



Análisis comparativo de la Huella de Carbono de Un Parque Eólico en Tenerife- España

Maestría en Ingeniería de la Energía y el Ambiente

Paula Andrea Cortés Landazuri

Leiria, septiembre de 2019



Análisis comparativo de la Huella de Carbono de Un Parque Eólico en Tenerife- España

Maestría en Ingeniería de la Energía y el Ambiente

Paula Andrea Cortés Landazuri

Disertación de Maestría realizada con la orientación del Doctor Nelson Simões Oliveira, Profesor de la Escuela Superior de Tecnología y Gestión del Politécnico de Leiria y la coordinación del Ingeniero Francisco Domínguez Yanes, Director de Proyectos de la empresa DC Servicios Ambientales en Tenerife, España.

Leiria, *septiembre* de 2019.

1. Originalidad y Derechos de Autor

El presente informe de proyecto es original, elaborado únicamente para este fin, habiendo sido debidamente citados todos los autores cuyos estudios y publicaciones contribuyeron para su elaboración.

Reproducciones parciales de este documento serán autorizadas en la condición de que sea mencionada la autora y hecha referencia al ciclo de estudios en el que se realizó, a saber, Curso de Maestría en Engenharia da Energia e do Ambiente, en el año lectivo 2017/2019, de la Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Politécnico de Leiria, Portugal, y, así, en la fecha de las pruebas públicas que tuvieron por objeto la evaluación de estos trabajos.

2. Dedicatoria

A Fidencia Landazuri Camacho quien con amor, esfuerzo y respeto ha logrado enseñarme y enaltecer lo que significa ser mujer afrocolombiana, la importancia y el impacto que en ocasiones tiene la palabra más sencilla y lo apasionante que resulta coquetear con la polimatía, que no hay obstáculo ni barrera que impida el sincero anhelo de crecer y que, aunque el camino está lleno de obstáculos la vida sería sumamente efímera sí tuviese otro acontecer.

A Fany Velilla y a *Nena* por brindar a manos llenas, con nobleza y desinterés una oportunidad.

Hugo, Mauro y Darío quienes lograron con cariño y ejemplo desmitificar la idea del hombre típicamente poco afectuoso de mi país.

A Marcela Agudelo, Stephanie Vega y Andrés Moreno quienes han sido modelo profesional, de fortaleza y soporte incondicional a distancia e inalámbicamente.

A Jei, Kathe, Juan y Yen, a mi familia digital... Gracias.

3. Agradecimientos

Mi más cordial reconocimiento y agradecimiento a todos y cada uno de los académicos de la Escola de Tecnologia e Gestão del Politécnico de Leiria, por brindar su conocimiento y moldearlo a modos simples que lograron trascender nuestros respectivos idiomas con respeto y paciencia.

Agradezco al director y asesor de tesis, Nelson Oliveira, por su colaboración y orientación en la realización del presente trabajo de investigación, ya que tuvo el coraje y la templanza de guiarme a distancia demostrando sus amplios conocimientos.

Reconocimiento a los profesionales de la empresa DC Servicios Ambientales por poner a disposición del presente proyecto todo su conocimiento y experiencia profesional.

4. Resumen

La promoción y buena imagen que tiene la energía eólica frente a otras fuentes de energía es innegable, cada vez más esta tecnología es integrada en los horizontes de países desarrollados o en vía de desarrollo que buscan diversificar su parque eléctrico y sumarse a aquellos que satisfacen las necesidades de su población a un menor costo ambiental, es decir, adherirse paulatinamente en la ejecución del tal nombrado desarrollo sostenible el cual han motivado convenios como el acuerdo de París y movimientos sociales como *Fridays for future*.

Dado lo anterior, este trabajo ha considerado pertinente evaluar la implementación del coste ambiental de un megaproyecto como lo es un parque eólico, en otras palabras, hacer una evaluación con base en lo que se conoce como economía circular y que valora el origen y destino último de cada uno de los recursos utilizados para la implementación de un parque eólico.

El ejercicio de valoración se realiza con base a las características de una de las islas canarias, Santa Cruz de Tenerife, cuya política está direccionada en la actualización de su parque energético e implementación de energía renovable de la cual está relegada en comparación con la implementación en la España peninsular o de territorios con características geográficas similares como lo es la isla portuguesa Madeira.

La metodología empleada para la evaluación es el análisis ciclo de vida conocido por sus siglas como ACV con esta se calculará la huella de carbono por la tecnología eólica implementada en el proyecto ejemplo, el estudio incluye la evaluación de las instalaciones necesarias para la distribución de energía, así como la repartición del recurso.

Finalmente se comparan los resultados obtenidos contra la huella de carbono estimada para las tecnologías energéticas convencionales instaladas en la isla.

Se establecen dos comparaciones de las emisiones emitidas por el parque energético de S/C de Tenerife el primero se basa en las emisiones publicadas por la entidad encargada de la operación del sistema eléctrico en España y la cual se refiere al consumo de combustible durante la operación de las distintas tecnologías. El segundo se basa en el estudio realizado

a evaluaciones que a partir de varias metodologías ACV aplicadas en proyectos daneses definen su huella de carbono.

Los resultados mostraron que es durante el proceso central en donde se generan mayores emisiones en el parque eólico estudiado, sin embargo, los resultados revelan una marcada diferencia con los datos publicados en la DAP de la aeroturbina estudiada.

Al considerar todas las emisiones reportadas durante la operación de las distintas tecnologías habientes por la REE, así como la comparación del sistema eléctrico eólico contra las otras tecnologías con metodologías ACV permite establecer el excelente posicionamiento que tiene el parque eólico frente a las energías basadas en el consumo combustibles fósiles desde la cuna hasta la tumba.

Palabras clave: Análisis ciclo de vida, Huella de carbono, Parque eólico, Energía renovable, Energía Tenerife.

5. Abstract

The promotion and good image that wind energy has over other sources of energy is undeniable, more and more this technology is integrated in the horizons of developed or developing countries that seek to diversify their electric fleet and join those that are able to satisfy the needs of their population at a lower environmental cost, that is to say, to rise gradually in the execution of the well-known sustainable development which has led to agreements such as the agreement of Paris and social movements such as Fridays for future.

Given the above, this work has considered relevant to evaluate the implementation of the environmental cost of a megaproject as it is a wind farm, in other words, make an assessment based on what is known as circular economy which assesses the origin and ultimate destination of each of the resources used in the implementation of the wind farm.

The valuation exercise is carried out based on the characteristics of one of the Canary Islands, Santa Cruz de Tenerife, whose policy is aimed to update its energy park and implementing renewable energy, which is relegated compared to the implementation in the peninsular Spain or other territories with similar geographic characteristics as is the Portuguese island Madeira.

The methodology used for the evaluation is the life cycle analysis (LCA) used to calculate the carbon footprint by the wind technology implemented in the example project, to finally compare the results obtained with the carbon footprint estimated for the conventional energy technologies installed on the island.

The results showed that it is during the central process where higher emissions are generated in the studied wind farm, however, the results reveal a marked difference with the data published in the DAP of the studied wind turbine.

When considering all the emissions reported during the operation of the different technologies by the REE, as well as the comparison of the wind power system against the other technologies with LCA methodologies, it allows to establish the excellent positioning that the wind farm has compared to the energies based on the use of fossil fuels from the cradle to the grave.

Keywords: Life cycle analysis, Carbon footprint, Wind farm, Renewable energy, Energy Tenerife.

6. Índice

1.	ORIGINALIDAD Y DERECHOS DE AUTOR.....	III
2.	DEDICATORIA	IV
3.	AGRADECIMIENTOS	V
4.	RESUMEN	VII
5.	ABSTRACT.....	IX
6.	ÍNDICE	XI
7.	LISTA DE ILUSTRACIONES.....	XIV
8.	LISTA DE TABLAS.....	XV
9.	LISTA DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS	XVII
1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	EN EL MARCO DEL CAMBIO CLIMÁTICO	2
1.2.	PERSPECTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO	3
1.2.1.	EL SECTOR ENERGÉTICO EN ESPAÑA.....	4
1.2.2.	EL SECTOR ENERGÉTICO EN LAS ISLAS CANARIAS	7
1.2.3.	ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA	9
1.2.4.	ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA.....	10
1.2.5.	ESTADO DEL ARTE DE LAS METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA EL CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO	12
1.2.6.	CONTABILIDAD DE LA HUELLA DE CARBONO DE UN PARQUE EÓLICO TÍPICO EN CHINA.....	12
1.2.7.	EL CASO DE LOS PARQUES EÓLICOS DE OSORIO: MÉTODO COMPUESTO A BASE DE CUENTAS FINANCIERAS	13
1.2.8.	HACIA LAS TURBINAS EÓLICAS DE EJE HORIZONTAL MÁS VERDES: ANÁLISIS DE LAS EMISIONES DE CARBONO, LA ENERGÍA Y LOS COSTES EN LA ETAPA INICIAL DE DISEÑO	14
1.3.	DEFINICIÓN DEL ALCANCE Y OBJETO DEL ESTUDIO.....	16
1.3.1.	OBJETIVO GENERAL.....	16
1.3.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
1.4.	ALCANCE	16
2.	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO	17
2.1.	CLASIFICACIÓN Y TIPOS DE ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA	17
2.1.1.	TIPOS DE ACV	18
2.1.2.	CLASIFICACIÓN ACV DE ACUERDO CON SU ENFOQUE	19
2.1.3.	CLASIFICACIÓN ACV DE ACUERDO CON SU ALCANCE	19

2.1.4.	METODOLOGÍAS PARA LA EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CICLO DE VIDA	20
2.1.5.	METODOLOGÍA ESCOGIDA	21
2.1.6.	REGLAS PARA LA CATEGORÍA DE PRODUCTO (RCP).....	23
2.1.7.	DECLARACIONES AMBIENTALES DE PRODUCTO.....	25
3.	DESCRIPCIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS EN ESTUDIO	27
3.1.	NORMATIVIDAD ESPECIAL PARA LOS PARQUES EÓLICOS EN ESTUDIO	28
3.1.1.	ANÁLISIS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	29
3.1.1.1.	CARACTERIZACIÓN DE LA ESPECIE CEROPEGIO FUSCAE-EUPHORBIAETUM BALSAMIFERAE	30
3.1.1.2.	CARACTERIZACIÓN DE LA ESPECIE PLOCAMETUM PENDULAE	31
4.	ANÁLISIS DE INVENTARIO DE LOS PARQUES EÓLICOS	33
4.1.	INVENTARIO DE MATERIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL AEROGENERADOR	34
4.1.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE CONSTRUCCIÓN PARQUE EÓLICO	35
4.1.1.1.	ESTIMACIÓN DE ENERGÍA REQUERIDA Y GENERADA.....	36
4.1.1.2.	INVENTARIO COMPONENTES PRINCIPALES DEL AEROGENERADOR.....	37
4.1.2.	LLEGADA DE COMPONENTES DE AEROGENERADOR AL PARQUE EÓLICO.....	39
4.1.2.1.	TRANSPORTE ASOCIADO A LA CONSTRUCCIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS.....	39
4.1.3.	INVENTARIO DE MATERIALES PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL AEROGENERADOR	44
4.1.3.1.	SUSTANCIAS AUXILIARES UTILIZADAS DURANTE LA OPERACIÓN	45
4.1.4.	FUNCIONAMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA.....	46
4.1.5.	INVENTARIO PARA EL CIERRE DEL PARQUE EÓLICO	47
5.	HUELLA DE CARBONO	51
5.1.	PROCESO ASCENDENTE – “ANCILLARY SUBSTANCES”	52
5.2.	PROCESO CENTRAL – “PRODUCTION WIND FARM”	54
5.2.1.	INFRAESTRUCTURA CENTRAL	54
5.2.1.1.	TRANSPORTE DE COMPONENTES Y SUBCOMPONENTES DE LA INFRAESTRUCTURA CENTRAL.....	56
5.2.1.2.	DESMANTELIAMIENTO DE INFRAESTRUCTURA CENTRAL	57
5.2.2.	OPERACIÓN PROCESO CENTRAL - Uso	58
5.3.	PROCESO DESCENDENTE “DOWNSTREAM PROCESS”	59
5.4.	SÍNTESIS DE RESULTADOS.....	60
6.	COMPARACIÓN EMISIÓN FUENTES CONVENCIONALES DE ENERGÍA	63
6.1.	EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA EN SANTA CRUZ DE TENERIFE	63
6.2.	CONFIGURACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	65
6.3.	PRESENTACIÓN DE LA EMISIÓN DE CO ₂ CALCULADO PARA EL PARQUE ENERGÉTICO DE S/C DE TENERIFE.....	68
6.3.1.	CÁLCULOS EMITIDOS POR REE	68
6.3.2.	COMPARACIÓN ACV FUENTES ENERGÉTICAS	71

6.3.2.1.	GENERACIÓN DE ENERGÍA CON FUENTES DE COGENERACIÓN	75
7.	CONCLUSIONES.....	77
8.	BIBLIOGRAFÍA	79
9.	ANEXOS	85
A.	DECRETO 838/2015 POR EL QUE SE EXCLUYE A CIERTOS PARQUES EÓLICOS DEL PROCEDIMIENTO DE EIA	85
B.	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR EL AEROGENERADOR.....	89
C.	CÁLCULO DE VALORES PARA ACEITE LUBRICANTE	91
D.	TABLAS DE CONSUMO DE ENERGÍA TENERIFE	92
10.	GLOSARIO.....	95

7. Lista de ilustraciones

ILUSTRACIÓN 1 BRECHA DE LOS PRECIOS DEL CARBONO EN 2015	4
ILUSTRACIÓN 2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTES EN ESPAÑA, 1980-2015	5
ILUSTRACIÓN 3. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2016: CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS	6
ILUSTRACIÓN 4. REPARTICIÓN DE LA ENERGÍA TOTAL PRODUCIDA EN ISLAS CANARIAS 2017	8
ILUSTRACIÓN 5. GENERACIÓN RENOVABLE EN ESPAÑA Y PRECIOS DEL MERCADO DIARIO (GWh/€ MWh)	10
ILUSTRACIÓN 6. RATIO POTENCIA RENOVABLE/POTENCIA Y POTENCIA RENOVABLE (2016)	11
ILUSTRACIÓN 7. PANEL DE INICIO SOFTWARE CCalC2	23
ILUSTRACIÓN 8. PLANO DE UBICACIÓN PARQUES EÓLICOS	27
ILUSTRACIÓN 9. IMAGEN DE CEROPEGIO FUSCAE-EUPHORBIA BALSAMIFERA EUPHORBIA BALSAMIFERA	30
ILUSTRACIÓN 10. IMAGEN DE LA ESPECIE PLOCAMETUM PENDULAE PLOCAMA PENDULA	31
ILUSTRACIÓN 11. RUTA DE MOVILIZACIÓN DESDE SIEMENS GAMESA ÁGREDA	40
ILUSTRACIÓN 12. RUTA DE MOVILIZACIÓN DESDE GAMESA REINOSA	40
ILUSTRACIÓN 13. RUTA DE MOVILIZACIÓN DESDE GAMESA AOÍZ	40
ILUSTRACIÓN 14. RUTA DE MOVILIZACIÓN DESDE GAMESA ZAMUDIO	41
ILUSTRACIÓN 15. RUTA TRAZADA PARA TRANSPORTE DE AEROGENERADORES	42
ILUSTRACIÓN 16. RUTA TRAZADA PARA EL DESPLAZAMIENTO DE RESIDUOS DE AEROGENERADORES	50
ILUSTRACIÓN 17 ESQUEMA DE LAS FASES DE ACV CONSIDERADAS	52
ILUSTRACIÓN 18. ESQUEMA RESULTADOS OBTENIDOS EN CCalC2	61
ILUSTRACIÓN 19. ESTRUCTURA TECNOLÓGICA DEL PARQUE DE GENERACIÓN PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN S/C DE TENERIFE	65
ILUSTRACIÓN 20. PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE LAS DISTINTAS FUENTES Y TECNOLOGÍAS EN LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN TÉRMINOS DE ENERGÍA BRUTA. AÑO 2017	66
ILUSTRACIÓN 21. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA PUESTA EN RED EN S/C DE TENERIFE	67
ILUSTRACIÓN 22. PROMEDIO EMISIONES ASOCIADAS A LAS FUENTES ENERGÉTICAS DE S/C DE TENERIFE	69
ILUSTRACIÓN 23. FASES DEL CICLO DE VIDA GENERALIZADAS PARA UNA TECNOLOGÍA DE ENERGÍA.	71
ILUSTRACIÓN 24. PORCENTAJE DE REPRESENTACIÓN DE LOS FACTORES DE EMISIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD	72
ILUSTRACIÓN 25. FACTORES DE EMISIÓN DE GEI DEL CICLO DE VIDA PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	73
ILUSTRACIÓN 26. RELACIÓN ENTRE LA EFICIENCIA DE LA PLANTA Y LAS EMISIONES GEI DIRECTOS PARA HULLA, LIGNITO, GAS NATURAL Y PETRÓLEO	74
ILUSTRACIÓN 27. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR EL AEROGENERADOR GAMESA G87	89
ILUSTRACIÓN 28. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR EL AEROGENERADOR MADE AE-90/2	90
ILUSTRACIÓN 29. PARTICIPACIÓN DEL PARQUE EÓLICO EN COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN ARCHIPIÉLAGO CANARIO 2017	92
ILUSTRACIÓN 30. ENERGÍA ELÉCTRICA PUESTA EN RED CADA MES, AÑO 2017	93

8. Lista de tablas

TABLA 1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y TIEMPO DE INTERRUPCIÓN MEDIO	8
TABLA 2. RESUMEN METODOLOGÍAS ACV	20
TABLA 3. CLASES DE VIENTO IEC	34
TABLA 4. PRINCIPALES DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES USADOS EN LA MANUFACTURA Y CONSTRUCCIÓN DEL AEROGENERADOR G114 STD 2.1 IIIA	35
TABLA 5. RESUMEN ACTIVIDADES REQUERIDAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS	36
TABLA 6. RELACIÓN DE MATERIALES UTILIZADOS EN LA FABRICACIÓN DE PIEZAS EN CADA AEROTURBINA	38
TABLA 7. PESO FINAL COMPONENTES DEL AEROGENERADOR	38
TABLA 8. CENTROS DE FABRICACIÓN GAMESA ESPAÑA	39
TABLA 9. RESUMEN TRANSPORTE DESDE CENTRO DE PRODUCCIÓN A PUERTO DE SALIDA	41
TABLA 10. RELACIÓN TRANSPORTE DESDE EL CENTRO DE FABRICACIÓN HASTA EL PUERTO DE EMBARQUE	42
TABLA 11. RELACIÓN TRANSPORTE DESDE EL PUERTO DE EMBARQUE HASTA PUERTO DE GRANADILLA	43
TABLA 12. RELACIÓN TRANSPORTE DESDE PUNTO DE DESEMBARQUE HASTA PARQUES EÓLICOS	43
TABLA 13. INVENTARIO DE MATERIALES UTILIZADOS EN OPERACIÓN DE PROCESO CENTRAL - Uso	44
TABLA 14. RECURSOS DE ENERGÍA NO RENOVABLE	45
TABLA 15. ADAPTACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA ALTERNATIVA UTILIZADA EN LA OPERACIÓN	45
TABLA 16. ADAPTACIÓN PARA LA DEFINICIÓN ENERGÉTICA DEL PROCESO DESCENDENTE	46
TABLA 17. INVENTARIOS MATERIALES INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y DESMANTELAMIENTO RED ELÉCTRICA	47
TABLA 18. TIPO DE DESMANTELAMIENTO	48
TABLA 19. INVENTARIO DE SALIDAS CORRESPONDIENTES AL AEROGENERADOR	49
TABLA 20. HUELLA DE CARBONO DE LA MATERIA PRIMA EN EL PROCESO ASCENDENTE	53
TABLA 21. RESULTADOS USO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DURANTE PROCESO ASCENDENTE	53
TABLA 22. RESULTADOS MATERIA PRIMA MÓDULO INFRAESTRUCTURA CENTRAL	55
TABLA 23. RESUMEN ENERGÍA UTILIZADA EN LA INFRAESTRUCTURA CENTRAL	55
TABLA 24. DATOS REGISTRADOS DE TRANSPORTE HASTA EL PARQUE EÓLICO	56
TABLA 25. COMPILACIÓN DE RESIDUOS DE LA INFRAESTRUCTURA CENTRAL	57
TABLA 26. RELACIÓN DE TRANSPORTE DE RESIDUOS	58
TABLA 27. RESULTADOS MATERIA PRIMA PROCESO CENTRAL - USO	58
TABLA 28. RESUMEN RECURSOS ENERGÉTICOS UTILIZADOS DURANTE PROCESO CENTRAL - USO	58
TABLA 29. RESULTADOS MATERIA PRIMA PROCESO DESCENDENTE	59
TABLA 30. RESUMEN DATOS DE LA DEFINICIÓN DE ENERGÍA EN SOFTWARE CCALC2	60
TABLA 31. DISCRIMINACIÓN RESULTADOS HUELLA DE CARBONO PARQUE EÓLICO	60
TABLA 32. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA EN TENERIFE 1990-2017	64
TABLA 33. PARQUE DE GENERACIÓN CONFIGURADO EN S/C DE TENERIFE	64

TABLA 34. GRUPOS DE GENERACIÓN DE INSTALADOS EN LAS CENTRALES TÉRMICAS EN S/C DE TENERIFE A 31 DICIEMBRE DE 2017	66
TABLA 35. CO2 ASOCIADO A ESTRUCTURA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN S/C DE TENERIFE	68
TABLA 36. RELACIÓN FACTORES DE EMISIÓN ESPAÑA 2018	70
TABLA 37. ESTIMACIÓN DE EMISIONES POR CADA KWH GENERADO	70
TABLA 38. COMPARACIÓN ENTRE ÓPTIMA- ACTUAL EFICIENCIA EN PLANTAS DE CICLO COMBINADO Y SUS EMISIONES DE CO ₂	75

9. Lista de siglas y acrónimos

ACV	Análisis Ciclo de Vida
AEE	Agencia Eólica de Energía
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO ₂ eq	Dióxido de Carbono equivalente
COP ₂₁	Conferencia 21 de las partes UNFCCC
DAP	Declaración Ambiental de Producto
EICV	Evaluación Ciclo de Vida
GEI	Gases de Efecto Invernadero
ICV	Inventario Ciclo de Vida
ITC	Instituto tecnológico de Canarias
kWh	Kilovatio hora
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
OECD	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
PEN	Plan Energético Nacional
RCP	Reglas para la Categoría de Producto
REE	Red Eléctrica España
S/C	Santa Cruz
UE	Unión Europea
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate

1. Introducción

El presente trabajo de teórico práctico se realiza en el marco de la aplicación de los conocimientos adquiridos durante el desarrollo de la maestría en Ingeniería de la Energía y el Ambiente, a desarrollar en un parque eólico localizado en el municipio de Arico, Santa Cruz de Tenerife. Se realizará el cálculo de la huella de carbono del proyecto durante las diferentes etapas de su vida útil y post clausura, también se realizará la comparación de las emisiones aportadas por las actuales fuentes generadoras de energía en la isla.

La evaluación de las fuentes de producción de energía eléctrica surge como una posibilidad de cuantificar y comparar los impactos generados a partir de la aplicación de una u otra tecnología para ello, se busca también desmitificar que energías alternativas es equivalente a energías cien por ciento limpias, evidenciando su participación en la cantidad de emisiones producidas a lo largo de su tiempo de su ciclo de vida.

Lo descrito anteriormente debe ser tratado como un tema importante debido a que el consumo de energía aumenta a la par junto a la población y la economía de los países (Consejo Mundial de la Energía Equipo de Cambridge, 2014), siendo así es innegable la necesidad de conocer e incentivar la producción y distribución de energía eléctrica más eficiente y eficaz, aquella capaz de permitir una correcta adaptación a las rápidas mudanzas que exigen las acciones en contra del cambio climático así como la disminución en el uso de los combustibles fósiles.

Aunque la disminución en el uso de combustibles fósiles es un tema que aún genera controversia, investigaciones como las de *Christophe McGlade* y *Paul Ekins* estudiantes de la universidad College de Londres quienes han estimado que tener al menos un 50% de posibilidades de mantener el calentamiento por debajo de 2 ° C durante todo el siglo XXI es un escenario complejo cuando las reservas mundiales de combustibles fósiles alrededor del mundo superan las estimaciones de emisión de GEI ideales hasta (3) veces (McGlad & Ekins, 2015), lo que se traduce a que aún contamos con recursos fósiles suficientes para el desarrollo de nuestras actividades pero el uso de estos resulta contraproducente.

1.1. En el Marco del Cambio Climático

Las preocupaciones en el mundo moderno por la generación de los gases de efecto invernadero, calentamiento global y el cambio climático han obligado a que distintos países paulatinamente planteen, controlen y vigilen medidas que buscan la mitigación de los impactos generados. Las denominadas “Cumbres de la Tierra” son evidencia del interés de la mayoría de los líderes mundiales por gestionar adecuadamente el ambiente.

Dichas conferencias de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y su Desarrollo buscan la llegada de acuerdos internacionales que permitan la buena administración de los recursos, pero también la mitigación de los impactos generados. Como resultado de dichos encuentros se realizan finalmente la Cumbre de Estocolmo en el año de 1972, la de Río de Janeiro en 1992, la de Johannesburgo en 2002 y la de Río +20 llevada a cabo en el 2012. Las cuales como resultado nos dejaron la indagación de sistemas productivos, el planteamiento de fuentes de energía alternativa, el apoyo a los sistemas de transporte públicos, el Programa 21, la Convención sobre el Cambio Climático, la promoción del desarrollo Sostenible, entre otros (CEPAL, 2002).

Es en una de estas Conferencias sobre Cambio climático en donde se desarrolla el ya conocido Protocolo de Kioto buscando la reducción en la producción de seis gases de efecto invernadero. Siendo ratificado por 187 países en 2009 (UNFCCC, 2009); demostrando un interés común por parte de la comunidad internacional en la toma de acciones para generar un cambio.

Premisa simplificada en palabras de Yvo de Boer consultor en política ambiental internacional durante el desarrollo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en noviembre de 2007 “El clima ha llegado a convertirse en uno de los desafíos más críticos que se han presentado jamás a la humanidad. Sus efectos van desde la elevación del nivel del mar hasta el derretimiento de los casquetes polares y los glaciares, así como la mayor incidencia de las sequías e inundaciones”.

1.2. Perspectivas del sector energético

Fueron 195 los Estados que se pusieron de acuerdo en la conferencia número 21 en la convención del Marco de las Naciones Unidas para el cambio climático, a través del Acuerdo de París o AP21 llevada a cabo en el 2015 para ajustarse a las nuevas necesidades del mundo.

En dicho documento donde se establecen las medidas que se tendrán en cuenta para la lucha contra el cambio climático recalando una economía baja en emisiones y resiliente a las posibles alteraciones meteorológicas; estableciendo como objetivo principal evitar que el incremento de la temperatura media global supere los 2°C.

Debe recalarse que estos acuerdos no son de cumplimiento obligatorio ni impone sanciones a quienes no los acaten, es decir, que el desempeño de los países depende netamente de su interés y la consideración al fenómeno del cambio climático para cada uno de ellos, así como la importancia dada a la reputación y credibilidad que pueden obtener frente a cualquier acción tomada al respecto.

Pese a lo descrito anteriormente se han hecho los ajustes necesarios para que tanto países en vía de desarrollo, así como los desarrollados puedan participar en el desenvolvimiento de la metodología adecuada, que permita cumplir el compromiso que ha adquirido la comunidad de que entre el 2050 y 2100 se reduzca a cero las “emisiones netas” (Borrell Fontelles, 2016).

Una de las medidas más llamativas al respecto es el “Impuesto sobre el Carbono” con la cual se busca penalizar el consumo de petróleo y llevar lentamente a la disminución del consumo de petróleo. Dado a que las propuestas que afectan la fiscalidad en la UE deben ser aceptadas por unanimidad, la aplicación de este criterio (que no afecta a las energías alternativas) ha sido sólo implementada por Dinamarca, Holanda, Noruega y Suecia y más recientemente Irlanda e Italia han decidido aplicar impuestos sobre el carbono, mientras que otros como Austria y Alemania han optado por aumentar los impuestos energéticos (Padilla Rosa & Roca Jusmet, 2018).

Al comparar los precios reales del carbono y los costos reales del clima, estimados en €30/CO₂ fue de 76.5% en 2018. Esto se compara favorablemente con la brecha de carbono de 83% reportada en 2012 y la brecha de 79.5% en 2015, pero aún no es suficiente. Al ritmo actual de disminución, los precios del carbono no cubrirán los costos reales sino hasta 2095 (OECD, 2018). En la Ilustración 1, puede apreciarse la brecha de precios del carbono, es

decir, la comparación entre el precio real del carbono, así como el precio real del clima, partiendo de una valoración de €30 por tonelada.

