



**Análisis de la participación renovable en el SEIN considerando los aspectos de  
competitividad, seguridad y sostenibilidad**

Trabajo de investigación presentado en satisfacción parcial de los requerimientos para  
obtener el grado de Magister en Gestión de la Energía por:

Danny Escobedo Flores

Jhonathan Bernardo Del Maestro Manchego

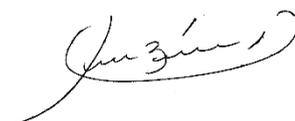
**Programa de la Maestría en Gestión de la Energía**

**Lima, 06 de mayo de 2022**

Este trabajo de investigación

**Análisis de la participación renovable en el SEIN considerando los aspectos de competitividad, seguridad y sostenibilidad**

Ha sido aprobado.



.....  
Miguel Révolo A. (Jurado)



.....  
Leónidas Sayas P. (Jurado)



.....  
Edwin Quintanilla A. (Asesor)

**Universidad ESAN**

**2022**

## **DEDICATORIA**

A mi madre.

Danny Escobedo Flores

A mi madre.

Jhonathan Bernardo del Maestro Manchego

## ÍNDICE GENERAL

RESUMEN EJECUTIVO .....	11
Capítulo 1. Introducción.....	14
1.1    Objetivos .....	18
1.1.1    Objetivo General.....	18
1.1.2    Objetivos Específicos.....	18
1.2    Alcances, justificación y contribución .....	18
1.2.1    Alcances .....	18
1.2.2    Justificación .....	19
1.2.3    Contribución .....	19
Capítulo 2. Problemática .....	21
Capítulo 3. Marco Teórico .....	27
3.1    Energías renovables.....	27
3.1.1    Ventajas de las fuentes de generación renovables no convencionales .....	30
3.1.2    Desventajas de las fuentes de generación renovables no convencionales .....	32
3.2    Marco Regulatorio.....	33
3.2.2    Mix de generación eléctrica .....	37
3.3    Dimensiones/Pilares necesarios para el sistema.....	40
3.3.1    Competitividad.....	41
3.3.2    Seguridad energética .....	44
3.3.3    Sostenibilidad ambiental .....	48
3.4    Política energética del Perú .....	51
3.4.1    Planeamiento eléctrico .....	54
3.4.2    Plan de transmisión .....	55
3.5    Penetración de ERNC en otros mercados. ....	56
3.5.1    Chile.....	56
3.5.2    España .....	64
3.5.3    Colombia.....	71
Capítulo 4. Metodología del Modelo .....	80
Capítulo 5. Desarrollo de objetivos.....	82
5.1    Determinar el Costo Nivelado de la Energía de las ERNC.....	82
5.2    Determinar el Factor de Emisión de CO <sub>2</sub> del Mix de Generación .....	89
5.3    Analizar el Nivel de Seguridad del SEIN por la penetración de ERNC .....	99
5.3.1    Diversidad de Fuentes .....	99
5.3.2    Fuentes autóctonas .....	101

5.3.3	Margen de Reserva Firme Objetivo .....	103
5.3.4	Inercia del Sistema .....	106
5.3.5	Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia.....	108
5.4	Determinar la cuota de participación de ERNC en el SEIN al 2040 .....	110
Capítulo 6. Conclusiones y recomendaciones .....		119
6.1	Conclusiones .....	119
6.2	Recomendaciones .....	121
ANEXOS .....		123
Anexo 1: Emisiones de CO2 / ODS.....		123
Anexo 2: Conceptos teóricos .....		129
Despacho.....		129
Curva de Duración .....		132
Anexo 3: Descripción del modelo de optimización.....		133
Anexo 4: Factores de emisión de CO2 .....		139
Anexo 5: Regulación Secundaria de Frecuencia con penetración de ERNC.....		141
Anexo 6: Resultados de la participación de energía por escenario.....		156
Anexo 7: Resultados Capacidad Instalada nueva por escenario .....		157
Anexo 8: Resumen de indicadores y variables por escenario.....		158
Anexo 9: Resultados de participación de energía por escenario.....		159
BIBLIOGRAFÍA .....		161

