29 de Junio 2018.

[2] Fenómeno Corona en Líneas Aéreas, Nelson Morales Osorio, Departamento Ingeniería Eléctica Universidad de Chile, Julio 2006, https://es.scribd.com/document/214362177/Efecto-Corona-Nelson-Morales-Chile

[3] Qi Li, Simon M. Rowland, R. Shuttleworth, Calculating the Surface Potential Gradient of Overhead Line Conductors, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 30, Issue 1, pp. 43-52 (2015)

[4] Z. Engel, T. Wszolek, Audible Noise of Transmission Lines Caused By The Corona Effect, Applied Acoustic , Vol. 47, No.2, 149-163, 1996

[5] A. Larsson, A Special-Case Surface Voltage Gradient Formula, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 4, October 1996, pages 1171-1175

[6] *Estudio de Campos Electromagnéticos y Radio Interferencia EIA PLAN DE EXPANSIÓN CHILE LT 2x500 kV Cardones – Polpaico***,** Regiones, III, IV, V y Metropolitana, Chile. Informe emitido por GAC Gestión Ambiental Consultores.

[7] *A COMPARISON OF METHODS FOR CALCULATING AUDIBLE NOISE OF HIGH VOLTAGE TRANSMISSION LINES*, A report prepared by a Task Force of the Corona and Field Effects Subcommittee, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 10 October 1982

[8] Decreto 38 publicado el 12-06-2012

[9] A. Coquard, C. Gary, AUDIBLE NOISE PRODUCED BY ELECTRICAL POWER TRANSMISSION LINES AT VERY HIGH VOLTAGE, CIGRE, International Conference on Large High Tension Electric Systems, 1972.

[10] R.J. Spiegel, Electromagnetic Fields in the Near Vicinity of Transmission Line Towers, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, 1863-1871, 1976

[11] International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP), "Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1 Hz to 100 kHz)" Health Phys. 2010 Dec;99(6):818-36.

[12] Recomendación relativa a la exposición del público en general a campos electromagnéticos (0 Hz a 300 GHz) 1999/519/CE, http://eur-lex.europa.eu/

[13] Joseph Reinoso V., DISEÑO YSIMULACIÓNDE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE EXTRA ALTA TENSIÓN DE 500 kV, Tésis para optar el título profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Ingeniería Perú, 2011

Anexo A: Detalles Cálculo campo eléctrico en entorno Torre 413

En este Anexo se presenta la memoria de cálculo del campo eléctrico en el entorno de la torre 413 de acuerdo al modelo descrito en sección 6 del informe.

El vector campo eléctrico con respecto a un punto elegido como origen, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\vec{E}(x,y) = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\sum_{j=1}^{N}\left\{Q_j\left[\frac{(x-x_j)\hat{x}+(y-y_j)\hat{y}}{(x-x_j)^2+(y-y_j)^2}\right]+Q'_j\left[\frac{(x-x_j)\hat{x}+(y+y_j)\hat{y}}{(x-x_j)^2+(y+y_j)^2}\right]\right\} \quad \text{(A-1)}$$

Donde:

x_j, y_j son las coordenadas de los conductores en el plano cartesiano.

Q_j y Q'_j son las cargas por unidad de longitud inducidas en los conductores de fase y en sus imágenes con respecto a la superficie del suelo, en el cual son prácticamente iguales $Q_j = Q'_j$ debido a las propiedades consideradas para el terreno.

Las cargas de los conductores se obtienen a través del método de los coeficientes de potencial utilizando la siguiente ecuación matricial:

$$[Q_k] = [P_{jk}]^{-1}[V_j] \quad \text{(A-2)}$$

Donde:

$[Q_k]$ y $[V_j]$ son matrices n·1 en que n= 7 en este caso ya que son 6 conductores equivalentes de fase más el conductor de guarda.

La matriz $[P_{jk}]$ es de dimensión 7·7 y sus elementos son los coeficientes de potencial que se obtienen de las siguientes ecuaciones:

$$[P_{jj}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{2y_j}{a_j}\right] \quad \text{(A-3)}$$

$$[P_{jk}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{R'_{jk}}{R_{jk}}\right] \quad \text{(A-4)}$$

ε_0 es la permitividad dieléctrica en el vacío, el cual equivale a 8,8542 * 10^{-12} [F/m]

y_j es la altura del j-ésimo conductor respecto al terreno

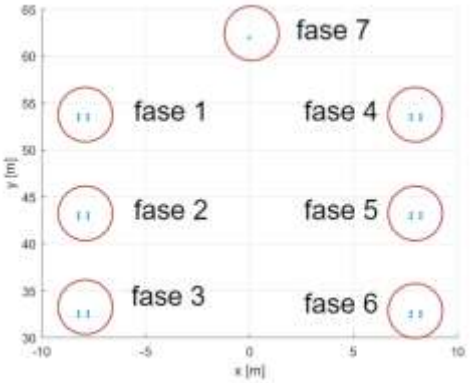
a_j es el radio del j-ésimo conductor equivalente

R_{jk} es la distancia entre los conductores equivalentes j y k

R'_{jk} es la distancia entre el conductor j y la imagen del conductor k

Procedimiento de Cálculo

1. Obtener las distancias entre los centros de las fases de la torre 413 y sus respectivas imágenes. Para ello se considera la disposición de conductores que se muestra en la siguiente figura:



Distancias entre centros de fases (m)	
fase 7 a fase 1	11,67
fase 7 a fase 2	20,16
fase 7 a fase 3	29,6
fase 7 a fase 4	11,67
fase 7 a fase 5	20,16
fase 7 a fase 6	29,6

Distancias entre centros de fases (m)	
fase 1 a fase 2	10
fase 1 a fase 3	20
fase 1 a fase 4	16,00
fase 1 a fase 5	18,87
fase 1 a fase 6	25,61
fase 1 a fase 7	11,67

Distancias entre centros de fases (m)	
fase 4 a fase 1	16
fase 4 a fase 2	18,87
fase 4 a fase 3	25,61
fase 4 a fase 5	10
fase 4 a fase 6	20
fase 4 a fase 7	11,67

Distancias entre centros de fases (m)	
fase 2 a fase 1	10
fase 2 a fase 3	10
fase 2 a fase 4	18,87
fase 2 a fase 5	16
fase 2 a fase 6	18,87
fase 2 a fase 7	20,16

Distancias entre centros de fases (m)	
fase 5 a fase 1	18,87
fase 5 a fase 2	16
fase 5 a fase 3	18,87
fase 5 a fase 4	10
fase 5 a fase 6	10
fase 5 a fase 7	20,16

Distancias entre centros de fases (m)	
fase 3 a fase 1	20
fase 3 a fase 2	10
fase 3 a fase 4	25,61
fase 3 a fase 5	18,87
fase 3 a fase 6	16
fase 3 a fase 7	29,6

Distancias entre centros de fases (m)	
fase 6 a fase 1	25,61
fase 6 a fase 2	18,87
fase 6 a fase 3	16
fase 6 a fase 4	20
fase 6 a fase 5	10
fase 6 a fase 7	29,6

Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 7 a 1'	115,78
fase 7 a 2'	105,30
fase 7 a 3'	94,84
fase 7 a 4'	115,78
fase 7 a 5'	105,30
fase 7 a 6'	94,84
fase 7 a 7'	124

Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 1 a 1'	107
fase 1 a 2'	96,5
fase 1 a 3'	86
fase 1 a 4'	108,19
fase 1 a 5'	97,82
fase 1 a 6'	87,48
fase 1 a 7'	115,78
Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 2 a 1'	96,5
fase 2 a 2'	86
fase 2 a 3'	75,5
fase 2 a 4'	97,82
fase 2 a 5'	87,48
fase 2 a 6'	77,18
fase 2 a 7'	105,30
Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 3 a 1'	86
fase 3 a 2'	75,5
fase 3 a 3'	65
fase 3 a 4'	87,48
fase 3 a 5'	77,18
fase 3 a 6'	66,94
fase 3 a 7'	94,84

Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 4 a 1'	108,19
fase 4 a 2'	97,82
fase 4 a 3'	87,48
fase 4 a 4'	107
fase 4 a 5'	96,5
fase 4 a 6'	86
fase 4 a 7'	115,78
Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 5 a 1'	97,82
fase 5 a 2'	87,48
fase 5 a 3'	77,18
fase 5 a 4'	96,5
fase 5 a 5'	86
fase 5 a 6'	75,5
fase 5 a 7'	105,30
Distancias de conductores a imagen en [m]	
fase 6 a 1'	87,48
fase 6 a 2'	77,18
fase 6 a 3'	66,94
fase 6 a 4'	86
fase 6 a 5'	75,5
fase 6 a 6'	65
fase 6 a 7'	94,84

2. Obtener la matriz de los coeficientes de potencial

Hay que obtener $[P_{jk}]^{-1} = [P_{7x7}]^{-1}$, pero primero hay que determinar los elementos $[P_{jj}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_o} \ln\left[\frac{2y_j}{a_j}\right]$ que son los valores de las diagonales de la matriz 7x7 ,y también los elementos $[P_{jk}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_o} \ln\left[\frac{R_{jk}}{R_{jk}}\right]$ que son los datos restantes. Todas estas ecuaciones serán reemplazadas por los datos de las distancias entre las fases y también entre sus imágenes, para lograr calcular la matriz.

El radio de cada conductor es de 0,012 [m]. Considerando la simetría de la disposición de los subconductores de cada fase, para fines de un cálculo aproximado del campo eléctrico se asume que la carga de cada subconductor de una misma fase es la misma y que cada fase puede ser representada por un conductor equivalente de radio 4 veces el de cada subconductor, lo que corresponde a 4·1,22= 4,88 [cm]. En el caso del cable de guarda hay un solo conductor cuyo radio es de 1,542 [cm].

Por lo tanto, los elementos de la matriz valores de la matriz de coeficientes de potencial son:

En las diagonales $[P_{jj}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{2y_j}{a_j}\right]$:

$$[P_{77}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{2*62}{0{,}01542}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 89{,}92$$

$$[P_{11}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{2*53{,}5}{0{,}048}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 7{,}71 \qquad [P_{44}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{2*53{,}5}{0{,}048}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 7{,}71$$

$$[P_{22}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{2*43}{0{,}048}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 7{,}49 \qquad [P_{55}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{2*43}{0{,}048}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 7{,}49$$

$$[P_{33}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{2*32{,}5}{0{,}048}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 7{,}21 \qquad [P_{66}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{2*32{,}5}{0{,}048}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 7{,}21$$

Elementos fuera de la diagonal $[P_{jk}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{R'_{jk}}{R_{jk}}\right]$:

$$[P_{12}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{96{,}5}{10}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}27 \qquad [P_{21}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{96{,}5}{10}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}27$$

$$[P_{13}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{86}{20}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}46 \qquad [P_{23}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{75{,}5}{10}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}02$$

$$[P_{14}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{108{,}19}{16}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}91 \qquad [P_{24}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{97{,}82}{18{,}87}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}65$$

$$[P_{15}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{97{,}82}{18{,}87}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}65 \qquad [P_{25}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{87{,}48}{16}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}70$$

$$[P_{16}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{87{,}48}{25{,}61}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}23 \qquad [P_{26}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{77{,}18}{18{,}87}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}41$$

$$[P_{17}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{115{,}78}{11{,}67}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}29 \qquad [P_{27}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left[\frac{105{,}30}{20{,}16}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}66$$

$$[P_{31}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{86}{20}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}46$$
$$[P_{32}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{75{,}5}{10}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}02$$
$$[P_{34}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{87{,}48}{25{,}61}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}23$$
$$[P_{35}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{77{,}18}{18{,}87}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}41$$
$$[P_{36}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{66{,}94}{16}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}43$$
$$[P_{37}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{94{,}84}{29{,}6}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}16$$

$$[P_{41}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{108{,}19}{16}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}91$$
$$[P_{42}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{97{,}82}{18{,}87}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}65$$
$$[P_{43}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{87{,}48}{25{,}61}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}23$$
$$[P_{45}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{96{,}5}{10}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}27$$
$$[P_{46}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{86}{20}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}46$$
$$[P_{47}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{115{,}78}{11{,}67}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}29$$

$$[P_{51}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{97{,}82}{18{,}87}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}65$$
$$[P_{52}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{87{,}48}{16}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}70$$
$$[P_{53}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{77{,}18}{18{,}87}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}41$$
$$[P_{54}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{96{,}5}{10}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}27$$
$$[P_{56}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{75{,}5}{10}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}02$$
$$[P_{57}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{105{,}3}{20{,}16}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}65$$

$$[P_{61}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{87{,}48}{25{,}61}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}23$$
$$[P_{62}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{77{,}18}{18{,}87}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}41$$
$$[P_{63}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{66{,}94}{16}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}43$$
$$[P_{64}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{86}{20}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}46$$
$$[P_{65}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{75{,}5}{10}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}02$$
$$[P_{67}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{94{,}84}{29{,}6}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}16$$

$$[P_{71}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{115{,}78}{11{,}67}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}29$$
$$[P_{72}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{105{,}3}{20}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}66$$
$$[P_{73}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{94{,}84}{29{,}6}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}16$$
$$[P_{74}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{115{,}78}{11{,}67}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 2{,}29$$

$$[P_{75}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{105{,}3}{20{,}16}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}65$$
$$[P_{76}] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\left[\frac{94{,}84}{29{,}6}\right] = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * 1{,}16$$

3. Cargas en cada conductor equivalente
   La matriz $[P_{jk}]^{-1} = [P_{7x7}]^{-1}$ es

$$\frac{1}{2\pi\varepsilon_0} * \begin{pmatrix} 7.71 & 2.27 & 1.46 & 1.91 & 1.65 & 1.23 & 2.29 \\ 2.27 & 7.49 & 2.02 & 1.65 & 1.70 & 1.41 & 1.66 \\ 1.46 & 2.02 & 7.21 & 1.23 & 1.41 & 1.43 & 1.16 \\ 1.91 & 1.65 & 1.23 & 7.71 & 2.27 & 1.46 & 2.29 \\ 1.65 & 1.70 & 1.41 & 2.27 & 7.49 & 2.02 & 1.65 \\ 1.23 & 1.41 & 1.43 & 1.46 & 2.02 & 7.21 & 1.16 \\ 2.29 & 1.66 & 1.16 & 2.29 & 1.65 & 1.16 & 89.92 \end{pmatrix}^{(-1.00)} :$$

Donde:

$$\frac{1}{2\pi * 8{,}8542 * 10^{-12}} = 1{,}8 * 10^{10} = 18000000000$$

Al realizar la multiplicación, se tiene:

$$\begin{pmatrix} 138780000000 & 40860000000 & 26280000000 & 34380000000 & 29700000000 & 22140000000 & 41220000000 \\ 40860000000 & 134820000000 & 36360000000 & 29700000000 & 30600000000 & 25380000000 & 29880000000 \\ 26280000000 & 36360000000 & 129780000000 & 22140000000 & 25380000000 & 25740000000 & 20880000000 \\ 34380000000 & 29700000000 & 22140000000 & 138780000000 & 40860000000 & 26280000000 & 41220000000 \\ 29700000000 & 30600000000 & 25380000000 & 40860000000 & 134820000000 & 36360000000 & 29700000000 \\ 22140000000 & 25380000000 & 25740000000 & 26280000000 & 36360000000 & 129780000000 & 20880000000 \\ 41220000000 & 29880000000 & 20880000000 & 41220000000 & 29700000000 & 20880000000 & 1618560000000 \end{pmatrix}^{(-1)}$$