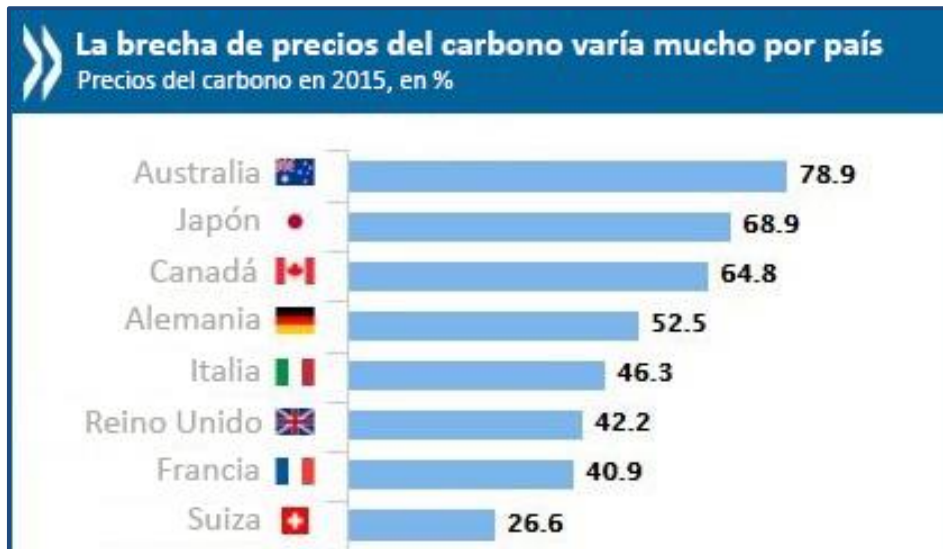


Ilustración 1 Brecha de los Precios del Carbono en 2015

Si no se hace al ritmo necesario para conseguir el objetivo, el AP21 no habrá servido para contener la amenaza del cambio climático. Desde este punto de vista, hay que aplaudir el AP21, pero reconociendo que casi todo queda por hacer (Borrell Fontelles, 2016).

1.2.1. El Sector Energético en España

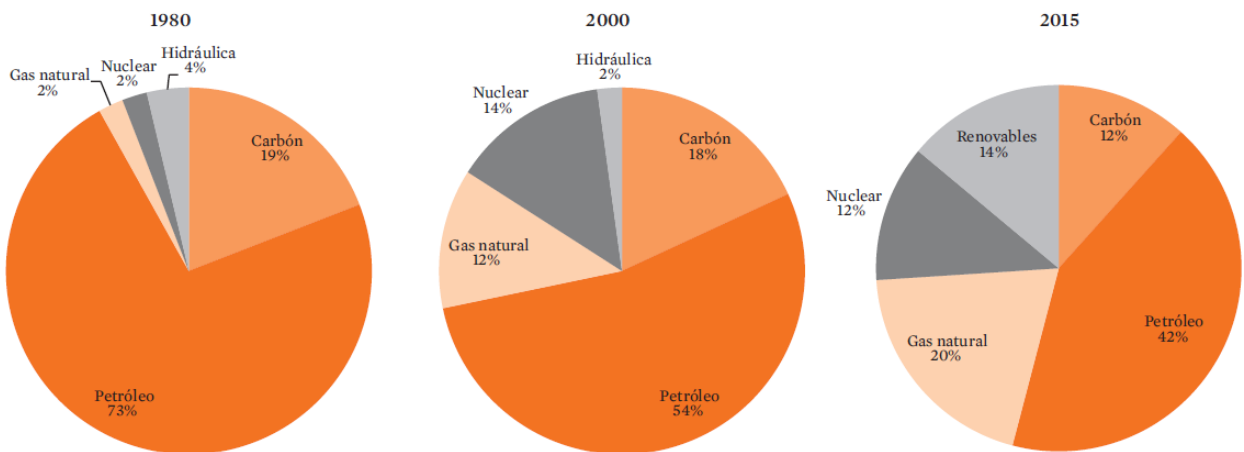
Después de la aplicación de los planes energéticos nacionales (PEN) entre 1975 y 1983, los cuales redujeron la dependencia de energía del exterior en España y mejoraron el suministro de energía al añadir al parque de generación de energía 5.112 MW de potencia en nuevas térmicas de carbón y 4.695 MW en centrales nucleares. Los problemas financieros no dieron espera dado a los inmensos pasos que se dieron en apenas cinco años (entre 1980 y 1985); dado a que en aquella época estaba em vigor la crisis petrolera se obtuvo como resultado una reducción de la dependencia del petróleo, pero simultáneamente se impulsó un déficit acumulado de tarifas que ponía en cuestión la viabilidad del proyecto (Consejo Económico Y Social de España, 2018).

La crisis financiera generada a partir del grosor de dinero invertido en las nuevas fuentes de energía eléctrica desencadenó la nacionalización negociada de la red de transporte mediante la creación de Red Eléctrica Española (REE); la revisión del PEN 83, en el que se incluiría

la moratoria nuclear y la realización de las inversiones allí previstas; y finalmente la aplicación de una política tarifaria que permitiera asegurar una rentabilidad suficiente y la amortización de las inversiones (Consejo Económico Y Social de España, 2018).

Varios cambios se hicieron desde dicha época a la fecha en España, tales como la creación del grupo Endesa, la incorporación del gas natural al sistema y la estandarización de costes consiguieron una estabilización del mercado energético en el país (Consejo Económico Y Social de España, 2018).

Hoy podemos apreciar que el consumo de energía se ha diversificado durante las últimas décadas (ilustración 2), sin embargo, es la energía proveniente de los combustibles fósiles - carbón, gas natural y petróleo- la más utilizada.



Nota: el consumo de energía primaria se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final, los consumos en sectores energéticos v las pérdidas.

Ilustración 2. Consumo de Energía Primaria por Fuentes en España, 1980-2015

En España, entre 2010 y 2016 todos los sectores, a excepción del transporte, registraron descensos en sus emisiones de CO₂ (excluyendo el uso-cambio de la tierra y el sector forestal); pero especialmente el sector de la electricidad, cuyo retroceso para ese periodo supera los 3 puntos porcentuales (Consejo Económico Y Social de España, 2018). En la ilustración 3 puede apreciarse el consumo primario de energía eléctrica en España

El aumento en el uso de energías limpias se evidencia; las diferentes mejoras que ha tenido la tecnología en esta industria han contribuido para abaratar los precios y hacerla más asequible, sin embargo, no ha sido sólo una cuestión de rebajas sino también de la adopción de medidas que procuran la independencia de las fuentes tradicionales.

Lo anterior se comprueba a través de la ilustración 3 con la cual se aprecia la demanda total de energía primaria. De acuerdo con el Informe de la energía en España correspondiente al año 2016 hubo un crecimiento en la demanda de este recurso alrededor de un 0,2 % con respecto a 2015, siendo las energías renovables las líderes del crecimiento de los consumos primarios con un incremento en su consumo del 3,3 %, por encima del petróleo (2,7 %), la energía nuclear (2,2 %) y el gas natural (2 %) (Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, 2016).

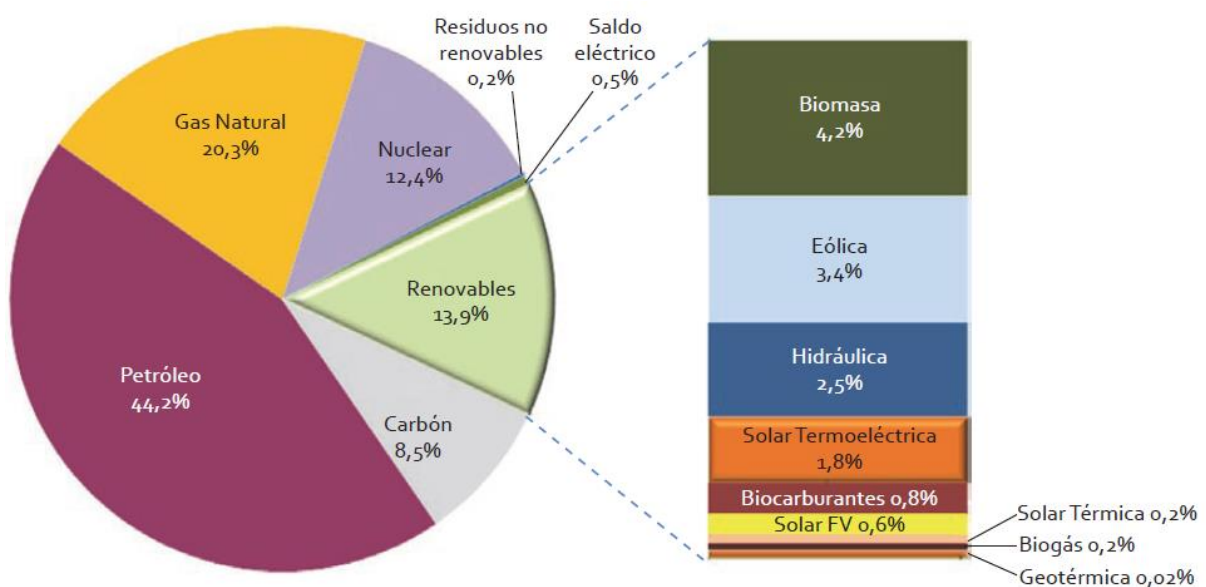


Ilustración 3. Consumo de Energía Primaria 2016: Contribución por fuentes energéticas

No obstante, el informe del año anterior de la REE las emisiones de CO₂ derivadas de la generación eléctrica en España son superiores a las de años anteriores debido, principalmente, a la menor participación de las energías renovables, estimándose en 2017 un total de 74,9 millones de toneladas, un 17,9 % superiores al registro de 2016 (REE, 2017).

A largo plazo es evidente que el uso de combustibles fósiles será marginal, pero a una velocidad demasiado pausada que posiblemente no consiga cumplir con los objetivos

planteados en el Protocolo de París. Considerando el retroceso vivido en el 2017 debido a la sequía que afectaron la producción de energía a partir de fuentes hídricas y que derivó automáticamente en el consumo de combustibles fósiles, con este imprevisto queda en el aire que los cambios no son consistentes y que la consideración sobre la vulnerabilidad que tienen las energías renovables en cuanto a su materia prima son tomadas a la ligera.

Sólo un año nos separa de la segunda década del siglo XXI, el tiempo paulatinamente se agota, los planes gubernamentales de España que han iniciado hace décadas flaquean frente a países como Portugal o Costa Rica que también le han apostado al desarrollo de energías limpias y finalmente a inicios del 2019 como Estados capaces de generar hasta un 100 % de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, mientras el país hispano sólo registra una cobertura equivalente al 43 % proveniente de este tipo de tecnologías.

1.2.2. El Sector energético en las Islas Canarias

Los recursos energéticos de las Islas Canarias contrastan bastante de los hallados en la España peninsular, ya que las condiciones geográficas, climatológicas y poblacionales difieren bastante con los recursos disponibles para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. La dependencia externa de los recursos energéticos en Canarias es ya conocida (Cárdenes Santana, Domínguez Silva, De Santa Ana Fernández, Mingarro González, & Martínez Navarro, 2005).

Siendo así la prestación del servicio eléctrico se ve truncado, por ejemplo, en 2016 la energía no suministrada, es decir la energía cortada al sistema eléctrico por interrupciones del servicio debido a incidentes en la red de transporte fue de 78 MWh en la península, mientras que en el archipiélago llegó a los 457 MWh. Por su parte, el tiempo de interrupción medio (TIM), que mide la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema se situó ese mismo año en 0,16 minutos en la península mientras fue de 27,45 minutos en las islas Canarias, siendo 15 minutos el valor de referencia (Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, 2016).

En la tabla 1, se aprecia el comportamiento de los últimos años de estos dos indicadores. Viendo como la brecha entre ambas zonas se amplió año tras año.

Tabla 1. Energía no suministrada y tiempo de interrupción medio

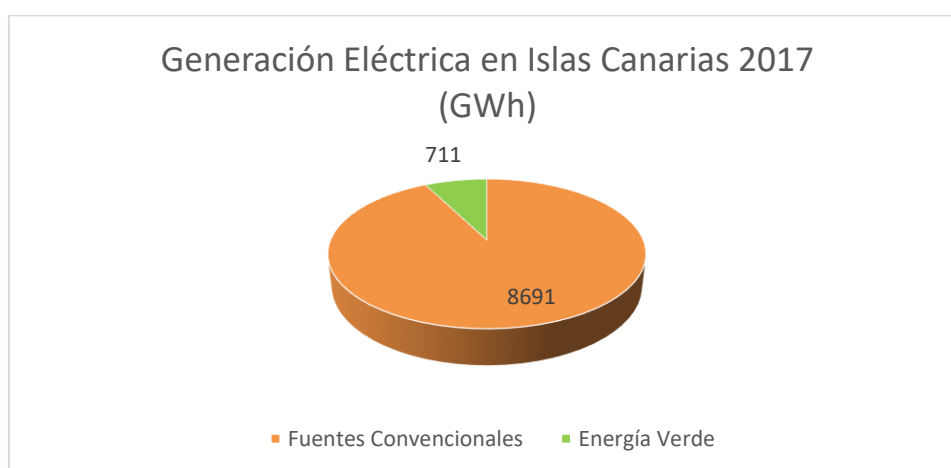
Año	ESN (MWh)		TIM (Minutos)	
	Península	Canarias	Península	Canarias
2012	133	7	0,28	13,25
2013	1.156	72	2,47	4,38
2014	204	148	0,44	9,04
2015	53	150	0,11	9,08
2016	78	457	0,16	27,45

Fuente: La energía en España 2016, 2016

Para el año 2016 el periódico “El diario” resalta la distancia de más de 16 puntos que tiene el archipiélago con respecto al promedio español en cuanto a la generación de energía eléctrica con tecnologías limpias. Se recalca entonces que España durante la misma época, es decir durante el año 2015, correspondía a el 24,5% la demanda atendida en el país frente al 8% que mostraron las islas canarias (Delgado, 2016).

Recalcando que la diferencia entre la península y la España extra peninsulares poseen una diferencia marcada no sólo de modo cuantitativo sino también cualitativa, quedando relegada en cuanto al acceso a las mejores tecnologías del mercado para la generación de energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica en las islas canarias está dada en su mayoría por derivados del petróleo, dicha proporción puede verificarse en la ilustración 4.



Fuente: Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018.

Ilustración 4. Repartición de la energía total producida en Islas Canarias 2017

Para disminuir esta brecha en la producción de energía verde en el archipiélago el gobierno español ha asignado 436,3 MW a 49 nuevos parques en Canarias con los cuales permitirían que el porcentaje de energías renovables aumente al 21%. (Sánchez, 2017).

En el informe *Sostenibilidad Ambiental 2018* de la Corporación Red Eléctrica de España, se cita que la potencia de generación eólica instalada en Canarias ha pasado en el año 2017 de 219 MW a 400 MW, lo que demuestra los resultados de las inversiones proyectadas por el gobierno español y que representa un incremento del 82 %, y la generación de origen renovable en el mix de generación canario ha representado el 11 % del total, un 3 % superior a la del 2017 (Corporación Red Eléctrica, 2018).

1.2.3. Energías Renovables en España

Las energías renovables incluyen hidráulica, hidro-eólica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biogás, biomasa, hidráulica marina, geotérmica y residuos renovables.

Con las últimas instalaciones registradas durante el 2017, la clasificación mundial por potencia instalada de energía renovable está encabezada por China, con un total de 545 GW, seguida de Estados Unidos, con 215 GW, y Brasil, con 122 GW. El top 10 se completa con Alemania (106 GW), Canadá (96 GW), India (91 GW), Japón (72 GW), Rusia (51,7 GW), Italia (51,4 GW) y, por último, España, que con 48 GW cierra la clasificación (Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, 2016).

Por tecnologías, la producción eléctrica peninsular de 2017 se cubrió en primer lugar con la nuclear con un 22,4 %, seguida de la eólica con el 19,1 %. Por su parte, el carbón elevó su cuota 3 puntos al 17,1 %, así como los ciclos combinados al 13,6 %, mientras que la hidráulica se redujo al 7,4 % (14,5 % en 2016). La restante generación se repartió entre la cogeneración 11,3 %, las tecnologías solares 5,4 % y otras 3,7 % (REE, 2017).

En cuanto a la generación eléctrica, las energías renovables, condicionadas por un notable descenso de la producción hidráulica (un 49,1 % respecto al año anterior), han reducido su cuota en el conjunto de la generación peninsular al valor más bajo de los últimos cinco años (33,7 % frente al 40,3 % en 2016) contribuyó a la caída de las renovables las cuales se replazaron con una mayor aportación de energía no renovable (66,3 % frente al 59,7 %) (REE, 2017).

La Ilustración 5 evidencia la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables en España durante los años 2016 y 2017, evidenciando la participación de las distintas tecnologías, así como el comportamiento de los precios diarios tanto en el país hispano como en Francia.

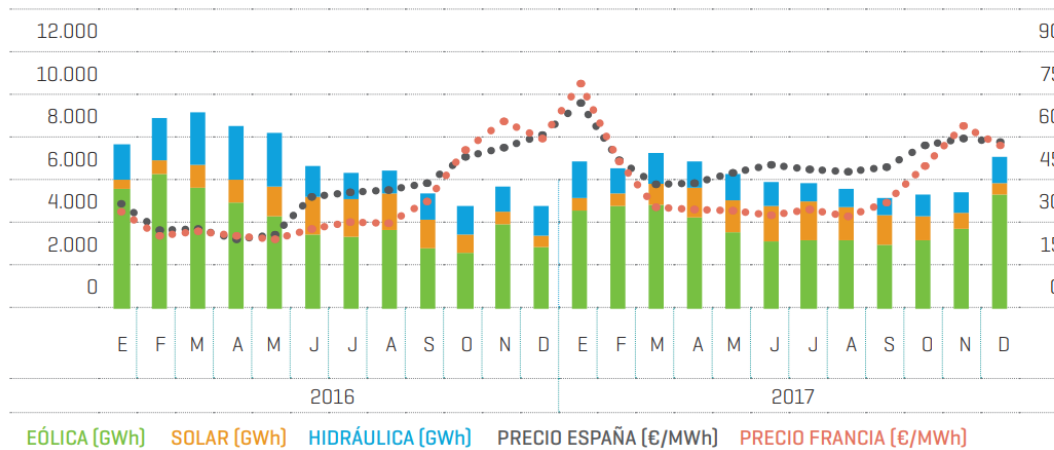


Ilustración 5. Generación renovable en España y precios del mercado diario (GWh/€ MWh)

Cabe destacar que generalmente existe una correlación inversa entre el precio del mercado diario y la participación de las energías renovables, de modo que una menor participación de las energías renovables muestra un incremento del precio del mercado diario. (REE, 2017)

1.2.4. Energía Eólica en España

La energía eólica se aprovecha mediante la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica a través de aerogeneradores, que utilizan una hélice para transmitir el movimiento que el viento produce en sus palas al rotor de un alternador. Cuando una instalación eólica necesita producir electricidad para verter a la red de distribución se agrupan varios aerogeneradores, dando lugar a los denominados parques eólicos (Espejo Marín, 2004).

La evolución de la potencia renovable instalada en España a lo largo de los últimos diez años muestra que las tecnologías eólica y solar han sido las impulsoras del incremento producido en dicho período, casi el 70 % de crecimiento respecto al año 2007. La participación en el conjunto de la generación eléctrica ha pasado del 20,3 % en el 2007 a casi el 39 % en el 2016 (Sánchez, 2017).

La producción eólica peninsular de 2017 se situó en 47.498 GWh, un 0,4 % superior a la registrada el año anterior. Este incremento se produce principalmente en el último trimestre del año, cuando esta tecnología generó un 44,2 % más que en el mismo trimestre del 2016. Además, la eólica sigue siendo la tecnología renovable de mayor relevancia en el sistema peninsular, representando el 56,9 % de las renovables en 2017, un peso muy superior al 47,3 % que tuvo en 2016. Además, la eólica fue la tecnología que más contribuyó a la producción peninsular en los meses de febrero (24,5 %) y diciembre (24,8 %) (REE, 2017).

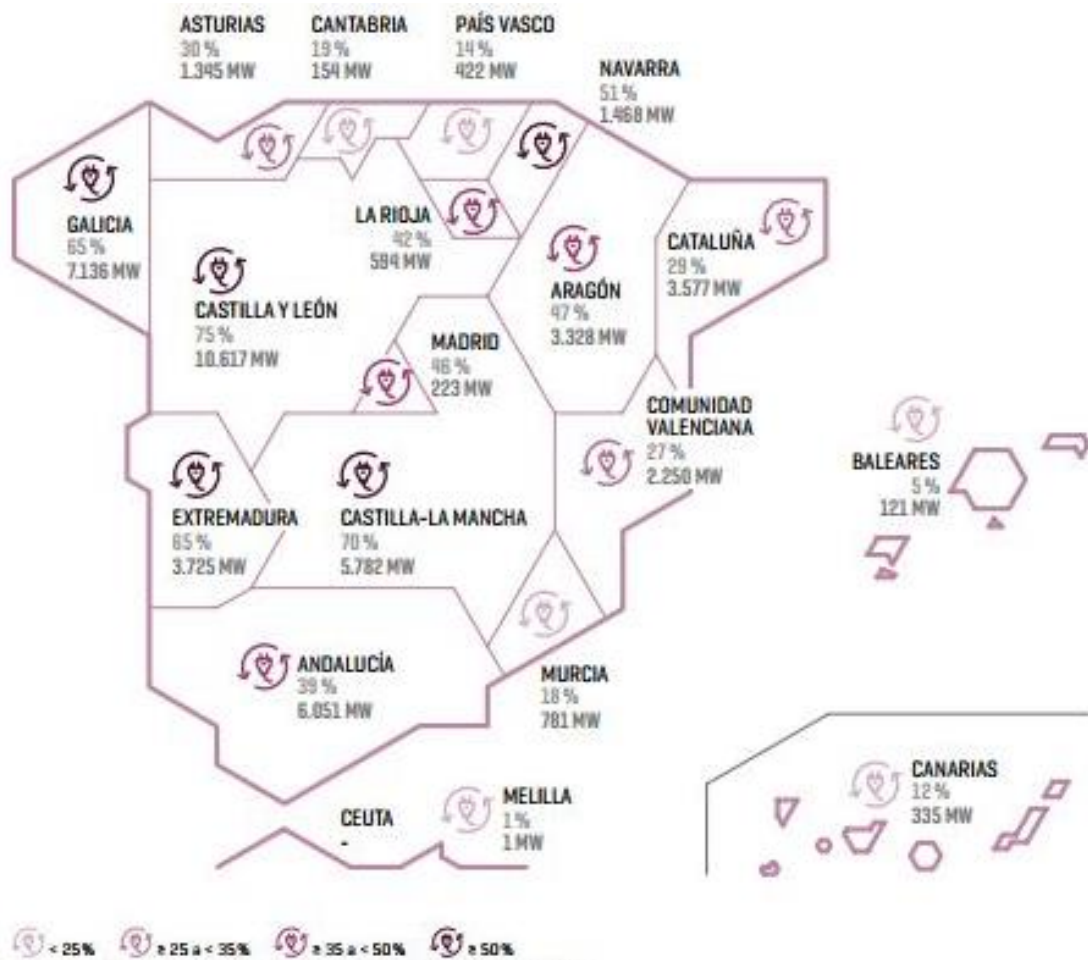


Ilustración 6. Ratio potencia renovable/Potencia y Potencia renovable (2016)

Para inicios del año 2018 España se situó en la undécima posición de Europa por potencia eólica instalada durante el primer semestre del año con 52 MW, según los datos que maneja AEE, España es el quinto país del mundo por potencia eólica instalada, después de China, Estados Unidos, Alemania e India (Agencia EFE, 2018).

1.2.5. Estado del Arte de las Metodologías Utilizadas para el Cálculo de la Huella de Carbono

En la búsqueda de estudios realizados cuyo fin sea el de calcular la huella de carbono generada en parques eólicos se halló una fuerte tendencia al uso del análisis del ciclo de vida la cual se ha realizado extensivamente en parques eólicos (Shiyu Ji, 2016), sin embargo, otras dos perspectivas para realizar estas evaluaciones fueron reconocidas. A continuación, una breve introducción a ellas y los casos en los que fueron aplicadas.

1.2.6. Contabilidad de la huella de carbono de un parque eólico típico en China

Éste es un trabajo de investigación (Carbon footprint accounting of a typical wind farm in China, 2016) que establece como finalidad la búsqueda de información relacionada con la cantidad de CO₂ generada en un parque eólico típico en China ubicado en la provincia de Anhui con el propósito de analizar el cumplimiento de los objetivos que dicho país tiene en pro a las negociaciones del clima de Copenhague para la disminución en la intensidad de las emisiones generadas para el 2020.

Dicho estudio basa su metodología en el análisis de ciclo de vida mediante el proceso basado en el análisis del ciclo de vida o PLCA por sus siglas en inglés (Process-based life cycle análisis) centrándose en la demanda de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) resumiendo el método de estudio en tres (3) pasos.

Primero la delimitación del estudio a través del establecimiento de los “Límites del Sistema” para evitar con los cuales se determinan qué procesos unitarios se deberán incluirse dentro del ACV. Después es aplicada la “Evaluación del Ciclo de Vida de Entrada y Salida Ambiental” o conocida por sus siglas en inglés como EIO-LCA (Economic Input Life Cycle Assessment), la cual estudia los impactos en el medio, el uso de recursos y energía de ciertos sectores (comerciales, industriales, etc.) a partir de datos de índole económica (Ruíz Lopez, 2016), esta metodología simplifica el esfuerzo que requiere el modelaje y evita errores que surgen en otro tipo de modelos (Conor Gómez, 2010) ; se retoman los planteamientos del Satish Joshi quien plantea cinco (5) modelos para este tipo de estudios, es tomado y modificado el modelo-I para que cada gasto del parque eólico sea tratado como un cambio en la demanda externa de la producción del sector económico correspondiente de acuerdo

con la entrada y salida ambiental. Finalmente se establece una “regulación pico” de la posible energía eléctrica generada en el parque eólico para atender la demanda durante el tiempo de funcionamiento proyectado, lo anterior con el fin de establecer la huella ecológica ligada a la actividad productiva del proyecto (Shiyu Ji, 2016).

El estudio se realiza a partir de datos proporcionados por la compañía a cargo de su administración en complemento a los datos hallados en entidades gubernamentales del país.

1.2.7. El caso de los parques eólicos de Osorio: método compuesto a base de cuentas financieras

El estudio (Product and corporate carbon footprint using the compound method based on financial accounts. The case of Osorio wind farms, 2015) desarrollado en los parques eólicos de Osorio se realiza para un proyecto ubicado en Brasil y aplica el *método compuesto* llamado también como *método de cuentas financieras* el cual es un método híbrido de niveles que permite el cálculo tanto del producto como de la huella de carbono corporativa (HCC).

Dicho estudio se realiza en las etapas de construcción, operación y desmantelamiento del parque eólico. Las principales fases son divididas en áreas de análisis y para la aplicación de la metodología son designadas como “áreas”, se limita el tiempo de ejecución para cada una de estas de acuerdo con los estudios preliminares del proyecto, se compila la mayor cantidad de información con el fin de hacer inventarios y se definen límites en términos físicos, organizacionales y de funcionamiento (Alvarez, Sosa, & Rubio, 2015).

Las cuentas financieras (CF) del proyecto son calculadas a partir del enfoque MC3 de sus siglas en español "Método Compuesto de las Cuentas Contables", el cual permite la estimación de HCC directos e indirectas que incorporen energía en su producción y así como la obtención de resultados de productos que pasa por una larga cadena de suministradores (Carballo Penela & García-Negro, El MC3 una alternativa metodológica para estimar la huella de carbono corporativa (HCC), 2009); en donde el tratamiento de la información para obtener la huella se realiza en una hoja de cálculo a partir de los datos obtenidos con anterioridad los cuales son transformados en CF (Carballo Penela & García-Negro, El MC3 una alternativa metodológica para estimar la huella de carbono corporativa (HCC), 2009).

Toda la información es clasificada en la fase del ciclo de vida correspondiente en tres (3) inventarios principales: uso de la tierra, residuos y compras; para el caso de conceptos que envuelvan energía eléctrica o combustible fósil los datos ingresados corresponde a los consumos realizados y se dan en unidades físicas (Alvarez, Sosa, & Rubio, 2015).

El autor del trabajo realiza colaboraciones con la organización CarboonFeel quienes se han encargado de desarrollar avances en la metodología para la estimación de los resultados ya que el trabajo incluye el estudio de la huella de carbono de 148 aeroturbinas.

Finalmente, la herramienta CarboonFeel MC3 la cual otorga resultados considerando la metodología GHG Protocol otorgando un resultado para cada una de las fases en toneladas de CO₂ equivalente.

1.2.8. Hacia las turbinas eólicas de eje horizontal más verdes: análisis de las emisiones de carbono, la energía y los costes en la etapa inicial de diseño

Aunque este estudio (Towards greener horizontal-axis wind turbines: analysis of carbon emissions, energy and costs at the early design stage, 2014) se centra sólo en la contaminación generada por las turbinas eólicas el método utilizado para determinar las emisiones de carbono es diferente a los nombrados previamente ya que parte de la energía eléctrica utilizada en los procesos de fabricación.

Mediante el análisis del dióxido de carbono producido por cada 1 GJ de calor en varios métodos de producción de energía primaria, el estudio desarrolla lo que se define como CES siglas en inglés de “Carbon Emission Signature” (Aso & Ming Cheung, 2014).