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 <i>Histórico de capacidad instalada mundial de fuente renovable</i> _____	21
Figura 2.2 <i>Evolución mundial de la generación de fuente renovable</i> _____	22
Figura 2.3 <i>Participación de producción de energía por fuente – 2021 y 2020</i> _____	24
Figura 2.4 <i>Inventario nacional de GEI 2016 por sectores</i> _____	25
Figura 3.1 <i>Curva de carga del día de máxima demanda del SEIN – 2021</i> _____	29
Figura 3.2 <i>Costos de las fuentes de generación solar y eólica 2010-2019</i> _____	31
Figura 3.3 <i>Producción del SEIN por tipo de recurso</i> _____	38
Figura 3.4 <i>Participación de las RER en la Producción de Electricidad en el SEIN - 2021</i> _____	39
Figura 3.5 <i>Enfoque del Sistema Energético</i> _____	47
Figura 3.6 <i>Generación eléctrica por fuente en Chile - 2021</i> _____	56
Figura 3.7 <i>Evolución de la producción por fuente y Costo marginal al 2021</i> _____	57
Figura 3.8 <i>Capacidad Instalada del mercado eléctrico chileno a diciembre 2021</i> _____	57
Figura 3.9 <i>Centrales en construcción en Chile a diciembre 2021</i> _____	58
Figura 3.10 <i>Precio Ofertados y Energía Adjudicada – Licitación enero 2022</i> _____	59
Figura 3.11 <i>Numero de ofertantes – Licitación enero 2022</i> _____	60
Figura 3.12 <i>Evaluación de la Máxima Demanda sobre Capacidad Instalada - 2020</i> _____	62
Figura 3.13 <i>Factor de emisión del mercado eléctrico chileno a febrero 2022</i> _____	64
Figura 3.14 <i>Capacidad instalada de España por tecnología</i> _____	65
Figura 3.15 <i>Variación anual de la demanda eléctrica nacional y PBI</i> _____	65
Figura 3.16 <i>Evolución de la generación renovable y no renovable de España – 2021</i> _____	66
Figura 3.17 <i>Precio medio de la energía en España</i> _____	67
Figura 3.18 <i>Evolución de la red de transporte de energía eléctrica</i> _____	69
Figura 3.19 <i>Tasa anual de disponibilidad</i> _____	69
Figura 3.20 <i>Evolución de las emisiones de CO2</i> _____	70
Figura 3.21 <i>Evolución de la Potencia Máxima 2018 - 2021</i> _____	71
Figura 3.22 <i>Evolución de la demanda y crecimiento 2009-2021</i> _____	72
Figura 3.23 <i>Participación de energía por fuente - 2021</i> _____	73
Figura 3.24 <i>Precio Bolsa Mercado Eléctrico colombiano 2021</i> _____	74
Figura 3.25 <i>Emisiones demanda de energía</i> _____	77
Figura 5.1 <i>Costos de Inversión por tecnología</i> _____	84
Figura 5.2 <i>Costos Nivelados de Energía por tecnología</i> _____	86
Figura 5.3 <i>Flujograma de aplicación del método OM</i> _____	91
Figura 5.4 <i>Curva de Duración de Carga y LCMR - 2021</i> _____	92
Figura 5.5 <i>Flujograma para el cálculo del margen de construcción</i> _____	96
Figura 5.6 <i>Índice de Diversidad de Fuentes en el SEIN</i> _____	101
Figura 5.7 <i>Margen de Reserva Firme Objetivo anual</i> _____	106
Figura 5.8 <i>RSF adicional por mayor participación RER</i> _____	109
Figura 5.9 <i>Potencia Instalada para un despacho ideal al 2040</i> _____	113
Figura 5.10 <i>Participación por tecnología del despacho optimo al 2040</i> _____	114
Figura 5.11 <i>Índice de Seguridad por escenario al 2040</i> _____	116
Figura 5.12 <i>Índice de Sostenibilidad al 2040</i> _____	117
Figura 5.13 <i>Costos por escenario al 2040</i> _____	118
Figura 5.14 <i>Costos Totales en base al costo del Escenario Optimo</i> _____	118
Figura A.1 <i>Emisiones de CO2 por continente</i> _____	124
Figura A.2 <i>Emisiones de CO2 por Sector</i> _____	124
Figura A.3 <i>Emisiones de CO2 por tipo de gas de efecto invernadero</i> _____	125
Figura A.4 <i>Cambio de Temperatura global al 2100</i> _____	126
Figura A.5 <i>Fuentes de emisiones de CO2 Perú - 2016</i> _____	128

Figura A.6 <i>Despacho ideal según costo variable por tecnología</i> _____	129
Figura A. 7 <i>Despacho Hidrotérmico Óptimo</i> _____	131
Figura A.8 <i>Curva de duración anual del SEIN – 2021</i> _____	132
Figura A.9 <i>Factores de emisión de CO2 por combustible</i> _____	139
Figura A.10 <i>Flujograma con los pasos del cálculo de la magnitud de reserva secundaria</i>	142
Figura A.11 <i>RSF adicional por mayor participación RER</i> _____	146
Figura A.12 <i>RSF adicional en % solo por mayor participación eólico y solar</i> _____	148
Figura A.13 <i>Mecanismo de remuneración de la RSF</i> _____	150
Figura A.14 <i>Costos unitarios de la reserva en Europa - 2021</i> _____	152
Figura A.15 <i>Despacho Optimo</i> _____	159
Figura A.16 <i>Despacho según Competitividad</i> _____	159
Figura A.17 <i>Despacho según Seguridad</i> _____	160
Figura A.18 <i>Despacho según Sostenibilidad</i> _____	160

