

REPORTE EMISIÓN BONO VERDE

Planta Hidroeléctrica Reventazón

Período agosto 2022 a julio 2023



Instituto Costarricense de Electricidad
Equipo técnico

Contenido

Reporte 2022 Emisión Bono Verde: PH Reventazón	3
1. Objetivo y alcance del informe de verificación externa	3
2. Descripción de la gestión ambiental y social de la Planta Reventazón	3
3. Asignación de Fondos (certificación única vez)	5
4. Definiciones	5
5. Metodología cálculo indicadores de sostenibilidad	6
5.1 Producción de energía eléctrica renovable bruta del SEN	6
5.2 Producción de energía eléctrica renovable bruta del ICE	7
5.3 Producción anual de electricidad de la PHR	8
5.4 Factor de Planta – Reventazón	8
5.5 Factor de emisión GEI del embalse PHR	9
5.6 Reducción anual de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las instalaciones de la planta PHR (Alcance 1 y 2)	10
5.7 Resumen de resultados	10
6. Resultados indicadores de sostenibilidad	11
6.1 Producción de energía eléctrica renovable bruta del SEN	11
6.2 Producción de energía eléctrica renovable bruta del ICE	11
6.3 Producción anual de electricidad de la Planta	11
6.4 Factor de Planta – Reventazón	11
6.5 Factor de emisión GEI del embalse PHR	11
6.6 Reducción anual de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las instalaciones de la planta PHR (Alcance 1 y 2)	12
Referencias Bibliográficas	12

Este informe fue preparado por el equipo técnico del bono verde:

Samantha Camacho Varela	Planificación y Sostenibilidad Gerencia Electricidad
Luz Marina Rodríguez Quirós	División de Generación Gerencia Electricidad
Mariam Rojas Acosta	División de Generación Gerencia Electricidad
Juan Carlos Abarca Villalobos	Financiamiento Organismos Multilaterales y Bilaterales Gerencia Finanzas

Revisado y aprobado:


Miguel Víquez Camacho
Gobernanza Sostenibilidad ASG
Gerencia Electricidad

Sergio Bermúdez Muñoz
Financiamiento Organismos Multilaterales y
Bilaterales
Gerencia de Finanzas

Reporte Período agosto 2022- julio 2023. Emisión Bono Verde: PH Reventazón

1. Objetivo y alcance de la emisión del bono verde

Con el fin de cumplir lo establecido en el Marco de Gestión e Informe de Segunda Opinión publicados en la página web del ICE (www.grupoice.com), se elaborará un informe de verificación externa con periodicidad anual para el periodo de agosto 2022 a julio 2023, mismo que validará los compromisos adquiridos para efectos de la emisión del bono verde local.

En cumplimiento de los Principios de Bonos Verdes, se seleccionó “Proyectos de Energías Renovables” como categoría única de Proyectos Verdes Elegibles.

Refinanciación de deuda adquirida para la construcción y operación del activo Proyecto Hidroeléctrica Reventazón (PHR), que cumple con las siguientes características de sostenibilidad:

- Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) disponible y elaborada con base en las directrices sobre mejores prácticas reconocidas, de los riesgos ambientales y sociales.
- Construcción del proyecto evaluada bajo los criterios del Protocolo de Sostenibilidad de la Energía Hidroeléctrica de la Asociación Internacional de Hidroelectricidad (IHA por sus siglas en inglés)
- Medidas para mitigar riesgos ambientales y sociales 100% implementadas y evaluadas con máximo puntaje bajo el Protocolo anteriormente mencionado y galardonado con el premio Blue Planet de la IHA.
- Abastecimiento de energía limpia a 525 000 hogares.

El objetivo exclusivo de la emisión fue prepagar la deuda del financiamiento de la PHR. Este bono verde se utilizó para la refinanciación de bonos ya existentes, cancelando un título valor emitido por el ICE del año 2011 por un monto de USD 250 000 000 (el 18,12% del costo total de financiamiento del PHR el cual fue de USD 1 379 000 000).

2. Descripción de la gestión ambiental y social de la Planta Reventazón

La planta Hidroeléctrico Reventazón (PHR), constituye una obra de gran envergadura a nivel nacional, por lo que para obtener la viabilidad social y ambiental fue necesario realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EsIA), en cumplimiento con la normativa ambiental nacional y establecer el correspondiente Plan de Gestión

Ambiental y Social (PGAS), donde se definieron las acciones necesarias para evitar, disminuir, mitigar o compensar los impactos ambientales producto de la construcción del Proyecto. El EsIA se realizó por medio de un proceso participativo con las comunidades y otras partes interesadas (PPII) del área de influencia directa (AID) y la ejecución de las acciones del PGAS contó con la participación y el seguimiento de representantes comunales.

Debido a que se trata del cuarto aprovechamiento de las aguas del Río Reventazón para la producción de energía, se acordó con los bancos que financiaron el PHR, (Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Corporación Financiera Internacional (IFC) del Grupo Banco Mundial, la realización de estudios ambientales complementarios, dando origen al Plan de Acción Ambiental y Social (PAAS).

Con la entrada en operación de la Planta en el 2016, se establece el Plan de Gestión Ambiental y Social de la etapa Operativa (PGAS-O) y su respectivo seguimiento para su cumplimiento. Donde se identificaron un total de 20 temas materiales, con sus correspondientes planes, mediante los cuales se busca cubrir los compromisos de la gestión social y ambiental de la PHR en su etapa operativa en cumplimiento con el marco de políticas ambientales y sociales definidas por la Banca.

En la Tabla 1 se muestra el listado de los temas ambientales y sociales identificados y asociados con las normas de desempeño (ND/PS) del IFC y las Políticas Operativas (OP) del BID.

Tabla 1 Planes/programas, Norma de desempeño (PS) y Política Operativa (OP) relacionada.

Plan / programa	PS IFC	OP BID
A. Plan de relacionamiento y comunicación con grupos de interés	PS 1	703, 710, 761
B. Plan de contratación local	PS 2	703, 710, 761
C. Plan de salud y seguridad comunitaria de la Planta Hidroeléctrica Reventazón	PS 4	703
D. Plan de mitigación para los potenciales impactos del PHR sobre la actividad delrafting en el río Reventazón	PS 1	703
E. Plan de ordenamiento del embalse de la Planta Hidroeléctrica Reventazón	PS 3	703, 704
F. Plan de control del lirio acuático en el embalse de la Planta Hidroeléctrica Reventazón	PS 3	703
G. Programa de Monitoreo de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el embalse Reventazón	PS 3	703
H. Protocolo de manejo de quejas y solicitudes	PS 1	703, 710
H.1 Protocolo de manejo de quejas y solicitudes comunitarias	PS 1	703, 710
H.2 Protocolo de manejo de quejas y solicitudes internas	PS 1	703, 710
I. Protocolo de fuerzas de seguridad de la Planta Hidroeléctrica Reventazón	PS 4	
J. Protocolo de Gestión del Centro de Información Arqueológica	PS 8	703
K. Protocolo de adquisición de tierras y restitución de condiciones de vida	PS 5	703, 710
L. Protocolo de ingreso al embalse	PS 3	703, 704
M. Plan de Gestión del Sitio de Compensación Fluvial Parismina	PS 6	703
N. Plan Maestro para Mitigar los efectos del PHR sobre la conectividad y funcionalidad del Subcorredor Biológico Barbilla Destierro (SBBBD)	PS 6	703
O. Plan de Manejo de la Cuenca Media y Baja del Reventazón	PS 6	703
P. Plan de Manejo Adaptativo de Sedimentos (PMAS) y Calidad de Agua (PMCA) del sistema Reventazón-Parismina-Tortuguero (RPT)	PS 1	703
Q. Sistema de alerta Temprana (SAT) y Plan de Manejo de Desastres Naturales (PMDN)	PS 4	704
R. Sistema Integrado de Gestión (ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001)	PS 1	703, 704
S. Plan de Seguridad y Salud Ocupacional en Operación (ESHS-MS) (OSHAS 18001)	PS 2	703
T. Plan de Emergencia de la Planta Reventazón	PS 4	703, 704

Fuente: Documento- PAAS -18-18.1-1-v5, División de Generación

La atención y desarrollo de los planes mencionados están bajo la responsabilidad del área de soporte de Gestión Socioambiental de la Región Huetar de la División de Generación de la Gerencia de Electricidad. Para ello se cuenta con personal profesional y técnico en las áreas de biología, agronomía, forestal, social, educación ambiental, manejo de cuencas, así como, con soporte técnico de personal profesional especializado de otras áreas del Instituto Costarricense de Electricidad, como los departamentos de Hidrología, Laboratorio Químico, y por medio de figuras

como la contratación administrativa de servicios tales como, análisis de calidad del agua, cabotaje, análisis biológico del agua, entre otros.

Se brinda, por parte del Área de Gobernanza de la Sostenibilidad ASG, seguimiento al cumplimiento a las acciones establecidas en el PGAS-O y la preparación del informe anual de resultados a los entes acreedores.

3. Asignación de Fondos

El Proceso de Presupuesto de la Dirección de Planificación Financiera de la Gerencia de Finanzas, solicitó incluir en el presupuesto extraordinario No.1- 2021, un monto de MCRC 84 700, por concepto de colocación de títulos valores de largo plazo internos, de los cuales, según consta en dicho documento, MCRC 15 977 corresponden a la colocación de bonos verdes.

Dicho presupuesto extraordinario fue aprobado por el Consejo Directivo del ICE el 21 de setiembre de 2021, mediante la sesión 6475, artículo 1, capítulo III. Además, fue aprobado por la Contraloría General de la República mediante oficio DFOE-CIU-0344, del 15 de octubre de 2021. (ver anexo 1).

Asimismo, el 8 de noviembre del 2021, la Dirección de Tesorería de la Gerencia de Finanzas, hace constar que en la cuenta corriente No. 4145184 que el ICE mantiene en el Banco Popular y Desarrollo Comunal (BP) se recibió el crédito de CRC 14 627 973 605 mediante los comprobantes FT21312ZB7Y6 y FT21312Y3K4V, dicho ingreso corresponde a la colocación de bonos verdes.

Los ingresos recibidos en la cuenta referida fueron administrados y empleados en su totalidad para efectos de reserva con el objetivo de hacer frente al compromiso de pago por vencimiento de los Eurobonos emitidos en el año 2011, mismos que refinanciaron una parte de la deuda existente en relación con PH Reventazón. Por tanto, no hay fondos netos procedentes de los ingresos recibidos por la colocación de bonos verdes que permanezcan en la cuenta referida sin asignación. (ver Anexo 2)

4. Definiciones

Energía renovable

Todas las formas de energía producidas a partir de fuentes renovables y de manera sostenible. (IRENA, 2009)

Factor de planta

Es el cociente entre la energía real generada por la planta eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

Gases efecto de invernadero (GEI)

Componente gaseoso de la atmósfera, tanto natural como antropogénico, que absorbe y emite radiación a longitudes de onda específicas dentro del espectro de radiación infrarroja emitida por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes (INTE-ISO 14064-1: 2019).

Los gases de efecto invernadero que se deben incluir en los inventarios por directrices del Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica (MINAE) son: Dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), Óxidos nitrosos (N₂O), perfluorocarbonos (PFC), hidrofluorocarbonos (HFC), Hexafluoruro de azufre (SF₆), Trifluoruro de Nitrógeno (NF₃), Hidroclorofluorocarbonos (HCFC) y Clorofluorocarbonos (CFC).

Alcance 1 y Alcance 2

Para calcular la huella de carbono se diferencian tres tipos de emisiones:

Alcance 1.

Se refiere a emisiones directas, “las emisiones directas ocurren de fuentes que son propiedad de o que están controladas por la empresa”.

Alcance 2.

El alcance 2 incluye las emisiones de la generación de electricidad adquirida y consumida por la empresa. Electricidad adquirida se define como la electricidad que es comprada, o traída dentro del límite organizacional de la empresa.