Para ello es calculada la energía necesaria para fabricar una turbina eólica (estimando su masa) en procesos tales como el suministro de material, suministro de flexión, soldadura y corte de sección. Información sobre las necesidades de energía para crear la torre de turbina son tomadas del proveedor.

La huella de carbono se calculó utilizando un CES, este se obtuvo a partir de la ecuación (1) y los valores estándar de las contribuciones de fuente de combustible de electricidad del Reino Unido de la red nacional del Reino Unido para productos como gas y aceite; así mismo

mediante el uso de la ecuación CES de “National Grid” dichos valores son pasados a CO₂ (Aso & Ming Cheung, 2014).

$$CES = \frac{\eta \times (112 \times \%C + 49 \times \%NG + 66 \times \%P)}{100} \quad (1)$$

Donde: CES = kgCO₂/GJ

η = Eficiencia de la conversión de energía

%C = porcentaje del poder de contribución carbón a la red eléctrica

%NG = Porcentaje del poder de contribución del gas natural a la red eléctrica

%P = Porcentaje del poder de contribución del petróleo a la red eléctrica.

Multiplicando el CES y la energía consumida por cada proceso de fabricación, el dióxido de carbono emitido en el proceso de fabricación se puede calcular utilizando la ecuación (Aso & Ming Cheung, 2014):

$$\text{Carbon emitido (kg)} = \text{Energía consumida (GJ)} \times \text{CES}$$

Este trabajo es realizado con el fin de exponer bajo metodologías concluyentes la importancia que tienen la implementación de energías limpias -para este caso en particular dos proyectos eólicos-, como acción contra el cambio climático. Pudiendo en un futuro sustentar de manera cuantitativa las diferencias en términos de CO₂ equivalente entre la implementación de uno u otro sistema.

Se ha escogido la realización de este trabajo en la isla de Tenerife dado el gran auge que ha tenido durante los últimos años el impulso hacia fuentes de energía verdes y la proyección en la creación de nuevos parques eólicos que permitan el aumento de la generación actual de energía hasta llegar a un 21 %, subiendo en más de 10 puntos el efectivo existente que actualmente oscila en un 9,9 % (Gobierno de Canarias, 2018).

Las ambiciones que ha trazado el país sobre el recurso energético alternativo son tan altas, que en caso de llevarse a cabo las estimaciones planteadas desde comienzo de año podría obtenerse para finales del 2018 alrededor de 660 MW de potencia renovable. Lo que supone un 80 % más con respecto a lo alcanzado en 2016 (Gobierno de Canarias, 2018).

1.3. Definición del Alcance y Objeto del Estudio

1.3.1. Objetivo general

Se pretende realizar un estudio de huella de carbono de un parque eólico tomando como estudio de caso dos proyectos localizados en el municipio de Arico en Santa Cruz de Tenerife obedeciendo a los principios y requisitos del Análisis Ciclo de Vida (ACV) en un abordaje *Cradle to Grave* considerando los procesos productivos para la generación de energía eléctrica.

1.3.2. Objetivos específicos

Identificar cuáles son los procesos y/o materiales que generan mayor impacto ambiental de acuerdo con la huella de carbono hallada. Comparar la huella de carbono calculada del proyecto eólico contra la información bibliográfica registrada sobre las emisiones generadas para las islas Canarias y Tenerife en cuanto a la generación de CO₂ equivalente con fuentes de energía convencionales.

1.4. Alcance

El presente informe es desarrollado en el marco de una práctica educativa del Politécnico de Leiria (IPLeiria), Portugal en colaboración con la empresa DC Servicios Ambientales, la cual no tiene fin comercial.

El uso del ACV se realizará en pro de aseveraciones comparativas de las fuentes de energía eléctrica convencional contra la energía eólica producida en los parques en estudio, es decir, el factor de emisión asociado a la energía eléctrica. Lo anterior se dará en unidades de dióxido de carbono equivalente por kilovatio hora (CO₂/kWh).

El proyecto se desarrollará teniendo en consideración las etapas de construcción, operación y desmantelamiento de dos parques eólicos localizados en Arico, Tenerife.

2. Metodología para el Cálculo de la Huella de Carbono

Los casos estudiados anteriormente dejan al descubierto que para el cálculo de la huella de carbono se hace necesario hacer un estudio de las entradas y salidas de un proceso, así como la valoración de los impactos generados calculados en unidades diferentes, dicho en otras palabras, es necesario realizar un análisis del ciclo de vida.

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una herramienta de gestión medioambiental cuya finalidad es analizar de forma objetiva, metódica, sistemática y científica, el impacto ambiental originado por un proceso/producto durante su ciclo de vida completo (esto es, de la cuna a la tumba). En los inicios de su uso se le denominaba también eco balance o análisis del perfil ambiental. (Haya Leiva, 2016)

2.1. Clasificación y Tipos de Análisis de Ciclo de Vida

De acuerdo con la norma ISO 14040, hay casos en los cuales el objetivo de un ACV se puede satisfacer desarrollando únicamente un análisis de inventario y una interpretación. Generalmente se hace referencia a esto como un estudio de ICV (Inventario Ciclo de Vida). Los estudios de ICV son similares a los estudios de ACV, pero excluyen la fase de EICV (Evaluación del Impacto del Ciclo de Vida) (ICONTEC, 2006).

Generalmente la información desarrollada en un estudio de ACV o ICV se puede utilizar como parte de un proceso de decisión mucho más amplio. La comparación de los resultados de cada estudio de ACV o ICV diferentes, es posible sólo si las suposiciones y el contexto de cada estudio son equivalentes (ICONTEC, 2006).

Hay cuatro fases en un estudio ACV:

- a) La fase de definición del objetivo y el alcance: el alcance de un ACV, incluyendo los límites del sistema y el nivel de detalle, depende del tema y del uso previsto del

estudio. La profundidad y amplitud del ACV puede diferirse considerablemente dependiendo del objetivo de un ACV en particular.

- b) La fase de análisis del inventario (ICV): Es un inventario de los datos de entrada/salida en relación con el sistema bajo estudio. Implica la recopilación de los datos necesarios para cumplir los objetivos del estudio definido.
- c) La fase de evaluación del impacto ciclo de vida (EICV): El objetivo de la EICV es proporcionar información adicional para ayudar a evaluar los resultados del ICV de un sistema producto a fin de comprender mejor su importancia ambiental.
- d) La fase de interpretación: Es la fase final del procedimiento de ACV, en la cual se resumen y discuten los resultados del ICV o de la EICV o de ambos como base para las conclusiones, recomendaciones y toma de decisiones de acuerdo con el objetivo y alcance definidos (ICONTEC, 2006).

La interpretación del ciclo de vida es la fase final del procedimiento de ACV, en la cual se resumen y discuten los resultados ICV o de la EICV o de ambos como base para las conclusiones, recomendaciones y toma de decisiones de acuerdo con el objetivo y alcance definidos (ICONTEC, 2006).

Hay casos en los cuales el objetivo de un ACV se puede satisfacer desarrollando únicamente un análisis de inventario y una interpretación. Generalmente se hace referencia a esto como un estudio de ICV (ICONTEC, 2006).

2.1.1. Tipos de ACV

Si bien todos los ACV deben cubrir las mismas etapas, el nivel de detalle no es el mismo en todos ellos, ya que depende del objetivo a cubrir. Ello da lugar a la diferenciación de tres tipos de ACV:

- ACV conceptual: Es el ACV más sencillo. Se trata de un estudio básicamente cualitativo, cuya finalidad principal es la identificación de los potenciales impactos que son más significativos. Los datos que se utilizan son cualitativos y muy generales.
- ACV simplificado: Es el segundo en escala de complejidad. Consiste en aplicar la metodología del ACV para llevar a cabo un análisis selectivo (tomando sólo en consideración datos genéricos y abarcando el Ciclo de Vida de forma superficial),

seguido de una simplificación (centrándose en las etapas más importantes) y un análisis de la fiabilidad de los resultados.

- ACV completo: Es el nivel más complejo. Consiste en realizar un análisis en detalle, tanto del inventario como de los impactos, de forma cualitativa y cuantitativa. (Alegre Cortasa, 2015)

2.1.2. Clasificación ACV de acuerdo con su enfoque

Adicionalmente de las clasificaciones citadas anteriormente también se presentan aquellas que dependen del enfoque y de la aplicación que el estudio vaya a tener. Dichas categorías son mencionadas a continuación:

- Descriptivo: con carácter solo informativo (ej: para marketing, diseño de un nuevo producto, etc.)
- Comparativo: Comparación entre productos o con un estándar entre las versiones antigua y nueva, para conseguir una ecoetiqueta o simplemente para la mejora del producto.
- De predicción: para ayudar en la decisión de un cambio de materias primas o de fuentes de suministro, para apoyar la definición de nuevas estrategias de producto, etc. (Alegre Cortasa, 2015)

También puede ser diferenciada, como:

- Atribucional: describe el comportamiento ambiental de un producto a lo largo de su ciclo de vida.
- Consecuencial: describe los efectos que pueden provocar cambios en el ciclo de vida del producto. (Alegre Cortasa, 2015)

2.1.3. Clasificación ACV de acuerdo con su alcance

Finalmente puede ser caracterizada de acuerdo con los alcances del proyecto, como:

- ACV “Cradle to grave”: incluye todas las etapas de ciclo de vida del producto, desde la extracción de materias primas hasta la gestión de los residuos de fin de vida.

- ACV “Cradle to gate”: incluye únicamente las etapas de extracción, procesado y transporte de materias primas y fabricación del producto (hasta la puerta de la fábrica).
- ACV “gate to gate”: incluye únicamente las etapas de producción.
- ACV “Gate to grave”: estudia desde el acondicionamiento de las materias primas hasta la gestión última de los residuos.
- ACV “Cradle to cradle”: Considera el ciclo de vida completo del producto, ya que abarca desde el acondicionamiento de las materias primas hasta que el producto, tras quedar fuera de uso, es reintroducido en el mismo proceso productivo o en otro. (Haya Leiva, 2016)

2.1.4. Metodologías para la evaluación del impacto del ciclo de vida

Se han desarrollado distintas metodologías para el ACV y la estimación del impacto generado por bienes y/o servicios producidos en una organización los cuales pueden ser evaluados con el cálculo de alcances directo o indirecto (generalmente relacionado al consumo de energía eléctrica) y que de modo sencillo presenta resultados resumidos y fácilmente entendibles.

Sí bien el indicador utilizado en el presente trabajo para el análisis del impacto generado en la implementación del parque eólico es el CO₂ eq, muchas de las herramientas metodológicas arrojan resultados sobre otras variables tales como huella hídrica, gases acidificantes, sustancias eutrofizantes, potencial de agotamiento del ozono, formación de ozono a nivel del suelo, entre otros. La Tabla 2 presenta un breve resumen de algunas de las metodologías de cálculo de la huella de carbono más reconocidas.

Tabla 2. Resumen Metodologías ACV

Metodología	Ámbito de aplicación	Enfoque
Carbon Disclosure Project (CDP)	Aplicación voluntaria y de ámbito global. Ampliamente adoptada.	Organización
WBCSD/WRI GHG Protocol Corporate standard	Aplicación voluntaria y de ámbito global; base para otros estándares.	Organización
ISO 14064: 2006 (partes 1 y 3)	Aplicación voluntaria y de ámbito global. Estándar internacional verificable.	Organización

Metodología	Ámbito de aplicación	Enfoque
French Bilan Carbone	Aplicación voluntaria y de ámbito europeo. Ampliamente reconocida.	Organización
DEFRA Company GHG Guidance	Aplicación voluntaria y de ámbito europeo. Ampliamente reconocida.	Organización
UK Carbon Reduction Commitment (CRC)	Aplicación voluntaria y de ámbito europeo. Cubre a los pequeños emisores.	Organización
US EPA Protocol Public Sector Standard	Aplicación voluntaria y de ámbito USA. Provee incentivos.	Organización
US GHG Protocol Public Sector Standard	Aplicación voluntaria y de ámbito USA y al sector público.	Organización
PAS 2050	Aplicación voluntaria. Procedencia UK.	Producto
KOREA PCF	Aplicación voluntaria. Metodología creada en Corea.	Producto
Carbon Footprint Program	Aplicación voluntaria. Procedencia Japón.	Producto
Carbon Index Casino	Aplicación voluntaria. Procedencia Francia.	Producto
Climate Certification System	Aplicación voluntaria. Procedencia Suecia.	Producto
Climatop	Aplicación voluntaria. Procedencia Suiza.	Producto
GHG Protocol – Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard	Aplicación voluntaria. Ámbito global.	Producto
BP X30-323	Aplicación voluntaria. Procedencia Francia.	Producto
ISO 14067	Aplicación voluntaria. Ámbito global.	Producto

Fuente: (Jiménez Herrero, de la Cruz Leiva, Carballo Peneda, & Domench, 2019)

2.1.5. Metodología Escogida

El software escogido para llevar a cabo los cálculos es CCaLC2© versión 1.7 el cual es gratuito, esta herramienta es reconocida no sólo por su capacidad para realizar ACV, sino que también es útil para la toma de decisiones, pues además del cálculo de la huella de carbono proporciona la evaluación de otros impactos ambientales, tales como: potencial de eutrofización, de acidificación, de agotamiento de la capa de ozono, agotamiento de la capa de ozono, smog fotoquímico (verano) y de toxicidad humana.

El programa fue desarrollado por el grupo de sistemas industriales de la universidad de Manchester con la dirección del profesor Adisa Azapagic. Este equipo desarrolló una serie

de herramientas de huella de carbono para calcular y reducir las huellas de carbono de diferentes sectores industriales a lo largo de cadenas de suministro completas.

Permite realizar cálculos de huellas de carbono desde la "cuna a la puerta" *business to business* o "cradle to grave" *business to consumer* (La Universidad de Manchester, 2019).

Adicional a CCaLC2 cuentan con herramientas de optimización CCaLC, CCaLC PVC diseñada para el sector de PVC, CCaLC biochem diseñada para el sector de base biológica y CCaLC Lite creada para Android. Éste no es apto para ser usado en equipos MAC.

Posee dos bases de datos las cuales son actualizadas automáticamente, siendo una propia, desarrollada para diferentes sistemas industriales y otra a base de datos internacionales Ecoinvent 3, pero de una forma simplificada y restricta, aceptada internacionalmente por seguir las metodologías ISO 14044 y PAS 2050 y por la consistencia y transparencia de los inventarios (Toniolli, 2015).

La base de datos contempla datos medios o genéricos de productos y procesos. Una gran cantidad de la información suministrada se encuentra discriminada por geografía e incluye una descripción de las actividades contempladas en cada proceso, sin embargo, éstas suelen ser simples, estrictas y en algunos casos antiguas, lo anterior se debe a que su finalidad es académica y a que es un software de acceso libre y gratuito.

El programa también permite la especificación de algunos datos, así como la creación de nuevas categorías, para ello es preciso contar con información sobre las emisiones generadas y las características del producto, bien, servicio o tecnología adicionada.

Para el desarrollo del presente trabajo se escogen los datos brindados por la base de datos de Ecoinvent, junto con las categorías concernientes a la información disponible sobre España la cual se reconocerá por las siglas ES o en su defecto por aquella referente a Europa cuyas siglas son EU o en última instancia por algún país del continente europeo que tenga similitud en la materia analizada.

El programa fue instalado el día 31 de mayo de 2019, el nombre configurado es de *CCaLC2006-2016, Buil 1.700*. La información suministrada para la modelación del caso en estudio tiene como datos específicos aquellos brindados por documentos oficiales de Siemens Gamesa, así como la suministrada por el operador del parque eólico estudiado.

También se complementará con el modelaje atribucional calculado a partir de la información proporcionada para la estimación del transporte.

La Ilustración 7 refleja las distintas categorías que contiene el programa, cada una de ellas permite el registro de datos, así como la conexión entre ellas, la adición de conceptos como uso de agua, electricidad, transporte, residuos, entre otros. Sin embargo, no es de carácter obligatorio la especificación de información en cada uno de los apartados para obtener un resultado, es decir, que obtendrá un cálculo parcial a medida que va digitando los datos.

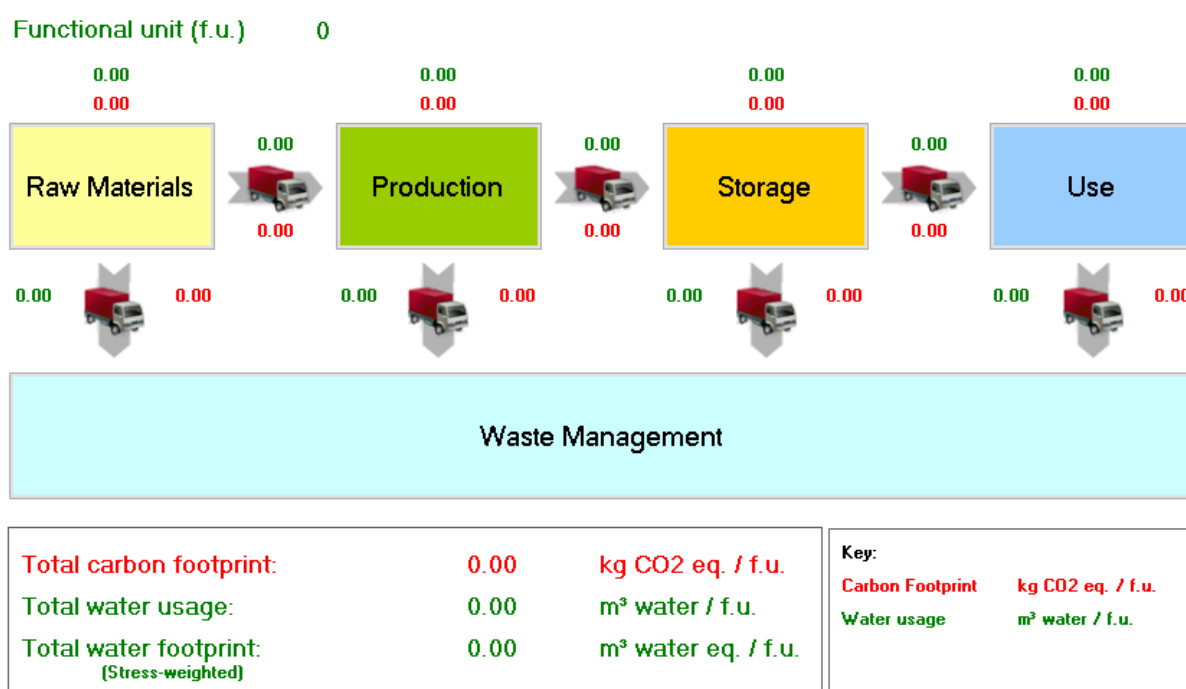


Ilustración 7. Panel de inicio software CCalC2

2.1.6. Reglas para la Categoría de Producto (RCP)

Las Reglas para la Categoría de Producto (RCP) proporcionan pautas para la evaluación del desempeño ambiental para la creación de las Declaraciones Ambientales de Producto (DAP) para una determinada categoría de producto que a su vez se basan en el sistema europeo de nomenclatura de productos y servicios.

Las RCP son esenciales a la hora de desarrollar una Declaración Ambiental de Producto o una Huella de Carbono, ya que especifican los requisitos del análisis de ciclo de vida (ACV)

para ese producto, además de los elementos a tener en cuenta en el ACV y establece una estructura común para las DAPs y ACVs de un sector, servicio o producto concretos.

Para el presente estudio se considera la RCP aplicable a las Clasificaciones Central de Productos (CPC) 171 aplicable a Energía eléctrica y 173 aplicable a vapor y agua caliente y la declaración de este desempeño por un EPD. Dichas RCP son válidas para todas las actividades de “Electricidad, vapor y generación de agua caliente / fría y su distribución”.

1. **Módulo principal “Core Process”:** Este módulo presenta la tecnología utilizada para la conversión de energía incluyendo una caracterización técnica con referencia a la carga base, la carga máxima, el calor de reserva, etc. Éste también contempla datos como el año de instalación, la capacidad instalada, el combustible de entrada (cuando proceda), generación anual, eficiencia de conversión, horas de carga completa (factor de capacidad u otra información para poder calcular las horas de carga completa) y vida útil del servicio técnico.

La estimación de la vida útil técnica se debe acompañar junto al nombre de los principales proveedores.

Cuando los promedios típicos se presentan en una EPD, es obligación demostrar que la selección de los sitios y procesos estudiados es representativa (es decir, típica) en la EPD.

2. **Módulo ascendente “Upstream module”:** en este apartado se deben mencionar los principales flujos ascendentes, se debe nombrar a los principales proveedores de combustible. Se dará la ubicación regional de los proveedores de combustible y su tipo de procesos.

En el caso de que los promedios típicos se presenten en una EPD, la selección de proveedores y procesos estudiados debe demostrarse que es representativa (es decir, típica) en la EPD.

3. **Módulo descendente “Downstream module”:** deben ser descritos el diseño de los sistemas de transmisión y distribución. Se adjuntan explicaciones relativas a la vida de servicio técnico para su estimación. Además, deben darse las pérdidas de transmisión y distribución de electricidad a diferentes voltajes (alto, medio, bajo voltaje) y en diferentes regiones (urbano, rural). Si no se pueden obtener datos a

diferentes voltajes y en diferentes regiones, se proporcionarán datos promedio sobre las pérdidas.

Las pérdidas de distribución de calor, vapor y agua caliente se darán según las mediciones en los sistemas de distribución usados.

2.1.7. Declaraciones Ambientales de Producto

Las DAP son declaraciones voluntarias basadas en estudios de ACV que permiten la difusión de información ambiental cuantificada sobre el ciclo de vida de un producto.

Según ISO 14025 una DAP no evalúa el desempeño ambiental de un producto y/o servicio, sino que tan solo informa de éste. Dado lo anterior una DAP es una herramienta para la toma de decisiones de manera objetiva y transparente en base al impacto ambiental de bienes y servicios.

La credibilidad de una DAP se ve reforzada por el hecho de estar verificada por un tercer agente independiente e incluye la huella de carbono e hídrica.

Es de relevancia importante que la información suministrada corresponda a las diferentes etapas del ciclo de vida. Los indicadores incluidos en una DAP son: Recursos no renovables, recursos renovables, recursos secundarios, flujos de energía recuperados, el uso de agua dividido en cantidad total de agua y en cantidad de agua usada de forma directa.

La metodología para el desarrollo de una declaración ambiental se divide en varios pasos, a continuación, relacionados:

1. Información relacionada con el programa
2. Información relacionada con la empresa y el producto
3. Unidad funcional o declarada
4. Declaración de contenido del producto
5. Información relacionada con el rendimiento ambiental
6. Impacto potencial sobre el medio ambiente
7. Producción de residuos
8. Información ambiental adicional
9. Declaraciones obligatorias
10. Verificación
11. Diferencias respecto versiones anteriores de la DAP y referencias.

3. Descripción de los Parques Eólicos en Estudio

El estudio del presente proyecto se basa en dos (2) parques eólicos ubicados en Arico, municipio localizado en la margen derecha (meridional) del tramo final del barranco de Arico en Tenerife, España, como puede apreciarse en la Ilustración 8.

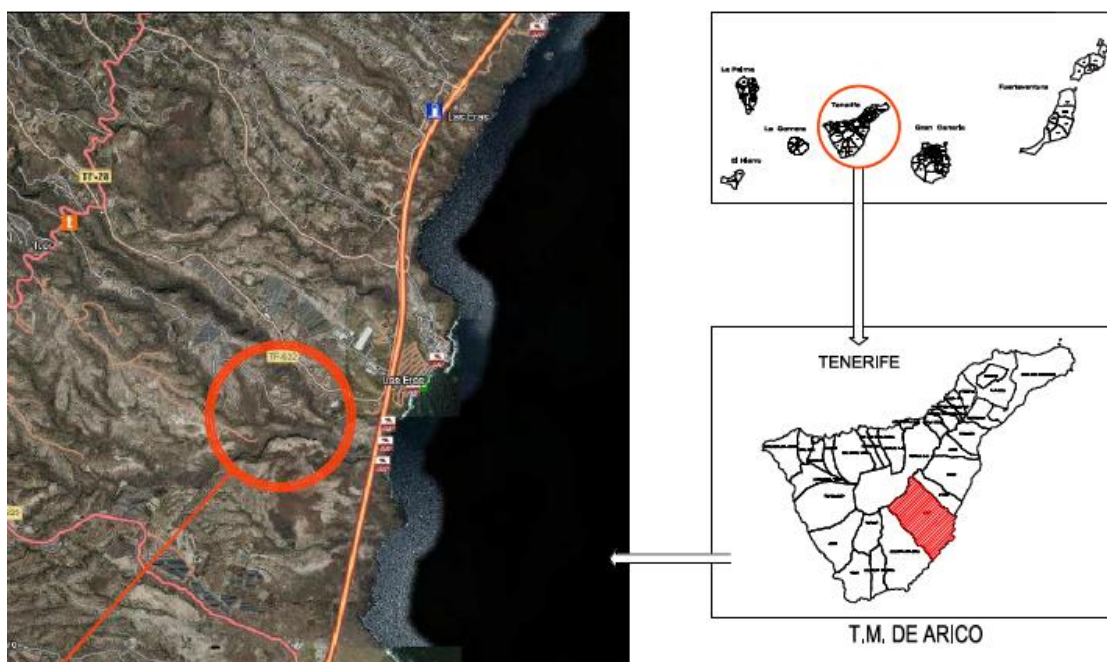


Ilustración 8. Plano de ubicación parques eólicos

TM: término municipal

Fuente: adaptado de Médano Ingenieros | Proyectos de ingeniería e instalaciones, 2016.

Ambos parques son contiguos, y cuentan cada uno con seis (6) aerogeneradores, es decir, doce (12) en total que forman una única alineación que se extiende en dirección NW-SE.

La alineación tiene una longitud aproximada de 2.800 m con los aerogeneradores distanciados entre sí entre 220 y 250 m. Las turbinas, de 2,1 MW de potencia unitaria, tienen una altura total máxima de 136 m con una de las palas en posición vertical; el buje se localiza a 80 m y el diámetro del rotor es de 114 m; este girará a una velocidad de entre 7,8 y 13 rpm (Asistencias Técnicas CLAVE S. L., 2017).

Las características climáticas, orográficas y lito edáficas del territorio en el que se localizan los proyectos denotan una marcada aridez, escabrosidad y escasa productividad de los suelos, lo que ha determinado la existencia de amplias zonas cubiertas por formaciones naturales aún en la actualidad, en parte por la incompatibilidad de buena parte de los terrenos para las actividades humanas (pendientes, abundancia de barrancos encajados y afloramientos rocosos duros), y en parte como consecuencia del abandono progresivo de extensas zonas antaño dedicadas al cultivo, que han vuelto a ser colonizadas por comunidades que transitan hacia una mayor naturalidad (Asistencias Técnicas CLAVE S. L., 2017).

De esta forma, la mayor parte de las zonas coincidentes con el proyecto está cubierta por formaciones de vegetación natural, casi exclusivamente arbustivas (tabaibales amargos y tabaibales dulces), con algunas zonas agrícolas intercaladas, correspondiendo el resto a zonas muy alteradas (multitud de pistas, caminos, trochas y “solares” muy degradados y casi exentos de vegetación que están generando un dañino efecto borde en torno a los mismos). Destacan entre las superficies construidas la superficie ocupada por huertos solares y parques eólicos, quedando bastante más alejados núcleos urbanos como Las Eras o El Porís de Abona (Asistencias Técnicas CLAVE S. L., 2017).

3.1. Normatividad especial para los Parques eólicos en estudio

El Decreto 383 del 28 de diciembre de 2015 es la normativa por la cual se excluye a determinados proyectos de Parques Eólicos del procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

La Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento consideró oportuno elevar al Gobierno de Canarias la exclusión del trámite de evaluación de impacto ambiental para los proyectos de algunos Parques Eólicos dadas circunstancias excepcionales que se daban en la época.

La Viceconsejería de Medio Ambiente emitió con fecha 28 de diciembre de 2015 informes pronunciándose acerca de los condicionantes medioambientales, los cuales figuraron como Anexo II del Decreto en mención, para caracterizar correctamente el impacto ambiental de los proyectos y evitar o minimizar el mismo.

3.1.1. Análisis del Estudio de Impacto Ambiental

Sí bien las condiciones especiales otorgadas a partir del Decreto 383/2015 incurren en la no realización de un estudio de impacto ambiental ordinario, esto no exime a la empresa de presentar los documentos técnicos, junto a los programas y actividades a desarrollar para el levantamiento y operación del proyecto.

Es así como en la misma normativa se encuentra en Anexo II “Condicionantes medioambientales para caracterizar correctamente el impacto ambiental de los proyectos de parque eólicos, evitar o minimizar el mismo” apartado en la cual se citan los condicionantes para la permisión para desarrollar los parques eólicos.

Así mismo se cita la revisión pertinente de los proyectos de acuerdo con la Ley 21 del 9 de diciembre de 2013 por la cual se realiza el seguimiento de los planes y programas de las declaraciones de impacto ambiental.