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 <i>Proyectos con EPO en revisión y aprobados por COES</i> .....	26
Tabla 3.1 <i>Producción de Energía por fuente y área geográfica - 2020</i> .....	39
Tabla 3.2 <i>Potencia Efectiva por tipo de generación - 2021</i> .....	40
Tabla 3.3 <i>Indicadores y Ponderaciones para la medición de Competitividad</i> .....	42
Tabla 3.4 <i>Dimensiones, Valores y componentes de la Seguridad Energética</i> .....	48
Tabla 3.5 <i>Proyectos con Estudios Ambientales en revisión – a diciembre 2021</i> .....	59
Tabla 3.6 <i>Control de objetivos PEN 2020-2050</i> .....	76
Tabla 3.7 <i>Indicadores energéticos relacionados a energías renovables</i> .....	77
Tabla 3.8 <i>Características regulatorias relacionadas a energías renovables</i> .....	78
Tabla 5.1 <i>LCOE por tipo de tecnología</i> .....	85
Tabla 5.2 <i>Costos Nivelados de Energía por tecnología</i> .....	86
Tabla 5.3 <i>Costo de Energía de Mercado</i> .....	87
Tabla 5.4 <i>Método de Cálculo del Factor de Emisión</i> .....	90
Tabla 5.5 <i>Cálculo del LCMR 2017 al 2021</i> .....	91
Tabla 5.6 <i>Factor de Emisión por combustible</i> .....	93
Tabla 5.7 <i>Factor de emisión por central</i> .....	94
Tabla 5.8 <i>Factor de emisión promedio anual por central</i> .....	95
Tabla 5.9 <i>Factor de emisión por central y energía producida anual</i> .....	97
Tabla 5.10 <i>Factor de emisión de construcción del SEIN</i> .....	97
Tabla 5.11 <i>Factor de emisión de operación y construcción del SEIN - 2021</i> .....	98
Tabla 5.12 <i>Energía firme e Índice de diversidad de fuentes</i> .....	101
Tabla 5.13 <i>Importación de energía del SEIN</i> .....	102
Tabla 5.14 <i>Margen de Reserva Firme Objetivo anual</i> .....	105
Tabla 5.15 <i>Inercia del SEIN por bloque horario y año</i> .....	107
Tabla 5.16 <i>Valores típicos de la constante de inercia por tecnología</i> .....	108
Tabla 5.17 <i>Restricciones según escenario</i> .....	111
Tabla 5.18 <i>Principales indicadores del despacho Optimo al 2040</i> .....	112
Tabla 5.19 <i>Capacidad nueva a instalar al 2040</i> .....	113
Tabla A.1 <i>Bloques Horarios COES</i> .....	133
Tabla A.2 <i>Modelamiento de la Demanda en 5 bloques</i> .....	134
Tabla A.3 <i>Perfil de generación Solar</i> .....	135
Tabla A.4 <i>Factor de carga por bloque horario de la tecnología solar</i> .....	135
Tabla A.5 <i>Oferta de generación al 2040</i> .....	136
Tabla A.6 <i>Desviaciones positivas y negativas</i> .....	143
Tabla A.7 <i>RSF a subir y bajar por bloque horario y estacionalidad</i> .....	143
Tabla A.8 <i>Estimación de producción por tecnología</i> .....	144
Tabla A.9 <i>Desviación estándar por errores de pronóstico</i> .....	145
Tabla A.10 <i>Proyección de RSF a subir y bajar</i> .....	146
Tabla A.11 <i>Precio promedio de RSF a subir y bajar</i> .....	150
Tabla A.12 <i>Costo de la RSF - 2021</i> .....	151
Tabla A.13 <i>Asignación de RSF por mercado y bloque horario - 2021</i> .....	151
Tabla A.14 <i>Resultados del despacho por escenario</i> .....	158

## **Danny Escobedo Flores**

Ingeniero electricista de con 9 años de experiencia profesional en sistemas eléctricos de potencia; enfocando en el área de análisis de perturbaciones, estudios eléctricos, planeamiento de la expansión de la red y servicios energéticos distribuidos.