Alcance 3.

El alcance 3 es una categoría opcional de reporte que permite incluir el resto de las emisiones indirectas. Las emisiones del alcance 3 son consecuencia de las actividades de la empresa, pero ocurren en fuentes que no son propiedad ni están controladas por la empresa. Fuente: GHG Protocol: Estándar corporativo de contabilidad y reporte) https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/protocolo_spanish.pdf

5. Metodología cálculo indicadores de sostenibilidad

5.1 Producción de energía eléctrica renovable bruta del SEN

$$\text{Producción Energía eléctrica Renovable} = \sum \text{Generación Hidroeléctrica (EG)} + \text{Generación Geotérmica(EG)} + \text{Generación eólica(EG)} + \text{Generación solar(EG)} + \text{Generación biomasa (EG)}$$

En la Tabla 2 se muestra la producción de energía renovable por fuente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para los años 2021, 2022 y a setiembre 2023.

Tabla 2 Generación interanual de energía renovable del SEN (2021 - 2023)

Fuente	Generación Energía Renovables del SEN					
	2021		2022		2023	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Hidroeléctrica	9 286	74.1	9 449	75.6	8 327	73.48
Geotérmica	1 602	12.8	1 619	13.0	1 479	13.05
Eólica	1 573	12.5	1 369	11.0	1 461	12.90
Solar	9	0.001	8	0.001	9	0.001
Biomasa	67	0.5	55	0.4	55	0.5
Total	12 537	100	12 500	100	11 332	100

Fuente: CENCE / DOCSE: Generación y Demanda, Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional para los años: 2021, 2022 y 2023 (a setiembre)

<https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&CodigoTipoArchivo=3008>

<http://sabcence04/intranet/Pages/pGReporte.aspx?id=rptGeneracionRenovable>

<http://sabcence04/intranet/Pages/pSegLogin.aspx?ReturnUrl=%2fintranet%2fPages%2fOMTPPrincipal.aspx>

Notas:

1. El dato del mes de diciembre 2023 es preliminar, el dato definitivo se estima en el mes de febrero 2024
2. Los datos se redondean a números enteros sin decimales, con algunas excepciones.

En la Tabla 3 se muestra la producción de energía renovable por fuente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para para el periodo agosto 2022 a julio 2023.

Tabla 3 Generación de energía renovable del SEN. Período agosto 2022 a julio 2023.

Fuente	GWh	%
Hidroeléctrica	8 978	74.27
Geotérmica	1 574	13.33
Eólica	1 400	11.86
Solar	4	0.03
Biomasa	55	0.46
Total	11 805	100

Fuente:

CENCE / DOCSE: Generación y Demanda, Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional para los años: 2022 y 2023.

Sistemas Empresariales de Información, DOCSE, 18/01/2024.

[https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&CodigoTipo](https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&CodigoTipoArchivo=3008)

Archivo=3008

<http://sabcence04/intranet/Pages/pGReporte.aspx?id=rptGeneracionRenovable>

<http://sabcence04/intranet/Pages/pSegLogin.aspx?ReturnUrl=%2fintranet%2fPages%2fOMTPPrincipal.aspx>

Notas:

1. Los datos se redondean a números enteros sin decimales, con algunas excepciones.

5.2 Producción de energía eléctrica renovable bruta del ICE

$$\text{Producción de energía renovable del ICE} = \sum \text{Generación hidroeléctrica} + \text{generación geotérmica} + \text{generación eólica} + \text{generación solar}$$

En la Tabla 4 se muestra la producción de energía renovable por fuente del ICE, para los años 2021, 2022 y el acumulado a setiembre 2023

Tabla 4 Generación interanual de energía renovable del ICE (2021 - 2023)

Fuente	Generación Energía Renovables del ICE					
	2021		2022		2023	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Hidroeléctrica	6 575	80.1	6 816	80.5	6 231	80.49
Geotérmica	1 602	19.5	1 619	19.1	1 479	19.11
Eólica	34	0.4	35	0.4	31	0.40
Solar	0.78	0.0	0.43	0.0	0.87	0.001
Total	8 212	100	8 470	100	7 741	100

Fuente: CENCE, Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021 y 2022
<https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>
 DOCSE: Generación y Demanda. Informe Mensual. Septiembre 2023
<http://sabcence04/intranet/Pages/pGReporte.aspx?id=rptGeneracionRenovable>
<http://sabcence04/intranet/Pages/pSegLogin.aspx?ReturnUrl=%2fIntranet%2fPages%2fOMTPPrincipal.aspx>

Notas:

1. El dato del mes de diciembre 2023 es preliminar, el dato definitivo se estima en el mes de febrero 2024
2. Los datos se redondean a números enteros sin decimales, con algunas excepciones.

En la Tabla 5. se muestra la producción de energía renovable por fuente del ICE, para para el período agosto 2022 a julio 2023

Tabla 5 Generación de energía renovable del ICE. Período agosto 2022 – julio 2023

Fuente	GWh	%
Hidroeléctrica	6 433	80.01
Geotérmica	1 574	19.57
Eólica	32	0.40
Solar	0.76	0.009
Total	8 040	100

Fuente: CENCE, Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021 y 2022
<https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>
 Sistemas Empresariales de Información, DOCSE. 18/01/2024.
 DOCSE: Generación y Demanda. Informe Mensual. Septiembre 2023
<http://sabcence04/intranet/Pages/pGReporte.aspx?id=rptGeneracionRenovable>
<http://sabcence04/intranet/Pages/pSegLogin.aspx?ReturnUrl=%2fIntranet%2fPages%2fOMTPPrincipal.aspx>
 Notas:
 1. Los datos se redondean a números enteros sin decimales, con algunas excepciones.

5.3 Producción anual de electricidad de la PHR

La producción anual de electricidad de la Planta Hidroeléctrica Reventazón para el año 2021, 2022 y 2023 se reporta en la Tabla 6

Tabla 6 Producción anual de electricidad (GWh) de la PHR (2021 - 2023)

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
2021	66	55	59	106	139	102	86	123	124	90	76	84	1 108
2022	52	40	51	78	140	126	118	113	129	122	48	77	1 094
2023	57	45	57	62	44	96	109	79	90	87	113	84	923

Fuente: CENCE, Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021 – 2023
 DOCSE, Generación y Demanda. Informe Mensual. Septiembre 2023
<http://sabcence04/intranet/Pages/pGReporte.aspx?id=rptGeneracionRenovable>
<http://sabcence04/intranet/Pages/pSegLogin.aspx?ReturnUrl=%2fIntranet%2fPages%2fOMTPPrincipal.aspx>

Notas:

1. El dato del mes de diciembre 2023 es preliminar, el dato definitivo se estima en el mes de febrero 2024
2. Los datos se redondean a números enteros sin decimales, con algunas excepciones.

La producción anual de electricidad de la Planta Hidroeléctrica Reventazón para el periodo agosto 2022 a julio 2023 se reporta en la Tabla 7

Tabla 7 Producción de electricidad (GWh) de la PHR para el periodo agosto 2022 a julio 2023)

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
2022								113	129	122	48	77	489
2023	57	45	57	62	44	96	109						470
Total													959

Fuente: CENCE, Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021 – 2023

DOCSE, Generación y Demanda. Informe Mensual. Septiembre 2023

<http://sabcence04/intranet/Pages/pGReporte.aspx?id=rptGeneracionRenovable>

<http://sabcence04/intranet/Pages/pSeqLogin.aspx?ReturnUrl=%2fintranet%2fPages%2fOMTPrincipal.aspx>

Notas:

1. Los datos se redondean a números enteros sin decimales, con algunas excepciones.

5.4 Factor de Planta Reventazón

Estimación:

$$\text{Factor de planta (\%)} = \frac{\text{Energía anual generada (GWh)}}{\text{Potencia (GW)} * 24 \text{ horas / día} * 365 \text{ días}}$$

La Tabla 8, muestra el factor de planta de la PH Reventazón para los años 2021, 2022 y 2023

Tabla 8 Factor de planta de la Planta Hidroeléctrica Reventazón (2021-2023)

Variable	Unidad	2021 (Año base)	2022	2023
Potencia	GW	0.3069	0.3069	0.3069
Energía anual	GWh	1 108	1 094	923
Factor de planta	%	41.2	40.7	35.7

Fuente: CENCE, Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021 – 2022

<http://sabcence04/intranet/Pages/pGReporte.aspx?id=rptGeneracionRenovable>

<http://sabcence04/intranet/Pages/pSeqLogin.aspx?ReturnUrl=%2fintranet%2fPages%2fOMTPrincipal.aspx>

Notas:

1. El dato del mes de diciembre 2023 es preliminar, el dato definitivo se estima en el mes de febrero 2024
2. Los datos se redondean a números enteros sin decimales, con algunas excepciones.

En tanto el factor de planta estimado para el período agosto 2022 a julio 2023, es de 36.7, ver Tabla 9

Tabla 9 Factor de planta estimado para el período agosto 2022 a julio 2023

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
2022								49.2	58.02	53.16	21.46	33.37	43.0
2023	24.96	21.65	24.74	28.09	19.39	46.53	47.8						30.5
Total													36.7

Fuente: CENCE, Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021 – 2023

DOCSE, Generación y Demanda. Informe Mensual. Septiembre 2023

<http://sabcence04/intranet/Pages/pGReporte.aspx?id=rptGeneracionRenovable>

<http://sabcence04/intranet/Pages/pSeqLogin.aspx?ReturnUrl=%2fintranet%2fPages%2fOMTPrincipal.aspx>

Notas:

1. Los datos se redondean a números enteros sin decimales, con algunas excepciones.

5.5 Factor de emisión GEI del embalse PHR

Indicador factor de emisión de GEI del embalse:

El factor de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) del embalse para el año 2022 fue de 24.84 TCO_{2e}/GWh.

Estimación:

$$\text{Factor emisión GEI embalse} = \frac{\text{Emisiones directas insumo generación (TCO}_2\text{e)}}{\text{Energía anual generada de la planta (GWh)}}$$

Para el caso de las emisiones directas del insumo generación, se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

Emisiones directas insumo generación = Emisiones de metano+ emisiones biogénicas de dióxido de carbono del embalse.

Tabla 10 Factor de emisiones de GEI del embalse PH Reventazón para el 2021 y 2022

Emisiones	Unidad	2021	2022
Metano	TCO _{2e}	23 321	23 383
Biogénicas	TCO _{2e}	4 107	3 790
Directas	TCO _{2e}	27 428	25 955
Energía anual	GWH	1 108	1 094
Factor de emisión	TCO _{2e} /GWh	24.8	24.84

Fuente: Inventario de emisiones y reducciones de gases de efecto invernadero 2021, 2022

Planta Hidroeléctrica Reventazón:

Fuente cifra del numerador. (CENCE, Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021, 2021):

Fuente cifra del denominador

Cabe mencionar que las emisiones del embalse se miden mensualmente y forman parte del Informe de GEI de la División Generación, que es elaborado bajo las normas ISO 14064-1, INTE B5, y el Programa País Carbono Neutro 2.0. Con lo cual la Región Huetar ha recibido el reconocimiento Carbono Reducción que otorga el Programa País de la Dirección de Cambio Climático.

Ver **Anexo 3** Inventario de emisiones y reducciones de gases de efecto invernadero 2022 Planta Hidroeléctrica Reventazón y **Anexo 4**. Informe de verificación de GEI.