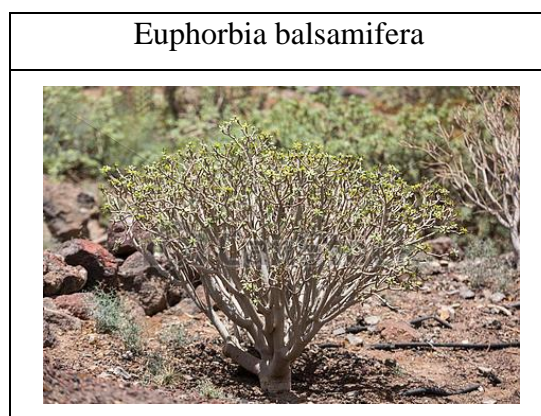
En cuanto a lo que concierne al presente trabajo los cambios más significativos en cuanto a la implementación de los parques eólicos en estudio, consistió en la afectación vegetal de 49.339 m² de los cuales 28.739 m² corresponden a hábitat de interés comunitario y 5.330 m² (Dirección General de Protección de la Naturaleza, Gobierno de Canarias, 2017) a hábitat de interés comunitario no prioritario en el parque eólico No. 1; así como 41.634,5 m² afectación total a la vegetación de y 27.774,1 m² correspondiente a hábitat de interés comunitario para el parque eólico No. 2 (Dirección General de Protección de la Naturaleza, Gobierno de Canarias, 2017).

La documentación también revela que de las cantidades estimadas de vegetación a remover se aproximadamente un 29,5 % consiste en *Ceropegio fuscae-Euphorbietum balsamiferae* lo que corresponde a 55.955,52 m² y un 1,5 % consiste a *Plocametum pendulae* lo que correspondería a 2.897,85 m².

Al ser ambas plantas endémicas de la región es difícil contar con datos ciertos sobre su capacidad de captura de CO₂, sin embargo, se puede deducir que dadas sus características físicas y ubicación geográfica éstas pueden ser clasificadas como plantas CAM (metabolismo ácido de las crasuláceas), lo que se traduce a una tasa de fijación de CO₂ baja (Carvajal, 2008).

3.1.1.1. Caracterización de la especie *Ceropegio fuscae-Euphorbietum balsamiferae*

Las comunidades de matorrales suculentos canarios están dominadas en Canarias por tabaibas endémicas y nativas (*Euphorbia balsamifera*, *E. obtusifolia*, *E. lamarcki*, *E. berthelotii*, *E. aphylla*, *E. canariensis* y *E. handiensis*). En dichas islas crecen sobre sustratos volcánicos viejos o recientes tanto ácidos (fonolíticos) como básicos (basálticos) en áreas con precipitaciones anuales < 250 mm y temperaturas anuales medias entre 18-22 °C desde la costa a los 200 m en las vertientes a barlovento y hasta 400 (ocasionalmente 800 m) en las vertientes a sotavento. Son muy ricas en especies vegetales y animales, la mayor parte de estas endémicas a estos archipiélagos macaronésicos. Son comunidades estrechamente emparentadas con las que crecen en las zonas costeras del sur de Marruecos del Sahara Occidental.



Fuente: Stock by getty images, 2018.

Ilustración 9. Imagen de *Ceropegio fuscae-Euphorbietum balsamiferae*|*Euphorbia balsamifera*

Actúan como etapa de sustitución de formaciones de mayor porte, o como vegetación potencial o permanente en climas semiáridos (sureste ibérico, Canarias) o en sustratos desfavorables. Es un tipo de hábitat diverso florística y estructuralmente. (Cabello Piñar, Morata Toledo, Otto, & Fernández Palacios, 2009)

Es la especie autóctona de *Euphorbia* más resistente al estrés hídrico por varias adaptaciones fisiológicas. Por lo tanto, el tabaibal dulce crece en las zonas más cálidas y secas, desde la costa hasta 500 m de altitud a sotavento y hasta los 100-200 m de altitud a barlovento, donde su presencia es mucho más esporádica. La subespecie *E. balsamifera* está presente en todas las islas, mostrando una mayor frecuencia hacia las islas orientales, más secas. La comunidad

también es frecuente en el sur y suroeste de las islas centrales. La riqueza florística es la más alta en Tenerife y Gran Canaria.

Aunque la tabaiba dulce crece sobre suelos muy pobres y pedregosos, su óptimo de distribución se da probablemente sobre suelos un poco más desarrollados, los Aridisoles, típicos de zonas áridas-semiáridas que muestran horizontes más o menos arcilloso. (Cabello Piñar, Morata Toledo, Otto, & Fernández Palacios, 2009)

3.1.1.2. Caracterización de la especie *Plocametum pendulae*

Endemismo canario presente en todas las islas del archipiélago, excepto en Lanzarote; crece en algunos sitios de la costa norte de las islas de La Gomera, Tenerife y Gran Canaria, donde puede formar localmente comunidades propias entre 50 y 350 m de altitud. Además de su orientación siempre al mar, esta planta soporta bien el hálito marino salado, propio de las zonas y comunidades costeras. (Cabello Piñar, Morata Toledo, Otto, & Fernández Palacios, 2009).

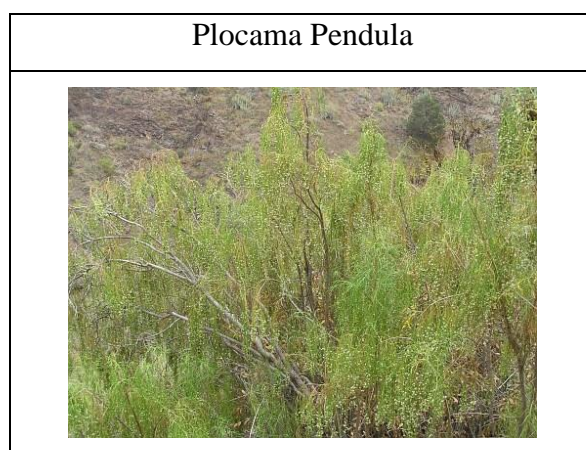


Ilustración 10. Imagen de la especie *Plocametum pendulae* | Plocama Pendula

Esta especie caracteriza los depósitos aluviales de las ramblas secas de curso intermitente de este tipo de hábitat. Las baleras destacan en este paisaje árido por su verdor perenne. El balo posee un gran desarrollo radicular, capaz de obtener agua de los niveles freáticos profundos. (Cabello Piñar, Morata Toledo, Otto, & Fernández Palacios, 2009)

También es la especie que caracteriza las baleras, asociación a la que da nombre, y en la que posee una importancia fundamental.

4. Análisis de Inventario de los Parques Eólicos

El análisis de inventario es dividido en varias etapas considerando la fabricación (fabricación de rotor, torre y góndola), construcción (construcción de la base e instalación de la turbina eólica en el sitio designado en el parque eólico) y disposición final (disposición final de los componentes que integran el rotor, la torre y la góndola del aerogenerador).

La información relevante para el presente estudio es tomada de documentos relativos a la empresa Siemens Gamesa Renewable Energy, tal como lo son Environmental Product Declaration European G114.2 On-shore Wind Farm y Characteristics general description of the Gamesa G114.21 MW IIIA Wind Turbines.

Los procesos de fabricación, construcción y desmantelamiento llevados a cabo por los proveedores de Gamesa de acuerdo con declaraciones de la empresa fueron analizados a través de la combinación de datos sobre procesos de fabricación de la base de datos Ecoinvent 2.2 y datos proporcionados por los propios proveedores, lo que permite obtener datos más veraces en relación con los proyectos eólicos desarrollados con componentes de su bajo su marca.

La complejidad que representó la recopilación de información para los parques eólicos en estudio dadas las largas y complejas cadenas de subcontratación que tiene el proyecto sujeto al límite de tiempo que tiene el desarrollo del presente estudio hace que este dependa de los datos citados en la Declaración Ambiental de Producto realizado para los aerogeneradores G114-2.0 de Siemens Gamesa con adaptación de la información a la que se dé lugar.

A continuación, se presenta una caracterización de los datos más relevantes identificados durante el proceso de investigación del presente proyecto, como se citó en párrafos anteriores la extracción de esta información se hace de documentos publicados por la empresa en los cuales se expresa tanto algunas características técnicas como el resultado del ACV realizado por la empresa a su producto.

4.1. Inventario de materiales para la construcción del aerogenerador

La turbina eólica Gamesa G114-2.1 MW es una evolución de los modelos anteriores de la plataforma Gamesa 2-0 MW, y ha sido diseñada para optimizar el costo de la energía y el rendimiento en sitios eólicos de baja y media. La vida útil esperada del producto se establece en 20 años, sin tener que reconsiderar el programa de extensión de la vida de Gamesa, que puede mejorar significativamente este período de tiempo hasta 30 años de operación, situando la operación de los parques eólicos en estudio es equivalente a 20 años se deduce que la instalación de aerogeneradores iniciales es suficiente para satisfacer ese periodo.

El estudio consideró de acuerdo con la Comisión Electrónica Internacional (IEC) un viento medio, las diferentes clasificaciones otorgadas por la organización pueden a preciarse en la tabla 3.

Tabla 3. Clases de Viento IEC

	I (Viento alto)	II (Viento medio)	III (Viento bajo)	IV (Viento muy Bajo)
Referencia Velocidad del Viento	50 m/s	42,5 m/s	37,5 m/s	30 m/s
Promedio Anual Velocidad del Viento (máx.)	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s	6 m/s
Ráfaga de 50 años	70 m/s	59,5 m/s	52,5 m/s	42 m/s
Ráfaga de 1 año	52,5 m/s	44,6 m/s	39,4 m/s	31,5 m/s

Fuente: <https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/learn-about-wind/what-is-a-wind-class>

En cuanto a los materiales utilizados para la fabricación de los aerogeneradores la Tabla 4 tiene una descripción base de los distintos sus componentes y cada uno de los materiales necesarios para su desarrollo.

Se intentó establecer la cantidad de material necesario para cada aerogenerador, sin embargo, la información suministrada por el fabricante en la mayoría de estos se refiere en mayor proporción a la materia prima utilizada que a la cuantía.

Tabla 4. Principales datos técnicos de los componentes usados en la manufactura y construcción del Aerogenerador G114 STD 2.1 IIIA

Elementos	Peso aproximado (T/unidad)	Materiales
Rotor	26,1	El rotor está compuesto por los propios álabes y el buje. Construido con acero y material compuesto de fibra de vidrio fundido en resina epoxi.
Palas	13	Material compuesto de fibra de vidrio fundido en resina epoxi.
Casco	N.E.	Compuesto de matriz orgánica reforzado con fibra de vidrio.
Góndola	87,7	Hierro fundido, acero, resina epoxy y fibra de vidrio.
Nódulo	N.E.	Fundición nodular
Eje principal	N.E.	Fundición nodular
Marco frontal	N.E.	Fundición nodular
Torre	139	Acero de carbono estructural, compuesto por tres tramos; incluye plataformas, escaleras e iluminación.
Caja de cambios	NE	Hierro fundido

N.E.: No especificado

Fuente: Siemens Gamesa, 2017.

La relación anterior permite el reconocimiento de algunos de los materiales usados para la creación de elementos de un aerogenerador, sin embargo, estos datos no permiten el establecimiento cuantitativo específico de los mismos ya que la mayoría no cuentan con información detallada, por ende, establecer los valores correspondientes a la fabricación de los elementos sería solo especulativo. Llevando a la no permisión del desarrollo de ACV a partir de los mismos.

En cuanto a la solicitud de información por parte de la empresa Siemens Gamesa su respuesta fue muy tajante a que los usuarios sólo pueden acceder a los estudios y datos que se encuentran publicados en su página web la cual no ahonda en la descripción de los bienes y/o servicios utilizados en la elaboración de cualquiera de los elementos que conforman sus turbinas.

4.1.1. Descripción General del Proceso de Construcción Parque Eólico

En el presente apartado se presenta de manera resumida el proceso de construcción llevado a cabo en los parques eólicos en estudio (Tabla 5), con ello se busca reconocer el uso de

bienes y servicios necesarios para llevar a cabo dicha actividad, así como en qué consiste la misma.

Tabla 5. Resumen actividades requeridas para la construcción de los parques eólicos

Actividad	Acciones	Cantidad	Unidad
Ejecución de acceso a parque	Establecimiento de vía de acceso	3.700	m
	Excavación	1,74	m ³
	Proceso de terraplenado	4,34	m ³
Ejecución de viales internos de parque	Obras de excavación	34,26	m ³
	Proceso de terraplenado	23,02	m ³
Excavación y mejoras de terreno	Remoción de terreno vegetal para cada uno de los puntos.	30-50	cm
Hormigonado de cimentaciones:	Excavación de tierra	846	m ²
	Uso de hormigón estructural	305	m ³
	Uso de hormigón pedestal	10	m ³
	Uso de hormigón de limpieza	30	m ³
	Uso de acero pasivo	33760	kg
Cimentaciones curadas	Aplicación de agua en la estructura finalizada para evitar el deslavado del hormigón.	N.E.	N.E.
	Aplicación de anillos de tierra	N.E.	N.E.
Línea de alta tensión	Instalación de cable de 20 kV aproximadamente	2.360	m
	Establecimiento de zanjas	0,6x1,1	m
	Cobertura con arena	0,30	m ³
	Cobertura total con material extraído de las excavaciones iniciales	N.E.	m ³

N.E.: No especificado

Fuente: adaptado de Siemens Gamesa, 2017.

4.1.1.1. Estimación de energía requerida y generada

Del documento *Análisis de ciclo de vida de las tecnología eólica e hidráulica en España* se establecen los valores correspondientes a la energía requerida para la creación de los componentes, la cual equivale a 274.560 kWh por aeroturbina.

La estimación de la energía generada durante los 20 años de operación de cada aeroturbina es realizada a partir de cálculos simples hayados a partir de la calculadora de recurso eólico del Instituto tecnológico de Canarias (ITC).

Para el presente ejercicio se hizo la simulación correspondiente a dos aerogeneradores de 2 MW definidos por el programa como *Gamesa G87* y *Made AE-90*, cuyo resultado arrojó

4.832.043,65 kWh de energía eléctrica producida en un año (ver anexo B), dado a que el presente proyecto estima una operación durante 20 años se proyecta la generación de 96.640.873 kWh.

Considerando los datos relacionados en párrafos anteriores se establece que son necesarios 0,0028 kWh sólo en la fabricación de cada aeroturbinas por cada kWh generado en el parque eólico.

Los datos trazados para el desarrollo de este proyecto siempre considerarán aquella cifra para el establecimiento de valores de acuerdo con la unidad funcional establecida para la huella de carbono.

4.1.1.2. Inventario componentes principales del aerogenerador

Obtener un inventario de los materiales necesarios para la construcción de las distintas piezas que componen a un aerogenerador no es sencillo. La Tabla 6 revela la cantidad de materia prima requerida, sí bien documentos oficiales de Siemens Gamesa como *Characteristic and general description of the Gamesa G114 2.1 IIIA Wind turbines* revelan ciertos datos, estos son insuficientes para realizar cualquier tipo de cálculo, así que la información relacionada surge como resultado de los datos otorgados en el texto mencionado anteriormente así como de los concedidos por el informe *Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine*.

La cantidad de energía requerida para la construcción de los componentes y subcomponentes es tomada del documento *Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine, 2009*, la cantidad de energía total considerada para la elaboración de los componentes de una aeroturbina corresponde a 372,6 MWh aproximadamente. Dicho dato atribuido a la cantidad de energía estimada durante los 20 años de funcionamiento del parque eólico nos proporciona como cifra un aproximado de 0,003856 kWh/u.f.

Pese a que los datos hallados sobre las materias primas requeridas para la fabricación de los distintos componentes y subcomponentes del aerogenerador son escasos y carecen de información referente su origen se espera que con la información recopilada se pueda establecer un valor utilizando el programa CCaLC₂.

Tabla 6. Relación de Materiales utilizados en la fabricación de piezas en cada aeroturbina

Componente	Subcomponente	Materiales	Cantidad de Material (g)	Cantidad de material por unidad funcional (g/kWh)
Rotor	Pala (3 und)	Resina	$1,17 \times 10^{+07}$	0,12107
		Fibra de Vidrio	$7,80 \times 10^{+06}$	0,08071
	Buja de Palas	Hierro fundido	$1,40 \times 10^{+07}$	0,14487
	Cono	Fibra de vidrio	$1,24 \times 10^{+05}$	0,00128
		Resina	$1,86 \times 10^{+05}$	0,00191
Cimentación	Pie	Concreto	$4,00 \times 10^{+08}$	4,13904
		Hierro	$2,50 \times 10^{+07}$	0,25869
	Casquillo	Acero	$1,50 \times 10^{+07}$	0,15521
Torre	3 secciones	Acero	$1,39 \times 10^{+08}$	1,43831
Góndola	Somier	Hierro	$1,05 \times 10^{+07}$	0,10865
	Eje Principal	Hierro	$6,10 \times 10^{+06}$	0,06312
	Transformador	Silicato	$1,50 \times 10^{+05}$	0,00155
		Cobre	$1,50 \times 10^{+06}$	0,01552
		Acero	$3,30 \times 10^{+06}$	0,03415
	Generador	silicato	$2,00 \times 10^{+05}$	0,00207
		Cobre	$2,00 \times 10^{+06}$	0,02069
		Acero	$4,29 \times 10^{+06}$	0,04439
	Caja de cambios	Hierro	$8,00 \times 10^{+06}$	0,08278
		Acero	$8,00 \times 10^{+06}$	0,08278
	Cubierta de góndola	fibra de vidrio	$8,00 \times 10^{+05}$	0,00827
		Resina	$1,20 \times 10^{+06}$	0,01241

En los documentos relacionados con la descripción y características del G114-2.1 se logra determinar los pesos finales de las piezas principales de este, lo que puede apreciarse en la Tabla 7. Estos valores son útiles para la estimación de los pesos a transportar desde la España continental hasta la isla.

Tabla 7. Peso final componentes del aerogenerador

Componente Subcomponente	Peso (g)	Cantidad de material por unidad funcional (g/kWh)
Rotor	$2,61 \times 10^{+07}$	0,2701
Pala (3 unds.)	$3,90 \times 10^{+07}$	0,4036
Casquillo	$1,50 \times 10^{+07}$	0,1552
Torre	$1,39 \times 10^{+08}$	1,4383
Transformador	$5,00 \times 10^{+06}$	0,0517
Góndola	$8,27 \times 10^{+07}$	0,8557

4.1.2. Llegada de Componentes de Aerogenerador al Parque Eólico

De acuerdo con información hallada en el documento “Análisis de Ciclo de vida de las tecnologías eólica e hidráulica en España” cuyo proveedor de los equipos coincide con el presente estudio en la Tabla 8 se aprecian los centros en donde son fabricados los distintos componentes de los aerogeneradores de la empresa GAMESA en España.

Tabla 8. Centros de Fabricación Gamesa España

Componente	Centro de fabricación
Góndola	Ágreda (Soria), España.
Buje	Ágreda (Soria), España.
Tren de potencia	Ágreda (Soria) Lerma (Burgos), España.
Generador	Reinosa (Cantabria), España.
Palas	Aoiz (Navarra) Somozas (La Coruña), España.

Fuente: Análisis de Ciclo de vida de las tecnologías eólica e hidráulica en España, 2018.

4.1.2.1. Transporte asociado a la construcción de los parques eólicos

En cuanto al transporte se establecieron los valores a partir del conocimiento de los puntos de fabricación, punto de desembarque y entrega en la isla S/C de Tenerife. No se cuenta con información en cuanto al traslado de materiales desde el punto de origen hasta el lugar en donde son procesados. Siendo así se relaciona la información suministrada por el software CCaLC2.

Las ilustraciones 11, 12, 13 y 14 evidencian un trazado de las distintas rutas que debieron realizar los distintos componentes y subcomponentes del aerogenerador hasta llegar el puerto *El Ferrol* en la Coruña – España *para* ser embarcados.

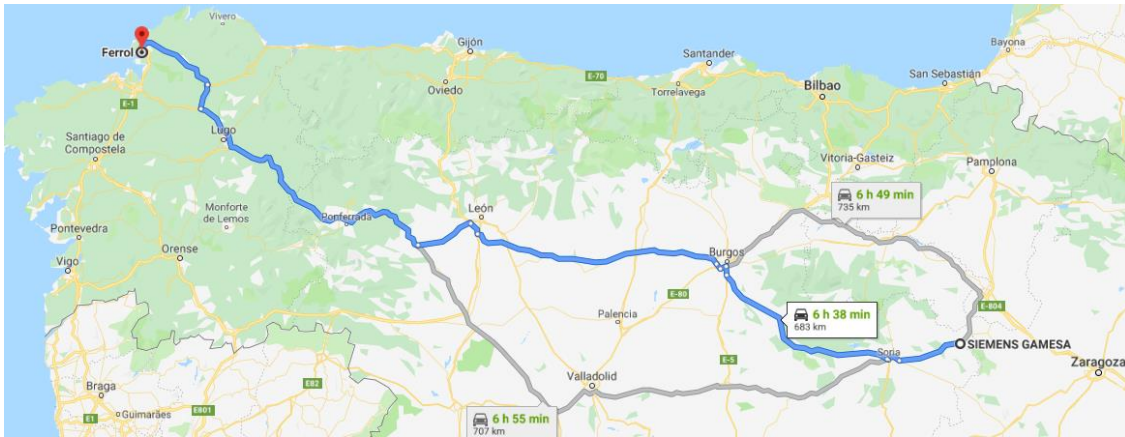


Ilustración 11. Ruta de movilización desde Siemens Gamesa Ágreda

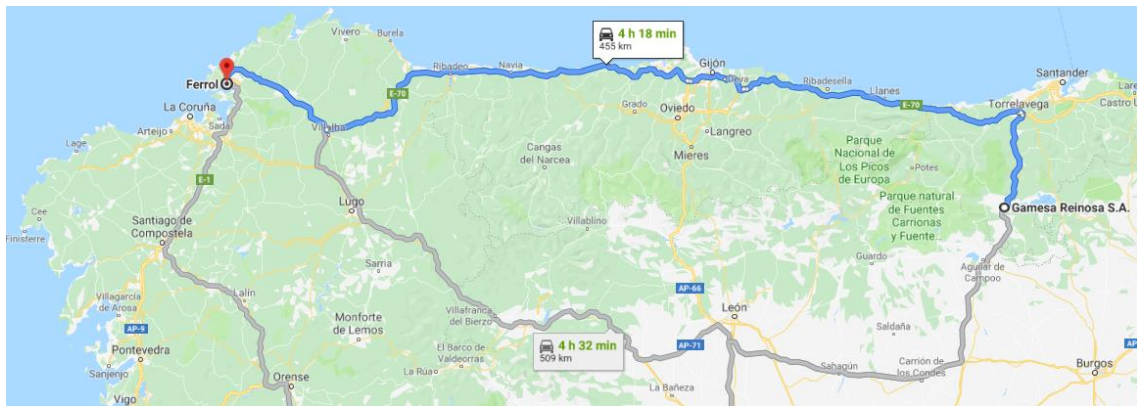


Ilustración 12. Ruta de movilización desde Gamesa Reinoso

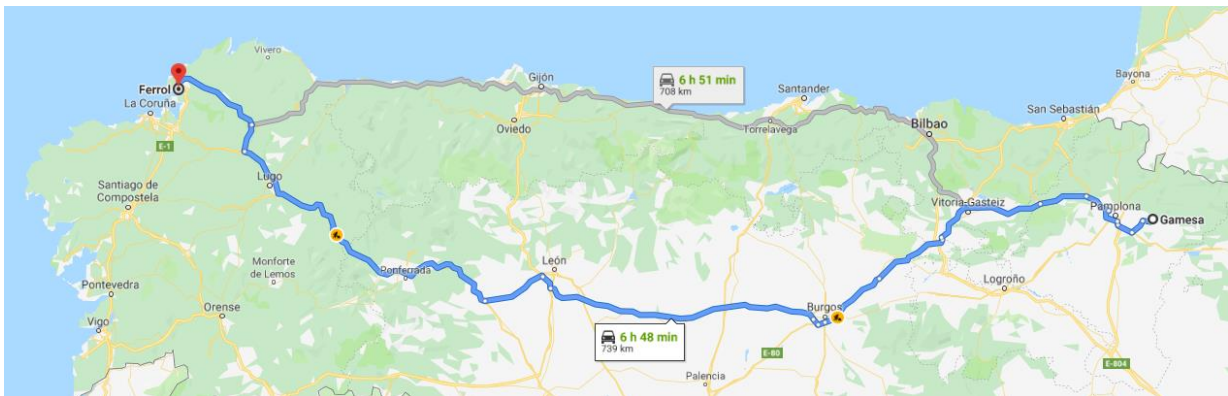


Ilustración 13. Ruta de movilización desde Gamesa Aoiz

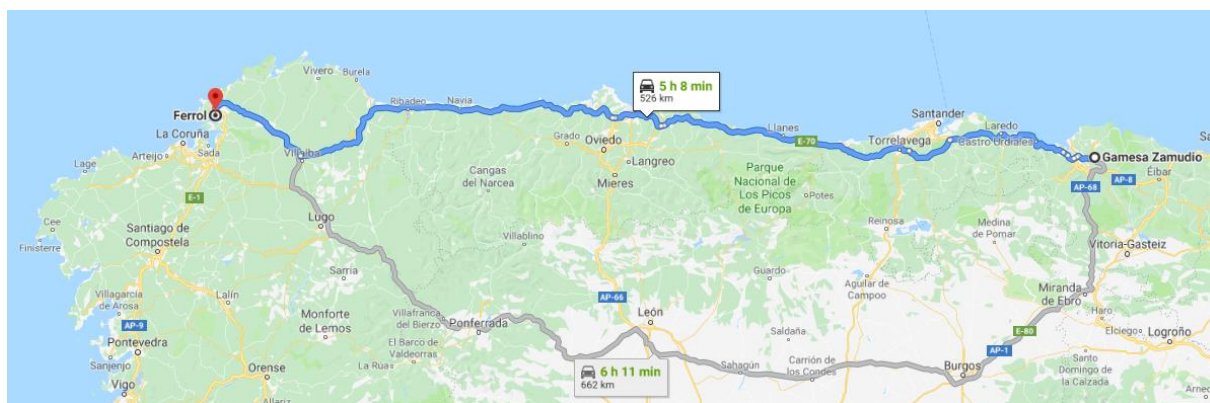


Ilustración 14. Ruta de movilización desde Gamesa Zamudio

Los valores calculados fueron estimados a partir de la información suministrada con ayuda de la página web Google maps, se consideraron las distancias proporcionadas por el programa tomando como punto de origen el centro de producción de cada componente con destino final el puerto de embarque, debido a que todas las rutas arrojan más de dos resultados se estima un promedio entre las dos opciones más eficientes, lo anterior se realiza como resultado del desconocimiento sobre la ruta trazada para la movilización de las partes. Los resultados son relacionados en la Tabla 9.

Tabla 9. Resumen transporte desde centro de producción a Puerto de salida

Componente	Ruta	Distancia (km)
Góndola Bujes Tren de potencia Casquillo	Ágreda – Puerto El ferrol (opción 1)	685
	Ágreda – Puerto El Ferrol (opción 2)	709
	Promedio	697
Generador	Reinosa – Puerto El Ferrol (opción 1)	458
	Reinosa – Puerto El Ferrol (opción 2)	512
	Promedio	485
Palas	Aoiz – Puerto El Ferrol (opción 1)	710
	Aoiz – Puerto El Ferrol (opción 2)	741
	Promedio	725,5
Torre	Zamudio – Puerto el Ferrol	526

Una vez ubicadas todas las partes en el Muelle de *El Ferrol* ubicado en Galicia estas son movilizadas por mar hasta el *Puerto de Granadilla* ubicado al sur de S/C de Tenerife; lo que significa de acuerdo con el sitio web *The time now* que realizan un recorrido de aproximadamente 1008 millas náuticas (1.866,8 km).

La representación del recorrido puede apreciarse en la Ilustración 15, destacada en color negro.



Fuente: es.distance.to, 2019.

Ilustración 15. Ruta trazada para transporte de aerogeneradores

Finalmente es transportado a la zona del proyecto por medio de camiones en un recorrido de aproximadamente 52 km hasta llegar al municipio de Arico y movilizado entre las vías internas del parque hacia cada uno de los puntos para la instalación.

A partir del peso obtenido de los componentes más importantes del aerogenerador y de la distancia promedio a recorrer por cada uno de estos se establecen las toneladas por kilómetro correspondientes al transporte asociado a la construcción de los parques eólicos (Tabla 10).

Tabla 10. Relación transporte desde el centro de fabricación hasta el Puerto de embarque

Transporte de componente España continental	Distancia recorrida componentes (m)	Distancia recorrida por unidad funcional (m/kWh)
Rotor	697.000	$7,21 \times 10^{-03}$
Pala (3 Unds.)	725.500	$7,51 \times 10^{-03}$
Casquillo	697.000	$7,21 \times 10^{-03}$
Torre	526.000	$5,44 \times 10^{-03}$
Transformador	485.000	$5,02 \times 10^{-03}$
Góndola	697.000	$7,21 \times 10^{-03}$

Como se mencionó anteriormente, una parte de la movilización de las partes del aerogenerador se realiza por vía marítima, siendo así los cálculos de dicho trayecto se ven reflejados en la Tabla 11.