Obteniendo la matriz inversa $[P_{7x7}]^{-1}$:

$$\begin{pmatrix} 0.000000000084593 & -0.000000000018014 & -0.000000000007327 & -0.000000000012381 & -0.000000000007926 & -0.000000000004533 & -0.000000000001208 \\ -0.000000000018014 & 0.000000000089328 & -0.000000000016861 & -0.000000000007924 & -0.000000000008752 & -0.000000000006911 & -0.000000000000521 \\ -0.000000000007327 & -0.000000000016861 & 0.000000000087389 & -0.000000000004533 & -0.000000000006912 & -0.000000000009889 & -0.000000000000260 \\ -0.000000000012381 & -0.000000000007924 & -0.000000000004533 & 0.000000000084594 & -0.000000000018016 & -0.000000000007327 & -0.000000000001209 \\ -0.000000000007926 & -0.000000000008752 & -0.000000000006912 & -0.000000000018016 & 0.000000000089327 & -0.000000000016861 & -0.000000000000510 \\ -0.000000000004533 & -0.000000000006911 & -0.000000000009889 & -0.000000000007327 & -0.000000000016861 & 0.000000000087389 & -0.000000000000261 \\ -0.000000000001208 & -0.000000000000521 & -0.000000000000260 & -0.000000000001209 & -0.000000000000510 & -0.000000000000261 & 0.000000000006266 \end{pmatrix}$$

Esta matriz se multiplica por la matriz columna de las tensiones $[V_j] = [V_{7x1}]$

$$[V_j] = [V_{7x1}] = \begin{pmatrix} V1 \\ V2 \\ V3 \\ V4 \\ V5 \\ V6 \\ V7 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 550/(3)^0.5 <0 \\ 550/(3)^0.5 <120 \\ 550/(3)^0.5<-120 \\ 550/(3)^0.5<-120 \\ 550/(3)^0.5 <120 \\ 550/(3)^0.5 <0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Al tener $[P_{jk}]^{-1} = [P_{7x7}]^{-1}$ ya calculado, y además $[V_j] = [V_{7x1}]$, procedemos a calcular las cargas Q_j en cada conductor equivalente en Coulomb /m:

$$[Q_{7x1}] = [P_{7x7}]^{-1}[V_{7x1}]$$

$$[Q_{7x1}] \quad \begin{pmatrix} Q1 \\ Q2 \\ Q3 \\ Q4 \\ Q5 \\ Q6 \\ Q7 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.0000009910474375 \\ 0.0000008889371432 \\ 0.0000012057701489 \\ 0.0000009910681976 \\ 0.0000008887353417 \\ 0.0000012057906202 \\ -0.0000001143072094 \end{pmatrix} =$$

4. Campo eléctrico producido por cada fase

La ecuación para obtener el vector campo eléctrico total en un punto de coordenadas (x,y) es:

$$\vec{E}(x,y) = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\sum_{j=1}^{7}\left\{Q_{1a7}\left[\frac{(x-x_{1a7})\hat{x}+(y-y_{1a7})\hat{y}}{(x-x_{1a7})^2+(y-y_{1a7})^2}\right]+Q'_{1a7}\left[\frac{(x-x_{1a7})\hat{x}+(y+y_{1a7})\hat{y}}{(x-x_{1a7})^2+(y+y_{1a7})^2}\right]\right\}$$

(A-5)

Entonces por cada conductor, tenemos las distancias, el valor de $\frac{1}{2\pi\varepsilon_0}$ y los resultados de las cargas Q_j y Q'_j, con lo cual el vector campo eléctrico producido por cada fase en cada una de los conductores es:

- **Conductor 1:** Posición en el eje cartesiano (x_j, y_j)(-8, 53.5)

$$\vec{E}1(x,y) = 1{,}8 * 10^{10} * \left\{Q_1\left[\frac{(x-(-8))\hat{x}+(y-53.5)\hat{y}}{(x-(-8))^2+(y-53.5)^2}\right]+Q'_1\left[\frac{(x-(-8))\hat{x}+(y+53.5)\hat{y}}{(x-(-8))^2+(y+53.5)^2}\right]\right\}$$

$$\vec{E}1(x,y) = 17838{,}85 * \left\{\left[\frac{(x+8)\hat{x}+(y-53.5)\hat{y}}{(x+8)^2+(y-53.5)^2}\right]+\left[\frac{(x+8)\hat{x}+(y+53.5)\hat{y}}{(x+8)^2+(y+53.5)^2}\right]\right\}$$

- **Conductor 2:** Posición en el eje cartesiano (x_j, y_j)(-8, 43)

$$\vec{E}2(x,y) = 1{,}8 * 10^{10} * \left\{ Q_2 \left[\frac{(x-(-8))\hat{x} + (y-43)\hat{y}}{(x-(-8))^2 + (y-43)^2} \right] + Q_2' \left[\frac{(x-(-8))\hat{x} + (y+43)\hat{y}}{(x-(-8))^2 + (y+43)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}2(x,y) = 16000{,}87 * \left\{ \left[\frac{(x+8)\hat{x} + (y-43)\hat{y}}{(x+8)^2 + (y-43)^2} \right] + \left[\frac{(x+8)\hat{x} + (y+43)\hat{y}}{(x+8)^2 + (y+43)^2} \right] \right\}$$

- **Conductor 3:** Posición en el eje cartesiano (x_j, y_j)(-8, 32.5)

$$\vec{E}3(x,y) = 1{,}8 * 10^{10} * \left\{ Q_3 \left[\frac{(x-(-8))\hat{x} + (y-32.5)\hat{y}}{(x-(-8))^2 + (y-32.5)^2} \right] + Q_3' \left[\frac{(x-(-8))\hat{x} + (y+32.5)\hat{y}}{(x-(-8))^2 + (y+32.5)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}3(x,y) = 21703{,}86 * \left\{ \left[\frac{(x+8))\hat{x} + (y-32.5)\hat{y}}{(x+8)^2 + (y-32.5)^2} \right] + \left[\frac{(x+8)\hat{x} + (y+32.5)\hat{y}}{(x+8)^2 + (y+32.5)^2} \right] \right\}$$

- **Conductor 4:** Posición en el eje cartesiano (x_j, y_j)(8, 53.5)

$$\vec{E}4(x,y) = 1{,}8 * 10^{10} * \left\{ Q_4 \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y-53.5)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y-53.5)^2} \right] + Q_4' \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y+53.5)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y+53.5)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}4(x,y) = 17839{,}23 * \left\{ \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y-53.5)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y-53.5)^2} \right] + \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y+53.5)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y+53.5)^2} \right] \right\}$$

- **Conductor 5:** Posición en el eje cartesiano (x_j, y_j)(8, 43)

$$\vec{E}5(x,y) = 1{,}8 * 10^{10} * \left\{ Q_5 \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y-43)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y-43)^2} \right] + Q_5' \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y+43)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y+43)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}5(x,y) = 15997{,}24 * \left\{ \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y-43)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y-43)^2} \right] + \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y+43)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y+43)^2} \right] \right\}$$

- **Conductor 6:** Posición en el eje cartesiano (x_j, y_j)(8, 32.5)

$$\vec{E}6(x,y) = 1{,}8 * 10^{10} * \left\{ Q_6 \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y-32.5)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y-32.5)^2} \right] + Q_6' \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y+32.5)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y+32.5)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}6(x,y) = 21704{,}23 * \left\{ \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y-32.5)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y-32.5)^2} \right] + \left[\frac{(x-8)\hat{x} + (y+32.5)\hat{y}}{(x-8)^2 + (y+32.5)^2} \right] \right\}$$

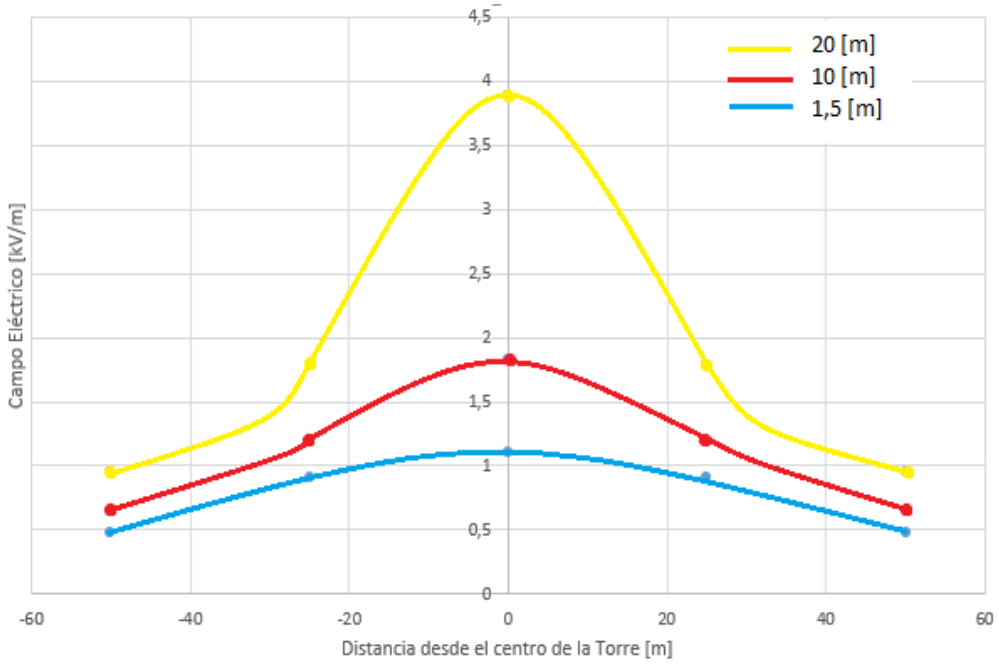
- **Conductor 7 (cable de guarda):** Posición en el eje cartesiano (x_j, y_j)(0, 62)

$$\vec{E}7(x,y) = 1{,}8 * 10^{10} * \left\{ Q_7 \left[\frac{(x)\hat{x} + (y-62)\hat{y}}{(x)^2 + (y-62)^2} \right] + Q_7' \left[\frac{(x)\hat{x} + (y+62)\hat{y}}{(x)^2 + (y+62)^2} \right] \right\}$$

$$\vec{E}7(x,y) = -2057{,}53 * \left\{ \left[\frac{(x)\hat{x} + (y-62)\hat{y}}{(x)^2 + (y-62)^2} \right] + \left[\frac{(x)\hat{x} + (y+62)\hat{y}}{(x)^2 + (y+62)^2} \right] \right\}$$

4. Campo eléctrico resultante en cada punto considerado

Esto se obtiene sumando vectorialmente los campos producidos por cada fase y calculando fasorialmente el valor efectivo correspondiente, con lo cual se obtiene el siguiente gráfico:



Los resultados mostrados en la figura anterior son del mismo orden de magnitud que los obtenidos en referencias [1] y [13], lo que indica que el cálculo aproximado detallado en este anexo es adecuado para fines de estimación del campo eléctrico.

LT 2x500 kV Cardones - Polpaico

Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto - Los Nogales, Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo

Versión 3

Braulio Javier Cancino Vera
bjcancin@uc.cl
Ingeniero Civil Eléctrico
Magíster en Ciencias de la Ingeniería
Pontificia Universidad Católica de Chile

La Serena, 16 de Agosto de 2018

Estudio de Ruido
LT 2x500 kV
Cardones - Polpaico
Tercera Versión

Braulio Cancino Vera
16 de Agosto de 2018

Índice

1. Introducción **2**
1.1. Origen del Estudio . . . 3
1.2. Objetivos del Estudio . . . 4
1.3. Alcance . . . 5
1.4. Cambios Respecto a la Versión Anterior . . . 6

2. Análisis Teórico **7**
2.1. Cálculo del Campo Eléctrico . . . 7
2.1.1. Método de Simulación de Cargas . . . 7
2.1.2. Fasores y Valor Efectivo . . . 10
2.2. Cálculo de Ruido Audible Provocado por Líneas de Alta Tensión . . . 11
2.2.1. Ruido Audible . . . 12
2.2.2. Cálculo de Ruido Audible . . . 13

3. Modelamiento Físico **16**
3.1. Torre 500 kV T413 . . . 16

4. Resultados **18**
4.1. Torre 500 kV T413 . . . 18

5. Mediciones de Ruido Actuales **22**

6. Discusión y Conclusiones **23**
6.1. Estimación de Ruido Torre T413 . . . 23
6.2. Diferencias en Estimaciones de Ruido Audible . . . 24
6.3. Conclusiones Generales . . . 26

Referencias **28**

A. Código Matlab **30**
A.1. T413.m . . . 30
A.2. f_Q.m . . . 39
A.3. f_E.m . . . 41
A.4. f_AN.m . . . 43

1. Introducción

El Proyecto “Plan de Expansión Chile LT 2X500 kV Cardones-Polpaico”, consiste en una línea de transmisión eléctrica de alto voltaje (500 kV) en doble circuito y subestaciones para ampliar la capacidad del Sistema Interconectado Central (SIC) a cargo de “Interchile S.A”, RUT 76.257.379-2, domiciliada en Cerro El Plomo 5630, piso 10 Las Condes - Santiago – Chile [1].

El estudio de impacto ambiental estuvo a cargo de “Gestión Ambiental Consultores S.A”, ubicados en Padre Mariano 103 Of. 307 7500499, Providencia, Chile [1].

Este proyecto eléctrico de grandes dimensiones, que considera una longitud de línea de aproximadamente 750 km, abarca las regiones de Atacama, Coquimbo, Valparaíso y Metropolitana, lo que considera 640 kilómetros de territorio chileno. La Figura 1 muestra la extensión del proyecto a lo largo de nuestro país.



Figura 1: Extensión Territorial del Proyecto Plan Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones-Polpaico.

1.1. Origen del Estudio

La primera versión de este estudio de ruido audible se origina a causa de a lo menos 45 denuncias de ruidos intensos interpuestas en el ministerio de medio ambiente, que fueron producto de la energización de las torres de alta tensión en el sector de Altovalsol, La Serena,

Región de Coquimbo, Chile.

La documentación del proyecto no considera a la comunidad de Los Nogales en sus estudios de impacto ambiental referentes a ruido [2], a pesar de que los terrenos fueron loteados como parcelas de agrado habilitadas para vivienda el año 2010, según consta en el conservador de bienes raíces de La Serena un año antes del inicio de los estudios del proyecto en cuestión. En definitiva, el estudio de ruido del proyecto solo incorpora un punto de medición de ruido para todo el sector de Altovalsol (ver punto 35 en tabla 4-2 de [2]). En el sector Los Nogales, la vivienda más cercana se ubica a aproximadamente 93 metros de las líneas de alta tensión. La Figura 2 muestra la distancia calculada desde la casa a la torre T409 a la casa más cercana a la línea de transmisión en el sector los Nogales obtenida de [3] utilizando Google Earth Pro versión 7.3.2.5481 (64-bit). El límite del terreno de la Figura 2 se encuentra a aproximadamente 45 metros de la línea de transmisión.

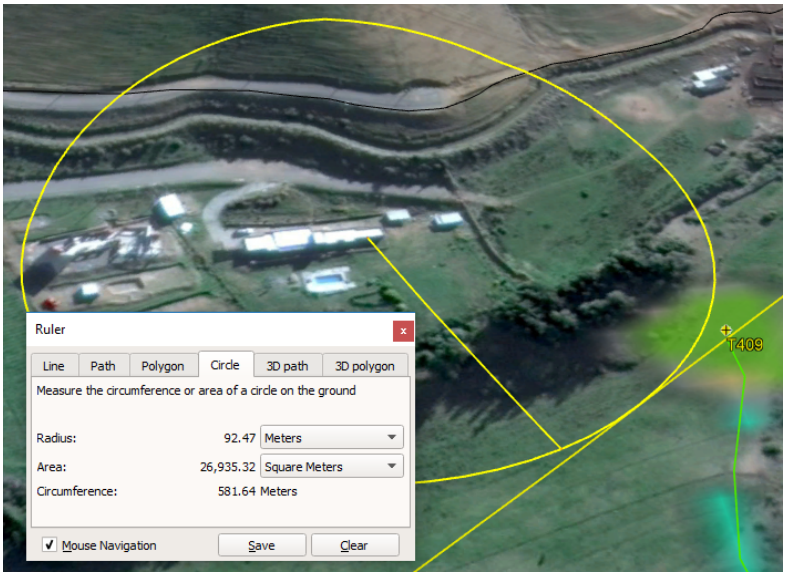


Figura 2: Cálculo de Distancia de la Vivienda más Cercana a la Línea de Transmisión en el Sector Los Nogales.