5.6 Reducción anual de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las instalaciones de la planta PHR (Alcance 1 y 2)

En el 2021, se planificaron iniciativas de reducciones, a las cuales se les dio el debido seguimiento para la ejecución respectiva en el 2022, lo cual se muestra a continuación.

$$\text{Reducción} = (\text{Emisiones directas (TCO}_2\text{e)} + \text{Emisiones indirectas (TCO}_2\text{e)})_n - (\text{Emisiones directas (TCO}_2\text{e)} + \text{Emisiones indirectas (TCO}_2\text{e)})_{n+1}$$

Tabla 11 Reducciones de GEI PH Reventazón 2022

Acción	Fuente de emisión reducida	Ton CO2e	
		Planificado	Ejecutado
Instalación de sistemas de apagado automático	Consumo de electricidad (alcance 2)	0,24	0,13
Reducción de productos generador de emisiones	Consumo de aerosoles (alcance 1)	0,01	0,01
Sustitución de luminarias de bajo consumo eléctrico	Consumo de electricidad (alcance 2)	0,96	1,50
Total		1,20	1,64

Las diferencias entre lo planificado y lo ejecutado se debe a cambios en fechas de instalación de los sistemas de apagado automático, por ligero retraso técnico, en el caso de sustitución de luminarias, la estimación se realiza considerando una proyección de cambios por daños, lo cual tiene un nivel de incertidumbre.

Las iniciativas de reducción 2023 y 2024 fueron actualizadas, las cuales se muestran a continuación.

Tabla 12 Iniciativas de reducción 2023 y 2024

Acción	Fuente de emisión reducida	Ton CO2e		
		2023	2024	Total
Implementación del Programa de Teletrabajo	Consumo de combustible-emisiones indirectas por transporte (alcance 3)	32,23	0,00	32,23
Instalación de sistemas de apagado automático	Consumo de electricidad (alcance 2)	0,47	0,22	0,69
Sustitución de luminarias de bajo consumo eléctrico	Consumo de electricidad (alcance 2)	1,28	0,00	1,28

6. Resultados indicadores de sostenibilidad año 2023

6.1 Producción de energía eléctrica renovable bruta del SEN

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el periodo agosto 2022 a julio 2023 presento una disminución de 14.911 % de generación con fuentes renovables (con respecto al periodo agosto 2021 a julio 2022, según datos de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE). Situación que obedece a que la matriz eléctrica es predominantemente hidroeléctrica (74.27 %) y debido al efecto del

fenómeno climático ENOS (El Niño) se ha experimentado una reducción en las lluvias y por ende en los caudales, repercutiendo en la generación eléctrica renovable.

En datos preliminares, la producción del SEN con las cinco fuentes renovables alcanzó un porcentaje de renovabilidad de 97.25% para el periodo agosto 2022 a setiembre 2023. La energía proveniente de combustibles fósiles se considera como un elemento de respaldo para el sistema.

No obstante, de agosto 2022 a julio del 2023 se generó un total de 333.31 GWh, en tanto para el periodo agosto 2021 a julio 2022 se genera 90.17 GWh térmicos generados para el mismo período. Es decir 3.69 veces más respecto al periodo 2021 - 2022, situación que es consecuencia directa de la reducción de los caudales. Datos de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE).

A julio 2023, el agua –empleada en plantas a filo y con embalse continúa como la principal fuente dentro de la matriz eléctrica costarricense, con una participación del 74.27 %. La geotermia y eólica ambas presentan una participación de 13.33 % y 11.86 % respectivamente, por su parte, la biomasa y el sol juntas aportan el 0,49%. En tanto, la térmica representa un 2.82 %.

6.2 Producción de energía eléctrica renovable bruta del ICE

La producción renovable bruta del ICE para el período agosto 2022 a julio 2023, fue de 8 040 GWh, equivalente al 68.11% de la producción bruta del SEN para el mismo periodo.

6.3 Producción anual de electricidad de la Planta

Para el periodo agosto 2022 a julio 2023, la planta Reventazón generó en total 959 GWh, es decir el 11.89% de la electricidad generado por el ICE y el 8.09 % del SEN, para el mismo periodo.

6.4 Factor de Planta de Reventazón

La Planta Reventazón registra un factor de planta de 36.7 %, para el periodo de agosto 2022 a julio 2023.

6.5 Factor de emisión GEI del embalse PHR

Factor de emisión de GEI del embalse del PHR en el año 2022 fue de 24.8 tCO_{2e}/GWh, muy similar al del año 2021 de 24.8 tCO_{2e}/GWh.

7. Comentarios

- El 84.6% de las emisiones reportadas en el Informe de inventario de GEI 2022 de PHR lo constituyen emisiones provenientes del embalse, por directrices del PPCN, el consumidor de la electricidad es el responsable de reducir y compensar estas emisiones.
- Las emisiones provenientes de la descomposición de residuos orgánicos extraídos

del embalse Reventazón (lirio, madera y otros residuos vegetales), constituyen el 15,0% del inventario de GEI de la Planta 2022; con lo cual conviene considerar métodos para el manejo de residuos de embalse, que reduzcan estas emisiones.

- Las emisiones del embalse Reventazón, han mostrado una tendencia a disminuir, lo cual es esperable, considerando que la materia orgánica inundada durante la etapa de llenado del embalse ya está estabilizando su descomposición; sin embargo se debe considerar que el embalse no es un sistema cerrado y está expuesto al ingreso de materia orgánica arrastrada de afluentes, lo cual aumenta durante eventos de lluvias torrenciales; así como cambio de uso de áreas de la cuenca que puedan generar un aumento de sedimento y residuos orgánicos.
- Las emisiones por consumo eléctrico son la tercera fuente de emisión del Inventario de GEI de PHR y aunque se establecieron iniciativas de reducción, las emisiones por esta fuente aumentaron en un 30% con respecto al año base 2021.
- En el 2022 las fuentes que más redujeron su impacto fue la emisión por descomposición de residuos de embalse que disminuyó en un 81,6% y la emisión por consumo de refrigerantes que redujo su aporte en un 83,0%.
- El consumo de productos químicos como: aerosoles, grasas, aceites, lubricantes, fertilizantes y gases; aumentaron durante el 2022, lo cual generó mayores emisiones; sin embargo, estas fuentes constituyen el 0,02% del inventario total de PHR por lo que su impacto es menor.
- El factor de emisión de PHR se redujo con respecto al año base, ya que las emisiones totales se redujeron en un 40,0% con respecto al año base debido a la reducción de las dos fuentes de emisión principales: emisiones del embalse y emisiones por manejo de residuos del embalse.
- Las emisiones indirectas (alcance 3) fueron identificadas, de las cuales solo la emisión por “uso de productos de la empresa, específicamente emisiones por pérdidas durante la transmisión y distribución fueron cuantificadas.
- El plan de reducciones 2022 se ejecutó con éxito logrando reducir 1,6 t CO₂e, algunas desviaciones con lo planificado corresponden a diferencias de tiempos de ejecución, dado que se realiza una proyección que algunas veces cambia por prioridades de trabajo en la operación y mantenimiento.
- Para el 2023, se propone reducir 34,0 tCO₂e, que considera la iniciativa de teletrabajo según el programa oficializado a mediados del 2022 a nivel institucional

8. Reducción anual de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en las instalaciones de la planta PHR (Alcance 1 y 2)

- En el 2022, se ejecutaron las iniciativas de reducción planeadas en el año 2021, para un total de 1.64 tCO₂e (Tabla 7). Para el año 2023 se proyecta implementar algunas medidas de reducción que podrían reducir hasta 1.28 tCO₂e (Tabla 8) lo cual se puede constatar en la Opinión de verificación: VGEI-023/2021-1,

apartado IV. (Anexo)

9. Referencias Bibliográficas

CENCE. (2021). *Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021*. San José, Costa Rica.

CENCE. (2022). *Informe anual de la operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021*. San José, Costa Rica. (En edición final)

CENCE. (2022). *Informe de atención de demanda y producción de energía con fuentes renovables 2021*. San José, Costa Rica.

Generación, D. (2022). *Inventario de emisiones y reducciones de gases de efecto invernadero Planta Hidroeléctrica Reventazón 2021*. Limón, Costa Rica.

Anexo 1.
Certificación del Proceso de Presupuesto
Sobre el ingreso de recursos



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

Cédula jurídica 400004213902

DIRECCION PLANIFICACION FINANCIERA – PROCESO PRESUPUESTO

Tel. (506) 2000-6973

El suscrito Errol Muñoz Cortés, en calidad de coordinador del Proceso Presupuesto de la Dirección Planificación Financiera del Instituto Costarricense de Electricidad certifica que:


- La Dirección de Tesorería solicitó incluir en el presupuesto extraordinario No.1-2021, un monto de 84.700 MCRC, por concepto de colocación de títulos valores de largo plazo internos, de los cuales, según consta en dicho documento, 15.977 MCRC corresponden a la colocación de bonos verdes.
- Dicho presupuesto extraordinario fue aprobado por el Consejo Directivo del ICE el 21 de setiembre de 2021, mediante la sesión 6475, artículo 1, capítulo III. Además, fue aprobado por la Contraloría General de la República mediante oficio DFOE-CIU-0344, del 15 de octubre de 2021.
- De acuerdo con los registros realizados, por el Proceso Gestión de Activos y Pasivos Financieros de la Dirección de Tesorería, en el Módulo de Presupuesto “Fund Management” (FM), se refleja una ejecución presupuestaria de ingresos, mediante documento SAP N° 6700002849, del 08 de noviembre, por un monto de 14.443 MCRC, la cual corresponde a la emisión de bonos verdes, según lo indicado por el Proceso anteriormente mencionado.

Se expide en San José, Costa Rica, el 10 de febrero del dos mil veintidós, a solicitud de la Dirección de Tesorería

Atentamente,

Proceso Presupuesto
Dirección Planificación Financiera
Gerencia de Finanzas

ERROL
ENRIQUE
MUÑOZ
CORTES
(FIRMA)

 Firmado digitalmente por ERROL
ENRIQUE MUÑOZ CORTES (FIRMA)
Fecha: 2022.02.10 15:12:13 -06'00'

Errol Muñoz Cortés
Coordinador

Anexo 2.
Certificación de la Dirección de Tesorería
Sobre el uso de recursos

2022-02-04
5401-52-2022

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

Cédula jurídica 400004213902

DIRECCION TESORERIA

Tel. (506) 2000-2664

El suscrito Wilson Alvarado Rodríguez, en calidad de director de Tesorería de la Gerencia de Finanzas del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) hace constar que:

- El pasado 08 de noviembre del 2021, en la cuenta corriente N° 4145184 que el ICE mantiene en el Banco Popular¹ se recibió el crédito de 14 627 973 605 CRC mediante los comprobantes FT21312ZB7Y6 y FT21312Y3K4V, dicho ingreso corresponde a la colocación de bonos verdes.
- Los ingresos recibidos en la cuenta referida fueron administrados y empleados en su totalidad para efectos de reserva con el objetivo de hacer frente al compromiso de pago por vencimiento de los Eurobonos emitidos en el año 2011, mismos que refinanciaron una parte de la deuda existente en relación con PH Reventazón.
- Por tanto, no hay fondos netos procedentes de los ingresos recibidos por la colocación de bonos verdes que permanezcan en la cuenta referida sin asignación.

Se expide en San José, Costa Rica, el 04 de febrero del dos mil veintidós. Atentamente,

Dirección de Tesorería
Gerencia de Finanzas

Wilson Alvarado Rodríguez director

WAR/AHM/lsc

□:
Sra. María Martínez Fonseca, Coordinadora, Proceso Gestión de Activos y Pasivos Financieros
Sra. Silvia Mora Arias, Gerencia de Finanzas
Srta. Andrea Hernández Murillo, Coordinadora, Proceso Ingresos Archivo de Gestión

¹ cuenta exclusiva para fondos de reserva destinados para la atención/repago de los eurobonos con vencimiento en noviembre 2021.