Tabla 11. Relación transporte desde el Puerto de embarque hasta Puerto de Granadilla

Transporte de componente España continental	Distancia recorrida (mn)*	Distancia recorrida por unidad funcional (m/kWh)
Rotor	1.008	1,93x10 ⁻⁰²
Pala (3 Unds.)		
Casquillo		
Torre		
Transformador		
Góndola		

*Para el presente ejercicio se considera que una milla náutica (mn) equivale a 1,852 km.

Para concluir los cálculos referentes al transporte de partes hacia los parques eólicos se hace el cálculo correspondiente al tramo comprendido desde el punto de desembarque en tenerife hasta el punto de la construcción de los aerogeneradores, obteniendo los datos relacionados en la Tabla 12.

Tabla 12. Relación Transporte desde punto de Desembarque hasta Parques Eólicos

Transporte de componente España continental	Distancia recorrida (m)	Distancia recorrida por unidad funcional (m/kWh)
Rotor	52.000	5,38x10 ⁻⁰⁴
Pala (3 Unds.)		
Casquillo		
Torre		
Transformador		
Góndola		

Una vez los componentes para la construcción de los aerogeneradores llegan al parque se procede a realizar las acciones relacionadas a la conexión eléctrica en la torre, la construcción de la torre y su unión a los electrodos de tierra mediante el uso de cables.

4.1.3. Inventario de materiales para la Operación y Mantenimiento del aerogenerador

De acuerdo con el *Ayuntamiento de Durcal* las labores de mantenimiento de los parques eólicos se basan principalmente en el seguimiento periódico del funcionamiento de los aerogeneradores para detección y solución de los fallos que desencadenan sus paradas.

Con respecto a este seguimiento se establecen tareas de mantenimiento preventivo y correctivo. Tales como la lubricación de los cojinetes, soportes y rodamientos, lo cual implica un trasiego de estos; la reparación de canalizaciones subterráneas, la sustitución de piezas de los equipos de operación que se encuentren averiados, el almacenamiento de recambios de elementos críticos, y materiales de mantenimiento (como aceites), el uso de las áreas de mantenimiento y servicios, puesto que en instalaciones eólicas de cierta envergadura se hace necesaria la presencia continuada de personal de mantenimiento y el uso de los accesos asociados al parque.

Los datos considerados son los otorgados por *Enviromental Product Declaration Electricity from: European G114-2.0 MW On-shore Wind Farm* en cuanto al uso de recursos materiales no renovables y renovables, uso de agua, recursos energeticos y materiales reciclados, tal y como lo refleja la Tabla 13.

Tabla 13. Inventario de materiales utilizados en Operación de Proceso Central - Uso

Material/Packaging inputs	Amount (g)
Aluminium, production mix, at plant	0,030
Cast iron, at plant	0,752
Chromium, at regional storage	4,99x10 ⁻⁰³
Clay plaster, at plant	0,205
Copper, primary, at refinery, Europe	7,02 x10 ⁻⁰³
Fluorine, liquid at plant	4,5 x10 ⁻⁰⁵
Fluorspar, 97%, at plant	8,89 x10 ⁻⁰⁴
Gravel, round, at mine	10,2
Industrial residual wood chopping	0,074
Manganese, at regional storage	6,77 x10 ⁻⁰³
Nickel, 99,5%, at plant	0,012
Sodium chloride, powder, at plant	0,431
Tap water, at user	3,70 x10 ⁻⁰⁴
Titanium dioxide production, chloride	4,10 x10 ⁻⁰³
Zinc, primary, at regional storage	6,77 x10 ⁻⁰³
Total:	11,70

En cuanto a los datos correspondientes a los recursos energéticos otorgados por el informe, solo es tomada la información correspondiente a los recursos no renovables, cuyo uso no especifica sí es netamente para la generación de energía eléctrica, siendo los relacionados en la Tabla 14.

Tabla 14. Recursos de energía no renovable

Fuente de Energía	Consumo (MJ/ u.f.)
Turbina de Vapor	$2,27 \times 10^{-04}$
Combinado	$2,61 \times 10^{-04}$
Motor diésel	$4,93 \times 10^{-05}$
Turbina de Gas	$2,30 \times 10^{-05}$

Fuente: Gamesa Corporación Tecnológica, 2017.

Para el establecimiento del consumo de energía renovable, fueron tomados los datos relacionados en el informe DAP G114-2.0 y modificados de acuerdo con los recursos energéticos renovables disponibles en la isla, este ajuste se realiza a partir del informe que contiene la distribución porcentual de las tecnologías usadas en S/C de Tenerife. El resultado se evidencia en la Tabla 15.

Tabla 15. Adaptación de la energía eléctrica alternativa utilizada en la operación

Fuente renovable	Porcentaje total de representación (%)¹	Cantidad de energía representada² (MJ/u.f.)
Eólica	30,4	$3,79 \times 10^{-06}$
Fotovoltaica	65,3	$8,15 \times 10^{-06}$
Biogás (vertedero)	3,1	$4,24 \times 10^{-07}$
Minihidráulica	1,1	$1,37 \times 10^{-07}$

Fuente: ¹Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018

² Gamesa Corporación Tecnológica, 2017

4.1.3.1. Sustancias auxiliares utilizadas durante la operación

En este apartado se considera el cambio de aceites mecánicos, los cuales se aplican a la multiplicadora y al grupo hidráulico, la cantidad y periodicidad de dicha sustitución se realiza de acuerdo con las instrucciones de la empresa fabricante del aerogenerador.

Después de realizar un pequeño cuestionario al operador del parque eólico en tomado como referencia para el presente estudio, se logró establecer que cada aeroturbina precisa de la sustitución anual de aceite mecánico.

La cantidad referida para dicha actividad es estimada por el operador en 530 l al año, el lubricante utilizado es SO VG 320. Se considera que este aceite usado será el único residuo generado gracias a la operación del parque eólico.

En cuanto los recursos energéticos la DAP establece que cada aerogenerador requiere de 0,0457 kWh para operar.

4.1.4. Funcionamiento de la red eléctrica

La transferencia de energía por el interior del parque eólico, desde las turbinas hasta el punto de enganche con la red pública, comporta una serie de impactos relacionados con el propio transporte de electricidad, las pérdidas de energía estimada de los datos consultados son establecido por Gamesa en un porcentaje de 6 %.

Fueron estimados los recursos energéticos necesarios para llevar a cabo el funcionamiento de la red eléctrica éstas pueden apreciarse en la Tabla 16 las cuales son el resultado de la adaptación energética correspondiente a S/C de Tenerife con base a la información suministrada en la DAP del aerogenerador Gamesa G114-2.0.

Tabla 16. Adaptación para la definición energética del proceso descendente

Fuente renovable	Porcentaje total de representación (%) ¹	Cantidad de energía representada ² (MJ/ u.f.)
Refinería	92,3	0,0363
Turbina de Vapor	40,5	1,47x10 ⁻⁰²
Combinado	46,6	1,69x10 ⁻⁰²
Motor diésel	8,8	3, 19x10 ⁻⁰³
Turbina de Gas	4,1	1,49x10 ⁻⁰³
Renovables	7,7	0,0030
Eólica	30,4	9,20x10 ⁻⁰⁴
Fotovoltaica	65,3	1,98x10 ⁻⁰³
Biogás (vertedero)	3, 1	9,38x10 ⁻⁰⁵
Minihidráulica	1,1	3,33x10 ⁻⁰⁵

Fuente: ¹Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018

² Gamesa Corporación Tecnológica, 2017

Los valores considerados en cuanto a recursos necesarios para el funcionamiento de la red eléctrica son los expresados en la Tabla 17, también tomados del informe DAP del aerogenerador G 114-2.0.

Sin embargo, estos representan no sólo el funcionamiento de la red eléctrica sino también la construcción e instalación de equipos y elementos necesarios para la distribución del servicio, así como el desmantelamiento de este. Todo ello correspondiente al periodo de 20 años.

Tabla 17. Inventarios materiales instalación, operación y desmantelamiento red eléctrica

Material/Packaging inputs	Amount (g/u.f.)
Aluminium, production mix, at plant	0,022
Aluminium, secondary, from new s...	$6,09 \times 10^{-04}$
Cast iron, at plant	0,466
Chromium, at regional storage	$8,24 \times 10^{-03}$
Clay plaster, at plant	0,219
Cooper, primary, at refinery, Europe	0,169
Cooper, secondary, at refinery	$3,09 \times 10^{-04}$
Fluorine, liquid, at plant	$4,51 \times 10^{-05}$
Fluorspar, 97%, at plant	$1,03 \times 10^{-03}$
Gravel, round, at mine	2,74
Industrial residual wood chopping	0,180
Manganese, at regional storage	$9,16 \times 10^{-04}$
Nickel, 99,5%, at plant	0,020
Sodium chloride, powder, at plant	0,103
Steel, low-alloyed, at plant	0,041
Tap water, at user, Europe	$1,91 \times 10^{-04}$
Titanium dioxide production, chloride	$8,39 \times 10^{-04}$
Zinc, primary, at regional storage	$4,37 \times 10^{-04}$
Total	3,96

4.1.5. Inventario para el Cierre del Parque Eólico

El programa planteado para el cierre del parque eólico dispone que después de los 20 años de operación, el terreno se restaura a su condición anterior, es decir, a las condiciones más

cercanas posibles a antes de que se llevara a cabo la construcción inicial del parque eólico. Sin embargo, las bases de cada aerogenerador no serán desmontadas.

Para lograr esta restauración de la tierra, alcanzado el momento de la clausura, Gamesa sigue los siguientes pasos:

- a) Desmontaje de la estructura del aerogenerador.
- b) Demolición de cimentación y red de cables subterráneos.
- c) Demolición de subestaciones, accesos viales y plataformas.
- d) Tratamiento superficial de la cubierta vegetal.
- e) Siembra y plantación, recuperación del paisaje.
- f) Reciclaje de componentes de aerogeneradores.
- g) Tratamiento y eliminación de residuos.

Es recomendación de Gamesa procurar la gestión de residuos del aerogenerador de acuerdo con la información suministrada en la Tabla 18. En ella se relaciona el tipo de disposición final al que pueden someterse los distintos materiales que conforman el aparato.

Tabla 18. Tipo de desmantelamiento

Material	Tipo de Desmantelamiento
Hierro	Reciclado con pérdida del 10 %
Acero	Reciclado con pérdida del 10 %
Cobre	Reciclado con pérdida del 5 %
Fibra de vidrio	Disposición en relleno sanitario 100 %
Aceite	Reutilizado con pérdida del 10 %
Plásticos -PVC	Reciclado al 100 %
Otros plásticos	Disposición en vertedero o incinerado al 100 %
Caucho	Incinerado al 100 %
Materiales de construcción	No desmantelados

Fuente: Gamesa Corporación Tecnológica, 2017.

De los elementos no relacionados en la tabla se debe destacar que todos los componentes electrónicos pueden ser enviados a un proceso de tratamiento WEEE (Waste electrical and electronic equipment) preparación para la reutilización y eliminación de residuos de equipos eléctricos y electrónicos. Así mismo hay una posibilidad de recuperación de hasta el 26,3 % de los plásticos mediante procesos de reciclaje (Plastics Europe, 2017). Sin embargo, para

el presente ejercicio se plantea que dichos recursos serán destinados en un 100 % al vertedero.

A la fecha la recomendación de Gamesa Corporación Tecnológica para el tratamiento de las palas es que éstas deben ser enviadas a vertederos, no obstante, dicha actividad sería sumamente complicada debido a que para ser dispuestos deben ser previamente movilizadas a una planta de tratamiento para ser molidas lo que sin lugar a duda equivale a una acción difícil de llevar a cabo en la isla.

Se ha supuesto que los lubricantes y aceites hidráulicos utilizados a lo largo de los 20 años de operación del parque eólico sean gestionados adecuadamente para permitir su posterior reutilización o valorización energética (Gamesa Corporación Tecnológica, 2017).

Como ejemplo de la cantidad de materiales de salida del aerogenerador son tomados los datos relacionados en el estudio *Análisis de ciclo de vida de las tecnología eólica e hidráulica en España*, los cuales corresponden a la información suministrada por el software Simapro, estos corresponden a un aerogenerador en tierra cuya potencia es de 2 MW, la información utilizada puede apreciarse en la Tabla 19.

Tabla 19. Inventario de salidas correspondientes al aerogenerador

Descripción de salidas del aerogenerador	Cantidad de material (g)	Cantidad por unidad funcional (g/kWh)
Residuos electrónicos de unidades de control	438.390	0,0045
Residuos de cobre	139.131.000	1,4397
Residuos de aluminio	208.906.690	2,1617
Residuos de vidrio	7.071.440	0,0732
Residuos de plástico, mezcla.	7.071.440	0,0732
Residuos de polietileno/Producto de polipropileno	9.428.580	0,0976

Algunos de los residuos y desechos del aerogenerador pueden ser tratados en la isla como es el caso de los plásticos, residuos de vidrio y aquellos de polietileno o producto de polipropileno, sin embargo, otros son sólo recogidos para ser tratados externamente.

En cuanto a los valores de transporte correspondientes a la movilización de los materiales, sólo se dispone de información referente al envío de componentes al vertedero de residuos

de la isla. Tal y como puede apreciarse en la Ilustración 16. Lo que corresponde a un recorrido de 11,3 Km.



Ilustración 16. Ruta trazada para el desplazamiento de residuos de Aerogeneradores

La gestión de residuos en S/C de Tenerife es poco eficiente y de acuerdo con datos correspondientes al mes de marzo del presente año la reutilización, aprovechamiento y/o enriquecimiento de residuos ordinarios no llega al 20% (Revista Planeta Canario, 2019), siendo estos en su mayoría enterrados pese a la existencia de hornos crematorios.

Al consultar a la empresa operadora al respecto se evidenció una total falta de conocimiento sobre la disposición final de los residuos generados en un parque eólico, así como la intención de contratar a alguna empresa que se encargue de dicha gestión. Sin embargo, en el marco del presente trabajo, se estableció comunicación con varias de las empresas existentes en la isla dedicadas a la gestión de residuos y ninguna de ellas tiene entre sus servicios la recolección, tratamiento o gestión de residuos provenientes desde un parque eólico, así como cuál es el tratamiento adecuado para cada una de sus componentes o la legislación aplicable al respecto.

En cuanto a este tema vale recalcar que, pese a que en España data el desarrollo de parques eólicos desde hace dos décadas, actualmente no hay una hoja de ruta que plantee el correcto tratamiento de residuos derivados de esta actividad, razón por la cual varios de los componentes resultantes averiados han resultado en una especie de bodega creada para guardar allí componentes.

Finalmente, conocer en donde se realizará la gestión de los residuos es un tema que no tiene respuesta.

5. Huella de Carbono

Para el cálculo de la huella de carbono se realiza la adaptación de los resultados obtenidos en la Declaración Ambiental de Producto de la misma serie de aerogeneradores situados en tierra en estudio en los parques eólicos, la cual se realizó en cuatro parques eólicos localizados en distintas regiones de España.

Dicho informe divide los resultados en procesos ascendente, central y descendente, refiriéndose así a la fabricación, construcción, funcionamiento y desmantelamiento del parque eólico; evidenciando la cantidad de materiales y servicios requeridos para la generación de 1 kWh durante el tiempo de vida de éste siguiendo el marco dado por la RCP 171.

La ilustración 19, refleja un esquema de las distintas fases desarrolladas durante el ACV de los parques eólicos por Gamesa, este proceso es desarrollado de acuerdo con los lineamientos planteados por las RCP aplicable a energía eléctrica, se divide en tres (3) grandes segmentos titulados como *proceso ascendente*, *de proceso central* y *de proceso descendente*.

Para el cálculo del presente trabajo dichos módulos fueron subdivididos siendo acordes con la DAP de Gamesa para la aeroturbina G114 2-0, siendo así determinados como: *Upstream*, *Core Process*, *Core infraestructura* y *Downstream*. En los próximos párrafos se hallará una descripción de cada uno y la estimación de las emisiones correspondientes para cada uno considerando los inventarios relacionados durante el capítulo 4.

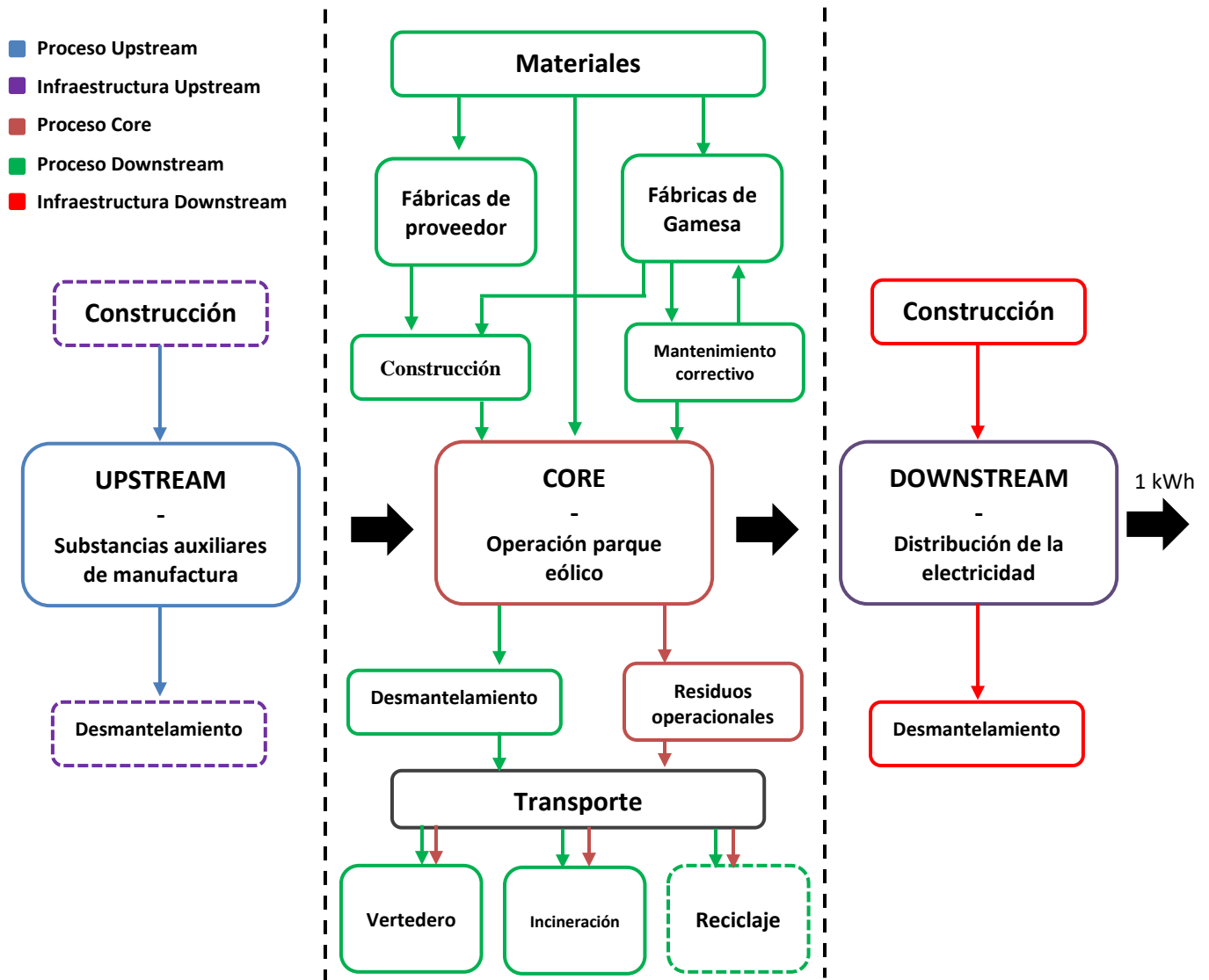


Ilustración 17 Esquema de las Fases de ACV consideradas

5.1. Proceso Ascendente – “Ancillary substances”

El *proceso ascendente* presenta la producción de sustancias que son necesarias para la operación de la planta de conversión de energía, tales como aceite hidráulico, aceites lubricantes y grasa, así como el transporte asociado a la movilización de estos suministros hasta los parques eólicos.

Las emisiones calculadas en relación con el uso de materiales para este proceso se ve expresa en la Tabla 20.

Los resultados obtenidos son consecuencia de los datos ingresados en el software CCaLC₂ el cual calcula la cantidad de emisiones correspondiente a cada una de las tecnologías usadas para la generación de energía eléctrica por unidad funcional (Tabla 21), revelando que los aportes a las emisiones de CO_{2eq}. serían aproximadamente equivalentes a 4,49x10⁻⁴ kg CO_{2eq} por cada kWh.

Recopilando los datos correspondientes tanto al uso de materiales como al de recursos energéticos utilizados se concluye que la cantidad de emisiones emitidas por cada kWh generado por cada aeroturbina es equivalente a 4,50x10⁻⁰⁴ kg CO_{2eq} durante el proceso ascendente.

Tabla 20. Huella de carbono de la materia prima en el proceso ascendente

Materia prima	CO₂ eq. (kg/f.u.)
Aluminium, production mix, at plant	1,13x10 ⁻⁰⁷
Cast iron, at plant	6,01x10 ⁻⁰⁷
Chromium, at regional storage	2,38x10 ⁻⁰⁷
Clay plaster, at plant	9,61x10 ⁻⁰⁹
Copper, primary, at refinery, Europe	2,37x10 ⁻⁰⁸
Fluorine, liquid, at plant	1,96x10 ⁻⁰⁹
Fluorspar, 97%, at plant	4,93x10 ⁻¹⁰
Gravel, round, at mine	9,24x10 ⁻⁰⁹
Industrial residual wood chopping, stationary electric chopper, at plant	2,05x10 ⁻⁰⁹
Limestone, milled, loose, at plant	6,58x10 ⁻⁰⁹
Manganese, at regional storage	2,81x10 ⁻⁰⁹
Nickel, 99.5%, at plant	2,55x10 ⁻⁰⁷
Sodium chloride, powder, at plant	6,98x10 ⁻⁰⁹
Tap water, at user, ch	1,01x10 ⁻¹⁰
Titanium dioxide production, chloride process, eu	1,50x10 ⁻⁰⁸
Zinc, primary, at regional storage	1,50x10 ⁻⁰⁸
Total	1,30x10⁻⁶

Tabla 21. Resultados uso de recursos energéticos durante proceso ascendente

Energy	Amount (MJ/f.u.)	CO₂ eq. (kg/MJ energy)	CO₂ eq. (kg/f.u.)
electricity, at cogen, biogas agricultural mix, allocation exergy	3,13x10 ⁻⁰⁶	0,072	2,24x10 ⁻⁰⁷
electricity, at wind power plant, Europe	1,06x10 ⁻⁰⁶	3,15x10 ⁻⁰³	3,32x10 ⁻⁰⁹

Energy	Amount (MJ/f.u.)	CO ₂ eq. (kg/MJ energy)	CO ₂ eq. (kg/f.u.)
electricity, hard coal, at power plant, ES	3,38x10 ⁻⁰⁵	0,306	1,03x10 ⁻⁰⁵
electricity, hydropower, at power plant, ES	7,61x10 ⁻⁰⁶	1,87x10 ⁻⁰³	1,42x10 ⁻⁰⁸
electricity, lignite, at power plant, ES	2,55x10 ⁻⁰⁵	0,301	7,68x10 ⁻⁰⁶
electricity, natural gas, at power plant, ES	1,34x10 ⁻⁰⁴	0,143	1,91x10 ⁻⁰⁵
electricity, nuclear, at power plant, UCTE	5,90x10 ⁻⁰⁵	2,17x10 ⁻⁰³	1,28x10 ⁻⁰⁷
electricity, oil, at power plant, ES	1,53x10 ⁻⁰³	0,27	4,12x10 ⁻⁰⁴
electricity, production mix fotovoltaic, at plant, ES	1,53x10 ⁻⁰⁸	0,014	2,16x10 ⁻¹⁰
Total:	1,79x10 ⁻³	Total	4,49x10⁻⁴

5.2. Proceso Central – “Production wind Farm”

El *proceso central* comprende información concerniente a la etapa de operación del proyecto tanto de la planta de conversión de energía como de la entrega de energía al sistema de distribución, para este trabajo también ha sido considerado en el mismo canon lo que la RCP 171 clasifica como *infraestructura central*, es decir, la construcción, reinversión y desmantelamiento de la planta (sistema) de conversión de energía, incluidos otros edificios, equipos de preparación de combustible, almacenes de desechos, caminos, etc.

5.2.1. Infraestructura Central

La información relacionada sobre las materias primas necesarias para la construcción de una aeroturbina arrojó que aproximadamente 0,00843 kg de CO_{2eq.} son emitidos con estos materiales (ver tabla 22).

En cuanto a las emisiones proporcionadas por el uso de recursos energéticos durante el mismo proceso se establece que 0,000497 kg de CO_{2eq.} por f.u. son emitidos (Tabla 23). Los valores son resultado del dato de energía requerida obtenido para la producción de componentes y subcompentes citado en el numeral 4.1.1.2 y adaptado a partir de los datos proporcionados por la REE en cuanto a la matriz energética de la España continental correspondiente al año 2018.

Tabla 22. Resultados materia prima módulo Infraestructura Central

Materia prima	CO₂ eq. (kg/f.u.)
Cast iron, at plant	9,980x10 ⁻⁰⁴
Cement, unspecified, at plant	3,150x10 ⁻⁰³
Copper production, primary, EU	6,900x10 ⁻⁰⁵
Epoxy resin, liquid, at plant	9,110x10 ⁻⁰⁴
Glass fibre reinforced plastic, polyester resin, hand lay-up, at plant	3,940x10 ⁻⁰⁴
Reinforcing steel, at plant	2,600x10 ⁻⁰³
Silicon, electronic grade, at plant	3,12x10 ⁻⁰⁴
Total	8,434x10⁻⁰³

Tabla 23. Resumen energía utilizada en la infraestructura central

Energy	Amount (kWh/f.u.)	CO₂ eq. (kg/kWh energy)	CO₂ eq. (kg/f.u.)
electricity, at cogen 1MWe lean burn, allocation energy, Europe	4,53x10 ⁻⁰⁴	0,325	1,47x10 ⁻⁰⁴
electricity, at cogen 1MWe lean burn, allocation heat, Europe	4,12x10 ⁻⁰⁴	3,96x10 ⁻⁰⁴	1,63x10 ⁻⁰⁷
electricity, at wind power plant, Europe	7,64x10 ⁻⁰⁴	0,011	8,66x10 ⁻⁰⁶
electricity, digester sludge, at incineration plant, future, alloc. price	4,69x10 ⁻⁰⁵	0,187	8,76x10 ⁻⁰⁶
electricity, hard coal, at power plant, ES	7,64x10 ⁻⁰⁵	1,1	8,42x10 ⁻⁰⁵
electricity, hydropower, at power plant, ES	4,12x10 ⁻⁰⁴	6,72x10 ⁻⁰³	2,77x10 ⁻⁰⁶
electricity, hydropower, at pumped storage power plant, ES	3,12x10 ⁻⁰⁵	0,739	2,31x10 ⁻⁰⁵
electricity, nuclear, at power plant pressure water reactor, FR	8,31x10 ⁻⁰⁴	6,08x10 ⁻⁰³	5,05x10 ⁻⁰⁶
electricity, oil, at power plant, ES	2,14x10 ⁻⁰⁴	0,971	2,08x10 ⁻⁰⁴
electricity, production mix fotovoltaic, at plant, ES	1,84x10 ⁻⁰⁴	0,051	9,34x10 ⁻⁰⁶
Total:	3,43x10⁻⁰³	Total:	4,97x10⁻⁰⁴

Considerando los valores estimados para la infraestructura central se podría decir que las emisiones correspondientes a esta subdivisión son iguales a 8,4345 kg CO₂ eq., sin embargo, es necesario añadir el valor correspondiente a la movilización de los componentes y subcomponentes desde su punto de producción hasta Arico, así como las emisiones correspondientes al futuro desmantelamiento del proyecto.

5.2.1.1. Transporte de Componentes y subcomponentes de la Infraestructura Central

La Tabla 24 evidencia los datos registrados en el software CCaLC₂, estos consideran la movilización realizada desde los puntos de fabricación, acabado o almacén hasta el puerto de embarque en Galicia, el transporte marítimo hasta el muelle industrial de Granadilla en S/C de Tenerife y finalmente la movilización hasta el parque eólico ubicado en el municipio de Arico.

Como resultado se ha obtenido la generación de $3,59 \times 10^{-12}$ kg CO₂ eq.