Dado lo anterior, la comunidad de Altovalsol ha presentado múltiples denuncias a la Superintendencia de Medio Ambiente, quien ya ha iniciado un proceso de fiscalización. Los resultados preliminares de estas fiscalizaciones mostraron que los ruidos audibles generados por las torres de alta tensión en condiciones de humedad no cumplen con la normativa vigente de ruido [4].

1.2. Objetivos del Estudio

Este estudio tiene por objetivo revisar y analizar los resultados de análisis de ruido del proyecto de transmisión eléctrica “EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico” [2].

Por otro lado, este estudio busca explicar y comprender las mediciones de ruido audible generadas por las torres de alta tensión obtenidas tras la fiscalización de la superintendencia de medio ambiente.

1.3. Alcance

Debido a la dimensión del proyecto, este documento enfoca los estudios de ruido audible en el análisis particular de la torre T413 de circuito doble trifásico de 500 kV de 62 metros de altura ubicada en el sector de Los Nogales, Altovalsol. La ubicación de la torre T413 se muestra en la siguiente figura obtenida de [3] utilizando Google Earth Pro versión 7.3.2.5481 (64-bit) .

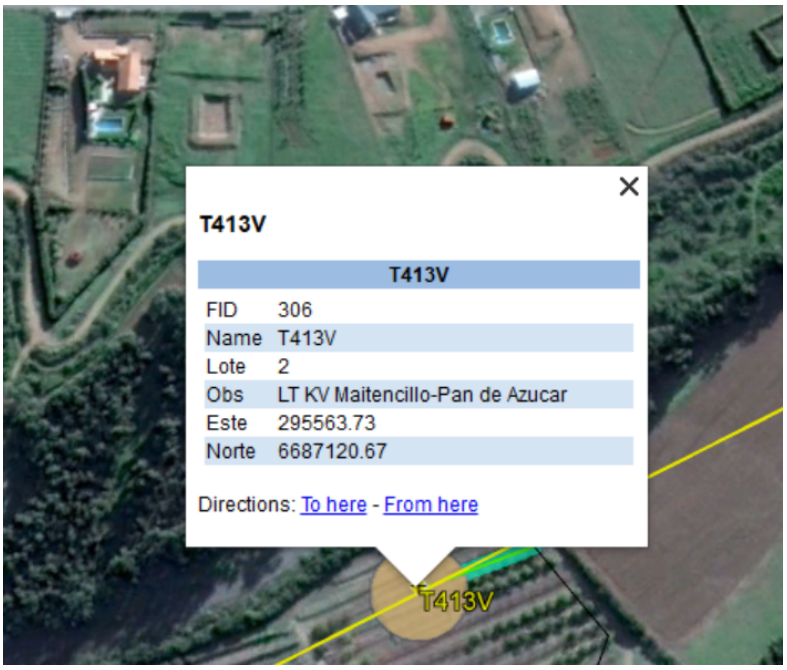


Figura 3: Posición Geográfica de la Torre T413.

La Figura 3 muestra que la posición geográfica de la torre T413 equivale a aproximadamente 29°55'46.80" latitud sur y 71°07'04.53" longitud oeste.

Los efectos de ruido audible analizados se enfocan en estimaciones y mediciones de la vivienda ubicada aproximadamente a los 29°55'39.80" de latitud sur y 71°07'09.25" longitud oeste. La distancia de la vivienda a la torre T413 es de aproximadamente 250 metros. La Figura 4 muestra esta distancia radial desde la vivienda y la torre efectuada utilizando Google Earth Pro y la información contenida en [3].

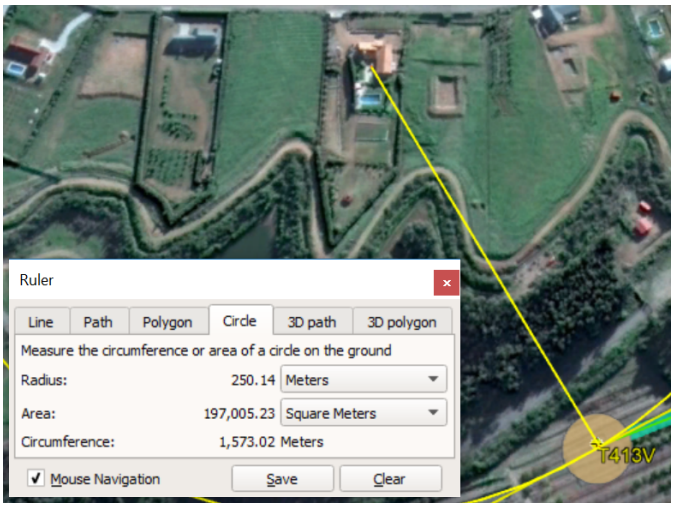


Figura 4: Procedimiento de Cálculo de la Distancia Radial entre la Vivienda Analizada y la Torre T413.

El contenido de este estudio se inicia con un análisis teórico de cálculo de campo eléctrico y ruido audible en torres de alta tensión. Luego se presentan las características del modelo físico a utilizar en la modelación. Después se presentan los resultados, para finalmente discutir y concluir respecto de los resultados obtenidos.

1.4. Cambios Respecto a la Versión Anterior

La segunda versión de este documento se origina a partir del documento “Revisión Informe Línea de Transmisión 500 kV Cardones – Polpaico, Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto – Los Nogales, Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo” efectuado por la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso con fecha 18 de Julio de 2018 [5]. La revisión tuvo por objetivo validar y corregir los resultados obtenidos en la primera versión de este documento. La segunda versión de este documento incorpora en su discusión y análisis elementos tales como los niveles de ruido máximo (NPSmáx) y continuo (NPC) [4], así como también, correcciones y sugerencias menores efectuadas por la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. También, se eliminó el párrafo correspondiente al punto de medición 35 en la introducción debido a un error en la medición de la distancia.

La tercera versión corrige la fecha de medición del ruido de fondo efectuado por la Superintendencia de Medioambiente, pequeños errores de tipo. Debido a problemas con las ecuaciones en las versiones anteriores, esta tercera versión está escrita en LaTeX.

2. Análisis Teórico

Esta sección tiene por objetivo presentar las bases teóricas utilizadas para modelar los efectos de campo eléctrico y ruido audible en líneas de transmisión AC de alto voltaje.

2.1. Cálculo del Campo Eléctrico

Para el cálculo de campo eléctrico vamos a asumir que los voltajes de la línea de transmisión que son dependientes del tiempo pueden simularse como voltajes cuasi-estáticos [6]. Lo anterior es posible debido a que la longitud de onda de la señal transmitida en la línea de transmisión es muy grande en comparación al tamaño de los espacios a simular. Esta aproximación permite desacoplar los efectos de campo eléctrico y campo magnético. La resolución del problema electrostático para el campo eléctrico solo involucra el voltaje o tensión de las líneas (no así la corriente). El campo magnético por su parte solo involucra la corriente de la línea.

Un método ampliamente utilizado para el cálculo de campos eléctricos en problemas estáticos en líneas de transmisión es el método de simulación de cargas (CSM) [7, 8]. Este método considera a los conductores de las líneas de transmisión como conductores infinitos, paralelos y resuelve el campo eléctrico en dos dimensiones mediante la inserción de cargas infinitas virtuales al interior de los conductores.

2.1.1. Método de Simulación de Cargas

Para derivar las ecuaciones del método, primero consideremos una carga infinita de radio infinitesimal con carga lineal q_0 [C/m] en el espacio vacío mostrada en la Figura 5.

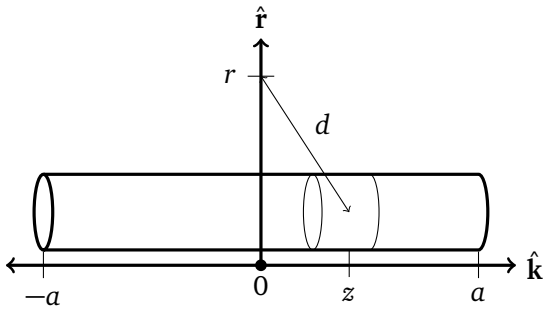


Figura 5: Esquema para el Cálculo del Campo Eléctrico de una Carga Lineal Inifinita.

El componente de campo eléctrico dE_r en la dirección del eje radial a una distancia r del centro generado por el componente de carga dq_0dz estará dado por

$$dE_r = \frac{r}{d}dE = \frac{r}{d}\frac{1}{4\pi\epsilon_0}\frac{q_0 dz}{d^2} \tag{1}$$

Con $d = \sqrt{r^2 + z^2}$. El campo eléctrico $\mathbf{E}(r)$ a una distancia r de la carga estará dado por

$$E(r) = \lim_{a\to\infty} \int_{-a}^{a} dE_r = \lim_{a\to\infty} \frac{q_0}{4\pi\epsilon_0} \int_{-a}^{a} \frac{r}{(r^2+z^2)^{3/2}} dz = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0 r} \tag{2}$$

Donde $\mathbf{E}(r) = E(r)\hat{\mathbf{r}}$, con $\hat{\mathbf{r}}$ el vector unitario radial y $\epsilon_0 \approx 8.85 \times 10^{-12}$ F/m la permitividad eléctrica del vacío.

La expresión para $E(r)$ anterior puede ser descompuesta en coordenadas cartesianas como

$$\mathbf{E}_x(x,y) = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \frac{x - x_0}{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2} \hat{\boldsymbol{\imath}} \tag{3}$$

$$\mathbf{E}_y(x,y) = \frac{q_0}{2\pi\epsilon_0} \frac{y - y_0}{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2} \hat{\boldsymbol{\jmath}} \tag{4}$$

Donde (x_0, y_0) es la posición de la línea infinita de carga, (x, y) es el punto de prueba en donde se mide el campo eléctrico, $\hat{\boldsymbol{\imath}}$ es el vector unitario horizontal del sistema de coordenadas cartesiano, $\hat{\boldsymbol{\jmath}}$ es el vector unitario vertical del sistema de coordenado cartesiano, $\mathbf{E}_x(x,y)$ es el componente horizontal del campo eléctrico en el punto de prueba (x, y) y $\mathbf{E}_y(x,y)$ es el componente vertical del campo eléctrico en el punto de prueba (x, y).

Si consideramos ahora N cargas lineales infinitas con densidad de carga lineal q_j ubicadas en (x_j, y_j), entonces el campo eléctrico en un punto del espacio (x, y) puede ser encontrado utilizando el principio de superposición mediante la expresión

$$\mathbf{E}_x(x,y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^{N} \frac{q_j(x - x_j)}{(x-x_j)^2 + (y-y_j)^2} \hat{\boldsymbol{\imath}} \tag{5}$$

$$\mathbf{E}_y(x,y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^{N} \frac{q_j(y - y_j)}{(x-x_j)^2 + (y-y_j)^2} \hat{\boldsymbol{\jmath}} \tag{6}$$

Supongamos ahora que queremos resolver el problema estático mostrado en la Figura 6 de un conductor infinito con potencial eléctrico V referido a tierra ubicado a una altura h sobre el nivel del suelo.

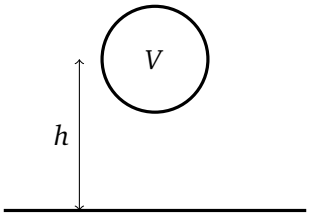


Figura 6: Representación de un Conductor Infinito de Voltaje V a una altura h del Suelo.

Braulio Cancino Vera

El método de simulación de cargas (CSM) establece que este problema electroestático puede ser resuelto mediante la introducción de un numero finito cargas lineales infinitas e imaginarias en el interior del conductor. El número de cargas utilizadas incide en el desempeño de la simulación, a una mayor cantidad de cargas simuladas, mejor será la estimación de campo y potencial eléctrico. Para simular el efecto de potencial cero de la tierra, por cada carga lineal q_j introducida al interior del conductor en la posición (x_j, y_j), se debe simular una carga lineal $-q_j$ ubicada en la posición $(x_j, -y_j)$. La carga negativa $-q_j$ se ubica en la posición opuesta de la carga original q_j si utilizamos el plano $y = 0$ como eje de simetría. La Figura 7 muestra una carga lineal q_0 ubicada en (x_0, y_0) y su carga imagen $-q_0$.

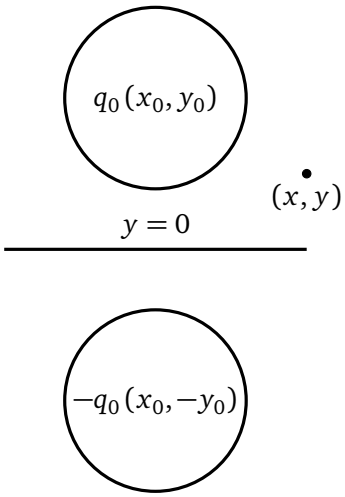


Figura 7: Carga Líneal Infinita q_0 y su Carga Imagen $-q_0$.

El potencial eléctrico $V(x, y)$ calculado en el punto (x, y) debido a las cargas q_0 y $-q_0$ mostradas en la figura anterior está dado por

$$\begin{aligned} V(x,y) &= \lim_{a\to\infty} \frac{q_0}{4\pi\epsilon_0} \int_{-a}^{a} \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2+z^2}} - \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2+(y+y_0)^2+z^2}} dz \\ &= \frac{q_0}{4\pi\epsilon_0} \ln \frac{(x-x_0)^2+(y+y_0)^2}{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2} \end{aligned} \tag{7}$$

Este sistema de cargas espejos asegura un potencial cero en la superficie de la tierra $(y = 0)$. Si suponemos ahora un sistema de N cargas lineales infinitas q_j ubicadas en (x_j, y_j) con sus respectivas cargas espejos, entonces el potencial eléctrico en el punto (x, y) puede ser calculada utilizando el principio de superposición como:

$$V(x,y) = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \sum_{j=1}^{N} q_j \ln \frac{(x-x_j)^2+(y+y_j)^2}{(x-x_j)^2+(y-y_j)^2} \tag{8}$$

Es fácil notar que el potencial cero a nivel de tierra cumple

$$V(x,0) = \frac{1}{4\pi\epsilon_0}\sum_{j=1}^{N} q_j \ln\frac{(x-x_j)^2+y_j^2}{(x-x_j)^2+y_j^2} = 0 \tag{9}$$

El nuevo campo eléctrico considerando las cargas espejo estará dado por

$$\mathbf{E}_x(x,y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0}\sum_{j=1}^{N} q_j\left[\frac{(x-x_j)}{(x-x_j)^2+(y-y_j)^2} - \frac{(x-x_j)}{(x-x_j)^2+(y+y_j)^2}\right]\hat{\boldsymbol{\imath}} \tag{10}$$

$$\mathbf{E}_y(x,y) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0}\sum_{j=1}^{N} q_j\left[\frac{(y-y_j)}{(x-x_j)^2+(y-y_j)^2} - \frac{(y+y_j)}{(x-x_j)^2+(y+y_j)^2}\right]\hat{\boldsymbol{\jmath}} \tag{11}$$

El método de simulación de carga busca implementar cargas virtuales al interior de los conductores eléctricos. N cargas lineales permite definir N condiciones de potencial de borde, por lo que aumentando la cantidad de cargas podemos mejorar la precisión de la simulación. Una vez definida la posición de las N cargas lineales de prueba q_j, se definen N posiciones de puntos de prueba en posiciones (x_{V_i}, y_{V_i}) con potenciales definidos V_i. Considerando lo anterior, es posible construir un sistema lineal de la forma

$$\mathbf{V} = \frac{1}{4\pi\epsilon_0}\mathbf{P}\mathbf{q} \tag{12}$$

Donde $\mathbf{q} = [q_1, q_2, \ldots, q_N]^T$, $\mathbf{V} = [V_1, V_2, \ldots, V_N]^T$ y $\mathbf{P}$ es la matriz de coeficientes de $N \times N$ con

$$P_{i,j} = \ln\frac{(x_{V_i}-x_j)^2+(y_{V_i}+y_j)^2}{(x_{V_i}-x_j)^2+(y_{V_i}-y_j)^2} \tag{13}$$

La metodología consiste en definir los puntos de cargas lineales (x_j, y_j) al interior de los conductores, las posiciones de los puntos de voltaje de prueba (x_{V_i}, y_{V_i}) en la superficie de los conductores de transmisión y los voltajes en los puntos de prueba V_i. Una vez efectuadas estas definiciones se calcula el vector de cargas $\mathbf{q}$ como

$$\mathbf{q} = 4\pi\epsilon_0\mathbf{P}^{-1}\mathbf{V} \tag{14}$$

Una vez obtenido el vector de cargas lineales $\mathbf{q}$, es posible calcular el potencial eléctrico en la posición (x, y) utilizando las Ecuaciones 10 y 11. Finalmente, la magnitud del campo eléctrico resultante $E(x, y)$ en el punto (x, y) estará dada por

$$E(x,y) = \sqrt{E_x(x,y)^2 + E_y(x,y)^2} \tag{15}$$

2.1.2. Fasores y Valor Efectivo

En física e ingeniería, un fasor es el numero complejo que representa a una función sinusoidal de amplitud A, frecuencia angular ω [rad/s] y fase θ [rad]. La fórmula de Euler permite expresar

$$A\cos(\omega t+\theta) = \mathrm{Re}\left\{Ae^{i(\omega t+\theta)}\right\} = \mathrm{Re}\left\{Ae^{i\theta}e^{i\omega t}\right\} \tag{16}$$

Donde $i=\sqrt{-1}$, t es el tiempo y $Ae^{i\theta}$ es denominada la representación analítica de $A\cos(\omega t+\theta)$.