Teléfonos: 2000-2664 / 2000-5052

Fax: 2003-0109

walvarado@ice.go.cr

Anexo 3.
Inventario de emisiones y reducciones de gases de efecto invernadero
Planta Hidroeléctrica Reventazón

Año del Inventario: 2022
Versión: 1

Fecha de edición: 07/09/2023

Fecha de actualización: N/A

Resumen ejecutivo Inventario GEI Planta Hidroeléctrica Reventazón

La Estrategia del Grupo ICE, está planteada considerando propósitos en cada una de las dimensiones de la *triple utilidad*, para el eje ambiental, específicamente, considera “Impulsar de forma sostenible la electrificación renovable de la economía nacional y la creación de un ecosistema de telecomunicaciones digitales de última generación, con una huella ambiental positiva y esfuerzos de regeneración del planeta” con ello se compromete a “trabajar en el uso eficiente y sostenible de los recursos, la gestión de la biodiversidad, la resiliencia ante los eventos climáticos, las inversiones, negocios sostenibles y competitivos bajo un enfoque regenerativo y de impacto neto positivo. Incluye la atención proactiva de la ecoeficiencia y la acción climática, así como la medición del 100% de la huella de carbono de las operaciones de las empresas, alineados con los ODS” (Estrategia Corporativa Grupo ICE 2023-2027).

1. Propósito

El objetivo de este informe es comunicar información relacionada al Inventario de emisiones y reducciones de gases de efecto invernadero (GEI) de la Planta Hidroeléctrica Reventazón, realizado de acuerdo con la Norma INTE-ISO 14064-1 e INTE-ISO B5, al usuario previsto de la Alta Dirección, para la toma de decisiones estratégicas sobre la gestión de carbono. Así como también, informar a los Organismos de Validación y Verificación (OVV's) y Dirección de Cambio Climático, identificados como otros usuarios previstos

2. Equipo Responsable

El Equipo responsable de la declaración sobre los gases de efecto invernadero está conformado por:

Nombre	Cargo que desempeña en la planta
Marian Rojas Acosta	Profesional Gestión socio ambiental Dirección
Maynor Zamora Salazar	Profesional Gestión socio ambiental O&M Huetar
David Meza Brenes	Ingeniero Planta Hidroeléctrica Reventazón

3. Alcance del Inventario

- **Periodo del inventario:** 01 de enero al 31 de diciembre 2022.
- **Enfoque:** control operacional.
- **Año base:** 2021
- **Alcance organizacional y operacional:** operaciones del proceso de generación de energía, transformación de energía mecánica a energía eléctrica en una casa de máquinas y entrega a la red de transmisión, ejecutadas en la Planta Hidroeléctrica Reventazón.

- **GEI incluidos:** dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbono (HFC), hidroclorofluorocarbono (HCFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).
- **Categorías de emisiones:** Identificación y cuantificación de emisiones directas (alcance 1) e indirectas (alcance 2); se identifican otras emisiones indirectas (alcance 3) y se cuantifican las evaluadas como significativas. Las emisiones biogénicas antropogénicas se reportan por separado, para cada una de las categorías.
- **Exclusiones:** Se excluyen emisiones directas no significativas. A continuación, se hace referencia de las emisiones excluidas y el porcentaje de aporte al inventario total (incluyendo emisiones alcance 1 y 2)

Fuente de emisión	Ton de CO _{2e}	% de contribución sobre el inventario total
Consumo de combustible maquinaria y equipo	7,571	0,02
Generación aguas residuales	5,342	0,02
Consumo de aceites, lubricantes y grasas	4,220	0,01
Aplicación de fertilizantes	2,421	0,01
Manejo de residuos orgánicos	0,069	0,0002

Aunque la fuente consumo de refrigerantes aporta solo el 0,005% no se excluye por la pertinencia del inventario de esta Planta con el informe de GEI de toda la División Generación, así como la fuente consumo de aerosoles, que, aunque representa solo el 0,00001% del inventario, existe una iniciativa de reducción asociada a esta fuente.

4. Metodología

Considerando las Normas: INTE-ISO 14064-1 e INTE-ISO B5, así como las directrices del Programa País Carbono Neutralidad (PPCN 2.0), la metodología de gestión de los inventarios de emisiones y reducciones se estandariza con los siguientes documentos normativos:

- ✓ DG-83-PR-92-002 Cuantificación y desarrollo de Inventarios de emisiones de GEI
- ✓ DG-83-ET-92-004 Guía de cálculo de Inventarios de GEI.
- ✓ Registro DG-83-FO-92-044 Cálculo y análisis integrado de emisiones de GEI
- ✓ Registro DG-83-FO-92-042 Identificación, valoración y cuantificación de fuentes de emisión de GEI indirectas.
- ✓ Registro DG-83-FO-92-036 Identificación y cálculo de acciones de reducción GEI.

5. Resultados y análisis

5.1 Emisiones directas (alcance 1) de GEI Planta Hidroeléctrica Reventazón

Fuente	TOTAL (TonCO ₂ eq)
Embalses CH ₄	23 383,489
Embalses CO ₂ (biogénicas antropogénicas)	3 790,308
Manejo de residuos extraídos de embalse	2 542,975
Manejo de residuos extraídos de embalse (biogénicas antropogénicas)	2 276,514
Consumo combustible transporte	27,350
Consumo de gases refrigerantes	1,466
Consumo de gases	0,261
Consumo de productos químicos (aerosoles)	0,004

5.2 Emisiones indirectas (alcance 2) de GEI Planta Hidroeléctrica Reventazón

Fuente	Total, CO ₂ eq
Consumo de electricidad	94,064

5.3 Emisiones indirectas (alcance 3) de GEI Planta Hidroeléctrica Reventazón

Fuente	Total
Indirectas por el uso de los productos de la organización: Emisiones por las pérdidas técnicas de electricidad durante la transmisión y distribución.	3 115,374

5.4 Resumen emisiones de GEI (Ton CO₂e)

Tipo de emisión	Total TonCO ₂ e	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFCs	HCFCs	SF ₆
Directas (alcance 1)	25955,545	26,873	23 516,392	2 410,392	1,466	0,00	0,00
Biogénico antropogénico (alcance 1)	6 066,822	6 066,822	-	-	-	-	-
Indirectas alcance 2)	94,064	-	-	-	-	-	-
Otras indirectas (alcance 3)	3 115,374	-	-	-	-	-	-

5.5 Indicador

5.5.1 Indicador de emisiones del embalse

$$\text{Factor emisión GEI embalse} = \frac{\text{Emisiones directas insumo generación (Ton CO}_2\text{ eq)}}{\text{Energía anual generada de la planta (GWh)}}$$

Emisiones directas insumo generación=

Emisiones de metano+ Emisiones biogénicas de dióxido de carbono del embalse

<i>Emisiones totales del embalse (Ton CO₂e)</i>	27 173,797
<i>Generación eléctrica GWh (información extraída del DOCSE)</i>	1 093,940
<i>Ton CO₂e/GWh generado</i>	24,84

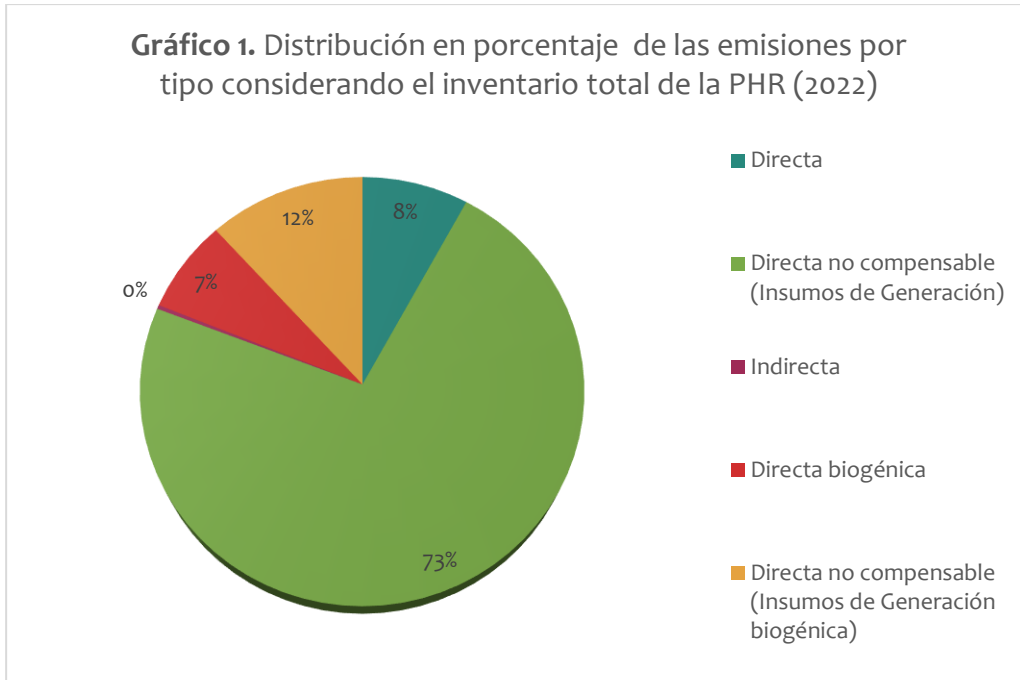
5.2.2 Indicador de emisiones directas/indirectas

El Indicador estratégico corresponde a la razón de las emisiones en toneladas de dióxido de carbono equivalente entre la generación de electricidad para el año del inventario (se consideran emisiones alcance 1 y 2).

<i>Emisiones de GEI (alcance 1 +alcance 2) en Ton CO₂ e</i>	32 116,431
<i>Generación eléctrica MWh (información extraída del DOCSE)</i>	1 093 940 ,84
<i>Ton CO₂e/MWh generado</i>	0,029

5.3 Análisis de los resultados

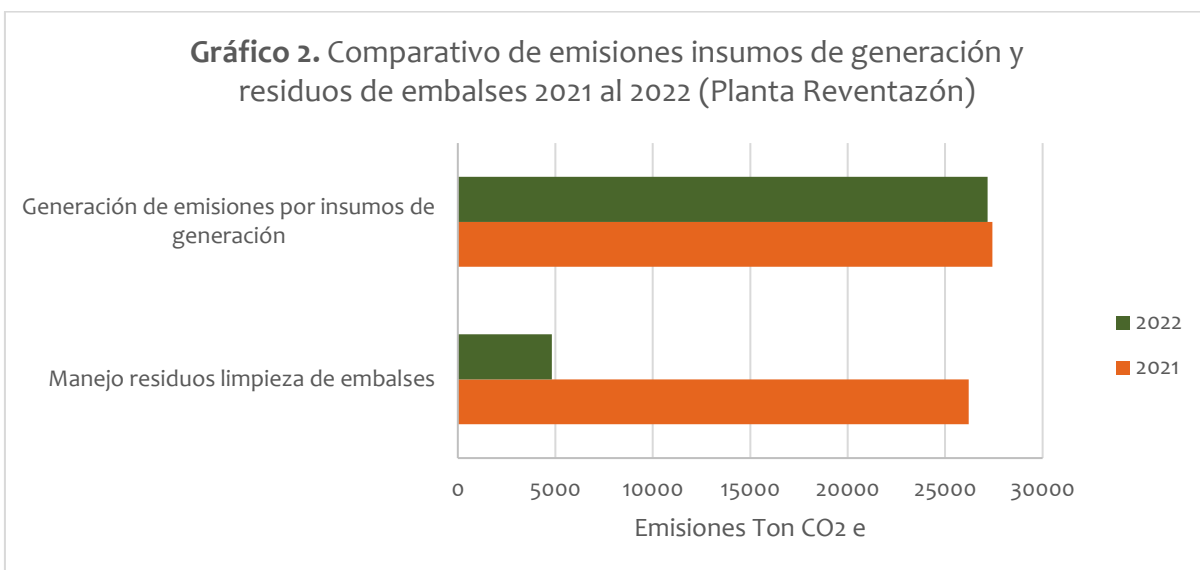
5.3.1 Contribución porcentual de cada tipo de emisión al Inventario de GEI de PHR.