Tabla 24. Datos registrados de Transporte Hasta el Parque Eólico

Material Transported	Transport Type	Distance (Km)	Mass transported (Kg)	CO ₂ eq. (Kg/f.u.)
Casquillo	transport, lorry 16-32t, EURO 4	$7,75 \times 10^{-06}$	$1,55 \times 10^{-04}$	$1,99 \times 10^{-13}$
	transport, transoceanic freight ship	$1,93 \times 10^{-05}$	$1,55 \times 10^{-04}$	$3,22 \times 10^{-14}$
Góndola	transport, lorry 32t, EURO 4	$7,75 \times 10^{-06}$	$8,56 \times 10^{-04}$	$7,01 \times 10^{-13}$
	transport, transoceanic freight ship	$1,93 \times 10^{-05}$	$8,56 \times 10^{-04}$	$1,78 \times 10^{-13}$
Pala (3 unds.)	transport, transoceanic freight ship	$1,93 \times 10^{-05}$	$4,04 \times 10^{-04}$	$8,38 \times 10^{-14}$
	transport, lorry 16-32 t, EURO 4	$8,05 \times 10^{-06}$	$4,04 \times 10^{-04}$	$5,38 \times 10^{-13}$
Rotor	transport, transoceanic freight ship	$1,93 \times 10^{-05}$	$2,70 \times 10^{-04}$	$5,61 \times 10^{-14}$
	transport, lorry 32t, EURO 4	$8,05 \times 10^{-06}$	$2,70 \times 10^{-04}$	$2,21 \times 10^{-13}$
Torre	transport, lorry 32t, EURO 4	$8,05 \times 10^{-06}$	$1,44 \times 10^{-06}$	$1,22 \times 10^{-12}$
	transport, transoceanic freight ship	$1,93 \times 10^{-05}$	$1,44 \times 10^{-06}$	$2,99 \times 10^{-13}$
Transformador	transport, lorry 16-32t, EURO 4	$5,56 \times 10^{-06}$	$5,17 \times 10^{-05}$	$4,76 \times 10^{-14}$
	transport, transoceanic freight ship	$1,93 \times 10^{-05}$	$5,17 \times 10^{-05}$	$1,07 \times 10^{-14}$
Total:				$3,59 \times 10^{-12}$

5.2.1.2. Desmantelamiento de Infraestructura Central

Para el desmantelamiento del parque se consideraron las proporciones de recuperación nombradas citadas en la Tabla 18, el software CCaLC₂ también presenta algunas limitaciones en cuanto a la selección de tratamientos disponibles para los residuos razón por la cual se han adoptado las salidas disponibles y que pueden ajustarse al territorio en estudio, tal es el caso de la disposición final del Cobre el cual es asignado a *treatment, municipal incineration* en vez de ser reciclado con una pérdida del 10% como se sugiere.

En la Tabla 25, se resumen tanto las cantidades registradas en el software CCaLC₂ como la cantidad de CO_{2eq} que representaría el desmantelamiento y compilación de residuos.

Tabla 25. Compilación de residuos de la Infraestructura Central

Waste	Amount (kg/f.u.)	CO2 eq. (kg/kg waste)	CO2 eq. (kg/f.u.)
disposal, building, polyethylene/polypropylene products, to final disposal	3,41x10 ⁻⁰⁵	3	1,02x10 ⁻⁰⁴
disposal, building, reinforcement steel, to recycling	2,16x10 ⁻⁰³	0,058	1,25x10 ⁻⁰⁴
disposal, glass, 0% water, to inert material landfill	7,32x10 ⁻⁰⁵	0,00713	5,22x10 ⁻⁰⁷
disposal, industrial devices, to WEEE treatment	4,54x10 ⁻⁰⁶	0,293	1,33x10 ⁻⁰⁶
disposal, plastic plaster, 0% water, to sanitary landfill	7,32x10 ⁻⁰⁵	0,015	1,13x10 ⁻⁰⁶
treatment of scrap copper, municipal incineration, RoW	1,44x10 ⁻⁰³	0,015	2,10x10 ⁻⁰⁵
treatment of waste polypropylene, sanitary landfill, CH	9,76x10 ⁻⁰⁵	0,095	9,28x10 ⁻⁰⁶
Total:	0,00388	Total:	2,60x10⁻⁰⁴

En cuanto a la movilización de los residuos obtenidos se obtuvo que una emisión equivalente a 7,72x10⁻¹⁴, el resumen de los datos hallados se relaciona en la Tabla 26.

Considerando todas las segmentaciones del proceso de infraestructura central se determina que aproximadamente son emitidos 0,00794 kg de CO₂ eq.

Tabla 26. Relación de transporte de residuos

Material transported	CO2 eq. (kg/f.u.)
disposal, building, polyethylene/polypropylene products, to final disposal	$6,77 \times 10^{-16}$
disposal, building, reinforcement steel, to recycling	$4,30 \times 10^{-14}$
disposal, glass, 0% water, to inert material landfill	$1,45 \times 10^{-15}$
disposal, industrial devices, to WEEE treatment	$9,01 \times 10^{-17}$
disposal, plastic plaster, 0% water, to sanitary landfill	$1,45 \times 10^{-15}$
treatment of scrap copper, municipal incineration, RoW	$2,86 \times 10^{-14}$
treatment of waste polypropylene, sanitary landfill, CH	$1,94 \times 10^{-15}$
Total:	$7,72 \times 10^{-14}$

5.2.2. Operación Proceso Central - Uso

En este proceso se tienen en cuenta los estados principales de operación del aerogenerador, es decir, el uso de la aeroturbina. Como resultado de las materias primas utilizadas se ha obtenido la emisión de 0,000105 kg CO₂ eq (ver Tabla 27).

Tabla 27. Resultados materia prima proceso central - uso

Materia prima	Co₂ eq. (kg/f.u.)
Lubricating oil, at plant	$1,05 \times 10^{-4}$

En cuanto a las emisiones correspondientes al uso de recursos energéticos se ha obtenido un aporte de 0,000518 kg CO₂ eq los resultados correspondientes a dicha actividad se aprecian en la Tabla 28.

Tabla 28. Resumen recursos energéticos utilizados durante proceso central - uso

Materia prima	Co₂ eq. (kg/f.u.)
Electricity, at wind power plant	$5,18 \times 10^{-4}$

Lo que nos arroja que el uso de una aeroturbina emite 0,000623 kg CO₂ eq. por cada kWh generado.

5.3. Proceso Descendente “Downstream Process”

El módulo proceso descendente representa principalmente dos impactos ambientales diferentes: la construcción eléctrica y la posterior distribución de la energía eléctrica a los usuarios. El uso de materias primas durante este módulo (Tabla 29) genera un estimado de 0,00176 kg CO₂ eq.

Tabla 29. Resultados materia prima proceso descendente

Materia prima	CO ₂ eq. (kg/f.u.)
Aluminium, production mix, at plant	1,89X10 ⁻⁰⁴
Aluminium, secondary, from new scrap, at plant	2,56X10 ⁻⁰⁷
Cast iron, at plant	7,07X10 ⁻⁰⁴
Chromium, at regional storage	2,19X10 ⁻⁰⁴
Clay plaster, at plant	4,19X10 ⁻⁰⁶
Copper, primary, at refinery, Europe	3,13X10 ⁻⁰⁴
Copper, secondary, at refinery	5,54X10 ⁻⁰⁷
Fluorine, liquid, at plant	5,09X10 ⁻⁰⁷
Fluorspar, 97%, at plant	1,44X10 ⁻⁰⁷
Gravel, round, at mine	6,60X10 ⁻⁰⁶
Industrial residual wood chopping, stationary electric chopper, at plant	1,97X10 ⁻⁰⁶
Manganese, at regional storage	2,38X10 ⁻⁰⁶
Nickel, 99.5%, at plant	2,19X10 ⁻⁰⁴
Sodium chloride, powder, at plant	1,86X10 ⁻⁰⁵
Steel, low-alloyed, at plant	7,14X10 ⁻⁰⁵
Tap water, at user, Europe	6,09X10 ⁻¹¹
Titanium dioxide production, chloride process, EU	5,75X10 ⁻⁰⁶
Zinc, primary, at regional storage	1,48X10 ⁻⁰⁶
Total	1,76x10⁻³

Los resultados obtenidos en cuanto al uso de energía eléctrica necesaria en los procesos de construcción y clausura de la red eléctrica, así como al relacionado con las pérdidas eléctricas en la distribución del servicio eléctrico son los mostrados en la Tabla 30, revelando que los

aportes a las emisiones de CO₂ serían aproximadamente equivalentes a 0,00336 kg por cada kWh.

Tabla 30. Resumen datos de la Definición de energía en software CCalC2

Energy	Amount (kWh/f.u.)	CO2 eq. (kg / kWh energy)	CO2 eq. (kg/f.u.)
electricity, at cogen 200kWe diesel SCR, allocation energy	2,06x10 ⁻⁰³	0,415	8,56x10 ⁻⁰⁴
electricity, at wind power plant, Europe	2,56x10 ⁻⁰⁴	0,011	2,90x10 ⁻⁰⁶
electricity, biogas, allocation exergy, at micro gas turbine 100kWe	4,08x10 ⁻⁰³	0,493	2,01x10 ⁻⁰³
electricity, hydropower, at power plant, ES	9,25x10 ⁻⁰⁶	6,72x10 ⁻⁰³	6,22x10 ⁻⁰⁸
electricity, industrial gas, at power plant, ES	1,53x10 ⁻⁰⁵	1,43	2,19x10 ⁻⁰⁵
electricity, oil, at power plant, ES	3,97x10 ⁻⁰⁴	0,971	3,86x10 ⁻⁰⁴
electricity, production mix photovoltaic, at plant, ES	5,50x10 ⁻⁰⁴	0,051	2,79x10 ⁻⁰⁵
treatment of municipal solid waste, incineration, CH	2,86x10 ⁻⁰⁵	1,88	5,38x10 ⁻⁰⁵
Total:	7,40x10 ⁻⁰³	Total:	3,36x10⁻⁰³

Obteniendo como resultado del módulo de proceso descendente la emisión de 0,00512 kg CO₂ eq.

5.4. Síntesis de resultados

Considerando todos los cálculos realizados la estimación de la huella de carbono para el parque eólico es igual a 0,0154 kg CO₂ eq/kWh, la distribución de los resultados se resume en la Tabla 31.

Tabla 31. Discriminación resultados huella de carbono parque eólico

Concepto	CO ₂ eq. (kg/f.u.)	% de representación
Módulo proceso ascendente	4,50x10 ⁻⁰⁴	2,9
Módulo Central	9,81x10 ⁻⁰³	63,8
Módulo descendente	5,12x10 ⁻⁰³	33,3
Total	1,54x10⁻²	100

La Ilustración 18 muestra el resultado arrojado por el programa utilizado para el cálculo.

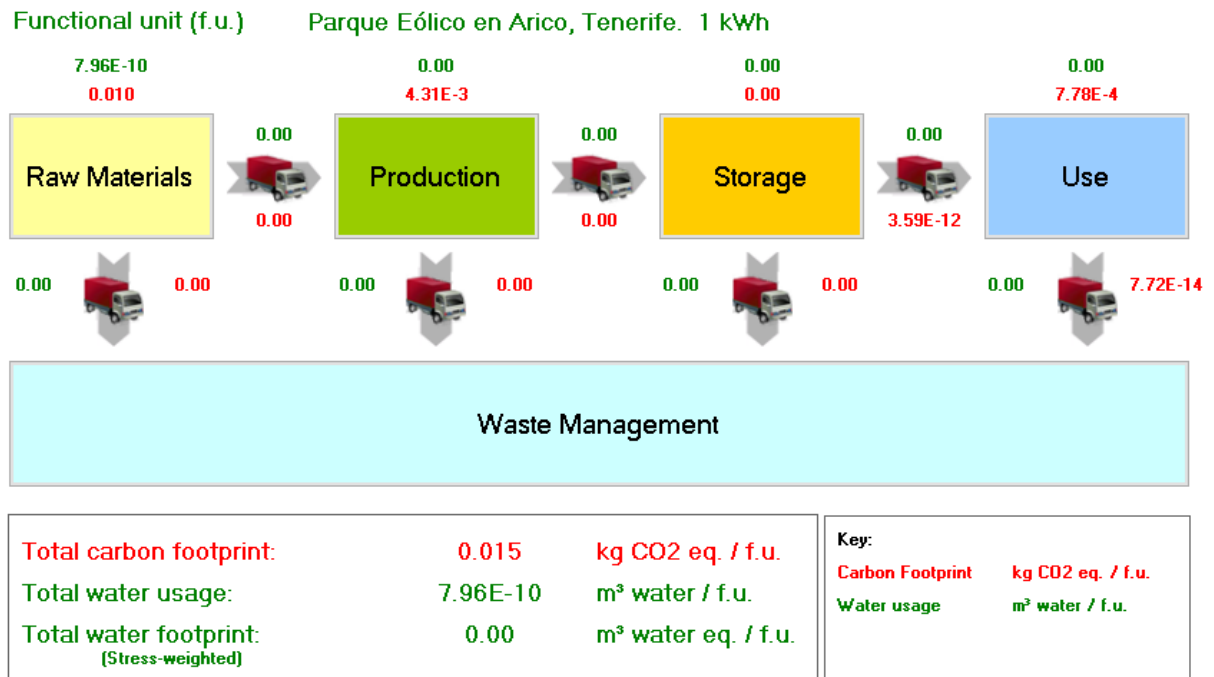


Ilustración 18. Esquema resultados obtenidos en CCaLC2

6. Comparación Emisión fuentes Convencionales de Energía

La comparación de emisiones de las fuentes energéticas utilizadas a la fecha en S/C de Tenerife de es realizado en el marco de comparar el impacto generado por las distintas tecnologías instaladas para la discusión de los resultados obtenidos.

Este capítulo tratará meramente sobre las emisiones asociadas a la producción de energía eléctrica, lo anterior se realiza a partir de información registrada por entidades oficiales. Con ello se concreta información sobre la isla en estudio, lo que se traduce a que puede apreciar los avances energéticos que está ha tenido de modo individual y no sumergida entre los reportes presentados siempre sobre el archipiélago.

A su vez esto permitirá reconocer los aportes que sus emisiones tienen en relación con las de la comunidad autónoma y del país.

6.1. Evolución de la potencia eléctrica en Santa Cruz de Tenerife

La instalación de fuentes de energía eléctrica para el caso de las islas canarias no sólo se debe pensar en la satisfacción de las necesidades energéticas de quienes residen en la isla sino también de la población flotante, la cual llega diariamente en búsqueda del desarrollo de actividades turísticas.

Las cifras arrojadas al respecto revelaron que para el 2017 se registró a más de cinco millones de personas que llegaron a visitar el sur de la provincia (Mateu, 2018), para el 2018 se registraron 5.036.272 de visitantes extranjeros en toda la isla y en los datos recopilados hasta abril del 2019 se revela que se ha tenido a 1.803.235 de visitantes extranjeros; lo anterior revela una variación del 3,1% respecto al mismo periodo durante el año anterior (Turismo de Tenerife, 2019).

En la Tabla 32 se puede apreciar la evolución histórica ocurrida de la potencia eléctrica en la isla, recopilando información desde la década del 90 hasta el 2017.

Tabla 32. Evolución de la Potencia eléctrica en Tenerife 1990-2017

AÑO	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017
POTENCIA (MW)	396,1	644,3	667,2	970,5	1256,1	1266	1266,1	1289,9

Fuente: Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018.

La capacidad total disponible del sistema eléctrico para la S/C de Tenerife ha aumentado constantemente y aunque entre los años de 1995 y el 2000 hubo una disminución en la instalación de nuevas fuentes de energía, con la llegada del nuevo milenio la instalación de potencia eléctrica aumentó con una tasa de crecimiento interanual del 2,1 % entre el periodo comprendido entre los años 2012 hasta 2017, a cifras de ese año la potencia eléctrica disponible de Tenerife tenía una participación del 41,3 % de la total generada en el archipiélago canario (Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018).

La Tabla 33 revela la configuración del parque de generación de energía eléctrica en la isla hasta el año 2017, esta información presenta la potencia instalada de acuerdo con el tipo de fuente utilizada. La información relacionada en cuanto a las energías eólica y fotovoltaica contempla solo instalaciones conectadas a la red.

Tabla 33. Parque de generación configurado en S/C de Tenerife

FUENTE DE ENERGÍA PRIMARIA	POTENCIA INSTALADA (MW)
Productos derivados petróleo	
Centrales térmicas	1046,5
Refinería	25,9
Cogeneración	39,2
Total productos derivados del petróleo	1111,6
Fuentes Renovables	
Eólica	60,2
Fotovoltaica	115,3
Minihidráulica	1,2
Biogás (vertedero)	1,6
Total Fuentes renovables	178,3
TOTAL	1289,9

Fuente: Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018.

La Ilustración 19 ofrece una visión de la configuración del parque eléctrico de S/C de Tenerife, el cual dispone de centrales térmicas públicas convencionales, unidades de

producción basadas en tecnología de cogeneración y así como generación eléctrica en la refinería de la isla.

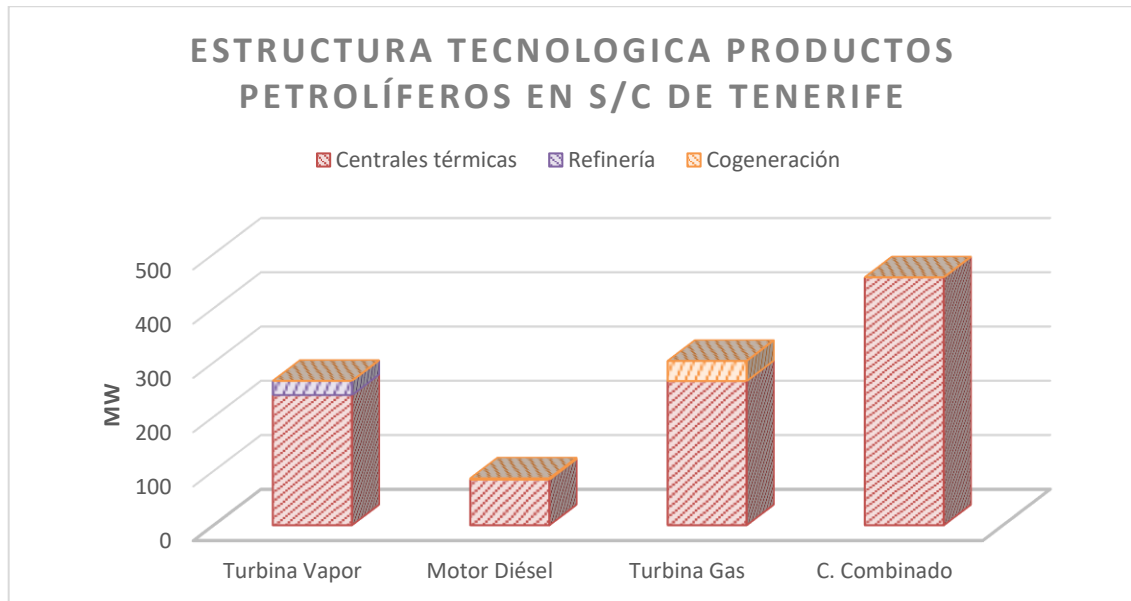


Ilustración 19. Estructura tecnológica del parque de generación productos petrolíferos en S/C de Tenerife

Para el año 2017 hubo un incremento en el 2,2 % de la energía eléctrica proveniente de fuentes no fósiles consumida en la isla, lo que derivó en un aumento de participación en el margen de energías alternativas igual a 7,6 %. Sin embargo, es importante aclarar que durante el periodo evaluado la turbina de vapor de la refinería de Santa Cruz no estaba en funcionamiento (Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018).

6.2. Configuración del parque de generación de energía eléctrica

La cantidad de energía eléctrica generada para el año 2017 constituyó 3.410.838 MWh producida a partir de fuentes petrolíferas y 285.665 MWh con fuentes renovables, representando así el 92,3 % y 7,7 % de la energía generada, respectivamente.

Dado lo anterior, la Ilustración 20 representa la estructura tecnológica que a fecha del 31 de diciembre del 2017 proveyó el 92,4 % de la energía eléctrica de la isla, lo que evidencia alta dependencia a productos petrolíferos para la satisfacción de la demanda energética.

La Ilustración 20 evidencia el porcentaje de participación de las distintas fuentes de energía en la isla, a partir de este gráfico es más sencillo identificar el bajo aporte que tienen las

energías renovables en la contribución energética de la isla; aportes como el de la fuente minihidráulica y la de biogás son presentadas como una participación nula debido a sus aportes con rangos de 0,08875 % y 0,2412 % respectivamente.

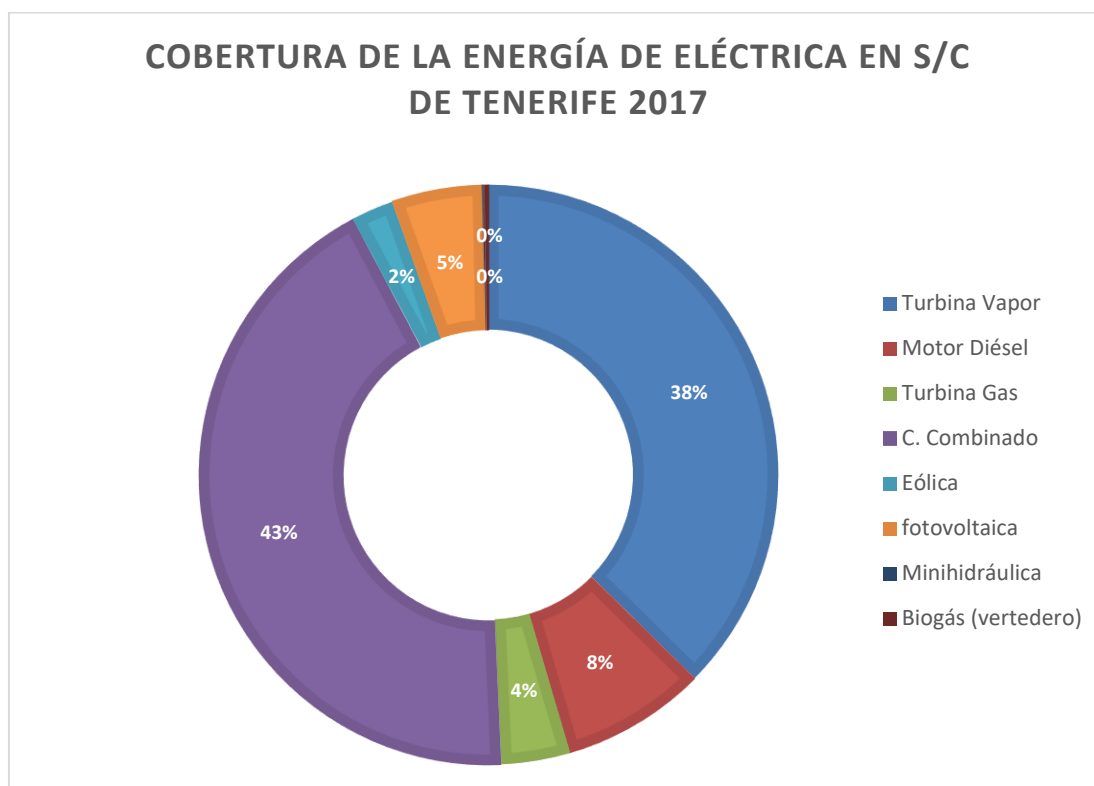


Ilustración 20. Porcentajes de participación de las distintas fuentes y tecnologías en la cobertura de la demanda de energía eléctrica en términos de energía bruta. Año 2017.

La Tabla 34 permite conocer las cantidades energía eléctrica aportada por cada una de las tecnologías durante el año 2017.

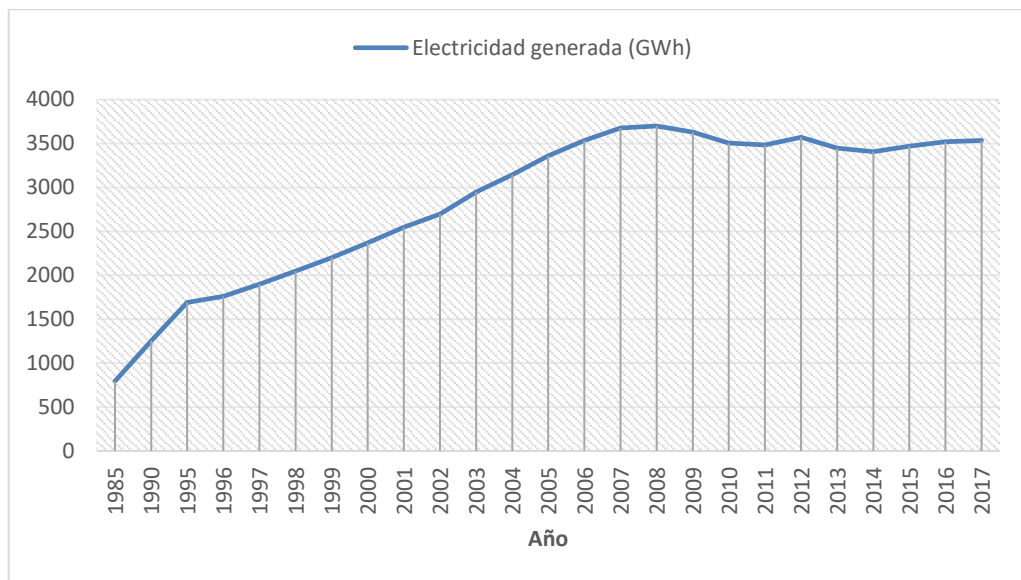
Tabla 34. Grupos de generación de instalados en las centrales térmicas en S/C de Tenerife a 31 diciembre de 2017

Fuente de energía primaria	Energía eléctrica año (MWh)	Representación porcentual (%)
Centrales térmicas	3.410.838	92,3%
Turbina Vapor	1.382.338	40,5%
Motor Diésel	299.304	8,8%
Turbina Gas	140.692	4,1%
C. Combinado	1.588.504	46,6%
Cogeneración	3	0,0001%
Turbina Gas	3	
Fuentes Renovables	285.665	7,7%
Eólica	86.955	30,4%
fotovoltaica	186.514	65,3%

Fuente de energía primaria	Energía eléctrica año (MWh)	Representación porcentual (%)
Minihidráulica	3.281	1,1%
Biogás (vertedero)	8.915	3,1%
Total	3.696.506	100%

Fuente: Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018.

En la Ilustración 21 se aprecia la variación que ha tenido la energía puesta en la red, se detecta un crecimiento continuo hasta el año 2008, después de ello un movimiento que decrece y vuelve tímidamente al alza en los años 2012 y 2015.



Fuente: Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018.

Ilustración 21. Evolución de la energía puesta en red en S/C de Tenerife

Pese a que al momento de realizar el presente trabajo no se cuenta con informes sobre el comportamiento energético de la isla, según Endesa (Empresa Nacional de Electricidad Sociedad Anónima) hubo un descenso en el consumo de energía en todo el archipiélago canario citando además que éste no fue muy significativo en S/C de Tenerife (eldiario.es, 2019).

6.3. Presentación de la emisión de CO₂ calculado para el parque energético de S/C de Tenerife

En el presente apartado se presentará un breve resumen sobre las emisiones estimadas por distintas fuentes quienes estimaron con diversas metodologías el impacto de las distintas fuentes energéticas.

Para el primer subíndice de esta sección se muestran la estimación realizada por REE (REE, 2018) donde se relacionan los valores calculados equivalentes a las emisiones desarrolladas durante la operación de las distintas tecnologías que proveen energía en S/C de Tenerife.

El segundo se basa en los hallazgos de Roberto Turconi (Turconi, 2014) quien en su trabajo *Life Cycle Assessment of Electricity Systems* desarrolla un extenso trabajo en donde a partir del uso análisis de diversos estudios ACV en varias fuentes energéticas y el uso de la metodología de análisis de la cadena de proceso reúne resultados sobre el promedio del impacto generado por distintas tecnologías a lo largo de su vida útil.

6.3.1. Cálculos emitidos por REE

A partir de la publicación de información establecida diariamente en la página web de REE en el apartado *seguimiento en tiempo real*, se hizo la compilación del promedio de emisiones de CO₂ realizadas durante el año 2018. En la tabla 35 se reflejan los registros obtenidos para las fuentes energéticas reportadas, en ella se pueden apreciar la caracterización realizada para las generadoras de más del 92 % de la energía utilizada en la isla.

Tabla 35. CO₂ asociado a estructura de generación de energía en S/C de Tenerife

Mes	Fuentes generación de energía Tenerife (ton CO ₂ /h)			
	Motores diésel	Turbina de gas	Ciclo combinado	Turbina de vapor
Enero	20,9	18,1	116,4	120,9
Febrero	18,3	18,7	102,1	138,8
Marzo	20,8	12,3	113,5	108,9
Abril	21,6	13,5	91,8	140,9
Mayo	18,8	20,5	101,0	122,4
Junio	16,5	16,7	101,3	130,9
Julio	18,8	14,8	92,1	135,5
Agosto	21,7	12,7	108,6	130,0
Septiembre	19,8	17,3	132,9	103,7
Octubre	18,2	13,7	134,0	113,7

Mes	Fuentes generación de energía Tenerife (ton CO ₂ /h)			
	Motores diésel	Turbina de gas	Ciclo combinado	Turbina de vapor
Noviembre	11,8	21,3	112,9	135,8
Diciembre	10,5	14,3	119,0	117,5
\bar{X} /año	18,1	16,2	110,5	124,9

Fuente: adaptación de REE - © Red Eléctrica de España, 2018.

De acuerdo con la información publicada en el sitio web de REE el CO₂ asociado a la producción de energía producida a partir de tecnología eólica conectada a la red es equivalente a 0.

En la Ilustración 22 se aprecia el comportamiento de dichas emisiones a lo largo del año y cuáles son las que más participación en la emisión de CO₂.