### **Experiencia Profesional**

#### **Red de Energía del Perú**

Analista de protecciones	2016 a la actualidad
Profesional en entrenamiento	2015
Joven profesional en gestión del mantenimiento	2014

#### **Schneider Electric**

Practicante de servicios de base instalada	2013
--	------

### **Estudios**

#### **ESAN Business School**

Estudios de Maestría de Gestión de la Energía	2019-2022
---	-----------

#### **Universidad Nacional del Callao**

Ingeniería Eléctrica	2009-2013
----------------------	-----------

### **Jhonathan Bernardo del Maestro Manchego**

Ing. Electricista de la facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional del Callao, con conocimiento de software a nivel Intermedio en simulación de sistemas eléctricos de potencia y de programación de despachos hidrotérmicos. Además, cuento con 10 años de experiencia en el sector del mercado eléctrico peruano enfocados a regulación de mercado, valorizaciones y facturación a clientes libre y regulados, proyección de costos marginales, balance de oferta y demanda, análisis de pérdidas.

### **EXPERIENCIA PROFESIONAL**

#### **Empresa de Generación Huallaga S.A., una empresa CTG Corp.**

Responsable del área Comercial y Regulatorio	04/2019 a la actualidad
Coordinador Comercial	10/2016 – 03/2019
Analista Comercial	04/2014 – 09/1015

#### **DLF SAC**

Coordinador de protecciones	09/2013 – 03/2014
-----------------------------	-------------------

#### **CAM PERU GRAÑA y MONTERO**

Ingeniero Junior	08/2012 – 08/2013
------------------	-------------------

### **ESTUDIOS**

#### **ESAN Business School**

Estudios de Maestría en Gestión de Energía	2019 – 2022
--	-------------

#### **Universidad Nacional del Callao**

Ingeniero Electricista	2007 – 2012
------------------------	-------------

## RESUMEN EJECUTIVO

La transición energética tiene como principal objetivo, según la COP26, lograr la neutralidad del carbono al 2050, y uno de los puntos de acción es la descarbonización de los sistemas energéticos, específicamente, la matriz de generación. La aplicación de este objetivo en el Perú se manifiesta con la promoción de las energías renovables no convencionales, como la eólica y solar, cuyos costos de inversión disminuyen año tras año, haciéndolas cada vez más competitivas frente a las tecnologías convencionales. Frente a la inminente inserción de energías renovables no convencionales nacen interrogantes sobre cómo estas impactaran al sistema eléctrico de potencia peruano; como en materia económica, es el desplazamiento en el despacho eléctrico de las centrales convencionales por tecnologías como la solar o eólica; en materia de seguridad del sistema es la disminución de inercia y aumento de intermitencia que produce su operación en un sistema interconectado frente a las tecnologías convencionales; y por último, en materia de sostenibilidad ambiental, es determinar si realmente estas causan un gran impacto en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, ya que el mix de generación del sistema interconectado nacional es uno de los más limpios en la región, es decir, que actualmente tiene bajos niveles de emisiones de CO<sub>2</sub>.

La presente tesis se enfoca en determinar una cuota de participación renovable considerando los aspectos de sostenibilidad, seguridad y competitividad. Estos aspectos o pilares son analizados por el World Economic Forum en su informe “Fostering Effective Energy Transition”, que se publica anualmente y el cual sirve de referencia para visualizar los avances en materia energética de cada país, es decir, realizan un benchmarking de los 3 aspectos de sostenibilidad, seguridad y competitividad, y muestran los puntos clave por región en los cuales se debe intensificar las estrategias de la transición energética.

Para el desarrollo de la investigación realizamos un análisis independiente en cada aspecto energético y un adicional considerando todos ellos en conjunto. Esto nos permite

visualizar los diferentes escenarios de participación renovable no convencional. Con estos análisis nos permite resolver la interrogante de cómo y cuánto debería ser el porcentaje de participación renovable en el largo plazo en el sistema eléctrico interconectado nacional. Actualmente, las entidades del estado brindan diferentes porcentajes de participación renovable no convencional en el mediano y largo plazo, pero desde diferentes puntos de vista, es decir, sin considerar los aspectos técnicos, económicos y competitivos en conjunto, lo que conlleva a externalidades que al final la asumen negativamente los usuarios finales. Nuestro aporte, gracias a esta investigación, es brindar una metodología considerando los aspectos técnicos, económicos y sostenibles para el cálculo de la cuota óptima de participación renovable en el mix de generación del sistema eléctrico interconectado nacional.

En la primera parte de la investigación se describe las definiciones de los aspectos de competitividad, seguridad y sostenibilidad, y en cada aspecto se muestra las metodologías e indicadores de desarrollo, para su aplicación en materia energética. Esto obviamente no satisface las necesidades del objetivo de la investigación ya que cada mix de generación, en base a sus recursos naturales, es diferente, por lo que se toma ciertas partes de cada metodología y se consolida en la investigación para su aplicación en el sistema eléctrico peruano.