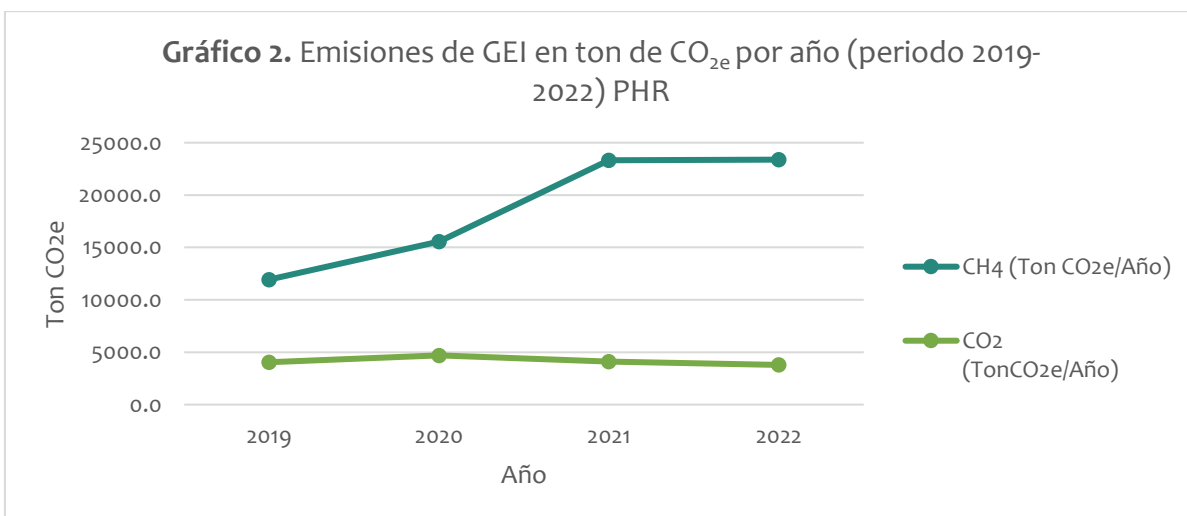
Nota: Los tipos de emisión son considerados de acuerdo con las directrices de la norma ISO 14064-1 y PPCN 2.0.

- Emisión directa: emisión por fuentes bajo control operacional de la Planta (alcance 1).
- Emisión directa no compensable (insumo de generación): emisión de metano del embalse (alcance 1).
- Emisión directa no compensable (insumo de generación biogénica): emisión de dióxido de carbono emitidas por el embalse (alcance 1).
- Emisión directa biogénica: emisión dióxido de carbono por descomposición de residuos de los embalses (alcance 1).
- Emisión indirecta: emisión por consumo de electricidad (alcance 2).

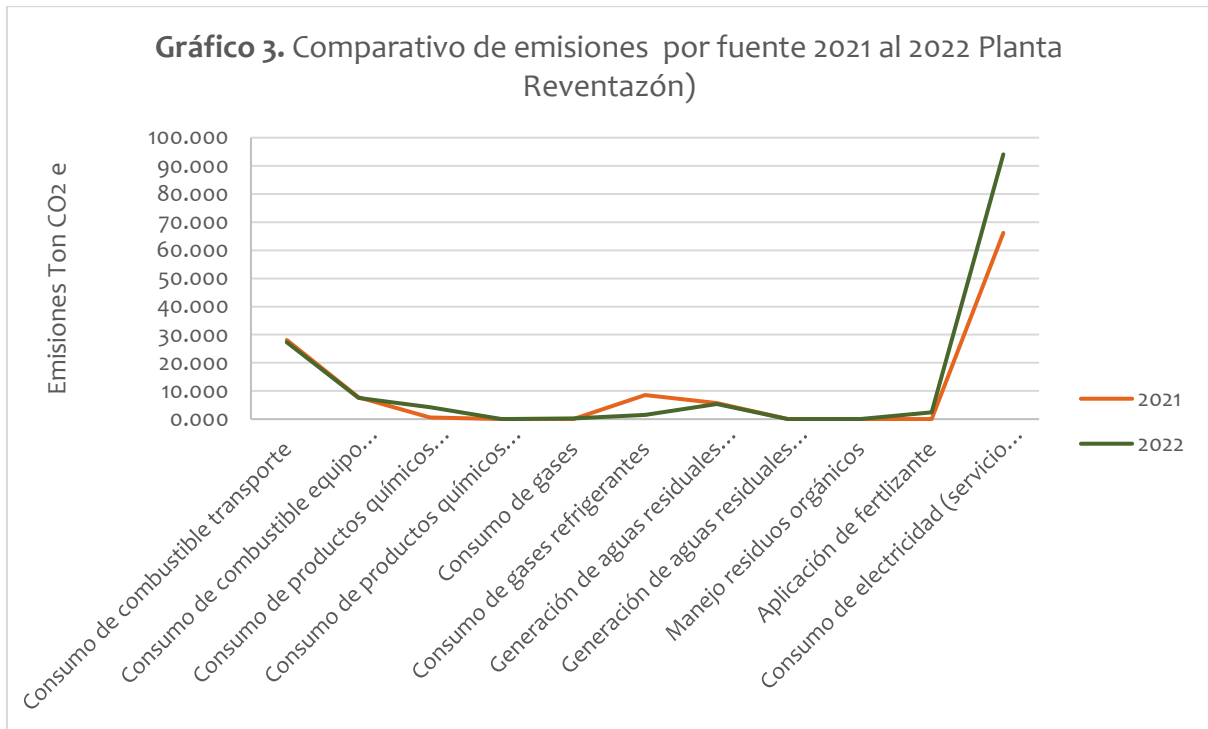
5.3.2 Análisis de las dos fuentes de emisión de mayor aporte en el inventario de PHR, comparación con el año base.



5.3.3 Análisis de las emisiones directas provenientes del embalse

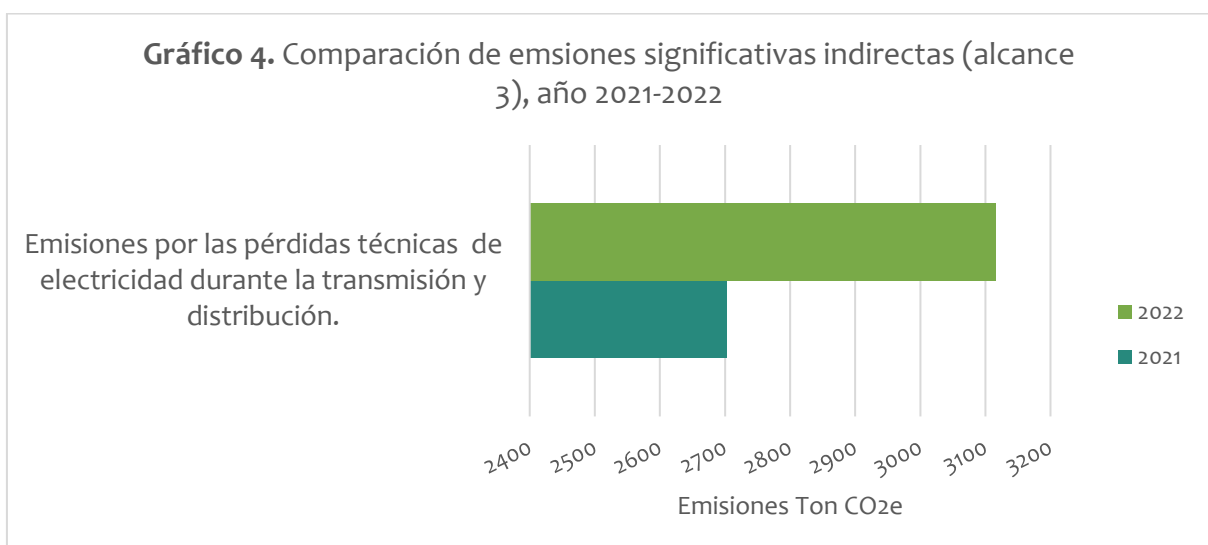


5.3.4 Análisis emisiones directas e indirectas (alcance 1 y 2) de PHR 2022, comparadas con el año base



Nota: Para términos de análisis y comparativos, se consideras todas las fuentes de emisión incluyendo las excluidas en el inventario 2022, para poder magnificar el aporte, se excluye del análisis las emisiones por insumos de generación y descomposición de residuos de embalses, para análisis del impacto de las emisiones gestionables.

5.3.5 Análisis de las emisiones indirectas significativas (alcance 3) de PHR 2022, comparadas con el año base



Nota: emisiones indirectas de transporte (corresponde a vehículos de proveedores), indirecta por productos utilizados por la organización (emisiones por disposición de

residuos y ciclo de vida del combustible), indirecta por el uso de productos de la organización (emisiones por pérdidas de transmisión y distribución)

5.4 Iniciativas de Reducción

En el 2021, se planificaron iniciativas de reducciones, a las cuales se les dio el debido seguimiento para la ejecución respectiva en el 2022, lo cual se muestra a continuación.

Acción	Fuente de emisión reducida	Ton CO2e	
		Planificado	Ejecutado
Instalación de sistemas de apagado automático	Consumo de electricidad (alcance 2)	0,24	0,13
Reducción de productos generador de emisiones	Consumo de aerosoles (alcance 1)	0,01	0,01
Sustitución de luminarias de bajo consumo eléctrico	Consumo de electricidad (alcance 2)	0,96	1,50
Total		1,20	1,64

Las diferencias entre lo planificado y lo ejecutado se debe a cambios en fechas de instalación de los sistemas de apagado automático, por ligero retraso técnico, en el caso de sustitución de luminarias, la estimación se realiza considerando una proyección de cambios por daños, lo cual tiene un nivel de incertidumbre.

Las iniciativas de reducción 2023 y 2024 fueron actualizadas, las cuales se muestran a continuación.

Acción	Fuente de emisión reducida	Ton CO2e		
		2023	2024	Total
Implementación del Programa de Teletrabajo	Consumo de combustible-emisiones indirectas por transporte (alcance 3)	32,23	0,00	32,23
Instalación de sistemas de apagado automático	Consumo de electricidad (alcance 2)	0,47	0,22	0,69
Sustitución de luminarias de bajo consumo eléctrico	Consumo de electricidad (alcance 2)	1,28	0,00	1,28

6 Conclusiones y recomendaciones

6.1 El 84.6% de las emisiones reportadas en el Informe de inventario de GEI 2022 de PHR lo constituyen emisiones provenientes del embalse, por directrices del PPCN, el consumidor de la electricidad es el responsable de reducir y compensar estas emisiones.

6.2 Las emisiones provenientes de la descomposición de residuos orgánicos extraídos del embalse Reventazón (lirio, madera y otros residuos vegetales), constituyen el 15,0% del inventario de GEI de la Planta 2022; con lo cual conviene considerar métodos para el manejo de residuos de embalse, que reduzcan estas emisiones.

6.3 Las emisiones del embalse Reventazón, han mostrado una tendencia de disminuir, lo cual es esperable, considerando que la materia orgánica inundada durante la etapa de llenado del embalse ya está estabilizando su descomposición; sin embargo se debe considerar que el embalse no es un sistema cerrado y está expuesto al ingreso de materia orgánica arrastrada de afluentes, lo cual aumenta durante

- eventos de lluvias torrenciales; así como cambio de uso de áreas de la cuenca que puedan generar un aumento de sedimento y residuos orgánicos.
- 6.4 Las emisiones por consumo eléctrico son la tercera fuente de emisión del Inventario de GEI de PHR y aunque se establecieron iniciativas de reducción, las emisiones por esta fuente aumentaron en un 30% con respecto al año base 2021.
- 6.5 En el 2022 las fuentes que más redujeron su impacto fue la emisión por descomposición de residuos de embalse que disminuyó en un 81,6% y la emisión por consumo de refrigerantes que redujo su aporte en un 83,0%.
- 6.6 El consumo de productos químicos como: aerosoles, grasas, aceites, lubricantes, fertilizantes y gases; aumentaron durante el 2022, lo cual generó mayores emisiones; sin embargo, estas fuentes constituyen el 0,02% del inventario total de PHR por lo que su impacto es menor.
- 6.7 El factor de emisión de PHR se redujo con respecto al año base, ya que las emisiones totales se redujeron en un 40,0% con respecto al año base debido a la reducción de las dos fuentes de emisión principales: emisiones del embalse y emisiones por manejo de residuos del embalse.
- 6.8 Las emisiones indirectas (alcance 3) fueron identificadas, de las cuales solo la emisión por “uso de productos de la empresa, específicamente emisiones por pérdidas durante la transmisión y distribución fueron cuantificadas.
- 6.9 El plan de reducciones 2022 se ejecutó con éxito logrando reducir 1,6 Ton de CO_{2e}, algunas desviaciones con lo planificado corresponden a diferencias de tiempos de ejecución, dado que se realiza una proyección que algunas veces cambia por prioridades de trabajo en la operación y mantenimiento.
- 6.10 Para el 2023, se propone reducir 34,0 Ton CO_{2e}, que considera la iniciativa de teletrabajo, considerando el Programa oficializado a mediados del 2022 a nivel institucional.