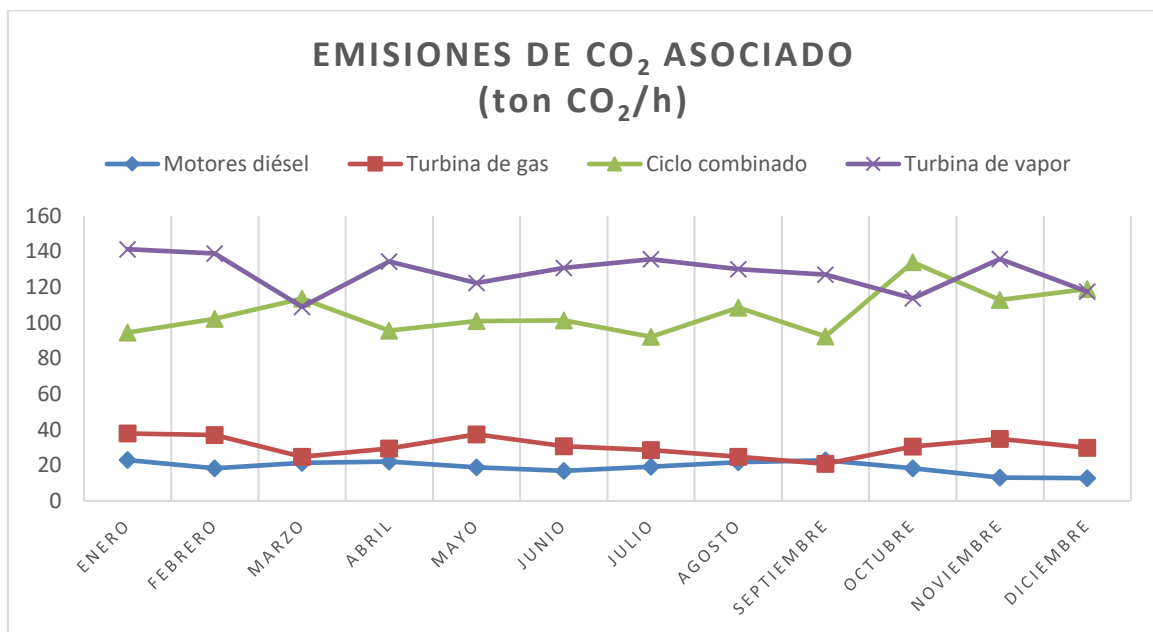


Ilustración 22. Promedio emisiones asociadas a las fuentes energéticas de S/C de Tenerife

La información suministrada en la Tabla 35 así como la Ilustración 22 puede ser resultado de los factores de emisión (FE) de España establecidos por su ministerio de Transición ecológica, estos datos son utilizados para la estimación de la huella de carbono durante el desarrollo de actividades de acuerdo con valores representativos que intentan relacionarlas a la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera.

Dichos datos son determinados de acuerdo con la calidad y características fisicoquímicas de los combustibles ofertados en el país. La Tabla 35 señala los FE correspondientes a

estimaciones para el año 2018 publicados por el ministerio para la Transición Ecológica, España.

Tabla 36. Relación factores de emisión España 2018

Combustible	Unidad	Factor de Emisión (FE)
Gas natural	kg CO ₂ /kWh	0,203
Gasóleo C	kgCO ₂ /l	2,868
Gasóleo B	kgCO ₂ /l	2,493
Gas butano	kgCO ₂ /kg	2,964
Gas propano	kgCO ₂ /kg	2,938
Fuelóleo	kgCO ₂ /kg	3,127
GLP genérico	kgCO ₂ /l	1,671
Carbón nacional	kgCO ₂ /kg	2,227
Carbón de importación	kgCO ₂ /kg	2,444
Coque de petróleo	kgCO ₂ /kg	3,169

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica - España, 2019.

Para REE la generación de emisiones provenientes del uso de tecnología eólica para la isla nula debido a que para ello no se requiere el uso de combustibles fósiles de modo directo, lo mismo acontece con la tecnología fotovoltaica e hidráulica, es decir, no hay emisiones provenientes de tecnologías renovables. Lo que nos deja los resultados obtenidos en la Tabla 37, recordando que estos se enmarcan exclusivamente a la operación de las fuentes energéticas de la isla.

Tabla 37. Estimación de emisiones por cada kWh generado

Fuente de energía primaria	Energía eléctrica año¹ (kWh)	kg CO₂eq. / año²	Emisiones por unidad funcional (kg CO₂eq. / kWh)
Ciclo combinado	1.588.504.000	967.645.289,4	0,61
Motores diésel	299.304.000	158.851.564,9	0,53
Turbina de gas	140.692.000	141.515.831,3	1,01
Turbina vapor	1.382.338.000	1.094.320.708,1	0,79

Fuente: ¹Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018.

² REE - © Red Eléctrica de España, 2018.

Sin embargo, los datos anteriores no son útiles para realizar la comparación con los resultados obtenidos en el presente proyecto. Ya que su análisis se basa sólo en el uso inmediato de sustancias auxiliares para que las fuentes energéticas puedan iniciar a operar.

6.3.2. Comparación ACV fuentes energéticas

A partir del trabajo de doctorado *Life Cycle Assessment of Electricity Systems, 2014* de Roberto Turconi se identifican hallazgos sobre ACV de tecnologías de generación eléctrica y sobre la distribución de electricidad, el autor realizó el análisis de más de 167 casos de ACV para lograr identificar valores y establecer los rangos de emisión para cada tecnología.

El autor dividió su trabajo de acuerdo a dos métodos de ACV siendo la distribución de electricidad de Dinamarca en 2010 y el sistema eléctrico de Irlanda en 2025 evaluados con un enfoque atribucional, es decir, de acuerdo con el impacto medioambiental del producto. Mientras que las consecuencias medioambientales de desplazamiento del sistema eléctrico danés de fósiles a base de energías renovables, se utilizó el enfoque consecuente, es decir, evaluar las consecuencias ambientales de un cambio en la demanda (Turconi, 2014).

La Ilustración 23 evidencia los requisitos evaluados en los estudios analizados durante la comparación ACV de diversos sistemas eléctricos realizada por Turconi.

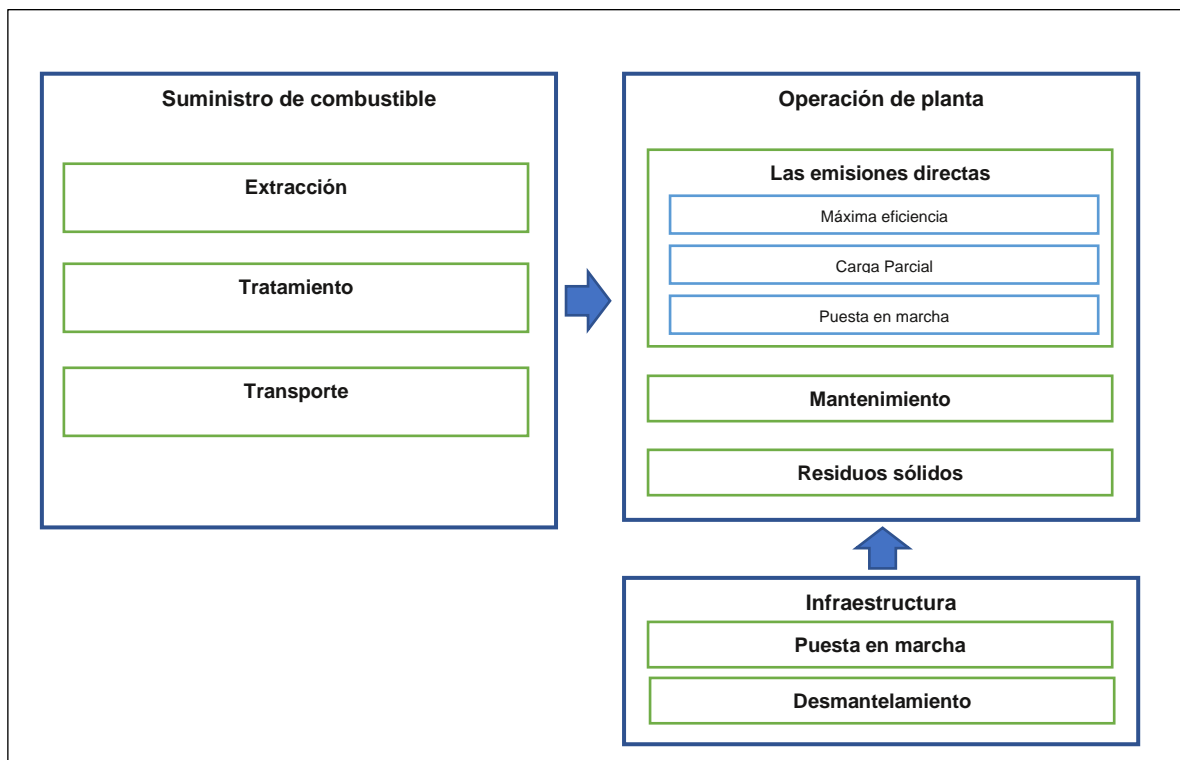


Ilustración 23. Fases del ciclo de vida generalizadas para una tecnología de energía.

Fuente: Turconi, 2014.

Descubrió que mientras la operación representaba la mayor contribución a las emisiones en plantas con tecnologías fósiles, el uso de combustible en aquellas con tecnologías de biomasa y de energía nuclear era la más significativa, así como la creación de las infraestructuras son las causantes de las mayores emisiones para las centrales hidroeléctricas, eólicas y solares fotovoltaicos.

En la Ilustración 24 se aprecian los porcentajes de representación de emisiones para cada una de las fuentes energéticas, mostrando los rangos entre los cuales se encuentra su participación en cuanto a la generación de CO₂.

Como resultado de dicha investigación Turconi revela cifras sobre la contribución al calentamiento global de cada una de las tecnologías utilizadas en Dinamarca dicho estudio se remonta a información recopilada en el año 2010. La Ilustración 24 muestra la adaptación de dichos valores, evidenciando meramente las tecnologías existentes en S/C de Tenerife.

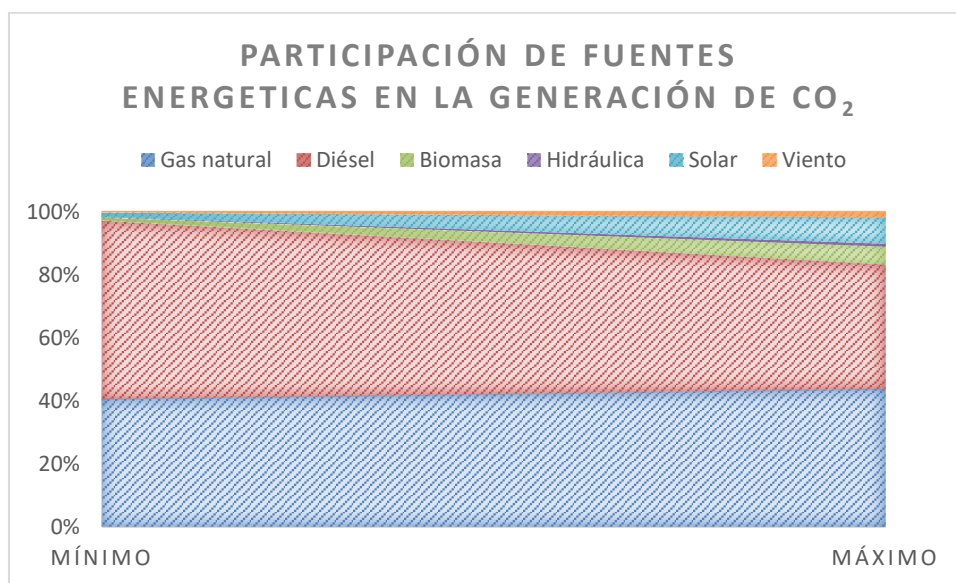


Ilustración 24. Porcentaje de representación de los factores de emisión para la producción de electricidad

La ilustración 25 revela los factores de emisión para GEI de las distintas fuentes de energía en Dinamarca durante el año 2010. Es importante considerar que los resultados pueden verse afectados por el lugar de localización de las plantas eléctricas así como la tecnología con la cual estas operan. Se destaca en rojo el resultado de la huella de carbono calculada para el parque estudiado en Arico; cabe recalcar que Turconi no expresa en ese apartado resultados

para tecnología eólica o cualquier tecnología renovable, el autor también aclara la alta influencia que ha tenido la ubicación geográfica en los resultados, así como la metodología ACV utilizada y el alcance de los estudios en los resultados obtenidos.

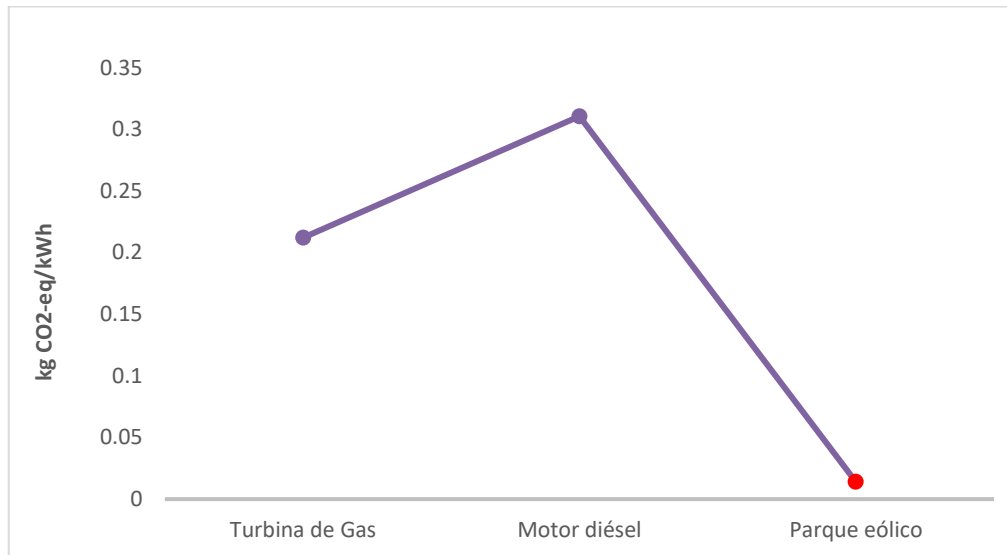
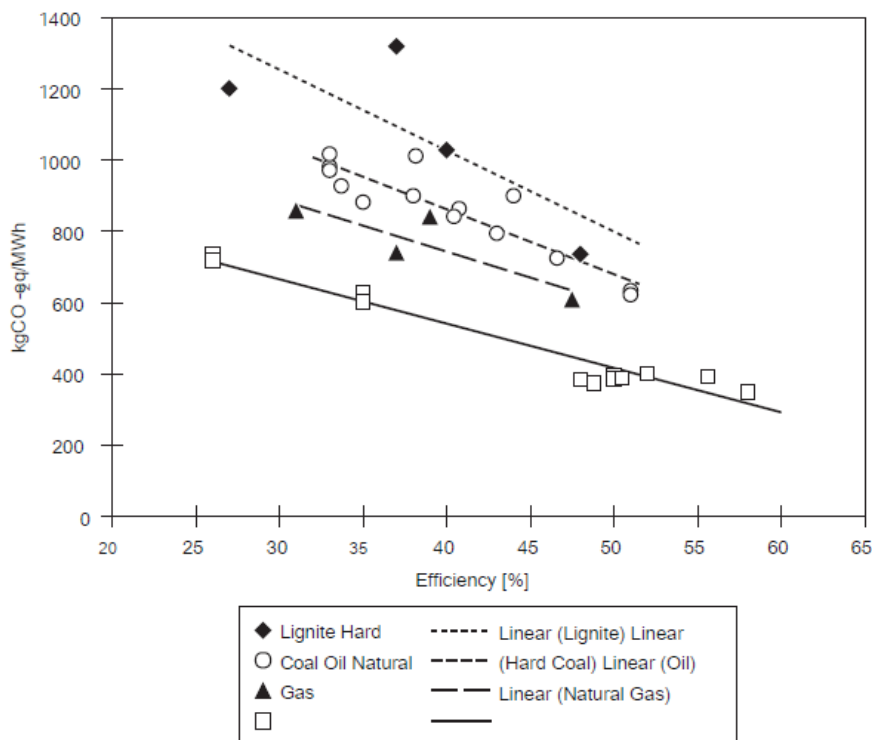


Ilustración 25. Factores de emisión de GEI del ciclo de vida para la generación de electricidad

Pese a que la Ilustración 25 revela las emisiones de las distintas fuentes de energía eléctrica por cada kWh el autor considera que, en algunos casos, esto podría representar una simplificación excesiva, ya que los diferentes tipos de planta de energía pueden proporcionar diferentes servicios; por ejemplo, una turbina de vapor a carbón y una turbina de gas proporcionan base y pico de carga en el sistema, respectivamente, por lo que no son totalmente comparables.

Con el fin de obtener un factor de emisión de gases de efecto invernadero realista, Turconi escoge la eficiencia como la característica principal a estudiar, siendo así la eficiencia de la tecnología marginal de la electricidad como la que debe ser identificada.

Lo anterior ayuda a que la gran variedad de factores de emisión encontrados sean más apropiados, evitando así la sobre o sub estimación de las emisiones. La Ilustración 26 evidencia los resultados encontrados durante la investigación de Turconi en donde se relaciona lo que él llama *eficiencia de la generación de electricidad* contra las distintas fuentes de generación de esta, considerando sólo derivados de combustibles fósiles.



Fuente: Turconi, 2014.

Ilustración 26. Relación entre la eficiencia de la planta y las emisiones GEI directos para hulla, lignito, gas natural y petróleo

La correlación lineal encontrada sugiere que los mismos valores se podrían obtener usando un factor de emisión por unidad de entrada de combustible. Por lo tanto, este enfoque debe ser preferible para evaluar fuentes que tienen diferentes factores de emisión en función de la eficiencia. Sin embargo, el autor también destaca que hay un efecto contrario en tecnologías nuclear y sistemas de energía renovables, en las cuales las condiciones geográficas, temporal y tecnológica influye en los resultados finales (Turconi, 2014).

El autor también recomienda incluir declaraciones claras sobre la aplicabilidad de datos y limitaciones metodológicas en futuras investigaciones que implican el modelado de ACV en la generación de electricidad.

6.3.2.1. Generación de energía con fuentes de Cogeneración

Para resolver la multifuncionalidad de las plantas de cogeneración debe considerarse elegir una metodología adecuada, la cual debe ser fuertemente influenciada por cómo se calcula el impacto ambiental de la electricidad producida en dichas plantas.

Cuando no sea posible ampliar los límites del sistema de la evaluación, la asignación de exergía se debe utilizar, ya que es más coherente con los principios generales del ACV.

Entre los aspectos estudiados por Turconi se realizaron pruebas para analizar la carga parcial y las emisiones de puesta en marcha de GEI de plantas de energía y su relación con el viento.

Los resultados (Tabla 38) demostraron una mayor afectación en turbinas de gas de ciclo abierto, así como las centrales eléctricas que funcionan con aceite destilado, con una pérdida de la eficiencia energética correspondiente al 3,7% y 7,11% del valor óptimo. En cuanto a la eficiencia de centrales de capacidad media, tales como condensación de gas y ciclo combinado, se estimó una pérdida de 1-3% en comparación con su nivel de generación óptima.

Tabla 38. Comparación entre óptima- actual eficiencia en plantas de ciclo combinado y sus emisiones de CO₂

Tecnología		Valores Obtenidos con máx. eficiencia aprobada	Rango definido en investigación de Turconi
Gas: Ciclo combinado con turbina	Eficiencia (%)	55	53,1 - 51,7
	CO ₂ (kg/MWh)	368	383 - 395
Gas: nuevo ciclo combinado de turbina	Eficiencia (%)	57,9	56,7 - 54,2
	CO ₂ (kg/MWh)	349	356 - 375
Gas: Ciclo abierto de turbina	Eficiencia (%)	45	42,3 - 37,7
	CO ₂ (kg/MWh)	450	477 - 536

Fuente: Turconi, 2014.

A modo de conclusión para el estudio de las plantas de ciclo combinado o cogeneración Turconi revela que es más acertado utilizar el enfoque de exergía, el cual parece ser el más apropiado porque al tomar el nivel de la calidad de la producción de energía en un ACV como unidad funcional se identifica la capacidad del generador de energía, siendo así la exergía la mejor métrica (Turconi, 2014).

7. Conclusiones

Después de haber realizado el ACV de la tecnología eólica instalada en el municipio de Arico, se concluye que, esta para la producción de 1 kWh de electricidad la energía eólica presenta una menor huella ambiental en comparación con las fuentes de energía eléctrica predominante en la isla de S/C de Tenerife.

Pese a que la distancia que presenta el territorio de estudio frente al lugar de fabricación y producción de los elementos requeridos para la construcción del parque eólico puede parecer significativa, los valores resultan despreciables en comparación las emisiones emitidas en cada uno de los procesos.

Se encontró una pequeña variabilidad entre los resultados publicados por la DAP de Gamesa y los obtenidos en el presente estudio, la comparabilidad entre estos dos estudios es relevante ya que tiene una diferencia cercana al 33 %. La falta de especificación en la información suministrada por la DAP G114-2.0 puede concluir en pequeños errores al momento de caracterizar y registrar la información en el programa utilizado para realizar el cálculo.

Lo anterior recalca la importancia de obtener información de primera mano, en cuanto a la recopilación de esta es de gran menester que se trabaje de la mano de instancias cercanas a la construcción del parque eólico, es común encontrar que el operador del parque eólico no posea más información sobre las obras requeridas para la construcción, así como los recursos requeridos para llevarlas a cabo ya que en su mayoría son subcontratadas a 1, 2 y hasta 3 niveles.

La recopilación de información para modelos de turbinas recientes adiciona dificultad en cuanto a la recopilación de datos relacionados a la fabricación, cualquier acercamiento a la empresa encargada de dicha labor representa desde su punto de vista la publicación de datos al público general, lo que automáticamente incluye a la competencia.

Otra de las desventajas presentes en un parque eólico con poco tiempo de operación es el desconocimiento de las actividades a desarrollar para el mantenimiento así como la periodicidad de las mismas, en la experiencia durante el desarrollo del presente trabajo se establecieron valores gracias a la experiencia del operador en parques eólicos con

aerogeneradores de características similares, sin embargo, a fecha de la elaboración de este la información no fue proporcionada por el fabricante de las aeroturbinas al operador del parque eólico.

El proceso de desmantelamiento sigue sin mostrar avances normativos o tecnológicos que permitan realizar una proyección adecuada de lo que ocurrirá en el momento de cerrar o renovar los parques eólicos en la isla, debido a que la experiencia en cuanto al desarrollo de proyectos de esta índole es reciente no existe planteada la gestión adecuada para los residuos de los distintos componentes y subcomponentes del aerogenerador. No es equivocado afirmar que en caso de daño de una de las palas de un aerogenerador el operador no tendrá más opción que el de almacenarla.

No existe gestor de dichos residuos en España, más que la constante publicación y pronunciamiento sobre la importancia de realizar un plan y designación normativo para estos. Sería un buen gesto de proyección que los operadores encargados de los parques eólicos estimulen la investigación en los centros de educación de la isla para plantar metodologías al manejo de las 39 toneladas por aerogenerador de fibra de vidrio y resina que significan sus palas.

Lo anterior no solo se remite al lugar de disposición de un material inerte sin definición legal sino también a la falta de capacidad que tiene S/C de Tenerife para dicha gestión, lo que significará costos de transporte, así como de tratamiento fuera de la isla. Tanto para las palas del aerogenerador como de los demás componentes.

Así mismo el software utilizado para el cálculo presenta límites significativos en cuanto a la selección de tratamientos registrados para los distintos residuos, esto se puede corregir a partir de la inserción de datos generará una mayor transparencia correspondiente a la realidad del parque eólico evaluado.

De acuerdo con los hallazgos establecidos en las publicaciones oficiales, así como con los datos brindados por la literatura relacionada con el tema, la generación de energía eléctrica a partir del uso de la tecnología eólica representa valores de emisiones muy inferiores en comparación con sus pares. Es importante reconocer los límites y alcances de los ACVs usados para hacer la comparativa, esto permitirá reconocer la claridad de los datos comparados y su restricción.

8. Bibliografía

- Fundación para la Formación en Energías Renovables y TESICNOR. (2012). *Guía de Buenas Prácticas para la consignación de aerogeneradores en las operaciones de explotación y mantenimiento*. Pamplona: Gobierno de Navarra.
- Agencia EFE. (26 de agosto de 2018). *Edición española/Economía/Eólica: EFE*. Obtenido de EFE web site: <https://www.efe.com/efe/espana/economia/espana-en-el-puesto-once-de-europa-por-potencia-eolica-instalada-hasta-junio/10003-3730034#>
- Alegre Cortasa, E. (2015). *Análisis y comparativa del ciclo de vida de diferentes soluciones constructivas*. Lérida: Universitat de Lleida.
- Alvarez, S., Sosa, M., & Rubio, A. (2015). Product and corporate carbon footprint using the compound method based on financial accounts. The case of Osorio wind farms. *Elsevier(Applied Energy 139)*, 196-204.
- Asistencias Técnicas CLAVE S. L. (2017). *Programa de vigilancia ambiental consolidado para las fases de construcción y funcionamiento, parques eólicos Vera de Abote y Bermejo*. Tenerife.
- Aso, R., & Ming Cheung, W. (17 de Octubre de 2014). Towards greener horizontal-axis wind turbines: analysis of carbon emissions, energy and costs at the early design stage. *Journal of Cleaner Production(87)*, 263-274.
- Ayuntamiento de Durcal. (12 de 03 de 2019). *adurcal web site*. Obtenido de adurcal | enlaces | comunidad: <http://www.adurcal.com/enlaces/mancomunidad/viabilidad/57.htm>
- Borrell Fontelles, J. (2016). Una perspectiva europea de los acuerdos de la 21ª Conferencia sobre cambio climático de París (COP21). *Revista de Fomento Social 71*, 235-246.
- Cabello Piñar, J., Morata Toledo, D., Otto, R., & Fernández Palacios, J. M. (2009). *Matorrales termomediterráneos, matorrales suculentos canarios dominados por euphorbias endémicas y nativas y tormillares semiáridos dominados por plumbagináceas y quenopodiáceas endémicas y nativas*. Dirección General de Medio Natural y Política Forestal . Madrid: Ministerio de Medio Ambiente, y Medio

Rural y Marino. Recuperado el 24 de Enero de 2019, de http://www.jolube.es/habitat_espana/documentos/5330.pdf

Carballo Penela, A., & García-Negro, M. d. (Junio de 2009). El MC3 una alternativa metodológica para estimar la huella de carbono corporativa (HCC). *DELOS - Desarrollo Local Sostenible*, 2(5), 97-334. Recuperado el 10 de diciembre de 2018, de <https://www.mdpi.com/2071-1050/1/2>

Carballo Penela, A., García-Negro, M. D., & Doménech Quesada, J. L. (2009). El MC3 una alternativa metodológica para estimar la huella corporativa del Carbono (HCC). *DELOS - Desarrollo Local Sostenible*.

Cárdenes Santana, A., Domínguez Silva, J., De Santa Ana Fernández, E., Mingarro González, V., & Martínez Navarro, F. (Julio de 2005). *Universitat Azutònoma de Barcelona*. Obtenido de dipòsit digital de documents de la UAB: https://ddd.uab.cat/pub/edlc/edlc_a2005nEXTRA/edlc_a2005nEXTRAp427eneren.pdf

Carvajal, M. (2008). *Investigación sobre la absorción de CO2 por los cultivos representativos*. Departamento de Nutrición Vegetal. Murcia: CEBAS-Consejo Superior de Investigaciones Científicas.

CEPAL. (3 de Septiembre de 2002). *cepal.org*. Obtenido de <https://www.cepal.org/prensa/noticias/comunicados/7/10967/JAOFinanciamiento-rev-sep5.pdf>

Conor Gómez, W. (2010). *Tratamiento de residuos en proyectos de eficiencia energética*. Barcelona: Universidad Politècnica de Catalunya.

Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento. (2018). *Anuario Energético de Canarias 2017*. Santa Cruz de Tenerife: Gobierno de Canarias.

Consejo Económico Y Social de España. (2018). *Informe 04/17 Sector Eléctrico en España*. Madrid: ADVANTIA, Comunicación Gráfica, S.A.

Consejo Mundial de la Energía Equipo de Cambridge. (2014). *Cambio Climático: Implicaciones para el sector energético*. Cambridge: University of Cambridge.

Corporación Red Eléctrica. (2018). *Informe Ambiental*. Madrid.

Delgado, R. (23 de agosto de 2016). Solo el 8% del consumo eléctrico canario se genera con renovables. *El Diario España*, pág. 1.

Dirección General de Protección de la Naturaleza, Gobierno de Canarias. (2017). *Cumplimiento de las condiciones ambientales del anexo II de la resolución 383/2015, de 28 de diciembre, relativos al proyecto denominado parque eólico Bermejo, de 12,6 MW, promovido or DISA DUNA S.L., en el término municipal de Villa de Arico, Isla de Ten.* Santa Cruz de Tenerife: Consejería de Política Territorial, Sostenibilidad y Seguridad.