Para determinar el mix de generación en base a los aspectos y metodologías descritos en la presente investigación se necesita un modelo de optimización que nos brinde un despacho de energía de cada tecnología considerando las restricciones que le asignemos a cada objetivo a desarrollar, por lo tanto, se tomó como referencia el modelo de despacho del profesor Luis Espinoza, y se adicionó las restricciones de cada aspecto descrito en el inicio de este párrafo, con lo cual se tiene un despacho de energía en el horizonte de estudio, al 2040, considerando restricciones definidas bajo los aspectos de sostenibilidad, seguridad, competitividad, y un despacho considerando todas las restricciones en conjunto, al cual llamaremos el despacho óptimo.

Además, para la formulación de los diferentes escenarios se desarrolló un benchmarking de diferentes sistemas eléctricos en materia de inserción de energías renovables, por lo cual, hemos tomado 2 países de la región y un país fuera de ella; Colombia, Chile y España. En los 2 primeros países se tendrá un panorama similar y no muy desfasado en materia de transición energética en comparación con el Perú; con lo cual queremos evidenciar en qué nivel nos encontramos y destacar las buenas acciones que han realizado los otros países en el ámbito de inserción de energías renovables. Por el lado de España, el benchmarking es para brindar una visión al Perú en materia de transición energética para el largo plazo ya que ellos cuentan con un marco legal más desarrollado, un sistema eléctrico más robusto y un mix de generación más diverso.

La presente tesis establece un punto de partida para el sector eléctrico, con lo cual se busca brindar un sustento técnico, económico y sostenible en la determinación de la cuota de participación renovable necesaria para el mix de generación del sistema eléctrico interconectado nacional al 2040. Los resultados se pueden afinar aún más con modelos de optimización más desarrollados, con parámetros con menor incertidumbre en el largo plazo como por ejemplo, los precios del gas, paneles solares, turbinas eólicas, entre otros; sin embargo, lo que brinda la tesis es un orden y metodología para desarrollar las pautas de la política energética nacional y aprovechar eficientemente los recursos naturales tomando en consideración la afectación mínima hacia los usuarios finales, preservando las condiciones de seguridad y el cuidado al medio ambiente, todo ello a un mínimo costo.

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables no convencionales han ganado notoriedad en las últimas décadas y han comenzado a desplazar en el despacho eléctrico a diversas fuentes de generación convencionales; sin embargo, su avance difiere en las distintas regiones del planeta. Por un lado, Sudamérica está a la vanguardia de las renovables con un 68.13% de participación en el mix de generación gracias al potencial hidroeléctrico de las cuencas del pacifico, del Amazonas y del Atlántico; y al potencial solar y eólico. Un claro ejemplo son los países de Perú y Chile que cuentan con un vasto potencial solar en la zona sur del Perú; y, en el caso de Chile, en el desierto de Atacama.

De otro lado, Europa cuenta con una participación de energías renovables en el mix de generación con un 41%; sin embargo, se destaca el enorme avance que han logrado en la transición energética al incorporar de manera agresiva las fuentes de generación renovables no convencionales, como la eólica y solar. Una de las razones de esta alta inserción de estos tipos de tecnologías es desplazar a las centrales nucleares, que ya cuentan una fecha de cese de operación debido a los riesgos ambientales; de manera similar ocurre con las centrales a base de carbón, las cuales dejaran de operar por su alta contribución de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmosfera.

En los países de Asia y Pacífico se reporta una participación renovable del 25.5%, pero a pesar de que se ha incrementado significativamente el recurso renovable no convencional en los últimos años, el principal recurso en su mix de generación sigue siendo el carbón; y debido a la magnitud de su matriz energética y su gran consumo, estos países impactan significativamente al medio ambiente.

Por el lado norte del continente americano se tiene una participación renovable similar a Asia y Pacífico con un 25.7%; en el continente africano se cuenta con una participación del 21% y en medio oriente se tiene la menor participación global de renovables, con solo un 2.2%.

Los países desarrollados a través del IEA, han establecido hojas de rutas para combatir el cambio climático, para no superar el +1.5°C al 2050 y para llegar a ser carbono neutral en el 2050. Para alcanzar estas metas es necesario desarrollar un alto grado de avance tecnológico en materia de la eficiencia energética y contar con una participación más alta de energías renovables en la matriz energética a nivel mundial, esto implica, desplazar a fuentes contaminantes como el carbón y petróleo. Lo anterior va de la mano con la gestión de la demanda, aplicada al consumo eléctrico, a los vehículos de combustión interna y a las actividades que más contribuyen con las emisiones de CO<sub>2</sub>.