La aritmética de fasores es útil en sistemas lineales. Si todas las entradas que perturban a un sistema lineal comparten la frecuencia angular ω, entonces la salida del sistema también será una función sinusoidal con la misma frecuencia angular ω, y por tanto el sistema puede resolverse con fasores. Una vez obtenido el resultado de interés mediante fasores, es posible volver al espacio temporal mediante

$$Ae^{i\theta} \Leftrightarrow A\cos(\omega t+\theta) \tag{17}$$

En sistemas de transmisión AC es usual utilizar el valor efectivo o RMS A_{rms} de la amplitud de voltaje en vez del valor pico A de las funciones sinusoidales. Para una función periódica $f(t)=A\cos(\omega t+\theta)$, el valor efectivo se define como

$$A_{\mathrm{rms}} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T [A\cos(\omega t+\theta)]^2\,dt} = \frac{A}{\sqrt{2}} \tag{18}$$

Donde $T=2\pi/\omega$ es el periodo de la función sinusoidal $A\cos(\omega t+\theta)$.

Dado a que el sistema mostrado en la Ecuación 14 es un sistema lineal, podemos utilizar fasores y las amplitudes efectivas para definir los voltajes del vector **V**. La amplitud del campo eléctrico obtenido será a su vez un fasor complejo con amplitudes efectivas. Nuestro interés será la magnitud del fasor complejo de campo eléctrico de amplitud efectiva.

Si expresamos la amplitud de los voltajes del vector **V** en valores efectivos o RMS, la amplitud del campo eléctrico obtenido será a su vez el valor efectivo. Este valor efectivo es el que utilizan las normas chilenas y los estudios de ruido audible provocado por el efecto corona en líneas de transmisión de alto voltaje.

2.2. Cálculo de Ruido Audible Provocado por Líneas de Alta Tensión

El ruido audible producido por las líneas de alta tensión es uno de los principales parámetros a considerar durante el diseño de cualquier línea de transmisión de alto voltaje que supere los 275 kV [9]. Estos voltajes de línea generan un campo eléctrico no homogéneo en la superficie de los conductores que hace que el aire en la vecindad de la superficie se comporte como un conductor eléctrico. A este efecto se le denomina “efecto corona” [9]. Las principales consecuencias de estas descargas aéreas en la superficie de los conductores consisten en pérdidas de potencia, interferencias de ondas de radio y ruido audible en las cercanías de las líneas de transmisión de alto voltaje.

2.2.1. Ruido Audible

El ruido audible provocado por el efecto corona posee un espectro de frecuencia que abarca todo el espectro de frecuencias que el humano es capaz de escuchar, esto es aproximadamente de 20 Hz a 20 kHz. Este ruido puede ser percibido como ruido de fritura, ruido de "crackling", ruido de seseo, o ruido de zumbido de baja frecuencia.

El sonido por su parte, es una vibración mecánica de las partículas de aire y su unidad de medida usual corresponde a la presión de sonido [Newton/metro^2] o [Pascal]. El ruido provocado por una fuente sonora sinusoidal de amplitud p puede ser modelada como

$$f(t) = p\cos(2\pi f t) \tag{19}$$

Donde p corresponde a la amplitud de la presión y f es la frecuencia [Hz] de la fuente de ruido.

Un oído humano es capaz de detectar presiones de ruido que varían desde los 20 [µPa] a los 100 [Pa]. Dado que nuestro sistema auditivo no percibe los sonidos en forma lineal, es usual expresar el nivel de presión de sonido en decibeles como

$$L = 10\log_{10}\frac{p_{\text{rms}}^2}{p_0^2} = 20\log_{10}\frac{p_{\text{rms}}}{p_0} \tag{20}$$

Donde p_{rms} es el valor efectivo de la presión de ruido y p_0 es un valor de referencia establecido en 20 [µPa].

Por otro lado, debemos considerar como el oído humano percibe los sonidos de distintas frecuencias a distinta intensidad. La sensibilidad del oído humano varia con la frecuencia y la amplitud de la presión de sonido. Para simular el efecto de sensibilidad dependiente de la frecuencia es usual utilizar el nivel de sonido L_A con pesos A. Si una medición del espectro en frecuencia de ruido que abarca el espectro de audición humano posee n puntos L_j de frecuencia, entonces, el nivel de ruido normalizado a pesos A será expresado como

$$L_A = 10\log_{10}\sum_{j=1}^{n} 10^{\frac{L_j+\alpha_j}{10}} \text{ [dBA]} \tag{21}$$

Donde α_j corresponde al peso en la misma frecuencia del nivel L_j. La Figura 8 muestra los pesos A [10].

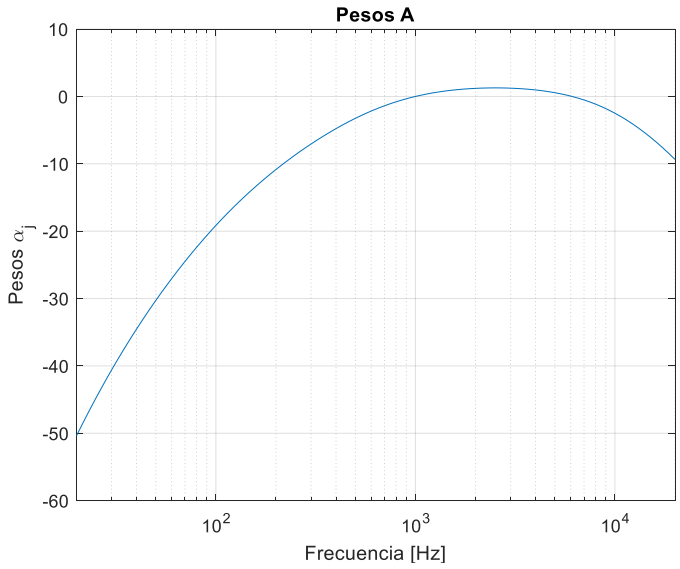


Figura 8: Pesos *A* en Función de la Frecuencia.

2.2.2. Cálculo de Ruido Audible

El cálculo del ruido audible provocado por líneas de transmisión de alto voltaje está basado en los resultados expuestos en [9, 11].

Sin entrar en detalles físicos, es usual formular el ruido audible AN con pesos *A* generado por una fase de conductor en una línea de transmisión de alto voltaje como

$$\mathrm{AN}(x,y) = k_1 f_1(g) + k_2 f_2(n) + k_3 f_3(d) + k_4 f_4(D(x,y)) + \mathrm{AN}_0 + K \ \ [\mathrm{dBA}] \tag{22}$$

Donde (x,y) es el punto del espacio donde se mide el ruido, n es el número de sub-conductores de la fase, d [cm] es el diámetro del sub-conductor de la fase, $D(x,y)$ [m] es la distancia desde el centro de la fase al punto de medición de ruido (x,y), g [kVrms/cm] usualmente es el promedio del máximo de campo eléctrico efectivo de cada uno de los n sub-conductores de la fase, AN_0 [dBA] es el ruido de referencia con pesos *A*, $f_i()$ son funciones, k_i son constantes y K es un parámetro de ajuste que puede depender de los demás u otros parámetros de la fase.

Una vez calculado el ruido audible AN_j en los puntos del espacio por separado provocado por cada fase, el nivel de ruido total debe ser sumado en potencia como

$$\mathrm{AN}_{\mathrm{tot}} = 10\log_{10}\sum_{j=1}^{M} 10^{\frac{\mathrm{AN}_j(x,y)}{10}} \ \ [\mathrm{dBA}] \tag{23}$$

Donde M corresponde al número total de fases del sistema de transmisión de alto voltaje.

Debido a que el ruido audible provocado por líneas de transmisión de alto voltaje aumenta en intensidad con la humedad en el aire, distintas formulaciones de ruido existen en la literatura. En particular, las formulaciones existentes predicen en general dos niveles de ruido: L_{50} [dBA] y L_5 [dBA]. El nivel L_{50} corresponde al nivel de ruido audible medido que es excedido el 50 % del tiempo durante condiciones de lluvia promedio durante un periodo especifico de tiempo. Por otra parte, el nivel L_5 corresponde al nivel de ruido audible medido que es excedido el 5 % del tiempo en condiciones de lluvia intensa durante un periodo especifico de tiempo.

Para este estudio se utilizaron las mediciones de ruido audible L_5 debido a que corresponde al nivel de ruido audible máximo generado por la línea de alta tensión. A continuación, se listan las formulaciones utilizadas para el cálculo del ruido audible [11].

EDF – Electricite de France (Francia) (L_5)

$$\mathrm{AN}_{\mathrm{EDF}} = 15\log_{10} n + 4{,}5d - 10\log_{10} D + \mathrm{AN}_0(g)\ [\mathrm{dBA}] \tag{24}$$

Donde $\mathrm{AN}_0(g)$ se calcula utilizando la Figura 9

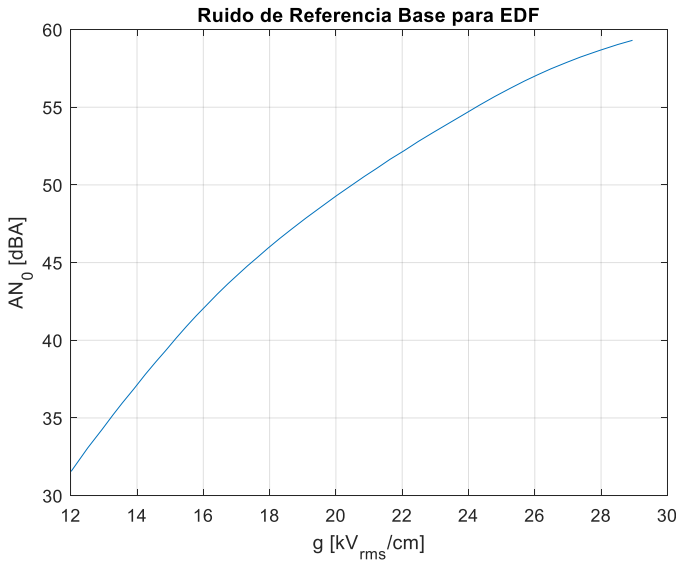


Figura 9: Ruido de Referencia Base para la Metodología EDF.

Para efectos de cálculo de ruido, se interpolarán linealmente los datos de esta curva. La Figura 10 muestra el procedimiento grafico de obtención de los datos de la curva utilizando 44 puntos obtenidos de [12].

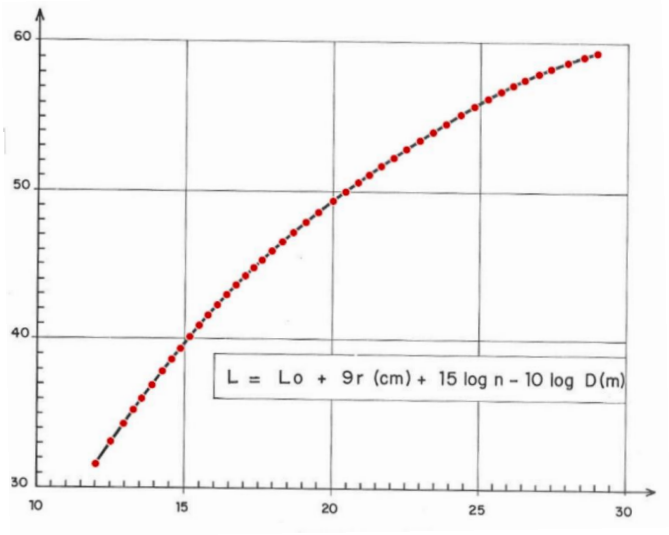


Figura 10: Obtención Gráfica de Puntos de la Curva de Ruido Base para la Metodología EDF.

Los datos de la curva se muestran en el código Matlab exhibido en el Anexo A.

ENEL – Ente Nazionale per L'Energia Elettrica (Italia) (L_5)

$$\mathrm{AN_{ENEL}} = 85\log_{10} g + 18\log_{10} n + 45\log_{10} d - 10\log_{10} D - 71 + K \ \ [\mathrm{dBA}] \tag{25}$$

Donde $K = 3$ para $n = 1$ y $K = 0$ para $n \geq 2$.

FGH (Alemania) (L_5)

$$\mathrm{AN_{FGH}} = 2g + 18\log_{10} n + 45\log_{10} d - 10\log_{10} D - 0{,}3 \ \ [\mathrm{dBA}] \tag{26}$$

GEC – General Electric Company (EEUU) (L_5)

$$\mathrm{AN_{GEC}} = -\frac{665}{g} + 20\log_{10} n + 44\log_{10} d - 10\log_{10} D - 0{,}02D + \mathrm{AN_0}(n) + K_1(n) + K_2(n) \ \ [\mathrm{dBA}] \tag{27}$$

Donde $\mathrm{AN_0} = 75{,}2$ para $n < 3$ y $\mathrm{AN_0} = 67{,}9$ para $n \geq 3$,$K_1 = 7{,}5$ para $n = 1$, $K_1 = 2{,}6$ para $n = 2$ y $K_1 = 0$ para $n \geq 3$, $K_2 = 0$ para $n < 3$ y $K_2 = 22{,}9(n-1)d/B$ para $n \geq 3$, donde B [cm] es el diámetro total de la fase con sus sub-conductores.

IREQ – Hydro Quebec Institute of Research (EEUU) (L_5)

$$\mathrm{AN_{IREQ}} = 72\log_{10} g + 22{,}7\log_{10} n + 45{,}8\log_{10} d - 11{,}4\log_{10} D - 57{,}6 \ \ [\mathrm{dBA}] \tag{28}$$

3. Modelamiento Físico

3.1. Torre 500 kV T413

El modelo a considerar corresponde a la torre tipo A de 500 kV de la zona 2, el cual posee 6 fases de 4 sub-conductores cada una, un cable de guardia conectado a tierra, una altura máxima de 62 metros y una base H de 38 metros de altura. El Cuadro 1 muestra las dimensiones utilizadas para el cálculo de campo eléctrico obtenidas de [13].

Fase	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
Número de Sub-Conductores	4	4	4	4	4	4	1
Radio del Conductor [cm]	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.542
Separación Entre Sub-Conductores [cm]	45.7	45.7	45.7	45.7	45.7	45.7	-
Ubicación Lateral del Conductor [m]	-8	-8	-8	8	8	8	0
Altura del Conductor Sobre el Suelo [m]	53.5	43	32.5	32.5	43	32.5	62

Cuadro 1: Dimensiones Utilizadas Para Modelar la Torre T413.