7. Control Documental

Elaboró	Dependencia	Fecha
Marian Rojas Acosta	Gestión Socio Ambiental Dirección	Septiembre 2023
Revisó	Dependencia	Fecha
Luz Marina Rodríguez	Gestión Socio Ambiental O&M Huetar	Septiembre 2023
Eduardo Alvarado Soto	Encargado Planta Hidroeléctrica Reventazón	Septiembre 2023
German González Hernández	Gestión Socio Ambiental Dirección	Septiembre 2023
Aprobó	Dependencia	Fecha
German González Hernández	Gestión Socio Ambiental Dirección	Septiembre 2023

Anexo 4.
Anexo. Opinión de Verificación



Instituto Costarricense de Electricidad (ICE): División
 Generación - Región Chorotega, Región Huetar y
 Región Central

Verificación de Declaración de Inventario

CRITERIO DE VERIFICACIÓN:

INTE/ISO 14064-1

PPCN 2.0

Carbono reducción

Nº de Expediente:	EXP-008/2021/UA		
Etapas de Evaluación:	Seguimiento par		
Fechas de Evaluación:	23/10/2023	al	27/10/2023
Nº de Informe:	3		

ASOCIACION INSTITUTO DE NORMAS TECNICAS DE COSTA RICA
 400 metros norte de Muñoz & Nanne. Contiguo al Laboratorio de Materiales de la
 Universidad de Costa Rica. San Pedro de Montes de Oca, San José Costa Rica

I. INFORMACIÓN GENERAL

RAZÓN SOCIAL:	Generación Electricidad		
DIRECCIÓN DE LA ORGANIZACIÓN:	Se realiza de forma híbrida		
PAÍS:	Costa Rica		
REPRESENTANTE DE LA ORGANIZACIÓN:	NOMBRE:	Marian Rojas Acosta	
	CARGO:	Profesional Ambiental	

OBJETIVO DE LA VERIFICACIÓN:

Evaluar las fuentes magnitud de errores, omisiones y tergiversaciones potenciales y analizar los riesgos de control de detección e inherentes al proceso del sistema de información, mediante la aplicación de técnicas de recopilación de evidencia, para llegar a una conclusión sobre la exactitud de la declaración de GEI y la conformidad de la declaración con los criterios de verificación establecidos.

EMPLAZAMIENTOS FIJOS Y TEMPORALES PRE VERIFICADOS:

No aplica Sí aplica. Indicar a continuación:

Se realiza recorrido presencial en Planta Geotérmica Pailas

II. EQUIPO VERIFICADOR

FUNCIÓN	NOMBRE	INICIALES	ENTIDAD
Verificador Líder	Susana López Fuentes	SLF	INTECO
Verificador	Rebeca Arrones Corrales	RAC	INTECO
Verificador	Verónica Vargas Madrigal	VVM	INTECO
Verificador	Manuel González Rodríguez	MGR	INTECO

iii. GENERALIDADES

RESUMEN Y COMENTARIOS

La organización ha sido la encargada de la preparación y la presentación fiel de la declaración de GEI.

INTECO es responsable de la preparación y la presentación fiel de la declaración de GEI de acuerdo con los criterios; así como de expresar una opinión acerca de la declaración de GEI basada en la verificación;

INTECO aplica una metodología basada en riesgos conforme al la INTE/ISO 14064-3 y para evaluar la declaración de GEI, utiliza pero no se limita a la aplicación de los siguientes procedimientos: PG-OP-03 Prestación del servicio de evaluaciones ambientales. PG-TE-10 Preverificación, verificación y análisis de riesgo. PG-OP-01 Control del proceso.

Se ha realizado la preverificación y análisis de riesgo al sistema de información, reporte y declaración de Gases de efecto invernadero y carbono neutralidad con base en la norma INTE/ISO 14064-1 , INTE B5 y PPCN 2.0 Categoría Organizacional // Programa Ecuador Carbono Cero (en adelante norma de referencia).

INTECO expresará una opinión acerca de la declaración de GEI basada en la verificación realizada.

La verificación pretende llegar a una conclusión sobre la exactitud de la declaración de GEI y la conformidad de la declaración con los criterios indicados en este documento.

Usuario previsto: Alta Dirección, Organismos de Validación y Verificación (OVV's) y Dirección de Cambio Climático.

Nivel de aseguramiento: Razonable

Materialidad: 5% en emisiones y remociones directas de GEI, en emisiones indirectas de GEI por energía importada y total del inventario. 10% en emisiones indirectas de GEI por: transporte; productos utilizados por la organización; asociadas con el uso de productos de la organización; y por otras fuentes. (PPCN 2.0 -- Aplica para Organizaciones y Centros Educativos)
Emisiones directas e indirectas de dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbono, hidroclorofluorocarbono y hexafloruro de azufre para todas las operaciones del proceso de generación de energía, transformación de energía mecánica a energía eléctrica en una casa de máquinas y entrega a la red de transmisión. Se

Alcance: incluyen emisiones indirectas por energía importada e indirectas significativas por productos utilizados por la organización (Emisiones de dióxido de carbono emitidas por los embalses con más de 20 años de operación) y por uso de productos de la organización (Emisiones por las pérdidas técnicas de electricidad durante la transmisión y distribución).

Emisiones directas e indirectas de GEI generadas por actividades del proceso de generación de energía, transformación de La organización reporta como límites energía mecánica a energía eléctrica en una casa de máquinas y entrega a la red de transmisión, ejecutadas en las Plantas organizacionales: de generación de electricidad administradas por la División Generación del Instituto Costarricense de Electricidad para las Regiones Central, Chorotega y Huetar.

Se incluyen emisiones directas por consumo de combustible para transportes, equipo mayor, equipo menor y otros usos, consumo de La organización reporta como productos químicos (aceites, grasas y lubricantes), consumo de aerosoles, consumo de gases (acetileno, butano, propano, GLP, SF6), uso límites de informe (emisiones de extintores, gases refrigerantes, aguas residuales ordinarias y especiales, manejo de residuos en compostaje, aplicación de fertilizantes, y remociones directas e manejo de residuos por limpieza de embalses e insumos de generación (embalses, gases no condensables, combustibles). Emisiones indirectas de GEI indirectas por energía importada, emisiones indirectas significativas asociadas al uso de productos de la organización (Emisiones por las identificadas): pérdidas técnicas de electricidad durante la transmisión y distribución) y emisiones por productos utilizados por la organización (Emisiones de dióxido de carbono biogénicas emitidas por los embalses con más de 20 años de operación).

Año base seleccionado: 2021

Año de reporte verificado: 2022

INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN:

La organización mantiene dentro de sus documentos relacionados al manejo del sistema los siguientes: Calculo Inventario 2022

Indirectas 2022

Registros asociados al cálculo por cada fuente de emisión

Informe de Gases de Efecto Invernadero

DG-83-ET-92-004 Guía cálculo de huella de carbono

DG-83-PR-92-002 Cuantificación y desarrollo de Inventarios de emisiones de GEI

Plan de Verificación interna

ASIGNACIÓN DE RECURSOS Y DESIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES:

La organización establece un equipo responsable de la gestión de los datos y actividades del sistema, con representación de todas las Regiones involucradas La organización empodera a sus Regiones para el manejo y reporte de los datos de actividad del inventario de GEI.

Se evidencia la asignación de recursos para el mantenimiento del sistema de gestión

SISTEMAS DE INFORMACIÓN, CONTROLES E INTEGRIDAD (incluye la confirmación de la operatividad del software y el hardware usado para procesar o generar los datos e información del inventario) :

La documentación y evidencias se encuentran en formato digital.

El inventario de GEI se documenta en un archivo Excel, pero cada fuente de emisión es calculada en un archivo independiente donde también se encuentran los datos de actividad.

RUTINAS PARA EL CONTROL DE ERRORES (APLICA SOLO PARA ORGANIZACIONES) / ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRES:

La organización realizó la verificación interna del 26 de julio al 01 de agosto.

Adicionalmente se realizan talleres de revisión del inventario previo a la verificación

interna. No se evalúa la incertidumbre debido a que la organización participa en el Programa País.

IV. MODIFICACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE TAREAS ORIGINALES (indicar acerca de cambios (explicación del cambio y justificación del mismo) cambios en cronograma u otros con respecto a la planificación original).

Se realizan ajustes en las técnicas de revisión propuestas por exclusión de fuentes no significativas

V. RESUMEN DEL CUMPLIMIENTO TÉCNICO DE GASES EFECTO INVERNADERO

FUENTE DE EMISIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA FUENTE	% DEL INVENTARIO (APROXIMADOS)	METODOLOGÍA DE REVISIÓN
Emisiones embalses	<p>Los datos se obtienen de los Reportes de análisis de metano y dióxido de carbono en embalses y mapas visor Ubicación geográfico Plantas ICE.</p> <p>Se toman del flujo de metano y dióxido de carbono por muestra directamente de los reportes de laboratorio. Se considera el área de embalses de los mapas visor Ubicación geográfico Plantas ICE, con información del GIS. Ver consideraciones de campañas por embalse en Informe de resultados.</p> <p>Se ajustan los criterios de cuantificación de emisiones de CO₂ para embalses mayores a 20 años, según referencia dada por el refinamiento del IPCC 2019 y se utiliza metodología teórica de estimación de emisiones para embalses que no tienen medición de flujos.</p>	47.36	<p>Se verificaron los datos de actividades de todas las áreas de los embalses en los mapas correspondientes, se verificaron las campañas de los muestreos de arenal y pirris también se verificaron las conversiones de unidades, las fórmulas de cálculo hasta llegar al dato de actividad. Se actualizó el plana de muestreo pues son muchos datos.</p>
Emisiones generación de vapor geotérmico	<p>Se obtiene de Reportes del SIGEST para el dato de flujo de vapor total consumido (para el caso de las Plantas Miravalles) y el reporte de operación (para el caso de Pailas) en toneladas y reportes del Laboratorio sobre el % de gases no condensables en vapor. Los valores de consumo de vapor se reflejan de manera mensual en el reporte de SIGEST y deben transcribirse exactamente en la hoja de cálculo.</p> <p>Los reportes de composición de vapor son mensuales y en cada reporte se informa sobre los contenido para cada planta y campo geotérmico, de estos reportes debe tomar el % de gases incondensables presente en el flujo y el porcentaje de CO₂ y CH₄ en los gases no condensables e ingresarlos en el espacio correspondiente.</p>	24.61	<p>Se toma una muestra de los medidores de flujo los cuales son calibrados internamente de forma satisfactoria. Se verifican los reportes de medición de flujo y se toma una muestra de los GNC de las plantas reportadas por analíticas de laboratorio</p>