El parque generador eléctrico nacional peruano se compone principalmente de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas; lo primero es gracias al potencial hidroeléctrico de los desniveles de los andes de la cuenca del pacifico; y lo segundo, es gracias a los lotes de gas natural del proyecto Camisea; lo complementa las energías renovables no convencionales, que hasta hace una década su participación era casi nula en el mix de generación. Para insertarlas en el mix de generación el estado incentivó estas energías renovables no convencionales a través de subastas con la finalidad de tener precios más competitivos de energía, ya que era una tecnología nueva para el país y con precios de energía muy altos. En esas subastas nacieron los primeros proyectos de centrales solares y eólicas, que a la fecha ya se encuentran en operación y contribuyen con un 5% a 6% en la energía del país.

El estado peruano ha manifestado en diversas oportunidades a través de sus representantes, elevar la participación renovable del país, pero solo en el parque generador de energía eléctrica, es decir, contar con un mayor número de centrales solares, eólicas u otro tipo de renovables no convencionales con el objetivo de descarbonizar la matriz eléctrica, inclusive han brindado metas a mediano plazo y largo plazo sobre el porcentaje de este tipo de energías renovables no convencionales en el mix de generación. Sin embargo, estas metas no vienen con un sustento técnico que explique los motivos, beneficios tangibles e impactos que pueda

generar a futuro hacia los usuarios finales. Además, solo se tiene mapeado la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> por el lado del mix de generación; sin embargo, se sabe que el problema principal de la afectación significativa al medio ambiente nace del consumo del petróleo y derivados en otros sectores como el transporte; el cual no se abastece con los recursos propios del país, y, por lo tanto, se depende del abastecimiento de otros países, generando así también, problemas económicos (Ver Anexo 1).

El World Economic Forum en su informe de “Fostering Effective Energy Transition”, nos brinda una visión energética global considerando la sostenibilidad ambiental, la seguridad y el acceso a la energía, y el crecimiento y desarrollo económico. En esas materias, cada país y región tienen avances y desafíos diferentes; sin embargo, se tiene una sola hoja de ruta, que es lograr la transición energética. A través de diversos indicadores califican cuantitativamente cada aspecto mencionado; y, finalmente, se establece las pautas necesarias en las que cada región debe de fomentar la inversión y esfuerzo gubernamental para tratar de cambiar su matriz energética por una más económica, segura y sostenible.

En este trabajo de investigación nos enfocaremos en definir la metodología y determinar la cuota de participación renovable basándonos en los ejes fundamentales del Fostering Effective Energy Transition, que realiza el World Economic Forum, es decir, competitividad económica, seguridad del sistema e impacto al medio ambiente. La metodología que planteamos toma los pilares del Fostering Effective Energy Transition y con un modelo de optimización nos brinda un despacho para cada pilar, y uno adicional, considerando los 3 pilares, al cual llamaremos escenario óptimo. Esta metodología se aplica para un horizonte del 2040, la información base y las restricciones que se colocan en cada pilar son tomadas de la base de datos del plan de transmisión del COES y de diversas bibliografías que se detallan en el trabajo de investigación, respectivamente. Finalmente, se muestra un benchmarking con otros países en materia energética.

Asimismo, este trabajo brinda no solo un enfoque técnico, sino que también toma en cuenta los aspectos económicos y ambientales, con la premisa de aprovechar los recursos naturales disponibles en el país. para así, generar los máximos beneficios a los todos los interesados del sector eléctrico.

## **1.1 Objetivos**

### ***1.1.1 Objetivo General***

Determinar la cuota de participación renovable no convencional en el SEIN al 2040, considerando los aspectos de competitividad, seguridad y sostenibilidad, descritos por el World Economic Forum.

### ***1.1.2 Objetivos Específicos***

- i. Determinar el costo nivelado de la energía de las ERNC
- ii. Determinar el factor de emisión de CO<sub>2</sub> del mix de generación.
- iii. Analizar el nivel de seguridad del SEIN por la penetración de ERNC.
- iv. Determinar la cuota de participación de ERNC en el SEIN al 2040.

## **1.2 Alcances, justificación y contribución**

### ***1.2.1 Alcances***

La presente tesis trata de analizar la participación renovable no convencional bajo los aspectos de competitividad, seguridad y sostenibilidad al horizonte de estudio del 2040; y, específicamente se analizan las fuentes de generación renovables no convencionales como la solar y la eólica. Para determinar las cuotas de participación se utilizará un modelo de optimización, mediante el cual se obtendrá un despacho del mix de generación de acuerdo con las restricciones que le asignemos para el desarrollo de cada objetivo específico.