Para efectos de cálculo no se considerara la flecha o hundimiento de los cables descritos en [9].

La Figura 11 muestra la ubicación en el plano (x, y) de las fases con sus respectivos sub-conductores simulados.

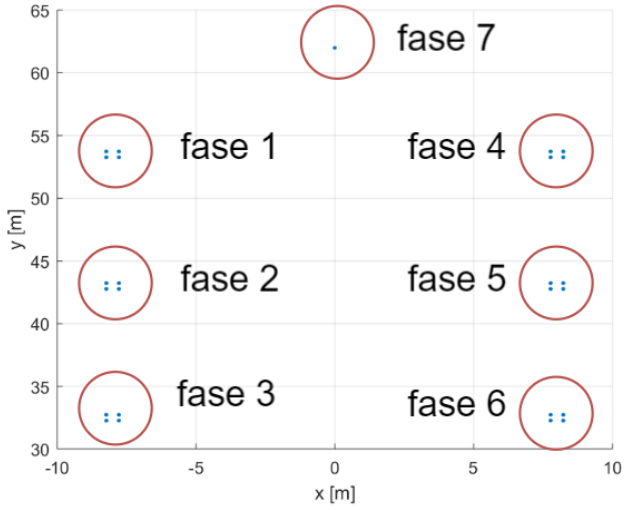


Figura 11: Esquema de Fases Utilizado en la Simulación.

El voltaje utilizado para cada uno de los sub-conductores en las fases descritas en la Figura 11 se muestra en el Cuadro 2

Fase	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
Voltaje [kVrms]	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}e^{\frac{2\pi}{3}i}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}e^{-\frac{2\pi}{3}i}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}e^{-\frac{2\pi}{3}i}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}e^{\frac{2\pi}{3}i}$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	0

Cuadro 2: Fasores de Voltaje Efectivo Utilizados en la Simulación de la Torre T413.

Donde $500/\sqrt{3}$ representa la amplitud en [kVrms] de las seis primeras fases, y los términos $e^{\frac{2\pi}{3}i}$ y $e^{-\frac{2\pi}{3}i}$ representan el desfase de 120° y -120° de las líneas, respectivamente, con $i = \sqrt{-1}$. La fase 7 corresponde al cable de guardia que se encuentra a un potencial cero.

Para establecer los voltajes de los conductores se utilizaron $N = 60$ líneas de cargas infinitas al interior de cada sub-conductor distribuidas uniformemente a un radio de 0.8 veces el radio del sub-conductor [14]. A su vez, $N = 60$ puntos de prueba de voltaje distribuidos uniformemente se ubicaron en la superficie de cada sub-conductor. En total, se simularon 1500 líneas de carga con sus respectivos 1500 puntos de voltaje de prueba en la superficie de los conductores. La Figura 12 muestra la distribución de líneas de cargas y puntos de voltaje de prueba utilizados para el sub-conductor 1 de la fase 1.

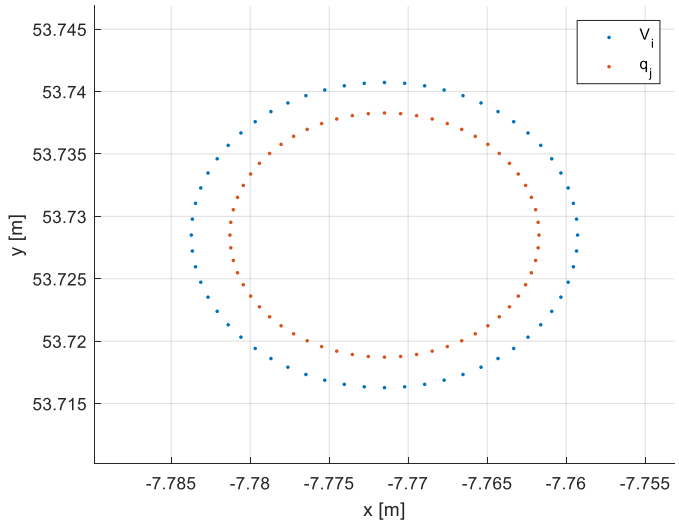


Figura 12: Distribución de Cargas Lineales y Puntos de Voltaje de Prueba para el Primer Sub-Conductor de la Primera Fase.

4. Resultados

Para efectuar la simulación se utilizó Matlab versión 2018a. El código utilizado en la simulación se muestra en el anexo A.

4.1. Torre 500 kV T413

Para validar los resultados, la Figura 13 muestra el error máximo del voltaje en la superficie de los conductores. El error promedio RMS es de 0.434 mVrms.

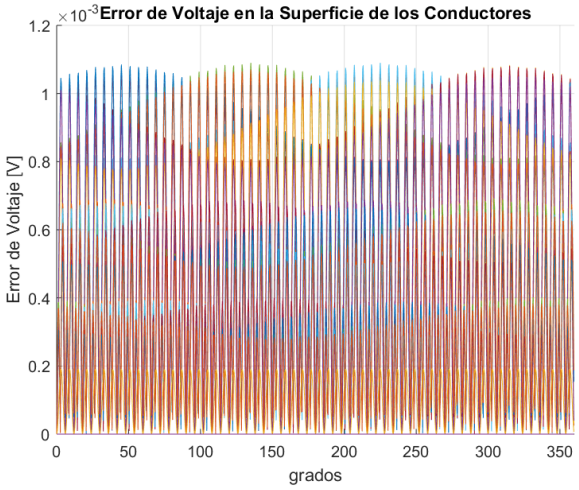


Figura 13: Errores de Voltaje Simulados en la Superficie de los Conductores.

La Figura 14 muestra el campo eléctrico y el potencial eléctrico en el primer sub-conductor, correspondiente a la fase 1.

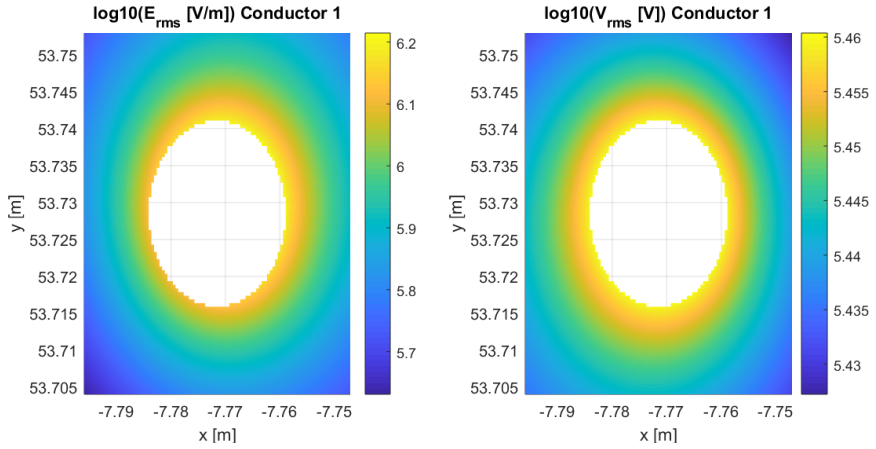


Figura 14: Log10 del Campo Eléctrico (izquierda) y Log10 del Potencial Eléctrico (derecha) en la Superficie del Sub-Conductor 1 de la Fase 1.

El máximo valor del campo eléctrico alcanzado corresponde a aproximadamente 16 [kVrms/cm] mientras que el voltaje es de aproximadamente 288 [kVrms] fase-neutro. Recordemos que los 500 [kVrms] corresponden al voltaje fase-fase de la línea.

El campo eléctrico a distintas alturas se muestra en la Figura 15 junto con el límite de intensidad de 5 [kVrms/m] para emisiones de 50 Hz recomendado por el IEEE para el público general [15].

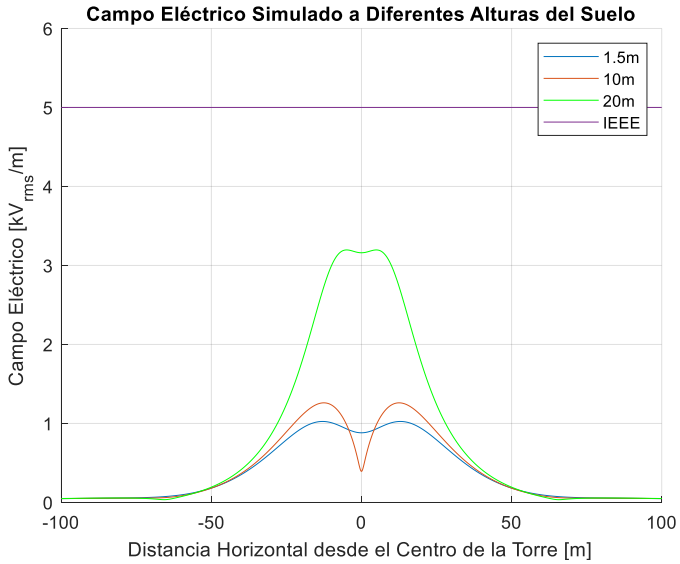


Figura 15: Campo Eléctrico Simulado de la Torre T413 a Distintas Alturas desde el Nivel del Suelo.

La Figura 16 muestra el campo eléctrico superficial estimado en los 25 conductores que

componen el sistema simulado.

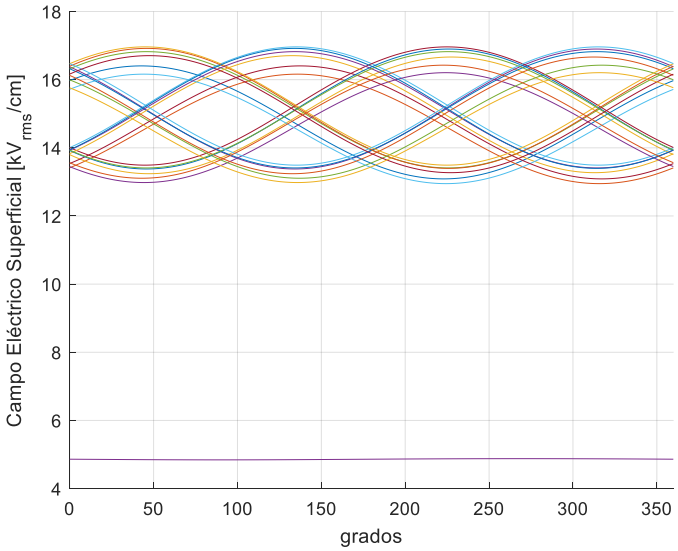


Figura 16: Campo Eléctrico Simulado en la Superficie de los 25 Sub-Conductores de la Torre T413.

La figura anterior muestra que, en promedio, los sub-conductores de las fases posee un campo eléctrico superficial máximo de aproximadamente 17 [kVrms/cm]. El voltaje superficial de 4 [kVrms/cm] corresponde al cable de guardia. El Cuadro 3 muestra el promedio del campo eléctrico superficial máximo de cada fase obtenido en este estudio.

Fase	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
$\overline{\mathbf{E}}$ **[kVrms/cm]**	16.5321	16.8922	16.5631	16.5321	16.8922	16.5631	4.878

Cuadro 3: Promedios de los Campos Eléctricos Superficiales Máximos Simulados de Cada Fase de la Torre T413.

Finalmente, la Figura 17 muestra el ruido total audible a 1 metro de altura en función de la distancia desde el centro de la línea de transmisión utilizando los distintos métodos mencionados en la sección teórica de ruido audible. Para este cálculo se despreció el aporte de ruido del cable de guardia.

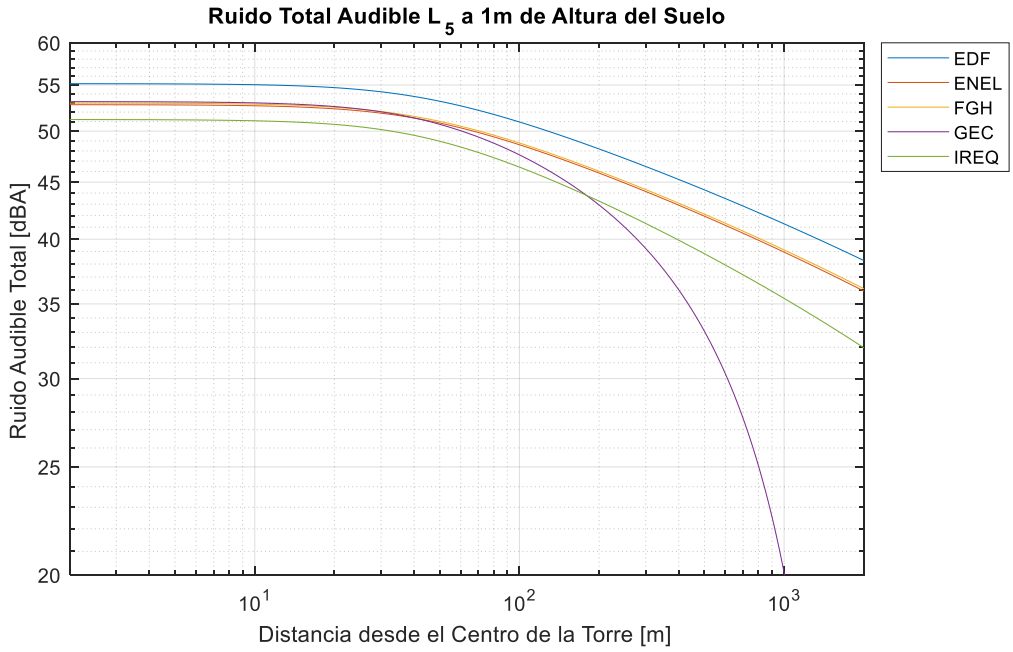


Figura 17: Ruido Total Audible L_5 Simulado en Función de la Distancia Lateral de la Torre T413 a un Metro de Altura.

El Cuadro 4 muestra la distancia mínima y máxima de las distintas metodologías necesaria para alcanzar distintos niveles de ruido audible mostrados en la Figura 17.

Ruido L_5 [dBA]	**50**	**45**	**40**
D_{max} [m]	128.1	422.4	1345
D_{min} [m]	32.03	138.1	278.3

Cuadro 4: Distancias Mínimas (D_{min}) y Máxmimas (D_{max}) para Alcanzar Distintos Niveles de Ruido Audible Total.

La estimación de ruido audible L_5 más conservadora en términos de distancia corresponde a la metodología "EDF" utilizada en el estudio de impacto ambiental presentado por Interchile S.A [2]. La metodología EDF arroja que a 32 metros de distancia horizontal de la torre y a 1 metro de altura el ruido total audible L_5 es de 54.15 [dBA].

5. Mediciones de Ruido Actuales

El decreto 38, promulgado el 11/11/2011, publicado el 12/06/2012 por el Ministerio del Medio Ambiente, con inicio de vigencia el 13/06/2014 , establece los límites actuales máximos de emisión de ruido audible para infraestructura energética de distribución [4]. En lo que respecta a este documento, la zona de interés corresponde a una zona rural. El Cuadro 5 muestra los niveles máximos permisibles de presión sonora corregidos (NPC) en [dBA] [4].

Horario	**7 a 21 horas**	**21 a 7 horas**
Límite Zona Rural [dBA]	Min(65, RF + 10)	Min(50, RF + 10)

Cuadro 5: Niveles Máximos de Ruido Audible NPC Permisibles en Zona Rural Descritos en Decreto 38.

Donde “Min(a, b)” representa el mínimo valor entre “a” y “b”, y “RF” corresponde al ruido de fondo, que se define como “aquel ruido que está presente en el mismo lugar y momento de medición de la fuente que se desea evaluar, en ausencia de ésta.” [4].

El sector de Altovalsol y el Romero en la cuarta región de Coquimbo, de donde se origina la necesidad de este informe técnico corresponden a zonas rurales. En particular, la torre T413 se encuentra ubicada en zona rural.