Dirección General de Protección de la Naturaleza, Gobierno de Canarias. (2017). *Cumplimiento de las condiciones ambientales del anexo II de la resolución 383/2015, de 28 de diciembre, relativos al proyecto denominado parque eólico Vera Ab, de 12,6 MW, promovido or DISA DUNA S.L., en el término municipal de Villa de Arico, Isla de Ten.* Santa Cruz de Tenerife: Consejería de Política Territorial, Sostenibilidad y Seguridad.

eldiario.es. (18 de enero de 2019). *La demanda de electricidad descendió un 1,1% en Canarias durante 2018 tras tres años de incrementos.* Obtenido de El diario España web site: https://www.eldiario.es/canariasahora/energia/demanda-electricidad-descendio-Canarias-incrementos_0_858464845.html

es.distance.to. (08 de Abril de 2019). Obtenido de <https://es.distance.to/%C3%81greda,Soria,Castilla-y-Le%C3%B3n,ESP/Vigo,Pontevedra,Galicia,ESP/Santa-Cruz-de-Tenerife,Islas-Canarias,ESP>

Espejo Marín, C. (2004). *La energía eólica en España.* Alicante: Investigaciones Geográficas, n° 35. Universidad de Alicante.

Flora de Canarias. (24 de Enero de 2019). *Plocama pendula Ait.* Obtenido de Flora de Canarias web site: http://www.floradecanarias.com/plocama_pendula.html

Gamesa Corporación Tecnológica. (2017). *Enviromental Product Declaration Electricity from: European G114-2.0 MW On-shore Wind Farm.* The International EPD® System. Recuperado el 8 de Abril de 2019

- Gobierno de Canarias. (5 de abril de 2018). *Economía, Industria, Comercio y Conocimiento / Energía: gobierno de Canarias*. Obtenido de Portal de noticias|Energía: <http://www.gobiernodecanarias.org/noticias/eicc/Energia/94091/entrada-renovables-mix-energetico-canarias-registra-rapido-crecimiento-2016>
- Haya Leiva, E. (2016). *Análisis de Ciclo de Vida*. Madrid: Creative Commons.
- ICONTEC. (2006). *NTC ISO 14040*. Bogotá: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.
- Instituto Hidrográfico de la Marina. (08 de Marzo de 2018). *Armada española: Aplicaciones/Distancia*. Obtenido de Armada Española web site: http://www.armada.mde.es/ihm/Aplicaciones/Distancia/Index_Distancia_xml.htm
- Instituto tecnológico de Canarias. (13 de Mayo de 2019). *Calculadora recurso eólico*. Obtenido de calculation tool: http://www.itccanarias.org/recursoeolico/calculation_tool/index.html
- Jiménez Herrero, L. M., de la Cruz Leiva, J. L., Carballo Peneda, A., & Domench, J. L. (2019). *Enfoques metodológicos para el cálculo de la huella de carbono*. Madrid: Observatorio de la Sostenibilidad España - OSE.
- La Universidad de Manchester. (31 de mayo de 2019). *CCalC2 Carbon Footprinting Tool*. Obtenido de CCalC2 Carbon Footprinting Tool web site: <http://www.ccalc.org.uk/ccalc2.php>
- Martinez, E., Sanz, F., Pellegrini, S., & Jiménez, E. B. (2009). Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine. *Renewable energy* 34, 667-673.
- Mateu, J. C. (2018). Alarma demográfica en el sur de Tenerife. *Diario de avisos*.
- McGlad, C., & Ekins, P. (2015). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C. *nature / International Journal of Science*, 187-190.
- Médano Ingenieros | Proyectos de ingeniería e instalaciones . (2016). *Proyecto de Ejecución de parque eólico de 12,6 MW*. Tenerife.
- Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. (2016). *La energía en España 2016*. Madrid: Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado.

- Ministerio de Transición Ecológica - España. (2019). *FACTORES DE EMISIÓN 2018*. Madrid: OECC.
- OECD. (18 de septiembre de 2018). *www.oecd.org*. Obtenido de Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico Web Site: <http://www.oecd.org/centrodemexico/medios/pocospaisesfijanelpreciodelcarbonolo suficientementealto para cumplir con los objetivos relacionados con el clima de la ocde.htm>
- Padilla Rosa, E., & Roca Jusmet, J. (2 de 12 de 2018). *Las propuestas para un impuesto europeo sobre el CO2 y sus potenciales implicaciones distributivas entre países*. Obtenido de Universitat Autònoma de Barcelona. Departament d'Economia Aplicada: <https://ddd.uab.cat/record/44388>
- REE - © RED ELECTRICA DE ESPAÑA. (30 de Diciembre de 2018). *www.ree.es* . Obtenido de www.ree.es web site: <https://demanda.ree.es/visiona/canarias/tenerife/tablas/2018-01-03/3>
- REE. (2017). *El sistema eléctrico Español 2017*. Madrid: Publicaciones Red Eléctrica Española S. A.
- REE. (15 de Marzo de 2018). *Red eléctrica España web site*. Obtenido de Demanda canaria en tiempo real: <https://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario/demanda-de-energia-en-tiempo-real>
- Revista Planeta Canario. (30 de agosto de 2019). Obtenido de Planeta Canario Web site: <https://planetacanario.com/arico-denuncia-que-se-siga-enterrando-el-80-de-la-basura-de-tenerife-en-su-suelo-en-lugar-de-reciclarla/>
- Ruíz Lopez, E. (2016). *El análisis de ciclo de vida, metodología de decisión y evaluación del impacto ambiental en el sector de la edificación*. Bogotá: Universidad de los Andes | Universidad politécnica de Valencia.
- Sánchez Relano, L. (2018). *Análisis de ciclo de vida de las tecnología eólica e hidráulica en España*. Madrid: Escuela técnica superior de ingenieros de minas y energía.

- Sánchez Relano, L. (2018). *Análisis de Ciclo de vida de las tecnologías eólica e hidráulica en España*. Madrid: Publicaciones Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía.
- Sánchez, C. (7 de Julio de 2017). *Mercado eléctrico: Energy News*. Obtenido de EN Energy News web site: <https://www.energynews.es/el-mapa-renovable-espanol-segun-ree/>
- Shiyu Ji, B. C. (2016). Carbon footprint accounting of a typical wind farm in China. *Applied Energy* 180, 416-423.
- Siemens Gamesa. (2017). *Characteristic and general description of the Gamesa G114 2.1 IIIA Wind turbines*. Madrid.
- Toniolli, S. F. (2015). *Pegada de carbono de portão a portão de forno elétrico*. Curitiba: Universidade federal do Paraná.
- Tribunal de cuentas europeo. (5 de Diciembre de 2018). *Publicaciones Tribunal de Cuentas Europeo*. Obtenido de <http://publications.europa.eu/webpub/eca/special-reports/renewable-energy-5-2018/es/#chapter0>
- Turconi, R. (2014). *Life Cycle Assessment of Electricity Systems*. Lyngby: DTU Environment.
- Turismo de Tenerife. (10 de 06 de 2019). *Tenerife 100% vida*. Obtenido de web Tenerife: <https://www.webtenerife.com/investigacion/situacion-turistica/turismo-cifras/>
- UNFCCC. (2009). *Kyoto Protocol Status Of Ratification*. UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate.
- Valero Delgado, A., & Usón Gil, S. (2011). *Ecología industrial: cerrando el ciclo de materiales*. Prensas de la Universidad de Zaragoza.
- wjarek. (24 de Enero de 2019). *Stock by getty images*. Obtenido de Stock web site: <https://www.istockphoto.com/my/photo/bush-of-euphorbia-balsamifera-tabaiba-dulce-native-to-canary-islands-gm694042552-135708967>

9. Anexos

A. Decreto 838/2015 Por el que se excluye a ciertos parques eólicos del procedimiento de EIA



III. Otras Resoluciones

Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento

5817 *DECRETO 383/2015, de 28 de diciembre, por el que se excluye a determinados proyectos de Parques Eólicos del procedimiento de evaluación de impacto ambiental.*

Examinado el expediente administrativo y la propuesta formulada por la Dirección General de Industria y Energía para excluir a determinados proyectos de parques eólicos del procedimiento de evaluación de impacto ambiental, y teniendo en cuenta los siguientes

I. ANTECEDENTES

Primero.- La Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento ha considerado oportuno elevar al Gobierno de Canarias la exclusión del trámite de evaluación de impacto ambiental para los proyectos de Parques Eólicos que se relacionan en el Anexo I del presente Decreto, dadas las circunstancias excepcionales que se dan en relación con la tramitación administrativa de los mismos, habida cuenta que las solicitudes de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación finaliza el 31 de diciembre de 2015, siendo éste un plazo perentorio que hace materialmente inviable emitir y publicar la pertinente Declaración de Impacto Ambiental, o en su caso, el Informe de Impacto Ambiental antes de la llegada de dicha fecha.

Segundo.- La Viceconsejería de Medio Ambiente ha emitido con fecha 28 de diciembre de 2015 informes pronunciándose acerca de los condicionantes medioambientales que figuran como Anexo II del presente Decreto, para caracterizar correctamente el impacto ambiental de los proyectos y evitar o minimizar el mismo.

A los citados hechos les son de aplicación las siguientes

II. CONSIDERACIONES JURÍDICAS

Primera.- Los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares están sujetos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a una reglamentación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial. De esta forma, el Real Decreto-ley 15/2014, de 19 de diciembre, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias procedió a la modificación del calendario previsto en la disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de tal forma que hasta el 31 de diciembre de 2015 se podrá exceptuar de la aplicación del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento del régimen retributivo específico para determinadas tecnologías de generación renovable en los sistemas eléctricos no peninsulares, siempre que su puesta en servicio se produzca antes del 31 de diciembre de 2018.

Segunda.- Mediante la Orden IET/1953/2015, de 24 de septiembre, se ha modificado la redacción de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, que aprobó los parámetros retributivos y estableció el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para

nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Esta disposición pretende, por consiguiente, impulsar la actividad de producción de energía eléctrica con tecnología eólica en Canarias, ampliando el calendario en línea con la modificación introducida por el Real Decreto-ley 15/2014, de 19 de diciembre, y estableciendo una nueva convocatoria para instalaciones eólicas en nuestro Archipiélago, simplificando, además, los requisitos exigidos, con el objetivo de permitir el cumplimiento del objetivo de reducción de costes de generación en el sistema eléctrico canario.

Tercera.- Según la nueva redacción de los apartados 2 y 3 de la Disposición Adicional Sexta de la Orden de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, las solicitudes de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación finalizará el 31 de diciembre de 2015, teniendo que cumplir los titulares de las instalaciones para solicitar este régimen, antes de la llegada de dicha fecha, entre otros requisitos, con la pertinente resolución del procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

Cuarta.- Los proyectos de Parques Eólicos se encuentran sujetos inicialmente al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinario o simplificado, según se trate, conforme a las previsiones de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, así como de la Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de Armonización y Simplificación en materia de Protección del Territorio y de los Recursos Naturales.

Quinta.- En supuestos excepcionales y mediante acuerdo motivado, el Gobierno de Canarias puede excluir a determinados proyectos del trámite de evaluación de impacto ambiental, al amparo de lo contemplado en el artículo 8.3 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, en relación con el artículo 23.6 de la Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de Armonización y Simplificación en materia de Protección del Territorio y de los Recursos Naturales.

En este sentido, la interpretación del citado artículo 23.6 de la Ley 14/2014, de 26 de diciembre, ha de hacerse necesariamente de conformidad con las previsiones del artículo 8.3 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, como consecuencia de lo dispuesto en el apartado 1º, apartado f), del Acuerdo de la Comisión Bilateral de Cooperación Administración General del Estado-Comunidad Autónoma de Canarias en relación con la Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de Armonización y Simplificación en materia de Protección del Territorio y de los Recursos Naturales, publicado mediante la Resolución de 10 de junio de 2015, de la Secretaría General de Coordinación Autonómica y Local del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas (BOE nº 146, de 19 de junio de 2015).

Sexta.- Asimismo, por aplicación supletoria del artículo 8.4 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, el acuerdo de exclusión y los motivos que lo justifican se publicarán en el “Boletín Oficial de Canarias” y, adicionalmente, se pondrá a disposición del público la siguiente información:

- a) La decisión de exclusión y los motivos que la justifican.
- b) La relativa al examen sobre las formas alternativas de evaluación del proyecto excluido.

Además, dicha información será comunicada a la Comisión Europea por parte del órgano sustantivo, con carácter previo a la autorización del proyecto.

Séptima.- Los motivos excepcionales en los que se fundamenta la decisión del Gobierno de Canarias de excluir a los proyectos objeto del presente Acuerdo del procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinario o simplificado, según proceda, son los siguientes:

- Mediante Acuerdos del Gobierno de Canarias de fechas 22 de mayo, 4 de septiembre, 5 de noviembre y 14 de diciembre de 2015 (BOC números 105, 180, 216 y 242, de 3 de junio, 15 de septiembre, 6 de noviembre y 15 de diciembre de 2015, respectivamente), y a los efectos previstos en la Ley 3/2015, de 9 de febrero, sobre tramitación preferente de inversiones estratégicas para Canarias, se declaró el interés estratégico de los Parques Eólicos objeto del presente Decreto, en tanto se consideró que los mismos son relevantes para el desarrollo social y económico de las islas.

- La compleja y extensa duración de la tramitación del procedimiento de evaluación de impacto ambiental y, fundamentalmente, la imposibilidad material de poder completar y resolver la referida tramitación antes del 31 de diciembre de 2015, fecha ésta impuesta como tope por el apartado 3 de la Disposición Adicional Sexta de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, en la redacción operada por la Orden IET/1953/2015, de 24 de septiembre, para poder acogerse a los parámetros retributivos y al mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En este sentido, la finalización ordinaria de la tramitación del procedimiento de evaluación de impacto ambiental correspondiente a estos proyectos sería en todo caso posterior al 31 de diciembre de 2015, lo que implicaría de facto que los Parques Eólicos no entrarían en la cuota (un máximo de 450 MW de potencia eólica) que permite aplicar las tarifas específicas para territorios extrapeninsulares. Ello podría suponer no sólo que a los promotores pudiera no resultarles rentable la inversión, sino que, incluso, no pudieran probablemente siquiera afrontarla, por cuanto el hecho de no entrar en la referida cuota obstaculizaría notablemente la obtención de financiación para materializar su proyecto, lo cual perjudicaría el despliegue en Canarias de infraestructuras para la generación de energías renovables. Esto último es consecuencia del mecanismo de asignación del régimen retributivo específico establecido para las nuevas instalaciones eólicas que obtengan la declaración de impacto ambiental a partir del 31 de diciembre de 2015, cuyas condiciones retributivas se prevé muy inferiores a las actuales. En efecto, el sistema retributivo general previsto a partir de dicha fecha, basado en el cumplimiento de determinadas condiciones técnicas y de sostenibilidad económica mediante un procedimiento de concurrencia por subasta en el que el concepto a subastar es el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, no asegura el derecho a la percepción de una retribución a la producción que haga atractiva la inversión en Canarias en contraposición con las condiciones que ofrece el territorio peninsular, todo ello motivado por el menor dimensionado de los parques así como a los elevados costes de establecimiento y explotación característicos de su singular territorio, insularidad y lejanía.

La energía eólica presenta incuestionables ventajas de índole medioambiental, entre ellas, con carácter general, un menor impacto por contaminación atmosférica y una mejora de las condiciones de cumplimiento del Acuerdo de París sobre el calentamiento global

(Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, celebrada entre el 30 de noviembre al 11 de diciembre de 2015). De otra parte, también posee diversos impactos positivos en cuanto a los factores socioeconómicos:

- En Canarias, el coste de generación a partir de la tecnología eólica es sensiblemente inferior a la generación a partir de tecnologías térmicas de origen fósil. Así, la sustitución de generación convencional por generación renovable supone, indudablemente, reducciones del extracoste de generación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y, por lo tanto, favorece el equilibrio entre los ingresos y costes del sistema eléctrico. Por lo tanto, el fomento de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en Canarias reducirá costes de la explotación, favorecerá la entrada de nuevos agentes, y paliará el envejecimiento del parque de generación, contribuyendo, en definitiva, al equilibrio entre los ingresos y costes del sistema eléctrico. En concreto, la instalación de los parques eólicos para los que se solicita la exclusión del procedimiento de impacto ambiental, en total 157,15 MW, supondrá en los próximos 20 años, de mantenerse el coste de generación actual, un ahorro de 848 millones de euros al sistema eléctrico español.

- Asimismo, el sistema eléctrico canario presenta un elevado grado de obsolescencia, donde el 41 por ciento de la potencia efectiva disponible tiene más de 20 años. Asimismo, en el sistema canario, y en el caso particular eólico, existen abundantes recursos que no han sido explotados. En este sentido, la instalación de los parques eólicos sobre los que se propone la exclusión supone la renovación del parque de generación con una inversión aproximada de 207 millones de euros, con un empleo asociado de 1.100 puestos de trabajo en fase de construcción y de 314 puestos de trabajo en fase de operación.

- En lo que se refiere a medidas para paliar el calentamiento global y concretamente la emisión de gases de efecto invernadero, la instalación de los parques eólicos referidos evitaría anualmente la emisión de 353.000 t de CO₂, lo que supondría la cantidad de 7,07 Mt de CO₂ durante la vida útil de las instalaciones.

En su virtud y de conformidad con las disposiciones de general aplicación, y a propuesta del Consejero de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, previa deliberación del Gobierno en su reunión del día 28 de diciembre de 2015,

RESUELVO:

Primero.- Excluir a los proyectos de Parques Eólicos que figuran como Anexo I del presente Decreto del procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

Segundo.- Establecer los condicionantes medioambientales que figuran como Anexo II del presente Decreto para caracterizar correctamente el impacto ambiental de los diferentes proyectos y evitar o minimizar el mismo.

Tercero.- Publicar este Decreto en el Boletín Oficial de Canarias y poner a disposición de las personas interesadas la siguiente información:

- a) La decisión de exclusión y los motivos que la justifican.

B. Estimación de la energía producida por el aerogenerador

La estimación de los valores correspondientes a la energía proyectada a producir por cada aerogenerador del parque eólico se desarrolló el cálculo de las cantidades de electricidad producida en otros aerogeneradores con la misma potencia (2 MW) en la zona geográfica en estudio, obteniendo los valores relacionados en las Ilustraciones 33 y 34.

Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador	
Posición (UTM)	Límites R.E.C
X = <input type="text" value="353450"/>	[170550, 677550]
Y = <input type="text" value="3118250"/>	[3040750, 3274850]
Aerogenerador	
Modelo: <input type="text" value="GAMESA G87/2000 kW"/>	?
Curva de potencia: <input type="text" value="Seleccionar archivo"/> Ningún archivo seleccionado	?
Altura (m): <input type="text" value="80"/>	?
<input type="button" value="Calcular"/>	
Coord X (UTM):	353450
Coord Y (UTM):	3118250
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf
Aerogenerador:	GAMESA G87/2000 kW ?
Altura:	80 m ?
Cte K de Weibull (80 m):	1.888 ?
Velocidad viento (80 m):	6 m/s
Dirección predominante del viento:	N
Energía anual estimada:	4704880.5 kWh ?
Potencia anual:	537.087 kW ?
Horas anuales equivalentes:	2352.4 h ?

Fuente: Instituto tecnológico de Canarias, 2019.

Ilustración 27. Estimación de la energía producida por el aerogenerador Gamesa G87

La información es tomada de la página web del ITC, en donde se permite realizar simulaciones de este tipo en el territorio canario.

Recurso Eólico de Canarias

Estimación de la Energía producida por un Aerogenerador

Posición (UTM)		Límites R.E.C
X =	<input type="text" value="353450"/>	[170550, 677550]
Y =	<input type="text" value="3118250"/>	[3040750, 3274850]
Aerogenerador		
Modelo:	<input type="text" value="MADE AE-90/2 MW"/>	?
Curva de potencia:	<input type="text" value="Seleccionar archivo"/> Ningún archivo seleccionado	?
Altura (m):	<input type="text" value="80"/>	?
<input type="button" value="Calcular"/>		

Coord X (UTM):	353450	
Coord Y (UTM):	3118250	
Tomo detalle numérico:	GomeraTenerife10.pdf	
Aerogenerador:	MADE AE-90/2 MW	?
Altura:	80 m	
Cte K de Weibull (80 m):	1.888	?
Velocidad viento (80 m):	6 m/s	
Dirección predominante del viento:	N	
Energía anual estimada:	4959206.8 kWh	?
Potencia anual:	566.119 kW	?
Horas anuales equivalentes:	2479.6 h	?

Fuente: Instituto tecnológico de Canarias, 2019.

Ilustración 28. Estimación de la energía producida por el aerogenerador Made AE-90/2

Para establecer el valor de quilovatios hora generados durante un año de operación, se elaboró la estimación del promedio de los resultados, es decir:

$$\bar{X} = \frac{4.704.880,5 + 4.959.206,8}{2}$$

$$\bar{X} = 4.832.043,65$$

C. Cálculo de valores para aceite lubricante

Los datos obtenidos sobre la cantidad de aceite lubricante necesario para la manutención de las aeroturbinas fue brindada en la unidad de litros, se requirió hacer una conversión de esta información estableciendo los datos en gramos requeridos para la producción de kWh debido a que el programa CCalc2 sólo admitía unidades relativas al peso para el ítem *Lubricating Oil*.

Para ello se establece que cada mililitro de aceite de motor equivale a 0,91 gramos, siendo así:

$$1 \text{ aeroturbina} = 530 \text{ l de aceite lubricante SOVG 30}$$

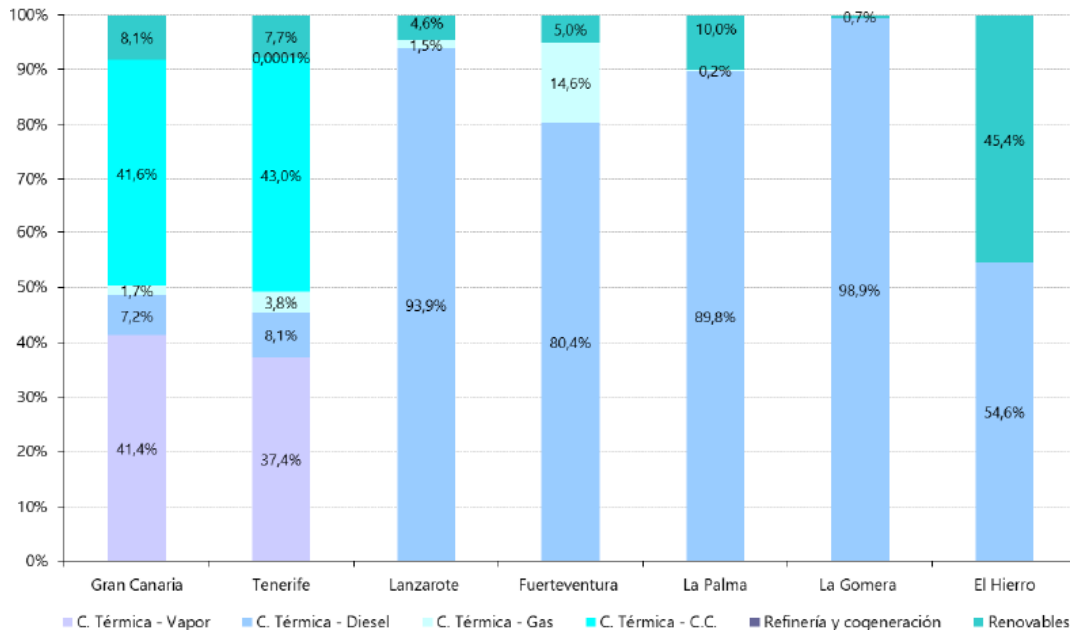
$$1 \text{ Aeroturbina}_{\text{año}} = 530.000 \text{ ml}_{\text{aceite}} \times 0,91 \left(\frac{\text{ml}}{\text{g}} \right) = 482.300 \text{ g}_{\text{aceite}}$$

$$1 \text{ Aeroturbina}_{20 \text{ años}} = 9.646.000 \text{ g}_{\text{aceite}}$$

El resultado es distribuido entre la cantidad de electricidad proyectada. Obteniendo así 0,0820 gramos de aceite por cada kWh.

D. Tablas de consumo de energía Tenerife

La Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento revela los porcentajes de participación que tuvieron las distintas fuentes y tecnología en la cobertura de la demanda de energía eléctrica durante el año 2017 en términos de energía bruta, la Ilustración 35 permite verificar esta información.



Fuente: Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018.

Ilustración 29. Participación del parque eólico en cobertura de la demanda eléctrica en archipiélago canario 2017

Así mismo, las cantidades de electricidad generada mes a mes en el archipiélago canario durante el 2017 es relacionada por la misma entidad (ver Ilustración 30).

Mes	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Mes/total
Enero	291.924	295.952	72.274	55.860	21.998	6.136	3.659	747.803	8,3%
Febrero	260.632	264.139	62.779	51.028	19.028	5.501	3.233	666.339	7,4%
Marzo	288.824	292.991	69.091	57.298	21.459	6.036	3.678	739.376	8,3%
Abril	275.745	278.342	69.790	53.588	20.453	5.972	3.602	707.491	7,9%
Mayo	285.288	287.958	72.540	54.970	20.829	6.004	3.653	731.241	8,2%
Junio	282.843	289.274	71.638	57.375	21.350	5.974	3.623	732.077	8,2%
Julio	296.470	304.879	74.808	63.209	22.619	6.514	3.945	772.444	8,6%
Agosto	309.679	316.964	82.708	64.813	24.015	7.043	4.201	809.424	9,0%
Septiembre	293.267	300.519	78.857	56.444	22.447	6.246	3.705	761.485	8,5%
Octubre	307.707	310.757	78.169	62.030	22.885	6.404	3.798	791.750	8,8%
Noviembre	291.524	293.962	73.807	55.317	21.437	6.096	3.274	745.417	8,3%
Diciembre	292.629	298.149	73.208	56.265	22.232	6.254	3.455	752.193	8,4%
TOTAL	3.476.531	3.533.887	879.667	688.198	260.751	74.180	43.826	8.957.040	-
	38,8%	39,5%	9,8%	7,7%	2,9%	0,8%	0,5%	100%	-
Ene-Mar/Total (%)	24,2%	24,1%	23,2%	23,9%	24,0%	23,8%	24,1%	24,0%	-
Abr-Jun/Total (%)	24,3%	24,2%	24,3%	24,1%	24,0%	24,2%	24,8%	24,2%	-
Jul-Sep/Total (%)	25,9%	26,1%	26,9%	26,8%	26,5%	26,7%	27,0%	26,2%	-
Oct-Dic/Total (%)	25,7%	25,5%	25,6%	25,2%	25,5%	25,3%	24,0%	25,6%	-

Unidades: Megavatios - hora (MWh). Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

Fuente: Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, 2018.

Ilustración 30. Energía eléctrica puesta en red cada mes, año 2017

10. Glosario

Energía primaria: es toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada; sea en forma directa, como en el caso de las energías hidráulicas, eólica, solar, o después de un proceso de extracción o recolección, como el petróleo, el carbón mineral, la leña, etc.

Energía eléctrica bruta: energía medida en bornes del alternador, también llamada potencia en bornes.

Energía eléctrica final: energía que llega al usuario final, es decir la energía eléctrica bruta una vez descontada la consumida por las instalaciones auxiliares de la propia central y las pérdidas en las redes de transporte y distribución.

Energía eléctrica puesta en red: energía realmente inyectada a la red de transporte de electricidad por el conjunto de planta de generación, ya sean centrales térmicas, instalaciones de energías renovables, plantas de cogeneración, etc. Esta energía es el resultado de sustraer de la energía en bornes del alternador los consumos auxiliares para el caso de las centrales de generación, y aquella parte de la energía generada por cogeneradores, autogeneradores o instalaciones de energías renovables con consumos asociados que se destina al consumo de la propia instalación.

Energías no renovables: aquellas obtenidas a partir de combustibles fósiles (líquidos o sólidos) y sus derivados.

Energías renovables: aquellas obtenidas de los recursos naturales y desechos, tanto industriales como urbanos. Incluyen la eólica, solar, minihidráulica, biomasa, geotérmica, energía de las olas (undimotriz) y las mareas. En su mayoría son energías aleatorias, no gestionables.

Operador del Sistema: sociedad mercantil que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia,

objetividad e independencia. En el modelo actual español, el operador del sistema es también el gestor de la red de transporte.

Parque energético: conjunto de energías usadas para obtener la energía final consumida en dicho sistema y que garantice el suministro energético del mismo.

Pérdidas en transporte y distribución: las pérdidas en la red de transporte y distribución corresponden a la energía que se disipa en calor en las líneas y transformadores. Reflejan la diferencia entre la energía generada en barras de central y la energía consumida. Evaluar estas pérdidas resulta útil como medida de la eficiencia global del sistema, además de orientar a tomar decisiones para optimizar las redes, con el consiguiente ahorro de energía y costes al sistema eléctrico. Asimismo, el interés en la reducción de las pérdidas también se ve impulsado por factores medioambientales.

Potencia bruta (b.a.): potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción, durante un determinado periodo de tiempo, medida a la salida de los bornes del alternador.

Potencia neta: potencia máxima que puede alcanzar una unidad de producción medida a la salida de la central, es decir, deducida la potencia absorbida por los consumos en generación.