Por lo tanto, con los resultados de los objetivos específicos se obtendrá los impactos de la participación renovable no convencional en el SEIN; esto sirve como entrada para desarrollar una correcta política energética de participación renovable en el sistema interconectado nacional. Finalmente, se realizará un benchmarking de lo desarrollado en términos de

transición energética de otros mercados de la región y fuera de la región, esto brinda un panorama de donde estamos y hacia donde debemos visionar.

### ***1.2.2 Justificación***

En la política energética del país no se tiene un estudio desarrollado sobre el impacto de la penetración de las energías renovables no convencionales en el SEIN, o plan de expansión energético que considera los aspectos de competencia, seguridad y sostenibilidad. Percibimos que el estado simplemente obedece a lineamientos o tendencias mundiales para disminuir la afectación al medio ambiente, sin considerar ningún estudio técnico que sustente la situación actual del país ni futura en materia de emisiones de CO<sub>2</sub>, por lo tanto, consideramos que de una toma de decisiones no eficiente se puede inducir a externalidades que perjudiquen a los usuarios finales.

Además, sin un sustento técnico, se puede generar distorsiones en el mercado eléctrico ante una inserción de energías renovables no convencionales. Si bien es cierto, que al descarbonizar el mix de generación se reduce las emisiones de CO<sub>2</sub>, estas pueden generar otros problemas en la red; y, desde el punto de vista energético, existen otras alternativas para cumplir con los objetivos de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un horizonte planificado. La presente tesis brinda escenarios de cuotas de participación renovable en diferentes aspectos de la sostenibilidad energética hacia el 2040.

### ***1.2.3 Contribución***

Nuestra presente tesis contribuye al sector eléctrico con una nueva metodología de desarrollo para determinar la cuota optima de participación renovable no convencional en el sistema interconectado nacional, considerando los aspectos de competitividad, seguridad y sostenibilidad ambiental.

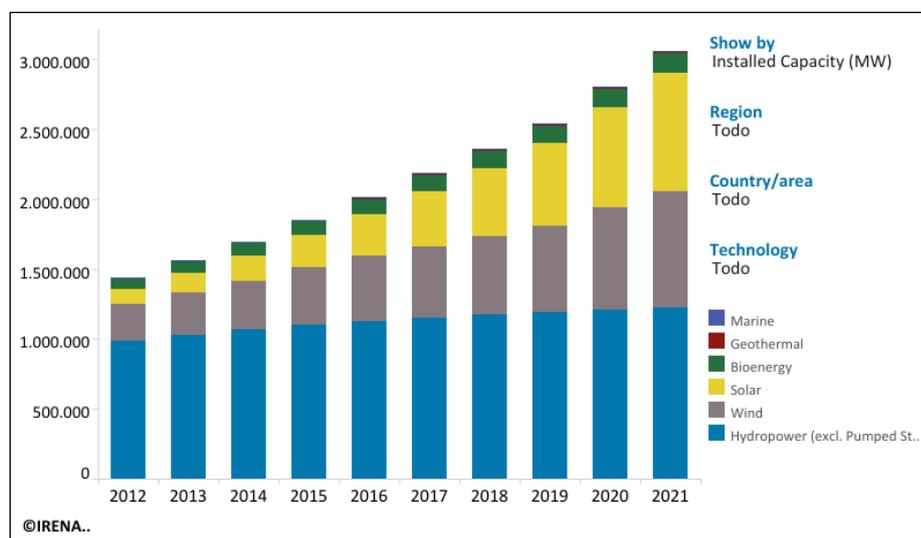
Asimismo, el desarrollo de la tesis sirve de ayuda en la toma de decisiones de las diferentes entidades del estado relacionadas a la fomentación de la participación renovable no convencional. Además, contribuimos a la sociedad porque tratamos de evitar la inversión de infraestructura innecesaria, ya que cualquier inversión a final de cuentas, recae en aumentos a la tarifa de los usuarios finales; y lo que se busca es tratar de evitar este tipo de externalidades que afecten a la población.