Los resultados de las fiscalizaciones efectuadas por la Superintendencia de Medioambiente el día 13 de junio a las 00:31 horas en la parcela 64, sector los Nogales, Altovalsol (90 % de humedad relativa ambiente [16]) arrojaron que el ruido de fondo en el sector de Altovalsol a 250 metros de la torre T413 es de aproximadamente 28 [dBA]. Esto implica que el nivel máximo de ruido audible total permisible producido por las torres de alta tensión, como lo es por ejemplo la torre estudiada T413, no puede superar los 38 [dBA] de ruido audible en esta zona rural.

Otra medición se efectuó el día 17 de junio a las 04:00 horas por el mismo ente fiscalizador de la superintendencia de medio ambiente en condiciones de alta humedad (99.2 % de humedad relativa ambiente [16]), alcanzando un nivel de presión sonora máximo (NPSmáx) de 48 [dBA] de ruido [4].

6. Discusión y Conclusiones

6.1. Estimación de Ruido Torre T413

A pesar de utilizar la misma metodología para el cálculo de ruido audible EDF, los resultados obtenidos y exhibidos en el estudio de impacto ambiental [13, 2] difieren bastante de los resultados mostrados en este estudio. El Cuadro 6 muestra los resultados de ruido audible del estudio de impacto ambiental original a 32 metros de distancia horizontal desde el centro de la torre para distintos valores de altura media H.

Altura Media H [m]	**20**	**33.5**	**47**
Ruido Audible [dBA] a 32 metros de la torre	45.227	45.227	45.227

Cuadro 6: Estimaciones de Ruido Audible Total a 32 Metros de Distancia (Estudio de Impacto Ambiental [13]).

La tabla anterior muestra que el ruido audible total a una distancia de 32 metros será de 45.227, considerando una torre de altura media mínima de 20 metros. A esta misma distancia, y utilizando la misma metodología EDF, este estudio estimó un ruido de 54.15 [dBA] para la torre T413, la cual posee una altura media de 38 metros y una altura máxima de 62 metros. Los resultados mostrados en el Cuadro 6 no son posibles, debido a que una torre con altura media mayor no puede generar igual o más ruido que la misma configuración de torre con una altura media menor. La diferencia de ruido audible entre los 45.227 [dBA] originales y los 54.15 [dBA] de este estudio implican que el estudio de impacto ambiental original sub-estimo la potencia de ruido audible en un factor de 7.8, es decir, la potencia del ruido estimado por este estudio a 32 metros de la línea de transmisión es 7.8 veces mayor a la estimada por el estudio de impacto ambiental original.

Por otro lado, las mediciones efectuadas por el ente fiscalizador arrojan un ruido NPSmáx de 48 [dBA] a aproximadamente 250 metros de la torre T413. El nivel de presión sonora corregido (NPC) [4] para la misma ubicación puede ser estimado como 43 [dBA], valor el cual se encuentra por encima de los 38 [dBA] límites establecidos previamente por el mismo ente fiscalizador. Estos 5 [dBA] de diferencia entre los 38 [dBA] y los 43 [dBA] NPC estimados equivalen a 3.16 veces más potencia de ruido audible por sobre el límite establecido. Podemos establecer que los 48 [dBA] de ruido NPSmáx medidos concuerdan con la estimación de 47.25 [dBA] de ruido L_5 efectuada con la metodología EDF a la misma distancia de la torre.

Para el caso de la torre T413, si suponemos que la condición de neblina a alta humedad disminuye el ruido total audible estimado en condiciones de lluvia intensa L_5 en a lo menos 5 [dBA] [12], y considerando que la condición de neblina no altera el ruido de fondo, entonces el límite de ruido L_5 generado por la torre de alta tensión en condiciones de neblina de alta humedad estará dado por

$$\text{Límite de Ruido } L_5 = \text{Ruido de Fondo} + 10 + 5 = 28 + 10 + 5 = 43 \text{ [dBA]} \tag{29}$$

Esto quiere decir que es posible percibir desde la misma distancia un ruido generado por la misma torre en condición de lluvia intensa L_5 de 43 [dBA] y un ruido generado por la misma torre en condiciones de neblina húmeda de 38 [dBA]. La ventaja de utilizar el ruido generado en condiciones de neblina es que el ruido de fondo de 28 [dBA] se mantiene, no así con el caso del ruido generado en condiciones de lluvia intensa L_5, en donde el ruido de fondo aumenta.

Dado lo anterior, es posible establecer una franja mínima de zona no habitable desde la línea de transmisión que cumpla con el límite de los 38 [dBA] para neblina húmeda encontrando la distancia a la cual la estimación de ruido audible en condiciones de lluvia intensa L_5 alcanza los 43 [dBA]. Las simulaciones del ruido audible de la torre T413 exhibidas en la Figura 17 muestran que la franja de seguridad de zona no habitable tiene un radio de 672 metros medidos desde el centro de la línea de transmisión. En la actualidad, a esta distancia se encuentran una veintena de viviendas habitadas que están siendo afectadas por los problemas de ruidos.

6.2. Diferencias en Estimaciones de Ruido Audible

Para intentar comprender las diferencias de cálculo descritas en la sub-sección anterior, se revisaron los cálculos efectuados en la sección 5 “Calculo de Ruido Audible” del estudio de impacto ambiental original [13]. El primer indicio de error de cálculo del estudio de impacto ambiental se encuentra en los resultados anteriormente exhibidos en la Tabla 6. En dicha tabla el ruido generado a 32 metros es el mismo para todas las configuraciones de altura media, lo cual carece de lógica. Al aumentar la altura, la distancia entre las fuentes de ruido audible y el punto de medición de ruido aumenta, por lo que el ruido debe tender a disminuir. Por otro lado, el nivel de ruido no guarda relación con lo calculado en este estudio.

Nuestras sospechas de cálculos de ruido audible erróneos se confirman al observar la ecuación de ruido de ejemplo utilizada para estimar el ruido audible de una torre de 500 kV. La Figura 18 muestra la memoria de cálculo en cuestión.

$$\xi 0 := \frac{10^{-9}}{36 \cdot \pi} \qquad ri := 1.222 \ \text{cm} \qquad N := 4$$

- d: Diámetro de cada subconductor en cm
- D: Distancia entre el eje de los subconductores y punto de medida, en este caso a borde servidumbre

El Ruido audible al límite de la faja de servidumbre para el caso de zona residencial en horario nocturno debe ser inferior a 50 dB.

Ruido Audible, AN (método EDF)

$ANb := 39$ Para 15 kVrms/cm $Xm := 8$

$$AN := ANb + 0.45 \cdot (2 \cdot ri \cdot 10) + 15 \cdot \log(N) - 10 \cdot \log(32 - Xm)$$

$AN = 45.227$ dB

Figura 18: Extracto de la Memoria de Cálculo de Ruido Total Audible Descrita en [13].

El primer error de cálculo se produce al considerar la distancia de la fuente de ruido al punto de medición como $D = 32 - X_m = 24$ como una distancia lateral a la torre. Esta distancia corresponde a la distancia entre la fuente de ruido audible y el punto de medición de ruido y no solo a la distancia lateral [11]. Matemáticamente, si (x_0, y_0) corresponde a la ubicación de la fase o de la fuente emisora de ruido, y (x_P, y_P) corresponde a la ubicación del punto de medición, entonces el cálculo correcto de la distancia D entre la fase o fuente emisora de ruido y el punto de medición corresponde a

$$D_{\text{correcto}} = \sqrt{(x_0 - x_P)^2 + (y_0 - y_P)^2} \ [\text{m}] \tag{30}$$

En cambio, el cálculo erróneo de distancia D del estudio de impacto ambiental exhibido en la Figura 18 realiza lo siguiente

$$D_{\text{erroneo}} = x_0 - x_P \ [\text{m}] \tag{31}$$

En la Ecuación 31, la distancia errónea D_{erroneo} corresponde solo a la distancia horizontal entre una de las fases y el punto de medición, y no considera la distancia vertical. Este error explica la razón por la cual el ruido audible total no cambia al variar la altura media de la torre. Tal y como se muestra en Figura 19, esta invariabilidad del ruido audible total estimado respecto a la altura se puede apreciar en todas las configuraciones de torre de 220 kV y 500 kV del estudio de impacto ambiental original.

Tramo	E	AN
#	kV/cm	dB
Altura Mínima H=12 m		
Enlaces a 220 kV - Cto 1	8.920	28.178
Enlaces a 220 kV - Cto 2		
Altura Media H=25,5 m		
Enlaces a 220 kV - Cto 1	8.850	28.178
Enlaces a 220 kV - Cto 2		
Altura Máxima H=39 m		
Enlaces a 220 kV - Cto 1	8.850	28.178
Enlaces a 220 kV - Cto 2		
Altura Mínima H=20 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 1	15.060	45.227
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 2		
Altura Media H=33,5 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 1	14.990	45.227
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 2		
Altura Máxima H=47 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 1	14.980	45.227
Enlaces a 500 kV - Zona climática II - Cto 2		
Altura Mínima H=20 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 1	15.120	45.093
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 2		
Altura Media H=33,5 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 1	15.060	45.093
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 2		
Altura Máxima H=47 m		
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 1	15.050	45.093
Enlaces a 500 kV - Zona climática III - Cto 2		

Figura 19: Estimaciones de Ruido Total Audible a 32 Metros para Todas las Configuraciones de Torres de 220kV y 500kV [13].

En la figura anterior se observa que el ruido total audible para cada configuración de torre es independiente de la altura media H (base de la torre), lo cual es imposible. A una mayor altura de torre el ruido generado disminuye necesariamente debido a que la distancia entre la fuente generadora de ruido audible y el punto de medición aumenta.

El segundo error de cálculo se produce al no considerar todas las fuentes emisoras de ruido audible. El ruido total audible corresponde a la suma en potencia de las contribuciones individuales de ruido audible de cada una de las fases que componen la línea de transmisión (ver Ecuación 23 de este documento [11]). Lo anterior significa que la estimación de ruido audible del estudio de impacto ambiental original solo considera el ruido audible generado por 1 de las 6 fases y se olvida de considerar en el cálculo de ruido audible la contribución en potencia de las 5 fases restantes de la línea de transmisión.

6.3. Conclusiones Generales

Dado a que los estudios previos de ruido [13, 2] considera niveles muy bajos de ruido a 32 metros, a que sus cifras de ruido audible no dependen de la altura media de la línea de transmisión, y a los errores de cálculo exhibidos en la Figura 18, es posible concluir que

existe evidencia suficiente para sostener que todas las torres de alta tensión del proyecto "EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico", al cual se refiere este documento técnico, están mal diseñadas en términos de ruido audible. Lo anterior incluye a todas las configuraciones de torre de 220 kV y 500 kV. Los errores de estimación de ruido audible son tan graves que incluso es posible estimar que la torre T413 debe tener más de 400 metros de altura en vez de los 62 metros de altura para cumplir con la estimación de 45 [dBA] a 32 metros de distancia establecidos en el estudio de impacto ambiental original [2].

A modo de cierre, vale la pena mencionar los difíciles momentos que están pasando los habitantes del sector de Altovalsol a causa de errores de diseño. De acuerdo a los cálculos de ruido efectuados por este estudio, no debiesen existir viviendas habitadas en un radio de 672 metros de las líneas de transmisión para cumplir con las normativas vigentes. Los ruidos percibidos en condiciones de alta humedad habituales de la zona, hacen imposible el descanso, no solo de los habitantes del sector de Altovalsol, sino que también el de la fauna silvestre y las mascotas.

Referencias

[1] Gestión Ambiental Consultores, "Descripción del Proyecto," in *EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico, Regiones III, IV, V y Metropolitana*, ch. 1.

[2] ——, "Estudio de Ruido," in *EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico, Regiones III, IV, V y Metropolitana*, ch. Adenda Ane.

[3] ——, "Obras del Proyecto," in *EIA Plan de Expansión Chile LT 2x500 kV Cardones - Polpaico, Regiones III, IV, V y Metropolitana*, ch. Anexo 1.1.

[4] Ministerio del Medio Ambiente, *Decreto 38*, Chile, 2012. [Online]. Available: https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1040928

[5] P. R. Calderón, *Revisión Informe Línea de Transmisión 500 kV Cardones - Polpaico, Estudio de Ruido Audible en Sector Loreto - Los Nogales, Altovalsol, La Serena, Región de Coquimbo*. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2018.

[6] J. R. Wait and K. P. Spies, "On the Image Representation of the Quasi-static Fields of a Line Current above the Ground," *Canadian Journal of Physics*, vol. 47, no. 23, pp. 2731–2733, dec 1969. [Online]. Available: http://www.nrcresearchpress.com/doi/10.1139/p69-334

[7] A. Dahab, W. Abu-Elhaija, and F. Amoura, "A comparative study of electric fields beneath compact and non-compact transmission lines," *International Journal of Electrical Engineering Education*, vol. 44, no. 1, pp. 76–83, jan 2007. [Online]. Available: http://journals.sagepub.com/doi/10.7227/IJEEE.44.1.8

[8] Q. Li, R. Shuttleworth, G. Zhang, S. M. Rowland, and R. S. Morris, "On calculating surface potential gradient of overhead line conductors," in *2012 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, vol. 30, no. 1. IEEE, jun 2012, pp. 540–544. [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/document/6251528/

[9] CIGRE Working Grop 36.01, *Interference produced by corona effect of electric systems*. CIGRE, 1966.

[10] "8.1 Formula for A weighting." [Online]. Available: https://stason.org/TULARC/physics/acoustics-faq/8-1-Formula-for-A-weighting.html

[11] Corona and Fields Effect Subcommitte, "A Comparison of Methods for Calculating Audible Noise of High Voltage Transmission Lines," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 10, pp. 4090–4099, 1982. [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/document/4111226/http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4111226

[12] A. Coquard and C. Gary, *Audible noise produced by electrical power transmission lines at very high voltage*. CIGRE, 1972.

[13] Consultoría Colombiana SA, "Estimación Parámetros Eléctricos y Ruido Audible P1-LT-01-D121-V0," in *Diseño Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV, Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV y Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV*, 2013.

[14] H. Singer, H. Steinbigler, and P. Weiss, "A Charge Simulation Method for the Calculation of High Voltage Fields," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 5, pp. 1660–1668, sep 1974. [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/document/4075532/

[15] IEEE Standards Association, *IEEE standard for safety levels with respect to human exposure to electromagnetic fields, 0-3kHz (C95.6-2002)*. Institute of Electrical and Electonics Engineers, 2002.

[16] CEAZA-Met, "Red de estaciones meteorológicas: CEAZA-Met, Chile. Estación Gabriela Mistral," 2018. [Online]. Available: http://www.ceazamet.cl/

A. Código Matlab

A continuación, se muestra el código Matlab 2018a utilizado en las simulaciones de la torre T413.