Emisiones de embalses con más de 20 años de operación	<p>Los datos se obtienen de los Reportes de análisis de metano y dióxido de carbono en embalses y mapas visor Ubicación geográfico Plantas ICE.</p> <p>Se toman del flujo de metano y dióxido de carbono por muestra directamente de los reportes de laboratorio. Se considera el área de embalses de los mapas visor Ubicación geográfico Plantas ICE, con información del GIS. Ver consideraciones de campañas por embalse en Informe de resultados.</p> <p>Se ajustan los criterios de cuantificación de emisiones de CO2 para embalses mayores a 20 años, según referencia dada por el refinamiento del IPCC 2019 y se utiliza metodología teórica de estimación de emisiones para embalses que no tienen medición de flujos.</p>	8.47	Se verifican las campañas de arenal, no hay errores de digitación, se verifican los cálculos y las fórmulas hasta llegar al dato de actividad reportado.
---	---	------	--

Emisiones por las pérdidas técnicas de electricidad durante la transmisión y distribución	<p>Las emisiones provenientes de la generación de electricidad que es consumida en un sistema de T&D pueden ser reportadas en el alcance 3 bajo la categoría "generación de electricidad que es consumida en un sistema de transmisión y distribución" por consumidores finales. Criterio GHG Protocol Apéndice 1. Se considera la Energía Neta por Planta entregada a la División de Transmisión, se calculan las pérdidas por Transmisión, considerando el dato de 3.43% (pérdidas técnicas, valor que incluye la importación). A la energía neta menos las pérdidas por Transmisión, se le calcula las pérdidas por distribución, considerando un 8.32% (considera pérdidas técnicas y no técnicas; es el dato promediado de las distribuidoras y contempla la diferencia entre lo entregado en la subestación y las ventas). Se suman las pérdidas por transmisión y distribución. Se calcula el factor de emisión por Planta considerando las emisiones directas por insumos de generación dividido entre la energía neta. Se le aplica el factor de emisión a las pérdidas por transmisión y distribución para estimar la emisión de dióxido de carbono equivalente.</p>	9.29	Se verifican los datos de generación con entrevista se toma directamente de un sistema de control. Se solicitan controles metrológicos ya que es un dato de medición propia
Manejo de residuos embalses	<p>Se obtiene de consulta al encargado civil y responsable de limpiezas en el embalse vía correo/ Bitácora de operación de DRAGA, informes técnicos, análisis de laboratorio a los sedimentos dragados. Se realiza consulta a responsable de la tarea de limpieza para identificar si se realizaron recolecciones. Se consulta Bitácora de operación de la draga donde los operadores indican labores de dragado y metros cúbicos extraídos. Se consultan informes técnicos, donde se indica la cantidad de material extraído.</p>	0.19	Se verificaron todas las referencias bibliográficas y los datos de actividad de los reportes de limpieza, se verifica la metodología de cálculo correspondiente a la guía

Emisiones combustible generación	Se cuenta con un reporte de SIGEST que registra mensualmente variables de operación que indica la cantidad de diésel y bunker consumido. Para el inventario de GEI se utilizan los valores de consumo, los cuales son determinados internamente a partir de la medición de niveles de tanques y entradas. Los niveles de tanques son monitoreados a partir del uso de instrumentos automatizados y de forma diaria se determina el dato oficial de consumo que es incorporado en el sistema SAP. El dato de litros para el inventario de GEI se obtiene mensualmente por el SAP para generación.	8.45	RECALCULO (Se verifica y repite el cálculo.) - PRUEBA DE CONTROL (Se realiza entrevistas con personal encargado para corroborar controles en la generación del dato (niveles, controles y revisiones internas, controles metrológicos, otros).) - CORROBORACION (Se verifica reporte de consumos de SAP.)
Consumo de combustible transporte	Combustible diésel o gasolina comprado para transporte con placa 103. Reporte detallado de gastos por fondo de trabajo de toda la División (archivo que se extrae de SAP y resume todos los movimientos para liquidar facturas, realizadas por fondo de trabajo) Se utiliza la base de datos de vehículos, con el fin de determinar el tipo de vehículos por placa y el tipo de combustible que utiliza (este último para corroborar con lo indicado en el fondo de trabajo).	0.11	Se verifican los reportes de SAP para todas las regiones y todo el periodo. Se verifica controles de los datos y el método de cálculo.
Consumo de refrigerantes	El dato se obtiene de Órdenes de trabajo, inventario de equipos de A/C, reporte de salidas del almacén (transacción MB51) y reporte de ARIBA (para el detalle), reporte de mantenimientos SAP, CMA, reportes de mantenimiento de empresas externas que brindan servicio en plantas, control operacional gases refrigerantes DG-83-FO92-037	0.04	RECALCULO (Se verifican los cálculos.) - PRUEBA DE CONTROL (Se verifican controles para la gestión de datos.) - CORROBORACION (Se verifican reportes de salidas de insumos de almacén, reportes de mantenimiento de proveedores y reportes de mantenimiento de vehículos.) MUESTREO (Se verifican reportes hasta completar la muestra requerida.)
Emisiones de los campos geotérmicos	Corresponde a emisiones indirectas por diferentes productos utilizados por la organización, tales como: por extracción de vapor de campos geotérmicos. Para estimar las emisiones de esta categoría se utilizan datos de actividad de registros internos de la organización y referencias de factores de emisión del IMN e IPCC.	0.06	RECALCULO (Se verificará el cálculo.) - PRUEBA DE CONTROL (Se verificarán controles en la gestión del dato.) - CORROBORACION (Se verificarán datos asociados.) MUESTREO (Se verificarán 6 meses o hasta completar la muestra)
Consumo de electricidad	Se toman datos de consumo mensual por medidor registrado por planta. La información es tomada del sistema SACECON, y reportes de facturación de proveedores externos.	0.04	RECALCULO (Se verifica y repite el cálculo.) - MUESTREO (Se toma muestra de datos de facturación y reportes de proveedor externo para)

Consumo de combustible equipo mayor y menor	<p>Combustible diésel, gasolina, búnker, GLP comprado para maquinaria y equipo. Incluye las emisiones del uso de combustible para generación de electricidad, como el utilizado en las plantas de emergencia; equipos de construcción que consumen combustible para fines distintos al transporte o movilización, por ejemplo: Grúas, dragas, excavadoras, mezcladoras, minicargadores, volquetes, montacargas, motobombas, hidrolavadoras, plantas eléctricas portátiles, bombas de agua, soldadora de combustión, motosierras y motoguarañas, motores fuera de borda, cortadora de césped. El dato se toma del reporte de detalle de gastos por Fondo de Trabajo y registro de salidas del Almacén (transacción MB51 tomado de SAP, el cual es aportado por Cadena de Abastecimiento).</p>	0.02	(RECALCULO) Se verifica el cálculo, se modifican las técnicas planificadas a que la fuente es excluida del inventario por baja significancia
Consumo de gases	<p>Se consideran los gases comprados que por reacción química generen dióxido de carbono, así como los gases que por fuga se emitan al ambiente como un gas de efecto invernadero. El dato se toma de Reporte del almacén (transacción MB51) / Evidencias de recarga anual de extintores, baterías de extinción o interruptores/ archivos de fondo de trabajo.</p>	0.05	Gas SF6: RECALCULO (Se verifica el cálculo.) - PRUEBA DE CONTROL (Se verifica método de gestión y recopilación de datos) - CORROBORACION (Se realiza entrevista con encargado para confirmar la información)
Aguas residuales ordinarias	<p>Tanques sépticos: se asume que el reporte mensual representa la totalidad de días del mes y que el recurso humano se mantiene en la planta de generación asignado durante los días laborales, se realiza la corrección de personas con teletrabajo y considera la cantidad de personal externo al ICE subcontratado para los servicios de limpieza, seguridad y mantenimiento de zonas verdes. Si son sistemas diferentes a tanques sépticos, se ajusta el factor de emisión según corresponda.</p>	0.01	(RECALCULO) Se verifica el cálculo, se modifican las técnicas planificadas a que la fuente es excluida del inventario por baja significancia.
Aguas residuales especiales	<p>Se obtiene de Reportes operacionales de sistema de tratamiento de aguas residuales. Se consideran los caudales de diseño indicados en el reporte operacional (considerar que para el caso de Guápiles, no se indica caudal de diseño en el reporte con lo que se considerará 10 m3/día, como se reporta en años anteriores), el DQO de entrada se calcula considerando una remoción del 65.61%, al no existir medidas directas. El DQO y caudal de salida se tomarán del reporte operacional, considerando para este último caso el caudal promedio diario.</p>	0.01	(RECALCULO) Se verifica el cálculo, se modifican las técnicas planificadas a que la fuente es excluida del inventario por baja significancia.
Consumo de aerosoles	<p>la cantidad de propelente se toma de la ficha de Datos de Seguridad (FDS) del producto adquirido. En caso de que actualmente no se tenga referencia de la FDS del producto específico inventariado para el periodo de reporte, se utilizarán valores de referencia de productos que coincidan con la descripción. El dato se toma de Reporte de salida del almacén (transacción MB51) y archivos del fondo de trabajo.</p>	0.00	Se recalculan las emisiones

<p>Aplicación fertilizante</p>	<p>Se obtienen los datos de Reporte de salidas del almacén (Transacción MB51) e inventario de residuos. Almacén: se filtra el archivo por planta según número de almacén y se realiza filtro por texto breve de material filtrando por abono, fertilizante, luego filtro por los movimientos correspondientes a SM para centro de coste, SM consumo cuadrilla, SM para orden. Abono orgánico: Se toma el dato de compost generado a través del NG-50-FO-92-015 Control generación abono compost. Se aplica un factor de emisión del 1% y se asigna un contenido teórico de nitrógeno de 3,7%.</p>	<p>0.00</p>	<p>(RECALCULO) Se verifica el cálculo, se modifican las técnicas planificadas a que la fuente es excluida del inventario por baja significancia.</p>
<p>Manejo de residuos orgánicos (producción de compost y descomposición natural)</p>	<p>Se tratan por medio de realización de compost. El dato se toma de Inventario de residuos o control operacional de compostaje. Residuos descomposición natural: En esta fuente se contabiliza la emisión producto de la descomposición natural de los residuos vegetales recolectados por limpieza de instalaciones y servicios de mantenimiento de zonas verdes.</p>	<p>0.00</p>	<p>RECALCULO (Se verificará el cálculo.) - PRUEBA DE CONTROL (Se realizarán entrevistas para corroborar gestión del dato.) - CORROBORACION (Se verificarán registros de pesaje de residuos orgánicos para el periodo.)</p>
<p>Consumo de productos químicos (aceites y grasas)</p>	<p>Para oxidación y combustión. El dato se toma de Reporte de salida del almacén (transacción MB51) por el fondo de trabajo respectivo a cada región, compras por fondo de trabajo y reportes mantenimientos de vehículos por CMA</p>	<p>0.03</p>	<p>(RECALCULO) Se verifica el cálculo, se modifican las técnicas planificadas a que la fuente es excluida del inventario por baja significancia.</p>
<p>Manejo de residuos orgánicos CO2</p>	<p>Se tratan por medio de realización de compost. El dato se toma de Inventario de residuos o control operacional de compostaje. Residuos descomposición natural: En esta fuente se contabiliza la emisión producto de la descomposición natural de los residuos vegetales recolectados por limpieza de instalaciones y servicios de mantenimiento de zonas verdes.</p>	<p>0.00</p>	<p>Se verifica método de cálculo y registros asociados para todo el periodo.</p>
<p>Manejo de residuos de embalse CO2</p>	<p>Se obtiene de consulta al encargado civil y responsable de limpiezas en el embalse vía correo/ Bitácora de operación de DRAGA, informes técnicos, análisis de laboratorio a los sedimentos dragados. Se realiza consulta a responsable de la tarea de limpieza para identificar si se realizaron recolecciones. Se consulta Bitácora de operación de la draga donde los operadores indican labores de dragado y metros cúbicos extraídos. Se consultan informes técnicos, donde se indica la cantidad de material extraído.</p>	<p>0.57</p>	<p>Se verificaron todas las referencias bibliográficas y los datos de actividad de los reportes de limpieza, se verifica la metodología de cálculo correspondiente a la guía</p>