A.1. T413.m

```
% Codigo de calculo del campo electrico y el ruido audible para la torre
% T413.
% Autor: Braulio Cancino Vera - brax.cancino@gmail.com -
% bcancino@ctio.noao.edu
% Fecha: 3/07/2018
% modificaciones:
%  - Anadimos el calculo aproximado de los gradientes superficiales.

clc;
clear vars;

% Constantes del Problema
k_e = 1/(4*pi*8.8541878176e-12);

M = 6;          % Numero de Conductores
S = 4;          % Numero de bundles por fase de conductor.
N = 60;         % cargas internas por sub-conductor

% Sub-Conductores (Fases)
R = 24.45/2/1000;               % Radio de cada conductor
R_b = 0.457*sqrt(2)/2;          % Radio bundle
R_g = 15.42/2/1000;             % Radio cable de guardia
r_Cb = [repelem(R,M,1);R_g];    % Radio sub-conductores en cada bundle
r_C = [repelem(R, M*S,1); R_g]; % Radio de cada sub-conductor

% Bundles
d_x = 16;       % Distancia en el eje x entre bundles
d_y = 10.5;     % Distancia en el eje y entre bundles
h = 38-5.5;     % Altura del bundle inferior
%h = 400;
x_g = 0;        % posicion x cable de guardia
y_g = 29.5 + h; % posicion y cable de guardia
```

```
33
34 x_b = [0.5*d_x*[-1; -1; -1; 1; 1; 1]; x_g];              %
      posicion x de los bundles
35 y_b = [h + [2*d_y; d_y; 0; 2*d_y; d_y; 0]; y_g];        %
      posicion y de los bundles.
36 n_C = [repelem(S,6,1); 1];                               %
      Numero de sub-conductores por cada bundle
37
38 % Construccion de x_C e y_C
39 x_C = zeros(sum(n_C),1); % Posicion central x de los sub-
      conductores
40 y_C = zeros(sum(n_C),1); % Posicion central y de los sub-
      conductores
41
42 theta = linspace(pi/4,2*pi + pi/4,S+1);
43 theta = theta(1:S)';
44 theta = repmat(theta,M,1);
45
46 x_C(1:M*S) = repelem(x_b(1:6),S) + R_b*cos(theta);
47 y_C(1:M*S) = repelem(y_b(1:6),S) + R_b*sin(theta);
48
49 x_C(M*S+1) = x_b(7);
50 y_C(M*S+1) = y_b(7);
51
52 % Construccion de los puntos de Prueba x_V e y_V
53 theta = linspace(0,2*pi, N+1);
54 theta = theta(1:N)';
55 theta = repmat(theta,M*S+1,1);
56
57 x_V = repelem(x_C, N) + [repelem(R,M*S*N,1); repelem(R_g,N
      ,1)].*cos(theta);
58 y_V = repelem(y_C, N) + [repelem(R,M*S*N,1); repelem(R_g,N
      ,1)].*sin(theta);
59
60 % Distribucion de Carga Lineal x_Q e y_Q%%%%%
61 offset = [0;sqrt(2)*pi/N];
62 offset = repelem(offset, N*M*S/2);
63 offset = [offset; zeros(N,1)];
64
65 x_Q = repelem(x_C, N) + 0.8*[repelem(R,M*S*N,1); repelem(
      R_g,N,1)].*cos(theta + offset);
66 y_Q = repelem(y_C, N) + 0.8*[repelem(R,M*S*N,1); repelem(
      R_g,N,1)].*sin(theta + offset);
```

```
67
68
69  % Voltaje de la Linea
70  V_fA = 1;                  % fase A (0 grados de fase)
71  V_fB = exp(1i*2*pi/3);     % fase B (120 grados de fase)
72  V_fC = exp(-1i*2*pi/3);    % fase C (-120 grados de fase)
73  V_fG = 0;                  % Voltaje Cable de Guardia
74
75  V_C = 500e3/sqrt(3)*[V_fA; V_fB; V_fC; V_fC; V_fB; V_fA];
76  V = [repelem(V_C, N*S, 1); zeros(N,1)];
77  V_C = [V_C;0];
78
79  % Calculo de los componentes de carga
80  q = f_Q(x_Q, y_Q, x_V, y_V, V);
81
82  %% % Error de Voltaje en la Superficie de los Conductores
       y Tierra
83
84  T = 1000;
85
86  % Puntos de Prueba
87  x_P = zeros(length(x_C) + 1,T);
88  y_P = zeros(length(x_C) + 1,T);
89
90  theta = linspace(0,2*pi, T+1);
91  theta = theta(1:T);
92
93  for j = 1:24
94      x_P(j,:) = x_C(j) + R*cos(theta);
95      y_P(j,:) = y_C(j) + R*sin(theta);
96  end
97
98  % Cable de guarda
99  x_P(25,:) = x_g + R_g*cos(theta);
100 y_P(25,:) = y_g + R_g*sin(theta);
101
102 % Tierra
103 x_P(26,:) = linspace(-100, 100, T);
104 y_P(26,:) = zeros(1,T);
105
106 % Ahora calculamos el potencial en estos puntos
107 [~, V_p] = f_E(x_Q, y_Q, q, x_C, y_C, r_C, x_P, y_P);
108
```

```
109 V_n = [repelem(500e3/sqrt(3), 24,1); 0;0];
110 V_n = repmat(V_n,1,length(theta));
111
112 error = abs(V_p - V_n);
113
114 figure
115 hold all
116 for j = 1:26
117     plot(theta*180/pi, error)
118 end
119
120 title('Error de Voltaje en la Superficie de los
       Conductores')
121 xlabel('grados')
122 ylabel('Error de Voltaje [V]')
123 xlim([0 360])
124 grid
125
126 aux = zeros(26,1);
127 for j = 1:26
128
129     aux(j) = rms(error(j,:));
130 end
131 e_rms = mean(aux)
132
133 %% Campos Electricos y Potenciales del Sub-Conductor 1 del
       Bundle 1
134
135 T = 100;
136
137 for c = 1:1
138
139     if(c < 25)
140         x = linspace(x_C(c) - 2*R, x_C(c) + 2*R,T);
141         y = linspace(y_C(c) - 2*R, y_C(c) + 2*R,T);
142
143     elseif(c==25) % Cable de Guardia
144         x = linspace(x_C(c) - 2*R_g, x_C(c) + 2*R_g,T);
145         y = linspace(y_C(c) - 2*R_g, y_C(c) + 2*R_g,T);
146
147     elseif(c == 26)  % Tierra
148         x = linspace(-500, 500,T);
149         y = linspace(0, 2, T);
```

```
150     end
151
152     [E,V] = f_E(x_Q, y_Q, q, x_C, y_C, r_C, repmat(x,
           length(y), 1), repmat(y', 1, length(x)));
153
154     figure
155
156     subplot(1,2,1);
157     surf(x,y,log10(E))
158     shading interp
159     view(0, 90)
160     colorbar
161     if(c < 25)
162         title(sprintf('log10(E_{rms} [V/m]) Conductor %d',
              c))
163     elseif(c == 25)
164         title('log10(E_{rms}) Cable de Guardia')
165     elseif(c == 26)
166         title('log10(E_{rms}) Superficie')
167     end
168
169
170     xlim([min(x) max(x)])
171     ylim([min(y) max(y)])
172
173     xlabel('x [m]')
174     ylabel('y [m]')
175
176     subplot(1,2,2);
177     surf(x,y,log10(V))
178     shading interp
179     view(0, 90)
180     colorbar
181
182     if(c < 25)
183         title(sprintf('log10(V_{rms} [V]) Conductor %d', c
              ))
184     elseif(c == 25)
185         title('log10(V_{rms}) Cable de Guardia')
186     elseif(c == 26)
187         title('log10(V_{rms}) Superficie')
188     end
189
```

```
190     xlim([min(x) max(x)])
191     ylim([min(y) max(y)])
192
193     xlabel('x [m]')
194     ylabel('y [m]')
195
196 end
197
198 %% Campo Electrico a Distintos Niveles del Suelo
199
200 T = 1000;
201
202 x = linspace(-100,100,T);
203 y = [1.5 10 20];
204
205 E = f_E(x_Q, y_Q, q, x_C, y_C, r_C, repmat(x, length(y),
       1), repmat(y', 1, length(x)));
206
207 figure
208 hold all
209 for j = 1:length(y)
210     semilogy(x, E(j,:)/1000)
211 end
212 semilogy(x, 5*ones(size(x)))
213 title('Campo Eléctrico Simulado a Diferentes Alturas del
       Suelo')
214 ylabel('Campo Eléctrico [kV_{rms}/m]')
215 xlabel('Distancia Horizontal desde el Centro de la Torre [
       m]')
216 grid
217 ylim([0 6]);
218 legend('1.5m', '10m', '20m', 'IEEE');
219
220 %% Grafico del campo electrico superficial de los sub-
       conductores
221
222 T = 1000;
223
224 d_N = 1e-5;
225
226 theta = linspace(0,2*pi, 2*T);
227 theta = theta(1:length(theta)-1)';   % row
228
```

```
x = repmat(x_C, 1, length(theta));
y = repmat(y_C, 1, length(theta));

x(1:24,:) = x(1:24,:) + repmat((R + d_N)*cos(theta'), 24,1);
y(1:24,:) = y(1:24,:) + repmat((R + d_N)*sin(theta'), 24,1);

x(25,:) = x(25,:) + (R_g + d_N)*cos(theta');
y(25,:) = y(25,:) + (R_g + d_N)*sin(theta');

[E,V] = f_E(x_Q, y_Q, q, x_C, y_C, r_C, x, y);

figure
hold all

for j = 1: length(x_C)
    plot(180/pi*theta, E(j,:)/1000/100)
end

xlabel('grados')
ylabel('Campo Eléctrico Superficial [kV_{rms}/cm]')
grid
xlim([0 360])

%% Ahora vamos a calcular el promedio de los maximos de cada bundle

g = zeros(M+1,1);    % Campo electrico promedio maximo de cada bundle.

for j = 1:M
    a = (j-1)*S + 1;
    b = (j-1)*S + 2;
    c = (j-1)*S + 3;
    d = (j-1)*S + 4;

   g(j) = mean([max(E(a,:)) max(E(b,:)) max(E(c,:)) max(E(d,:))]);
end

g(M+1) = max(E(25,:));

```

```
267 figure
268
269 bar(g/1000/100)
270 grid
271
272 xlabel('Fase')
273 ylabel('Campo Electrico Máximo Promedio [kV_{rms}/cm]')
274
275 %% Calculo de Ruido
276
277 T = 1000;
278 x = linspace(0,2000,T);
279 y = 1*ones(size(x));
280
281 % Calculation
282 g_cm = g/1000/100;                          % Pasar g a [kV/cm
       ] [kV/cm]
283 B_cm = [repelem(100*R_b,M,1); 100*R_g]; % Radio de cada
       bundle.
284
285
286 % Calculo de los niveles de ruido L_5
287 AN_EDF =    f_AN(x, y, g_cm(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6), n_C
       (1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'EDF');
288 AN_ENEL =   f_AN(x, y, g_cm(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6), n_C
       (1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'ENEL');
289 AN_FGH =    f_AN(x, y, g_cm(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6), n_C
       (1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'FGH');
290 AN_GEC =    f_AN(x, y, g_cm(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6), n_C
       (1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'GEC');
291 AN_IREQ =   f_AN(x, y, g_cm(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6), n_C
       (1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'IREQ');
292
293 figure
294 loglog(x,AN_EDF)
295 hold all
296 loglog(x,AN_ENEL)
297 loglog(x,AN_FGH)
298 loglog(x,AN_GEC)
299 loglog(x,AN_IREQ)
300
301 legend('EDF', 'ENEL', 'FGH', 'GEC', 'IREQ', 'Location','
       bestoutside')
```

```
302 xlabel('Distancia desde el Centro de la Torre [m]')
303 ylabel('Ruido Audible Total [dBA]')
304 title('Ruido Total Audible L_5 a 1m de Altura del Suelo')
305 ylim([20 60])
306 xlim([min(x) max(x)])
307 grid
308
309 %% Utilizamos las ecuaciones aproximadas.
310 % Ver "Interferences Produced by Corona Effect of Electric
        Systems CIGRE 1966"
311
312 % Primero calculamos el radio equivalente de las 6 fases
313 r_e = R_b*(S*R/R_b)^(1/S);
314 r_e = [repelem(r_e,6,1); R_g];
315
316 % Calculamos la matriz de potenciales
317
318 P = zeros(length(r_e), length(r_e));
319
320 for j = 1:length(r_e)
321    for k = 1:length(r_e)
322
323        if(j == k)
324
325            P(j,j) = log(2*y_b(j)/r_e(j));
326
327        else
328
329            D_ijp =  sqrt((x_b(j) - x_b(k))^2 + (y_b(j) +
                       y_b(k))^2);
330            D_ij =   sqrt((x_b(j) - x_b(k))^2 + (y_b(j) -
                       y_b(k))^2);
331
332            P(j,k) = log(D_ijp/D_ij);
333
334        end
335    end
336 end
337
338 % Calculamos la matriz de Capacitancia
339 C = inv(P);
340
341 % Calculamos la matriz de Carga
```

```
342 Q = C*V_C;
343
344 % Ahora calculamos el gradiente medio.
345 g_a = abs(Q)./n_C./r_Cb/100/1000;    %[kV/cm]
346
347 % Ahora calculamos el gradiente maximo de los sub-
       conductores
348
349 g_cm_aprox = g_a.*(1 + (n_C - 1).*r_Cb./[repelem(R_b,6,1);
       R_g]);
350
351 figure
352
353 bar([g/1000/100 g_cm_aprox])
354 grid
355 legend('Multiples Cargas', 'Aproximado', 'Location','
       bestoutside')
356
357 % calculamos el ruido con EDF
358 AN_EDF_2 = f_AN(x, y, g_cm_aprox(1:6), x_b(1:6), y_b(1:6),
        n_C(1:6), r_Cb(1:6), B_cm(1:6), 'EDF');
359
360 % Comparamos
361 figure
362 loglog(x,AN_EDF)
363 hold all
364 loglog(x,AN_EDF_2)
365 legend('EDF', 'EDF_2', 'Location','bestoutside')
366 xlabel('Distancia desde el Centro de la Torre [m]')
367 ylabel('Ruido Audible Total [dBA]')
368 title('Comparacion Ruido Total Audible L_5 a 1m de Altura
       del Suelo')
369 ylim([20 60])
370 xlim([min(x) max(x)])
371 grid
```

A.2. f_Q.m

```
1 function q = f_Q(x_Q, y_Q, x_V, y_V, V)
2
3     % Funcion para calcular las cargas lineales.
4     % Parametros:
5     % - (x_Q, y_Q): vectores columna de la posicion de la
         carga infitina
```

```
6       % expresada en metros.
7       % - (x_V, y_V): vectores columna de la posicion de los
            puntos de prueba
8       % de voltaje expresada en metros.
9       % V: vector columna de los voltajes d elos puntos de
            prueba definidos
10      % en (x_V, y_V) expresada en volts.
11      %
12      % Salidas:
13      % - q: Vector Columna de cargas lineales en Coulomb.
14      %
15      % Autor: Braulio Cancino Vera - brax.cancino@gmail.com
            -
16      % bcancino@ctio.noao.edu
17      % fecha: 27/06/18
18
19
20
21      % Constantes
22      k_e = 1/(4*pi*8.8541878176e-12);     % 1/(4*pi*
            epsilon_0)
23
24      P = zeros(length(x_V),length(x_Q));
25
26      for j = 1:length(x_V)  % x = voltaje
27
28          for k = 1:length(x_Q)   % = cargas
29
30              n1 = (x_V(j) - x_Q(k))^2 + (y_V(j) + y_Q(k))
                    ^2;
31
32              d1 = (x_V(j) - x_Q(k))^2 + (y_V(j) - y_Q(k))
                    ^2;
33
34              P(j,k) = log(n1/d1);
35
36          end
37      end
38
39      if(rank(P)/length(x_V) == 1)
40          disp('Done: Matrix P invertible');
41      else
42          disp('Error: Matrix P singular');
```

```
43      end
44
45      q = P\V/k_e;
46  end
```

A.3. f_E.m

```
1   function [E, V] = f_E(x_Q, y_Q, q, x_C, y_C, r_C, x, y)
2
3       % Funcion para calcular el campo electrico y el
            potencial electrico en
4       % el espacio.
5       %
6       % - Parametros:
7       % - (x_Q, y_Q): vectores columna de la posicion de la
            carga infitina
8       % expresada en metros.
9       % - q: Vector Columna de cargas lineales en Coulomb.
10      % - (x_C, y_C): vectores columna de la posicion de los
            centros de los
11      % sub-conductores expresadas en metros
12      % r_C: Vector columna con el radio de cada sub-
            conductor expresado en
13      % metros.
14      % x e y: Matrices de posicion en metros de los puntos
            de campo y
15      % potencial a medir en metros.
16      %
17      % Salidas:
18      % - E: Matriz de Campo Electrico en las posiciones (x,
            y) expresada en
19      % Volt/metro.
20      % - V: Matriz de Potencial Electrico en las posiciones
            (x,y) expresada
21      % en Volts.
22      % Autor: Braulio Cancino Vera - brax.cancino@gmail.com
            -
23      % bcancino@ctio.noao.edu
24      % fecha: 27/06/18
25
26
27      % Constantes
28      k_e = 1/(4*pi*8.8541878176e-12);     % 1/(4*pi*
            epsilon_0)
```

```
29
30      E_x = zeros(size(x));    % Componente x del campo
           electrico
31      E_y = zeros(size(x));    % Componente y del campo
           electrico
32
33      V = zeros(size(x));
34
35      for j = 1:length(x(:,1))
36
37          for k = 1:length(x(1,:))
38
39              r_xy = sqrt((x(j,k) - x_C).^2 + (y(j,k) - y_C)
                   .^2);
40
41              if(sum(r_xy < r_C - 1e-10) >= 1)
42                  continue;
43              end
44
45              for n = 1:length(q)
46
47                  d1 = (x(j,k)- x_Q(n))^2 + (y(j,k) - y_Q(n)
                       )^2;
48                  d2 = (x(j,k)- x_Q(n))^2 + (y(j,k) + y_Q(n)
                       )^2;
49
50                  n1 = x(j,k)- x_Q(n);
51                  n2 = y(j,k)- y_Q(n);
52                  n3 = y(j,k) + y_Q(n);
53
54                  E_x(j,k) = E_x(j,k) + q(n)*n1*(1/d1 - 1/d2
                       );
55                  E_y(j,k) = E_y(j,k) + q(n)*(n2/d1 - n3/d2)
                       ;
56
57                  V(j,k) = V(j,k) + log(d2/d1)*q(n);
58
59              end
60          end
61      end
62
63      E_x = E_x * k_e *2;
64      E_y = E_y * k_e *2;
```

```
65
66      V = abs(V)*k_e;
67
68      E = abs(sqrt(E_x.^2 + E_y.^2));
69
70  end
```

A.4. f_AN.m

```
1   function AN = f_AN(x, y, g_cm, x_b, y_b, n_C, r_Cb, B_cm,
        method)
2
3       % Funcion para calcular el ruido audible total L_5
            generado por 1 o mas
4       % fases o bundles
5       % Parametros:
6       % - (x, y): Matrices de posicion expresadas en metros
            de las posiciones
7       % de ruido a calcular basadas en "H. Singer, H.
            Steinbigler, and
8       % P. Weiss, "A Charge Simulation Method for the
            Calculation of High
9       % Voltage Fields,"IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol.
             PAS-93, no. 5,
10      % pp. 1660-1668, Sep 1974"
11      % - (g_cm): Vector con los promedios del campo
            electrico maximo de cada
12      % bundle expresado en [kV/cm]. El largo de este vector
             debe coincidir
13      % con el numero de fases o bundles.
14      % - (x_b, y_b): Vectores posicion de la fases
            expresadas en metros.
15      % - n_C: Vector con el numero de sub-conductores por
            cada fase o
16      % bundle.
17      % - r_Cb: Radio de cada sub-conductor de cada fase o
            bundle expresada
18      % en metros
19      % - B_cm = Radio total de cada bundle o fase expresada
             en centimetros.
20      % - method: String con el metodo a utilizar para el
            calculo del ruido
21      % total.
22      %
```

```
23      % Salidas:
24      % - AN: Matriz de ruido total audible en la posicion (
          x,y) expresada en
25      % dBA.
26      %
27      % Autor: Braulio Cancino Vera - brax.cancino@gmail.com
          -
28      % bcancino@ctio.noao.edu
29      % fecha: 27/06/18
30
31
32
33      % Datos para el ruido base de EDF. Datos interpolados
          graficamente de :
34      % "Audible Noise Produced By Electrical Power
          Transmissoin Lines At
35      % Very High Voltage", A. Coquard & C. Gary,
          Electricite de France,
36      % 1972. g_EDF [kV_rms/cm], AN_0_EDF [dBA].
37
38      g_EDF = [12.01186953, 12.51481035, 12.94974311,
          13.27990096, 13.55830894,...
39              13.90685022, 14.25496645, 14.56886613,
                  14.86565753, 15.1795572, ...
40              15.49388193, 15.79109838, 16.10627321,
                  16.42144804, 16.73704792, ...
41              17.05307285, 17.33403112, 17.61541445,
                  17.94939776, 18.30133944, ...
42              18.6712395, 19.09416459, 19.51751473,
                  20.01142323, 20.43519842, ...
43              20.85897361, 21.23014882, 21.63639069,
                  22.06101598, 22.48521622, ...
44              22.94533321, 23.38791688, 23.83050055,
                  24.32610925, 24.78665129, ...
45              25.24761839, 25.69105216, 26.09941927,
                  26.49025306, 26.97045369, ...
46              27.3796709, 27.94966341, 28.5021226,
                  28.94810667];
47
48      AN_0_EDF =  [31.55919092, 33.07620621, 34.27019388,
          35.21026709, 35.97016147, ...
49                  36.87567809, 37.81667579, 38.61390021,
                      39.33923799, 40.13646241, ...
```

```
50                  40.89820576, 41.58806246, 42.27884365,
                       42.96962484, 43.62492495, ...
51                  44.24474399, 44.7917519, 45.30327873,
                       45.92402225, 46.54569026, ...
52                  47.16828274, 47.86461084, 48.52545786,
                       49.29644605, 49.92181199, ...
53                  50.54717793, 51.06332719, 51.65228757,
                       52.20669136, 52.79657622, ...
54                  53.38831005, 53.94363832, 54.4989666,
                       55.12803048, 55.68428323, ...
55                  56.20505491, 56.68942103, 57.10097602,
                       57.47612545, 57.89137839, ...
56                  58.23197122, 58.65184658, 59.03531637,
                       59.30679602];
57
58      % Calculo de ruido
59
60      AN = zeros(size(x));
61
62      for j = 1:length(x(:,1))        % x
63
64          for k = 1:length(x(1,:))    % y
65
66              out = zeros(size(x_b));
67
68              for c = 1:length(x_b)
69
70                  D = sqrt((x_b(c) - x(j,k))^2 + (y_b(c) - y
                       (j,k))^2);
71                  d = 2*100*r_Cb(c);
72                  n = n_C(c);
73                  g = g_cm(c);
74                  B = B_cm(c);
75
76                  switch method
77                      case 'EDF'   % L_5
78                          out(c) = 15*log10(n) + 4.5*d - 10*
                               log10(D) + interp1(g_EDF,
                               AN_0_EDF,g);
79
80                      case 'ENEL' % L_5
81                          out(c) = 85*log10(g) + 18*log10(n)
                                + 45*log10(d) - 10*log10(D) -
```

```
                                71 ...
82                               + 3*(n==1);
83
84                          case 'FGH' % L_5
85                              out(c) = 2*g + 18*log10(n) + 45*
                                    log10(d) - 10*log10(D) - 0.3;
86
87                          case 'GEC' % L_5
88                              out(c) = -665/g + 20*log10(n) +
                                    44*log10(d) - 10*log10(D) -
                                    0.02*D ...
89                                   + 67.9 + (75.2 - 67.9)*(n < 3)
                                         + (n == 1)*7.5 + (n == 2)
                                        *2.6 ...
90                                   + (22.9*(n-1)*d/B)*(n >= 3);
91
92                          case 'IREQ' % L_5
93                              out(c) = 72*log10(g) + 22.7*log10(
                                    n) + 45.8*log10(d) - 11.4*log10
                                    (D) ...
94                                   - 57.6;
95                          otherwise
96                              disp('Method Error')
97                      end
98
99                  end
100
101                 % Suma en Potencia del ruido de fases
102
103                 for c = 1:length(x_b)
104                     AN(j,k) = AN(j,k) + 10^(out(c)/10);
105                 end
106
107                 % Conversion a dB
108
109                 AN(j,k) = 10*log10(AN(j,k));
110             end
111         end
112 end
```

Notario de La Serena Elena Leyton Carvajal

Certifico que el presente documento electrónico es copia fiel e íntegra de MANDATO JUDICIAL LUZMIRA FUENTES PINTO A JUAN ALBERTO MOLINA TAPIA PAULIN ANDREA SILVA HEREDIA MARIA ELENA RUBILAR MUNOZ otorgado el 20 de Julio de 2020 reproducido en las siguientes páginas.

Notario de La Serena Elena Leyton Carvajal.-

Cordovez Nro. 317, La Serena.-

Repertorio Nº: 2925 - 2020.-

La Serena, 21 de Julio de 2020.-

Nº Certificado: 123456799940.-
www.fojas.cl

Emito el presente documento con firma electrónica avanzada (ley No19.799, de 2002), conforme al procedimiento establecido por Auto Acordado de 13/10/2006 de la Excma. Corte Suprema.-

Certificado Nº 123456799940.- Verifique validez en www.fojas.cl.-

CUR Nº: F4805-123456799940.-

ELENA LEYTON CARVAJAL NOTARIO PUBLICO LA SERENA

0607

REPERTORIO Nº2925.- **AÑO: 2020.-**

MANDATO JUDICIAL

LUZMIRA FUENTES PINTO

A

JUAN ALBERTO MOLINA TAPIA,

PAULIN ANDREA SILVA HEREDIA,

MARÍA ELENA RUBILAR MUÑOZ

****

****

****

****

En la ciudad de La Serena, República de Chile, a veinte días del mes de Julio del año dos mil veinte, ante mí, ELENA LEYTON CARVAJAL, abogado, Notario Público, titular de la Tercera Notaría de La Serena, con asiento en esta comuna, calle Cordovez número trescientos diecisiete, comparece doña **LUZMIRA FUENTES PINTO**, chilena, divorciada, secretaria, cédula nacional de identidad número cinco millones novecientos noventa y tres mil ciento sesenta y dos guion ocho, quien en su calidad de Presidenta, actúa por y en representación de la **ORGANIZACIÓN COMUNITARIA FUNCIONAL VECINOS LOS NOGALES EX FUNDO LORETO**, inscrita bajo el número tres mil ciento cincuenta y dos del Registro de Organizaciones Comunitarias Territoriales y Funcionales de la Ilustre Municipalidad de La Serena, rol único tributario numero sesenta y cinco millones ciento setenta y ocho mil trescientos ochenta y nueve guion cinco, ambos domiciliados en Parcela numero treinta y siete, Sector Los Nogales, Ex Fundo Loreto, Sector Altovalsol, comuna de La Serena; en lo sucesivo "la mandante", la compareciente mayor de edad, quien me acreditó su identidad con la cédula referida, y expone: **PRIMERO**: Que por este acto viene en conferir mandato judicial a los siguientes abogados habilitados para el ejercicio de la profesión: a don **JUAN ALBERTO MOLINA TAPIA,** cédula de identidad número once millones seiscientos veinte seis mil quinientos quince guion k; a doña **PAULIN ANDREA SILVA HEREDIA,** cédula de identidad número dieciséis millones ochocientos sesenta y cuatro mil doscientos sesenta y ocho guion siete; y a doña **MARÍA ELENA RUBILAR**

Certificado emitido con Firma Electrónica Avanzada Ley Nº 19.799 Autoacordado de la Excma Corte Suprema de Chile.- Cert Nº 123456799940 Verifique validez en http://www.fojas.cl

MUÑOZ, cédula de identidad número diecisiete millones novecientos noventa y tres mil doscientos noventa y uno guión uno; todos domiciliados para estos efectos en Balmaceda número doscientos noventa y nueve, comuna de Quilpué; para que, en conjunto y por separado, la representen en toda gestión ante órganos administrativos del poder ejecutivo, especialmente aquellos con competencia medioambiental, órganos autónomos de derecho privado y público y ante el poder judicial, en juicios de cualquier clase y naturaleza y en todas las acciones y excepciones en que tengan derechos, sea que actualmente tengan pendiente o les ocurra en lo sucesivo.- **SEGUNDO**: Se confieren al mandatario todas las facultades indicadas en ambos incisos del artículo séptimo del Código de Procedimiento Civil, facultades que se dan por íntegramente reproducidas, una a una, en este instrumento, con la única salvedad que no podrá notificársele de nuevas demandas, pero una vez notificado de ellas el mandante, podrá contestarlas el mandatario en uso del presente mandato. **TERCERO**: En el desempeño del mandato, el mandatario podrá representar a la mandante en todos los juicios o gestiones judiciales en que tenga interés actualmente o lo tuviera en lo sucesivo ante cualquier tribunal, de orden judicial, de compromiso o administrativo y en juicio de cualquiera naturaleza, en especial aquellos de competencia medioambiental y relacionados con la protección y defensa del mandante y su entorno, sea que la mandante intervenga como demandante o demandada, tercerista interesado, coadyuvante o excluyente o a cualquier otro título en cualquier otra forma hasta la completa ejecución de la sentencia, pudiendo nombrar abogados patrocinantes y apoderados con todas las facultades que por este instrumento se le confieren y pudiendo delegar este poder y reasumirlo cuantas veces lo estime conveniente. También se faculta al mandatario para representar a la mandante ante organismos administrativos pertenecientes al poder ejecutivo, especialmente los de competencia ambiental, sea ante ministerios, subsecretarías regionales ministeriales, servicios públicos, Contraloría General de la República y Contralorías regionales, municipalidades, organismos autónomos, tales como Tribunal Constitucional, Tribunales Electorales Regionales y Tribunal Calificador de Elecciones; así como ante el Ministerio Público o Fiscalía de Chile, Fiscalías Locales de todo el país, Fiscalías Regionales y Fiscalía Nacional.- **Inserto lo siguiente**: "Ilustre Municipalidad de La Serena. Constancia. Hay timbre que se lee: Municipalidad de La Serena Secretario Municipal. Hay firma ilegible. Luciano Maluenda Villegas, Secretaria

Certificado emitido con Firma Electrónica Avanzada Ley Nº 19.799 Autoacordado de la Excma Corte Suprema de Chile.- Cert Nº 123456799940 Verifique validez en http://www.fojas.cl

ELENA LEYTON CARVAJAL NOTARIO PUBLICO LA SERENA

Municipal de la Ilustre Municipalidad de La Serena, constata que la Organización Funcional denominada **Organización Comunitaria Funcional Vecinos Los Nogales Ex Fundo Loreto,** inscrita en el Registro de Organizaciones con el N° tres mil ciento cincuenta y dos de cuatro de Marzo de dos mi diecinueve, ha informado que la conformación de su Directiva inscrita con el N° siete cinco nueve cuatro de ocho de Mayo de dos mil diecinueve en el Registro de Directivas de las Organizaciones Comunitarias Territoriales y Funcionales de la Ilustre Municipalidad de La Serena y vigente hasta el veintisiete de Abril de dos mil veintidós, es la siguiente: Presidente: Luzmira Pinto Fuentes. Run: cinco millones novecientos noventa y tres mil ciento sesenta y dos guión ocho. Secretario: Mónica Melina Ardiles Tirado. Run: trece millones doscientos dieciocho mil seiscientos noventa y cuatro guión cuatro. Tesorero: Gabriel León Arriagada Espinoza. Run: seis millones doscientos mil cuatrocientos ocho guión ocho. Se extiende la presente constancia a petición de los interesados para ser presentado en Archivo de la Organización. La Serena, catorce de Julio de dos mil veinte.".- Conforme. Minuta redacta por abogado JUAN ALBERTO MOLINA TAPIA. En comprobante y previa lectura, firma. Se da copia. Doy fe.-

LUZMIRA FUENTES PINTO

C.I.N° 5.993.162-8

pp.ORGANIZACION COMUNITARIA FUNCIONAL VECINOS LOS NOGALES EX FUNDO LORETO

ELENA LEYTON CARVAJAL NOTARIO PUBLICO LA SERENA

20.000

Certificado emitido con Firma Electrónica Avanzada Ley N° 19.799 Autoacordado de la Excma Corte Suprema de Chile.- Cert N° 123456799940 Verifique validez en http://www.fojas.cl

Certificado emitido con Firma Electrónica Avanzada Ley Nº 19.799 Autoacordado de la Excma Corte Suprema de Chile.- Cert Nº 123456799940
Verifique validez en http://www.fojas.cl