Emisiones en embalses CO2	<p>Los datos se obtienen de los Reportes de análisis de metano y dióxido de carbono en embalses y mapas visor Ubicación geográfico Plantas ICE.</p> <p>Se toman del flujo de metano y dióxido de carbono por muestra directamente de los reportes de laboratorio. Se considera el área de embalses de los mapas visor Ubicación geográfico Plantas ICE, con información del GIS. Ver consideraciones de campañas por embalse en Informe de resultados.</p> <p>Se ajustan los criterios de cuantificación de emisiones de CO2 para embalses mayores a 20 años, según referencia dada por el refinamiento del IPCC 2019 y se utiliza metodología teórica de estimación de emisiones para embalses que no tienen medición de flujos.</p>	0.62	<p>Se verificaron los datos de actividad de todas las áreas de los embalses en los mapas correspondientes, se verificaron las campañas de los muestreo de arenal y pirris tambien se verificaron las conversiones de unidades, las formulas de cálculo hasta llegar al dato de actividad. Se actualizó el plna de muestreo pues son muchos datos.</p>
---------------------------	---	------	---

RESUMEN DE EMISIONES (Todas las Regiones)

EMISIONES DIRECTAS del periodo de reporte	TOTAL	CO ₂ *	CH ₄ *	N ₂ O*	HFCs*	PFCs*	SF ₆ *	NF ₃ *	HCFCs*	CFCs*
	(t CO ₂ e)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)
	584753.437	238819.741	344910.59	322.703	319.075	NA	375.947	NA	5.381	NA
EMISIONES INDIRECTAS por energía importada	TOTAL									
	(t CO ₂ e)									
	308									
EMISIONES INDIRECTAS significativas del periodo de reporte	TOTAL	CO ₂ **	CH ₄ **	N ₂ O**	HFCs**	PFCs**	SF ₆ **	NF ₃ **	HCFCs**	CFCs**
	(t CO ₂ e)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)
Por transporte	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Por productos utilizados por la organización (ver nota abajo)*	61288	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Asociadas con el uso de productos de la organización	67223.882	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Por otras fuentes	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

***Indirectas biogénicas por productos utilizados por la organización:
Emisiones de dióxido de carbono emitidas por los embalses con más de 20 años de operación**

Emisiones de CO ₂ de la biomasa. Categoría:	t CO ₂ emitidas
Biogénicas, combustión, otros (quema de biomasa, fermentación de productos, etc.)	8936.98
Por fuerza mayor (fuego incontrolado o infestación de insectos)	NA

RESUMEN DE EMISIONES (Planta Hidroeléctrica Reventazón)

EMISIONES DIRECTAS del periodo de	TOTAL	CO ₂ *	CH ₄ *	N ₂ O*	HFCs*	PFCs*	SF ₆ *	NF ₃ *	HCFCs*	CFCs*
	(t CO ₂ e)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)
	25955.123	26.873	23516.392	2410.392	1.466	NA	NA	NA	NA	NA

*Las toneladas de cada gas deben reportarse en unidades de CO₂ equivalente (los valores totales de cada columna deben sumar de forma similar al valor de t CO₂e)

EMISIONES INDIRECTAS por energía	TOTAL										
	(t CO ₂ e)										
	94.064										
EMISIONES INDIRECTAS	TOTAL	CO ₂ **	CH ₄ **	N ₂ O**	HFCs**	PFCs**	SF ₆ **	NF ₃ **	HCFCs**	CFCs**	
	(t CO ₂ e)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	(t)	
Por transporte	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Por productos utilizados por la organización	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Asociadas con el uso de productos de la organización	3115.374	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Por otras fuentes	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
Emisiones de CO ₂ de la biomasa. Categoría:	t CO ₂ emitidas										
Biogénicas, combustión, otros (quema de biomasa, fermentación de productos, etc.)	6066.822										
Por fuerza mayor (fuego incontrolado o infestación de insectos)	NA										

RESUMEN DE REDUCCIONES (aplica para carbono neutralidad)

¿La organización justifica no hacer más acciones de reducción de GEI porque provocaría pérdida de competitividad / afectación del negocio, o la organización llega a su límite tecnológico/operativo y financiero?

Sí. Justifique a continuación:

No. Completar las siguientes tablas:

PROYECTO	FUENTE DIRECTA A LA QUE APLICA LA REDUCCIÓN (COMBUSTIBLES, ELECTRICIDAD, ETC.)	AÑO DE REDUCCIÓN	TONELADAS CO ₂ e REDUCIDAS
Compra de equipo más eficiente	Indirecta	2022	1.282
Instalación de sistemas de apagado automático	Indirecta	2022	0.132
Reducción de productos generador de emisiones	Indirecta	2022	0.006
Sustitución de luminarias de bajo consumo eléctrico	Directa	2022	5.062

VERIFICACIÓN DE USO DE MARCA DE C-NEUTRALIDAD: (indicar aspectos relacionados al uso en web, papelería, banners u otros y cumplimiento con respecto al uso de marca indicado en el PPCN 2.0)

Sí A fecha de verificación la organización cuenta con el aval de uso de marca, pero

no la ha utilizado. No. Hallazgo

Nota: En caso de incumplimiento la persona verificadora líder debe enviar un correo a cambioclimatico@minae.go.cr con copia a operaciones@inteco.org informando lo identificado.

VI. HALLAZGOS DETECTADOS

PUNTOS FUERTES:

1. Proceso de verificación interna muy robusto, en controles previos a la verificación, cantidad de personas verificadoras formadas y participando y detalle y profundidad de revisión.
2. Las múltiples iniciativas de reducción que siempre trabaja la organización reflejan el compromiso ambiental que se posee.
3. Resalta las mejoras implementadas en la recopilación y consolidación de datos del inventario de emisiones.

OPORTUNIDADES DE MEJORA:

No se detectan

OBSERVACIONES

No se detectan

DISCREPANCIAS

Ref. Discrepancia	DESCRIPCIÓN DE LA(S) DISCREPANCIA(S)	Documento normativo y apartado de referencia
1	Se detectan los siguientes incumplimientos en selección y recopilación de datos para la cuantificación: A fecha de verificación no en todos los casos asegura la recopilación total de vapor que ingresa a las plantas de generación geotérmica, al no considerar en la metodología de cuantificación de liberaciones de vapor por cambios de presión del sistema. Evidencia: Durante recorrido por Pailas II y entrevista con jefe de Planta y Operador, se detecta que, de forma intermitente, se da una liberación de vapor por seguridad operativa y se da una apertura de las válvulas de presión generando liberación de vapor antes de que éste pase por el medidor de flujo de vapor.	6.2.2 (INTE-ISO 14064-1)
FIN DE DISCREPANCIAS		

VII. CONCLUSIONES Y CONSIDERACIONES PARA PRÓXIMAS VERIFICACIONES

Opinión de verificación propuesta_
por parte del equipo verificador:

- Satisfactoria
 Insatisfactoria
 Abstención

Nota: Esta opinión no es el resultado final, ya que puede variar tras la evaluación del Plan de Acciones Correctivas por parte de INTECO. La conclusión se enviará formalmente posterior al proceso de revisión independiente, evaluación y decisión.

Verificaciones extraordinarias:

Dentro de esta verificación se presentan las siguientes condiciones que podrían desencadenar en la ejecución de una verificación extraordinaria (Marque con X en caso de aplicar):

	La atención de una o más discrepancias conlleva a la verificación completa o muestra de datos de actividad para más de una fuente o sumidero y/o la inclusión de nuevas fuentes de emisión cuya significancia representa un riesgo a la materialidad del inventario.
	La atención de una o más discrepancias implica revisar el cálculo completo de más de una fuente o sumidero de GEI, debido a afectaciones a la materialidad del inventario o por inconsistencias que lleven al replanteamiento de metodologías de cálculo de emisiones y remociones.
	Se detecta alguna discrepancia que provoca la inclusión de operaciones no consideradas dentro del inventario (cambios en alcance y límites).
	Se detectan 5 o más discrepancias en el proceso de verificación.
	Se detecta alguna discrepancia que únicamente es posible corroborar su atención por medio de una verificación en sitio.

Se acuerda con la organización, las siguientes fechas para la realización de la próxima verificación:

Comentarios si procede, sobre la planificación de la próxima verificación:

1. La organización se quedará con copia de este informe.
2. Las discrepancias han sido aclaradas y entendidas.
3. Indicar las discrepancias del presente informe a las cuales la organización tiene intención de presentar apelación (En este caso el equipo verificador puede alargar el tiempo de la estancia en la organización, con el fin de obtener más evidencias documentales que justifiquen la apelación).
4. En caso de que el verificador líder considere que no es necesario alargar el tiempo de verificación para proseguir las investigaciones, se indica a la organización que estas apelaciones deben comunicarse por escrito al correo operaciones@inteco.org en un plazo máximo de 7 días hábiles posterior a la entrega del informe de verificación. Una vez recibidas las apelaciones, el proceso de Operaciones obtiene del verificador líder la información necesaria para analizar la apelación.
5. Esta documentación, se remite al Director de Operaciones, lo anterior debe realizarse en un plazo no mayor a 15 días hábiles. En caso de que la organización no se encuentre conforme con la decisión y mantenga la apelación, el Director de Operaciones podrá decidir entre analizar nuevamente la apelación o convocar a reunión a los representantes de la organización para llegar a un acuerdo.
6. En caso de que la organización desee manifestar alguna queja, lo puede hacer a través del siguiente link de la página web de INTECO: <https://www.inteco.org/helpdesk/quejas-sugerencias-y-agradecimientos-2>
7. Teniendo en cuenta las discrepancias constatadas e indicadas en este informe, para las cuales es necesario la presentación de un plan de acciones correctivas (PAC), la organización se compromete a presentar a INTECO en 30 días naturales, contados a partir de la fecha de esta verificación, dicho plan, el cual debe indicar el estudio de las causas, la acción correctiva propuesta, el responsable de su implementación, el tiempo estimado y las evidencias documentales correspondientes para cada discrepancia. Para este PAC es preferible que la organización aplique su propia metodología de acciones correctivas o puede solicitar la guía para la elaboración del PAC de INTECO.
8. Recibido el PAC, INTECO evaluará el mismo, pudiendo aceptarlo para continuar el proceso de decisión o solicitando una ampliación de la información. Para el envío de esta información adicional la organización tiene un plazo de 30 días naturales. Posteriormente INTECO reevaluará dicha ampliación y comunicará la aceptación del PAC para continuar con el proceso de decisión.
9. En caso de no presentar el PAC y las ampliaciones (si aplica) en el plazo de 30 días naturales, sin que exista solicitud de prórroga o justificación al respecto, la Dirección de Operaciones podrá enviar el expediente a la Comisión de Evaluación, la cual puede recomendar a la Dirección Ejecutiva de INTECO, la realización de una Verificación Extraordinaria previa al otorgamiento de la opinión. Este dictamen, no exime a la organización de enviar un PAC a INTECO lo antes posible.

10. El PAC debe presentarse, preferiblemente, en formato electrónico, ubicando en carpetas independientes cada plan de acción por discrepancia indicada en el informe y sus evidencias correspondientes, o indicando para cada evidencia a cuál discrepancia corresponde. En caso contrario, el verificador podrá solicitar el reenvío de la información. El mismo debe enviarse al correo electrónico: operaciones@inteco.org.
11. El equipo verificador informa que esta verificación se ha realizado a través de un muestreo por lo que pueden existir otras discrepancias no identificadas en este informe.
12. Las discrepancias se refieren a incumplimientos de los requisitos del documento normativo aplicable o errores que afecten la materialidad.
13. Si una vez otorgada la opinión se detecta hechos posteriores a la emisión de la opinión, INTECO procederá según lo establecido en el contrato de servicios (FS-CO-11).
14. Para cualquier aspecto relacionado con el proceso de verificación, la organización puede dirigirse al departamento de Operaciones al correo: operaciones@inteco.org