## Capítulo 2. PROBLEMÁTICA

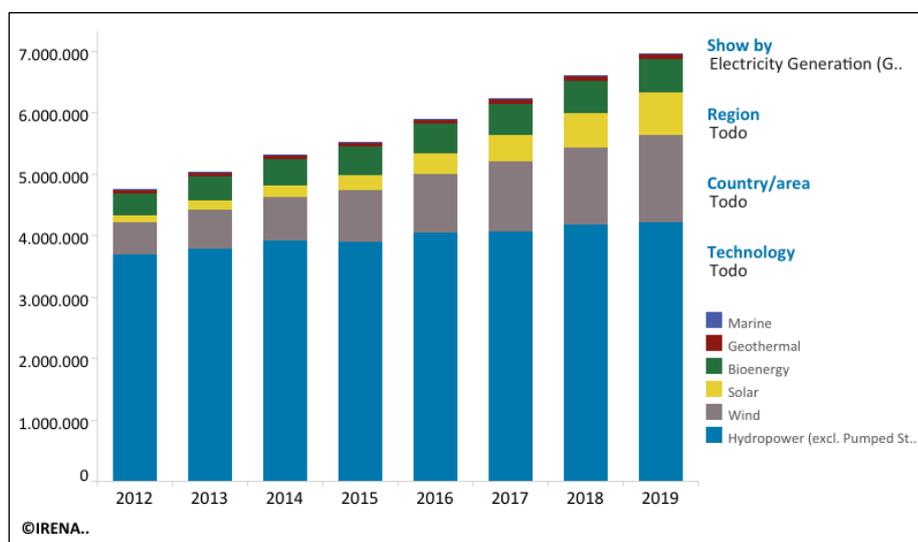
Las fuentes de generación renovables no convencionales como la solar y la eólica han irrumpido al mercado de electricidad convencional de varios países, por lo que su generación y capacidad instalada se han incrementado significativamente durante los últimos años, según datos de International Renewable Energy Agency – IRENA, la generación con energías renovables a nivel mundial fue de 6,963 TWh en el 2019, y la capacidad instalada de energías renovables fue de 3,064 GW en el 2021; vale resaltar el aumento progresivo de estas fuentes de generación a pesar de las incertidumbres y dificultades que está ocurriendo por la desaceleración económica originada por la pandemia del COVID-19.

**Figura 2.1**

*Histórico de capacidad instalada mundial de fuente renovable*



Fuente: IRENA (International Renewable Energy Agency, s.f.)

**Figura 2.2***Evolución mundial de la generación de fuente renovable*

Fuente: IRENA (International Renewable Energy Agency, s.f.)

Uno de los motivos de la alta presencia de energías renovables en los últimos años se debe a las mejoras tecnológicas y las economías de escala, que han hecho que los costos nivelados de las energías eólicas y solares disminuyan constantemente; y gracias a ello, los países industrializados han logrado insertar paulatinamente en su matriz energética estas energías renovables no convencionales, con la finalidad de disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> y cumplir con los acuerdos ambientales internacionales. Entonces, actualmente diversos mercados cuentan con planes de incorporación de energías renovables no convencionales en su mix de generación en el mediano plazo; los motivos pueden ser por materia ambiental, competitividad económica, estrategias de los planes energéticos, entre otros. Esta tendencia ha influenciado en la incorporación de este tipo de fuentes de generación en el mix de generación nacional.

En Europa, en las últimas décadas se han desarrollado diversas rutas energéticas y planes estratégicos para descarbonizar su matriz energética, con la finalidad de dejar de

depender de las centrales convencionales de generación, como la fuente de generación térmica a base de carbón o la nuclear. De manera similar, pero a menor escala se ha dado en los otros continentes, ya que todos tienen el mismo norte o rumbo, contar con energía limpia y sostenible en las próximas décadas. Las centrales eólicas y solares también han irrumpido en la matriz energética de los países de Latinoamérica; pero todavía a un nivel menor debido a los grandes recursos naturales locales que cuenta cada país en la región, estamos hablando del vasto potencial hidroeléctrico que se tiene en las diversas cuencas del continente.

En el Perú, casi toda la potencia instalada de centrales eólicas y solares son gracias al mecanismo de subastas RER<sup>1</sup> desarrollado por el estado. A la fecha, estas centrales aportan entre un 5% y 6% al despacho de generación del SEIN. El estado ha planteado en diversas oportunidades elevar ese porcentaje a un valor del 20% e inclusive al 30% para el 2030. Pero, elevar este porcentaje de participación RER, es una decisión que tiene que tomarse en base de estudios técnicos para evaluar y determinar los impactos que puede generar su inserción al SEIN, tanto a nivel operativo, de seguridad energética, así como económicos y ambientales.

Con las propuestas de aumento de participación renovable no convencional en el SEIN, se deben analizar dos preguntas claves, el “para qué” y el “por qué” aumentar la participación renovable. El estado sustenta la primera pregunta, indicando que se debe de descarbonizar la matriz energética y aportar a las reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> de acuerdo con los tratados o acuerdos ambientales internacionales por la lucha contra el cambio climático; y, la segunda pregunta se sustenta indicando que las energías renovables no convencionales son tendencia en los países desarrollados y es el lineamiento que debemos seguir. Sin embargo, para seguir estas tendencias mundiales o disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> se debe de analizar internamente los recursos naturales disponibles para la generación de energía eléctrica y cuanto estas

---

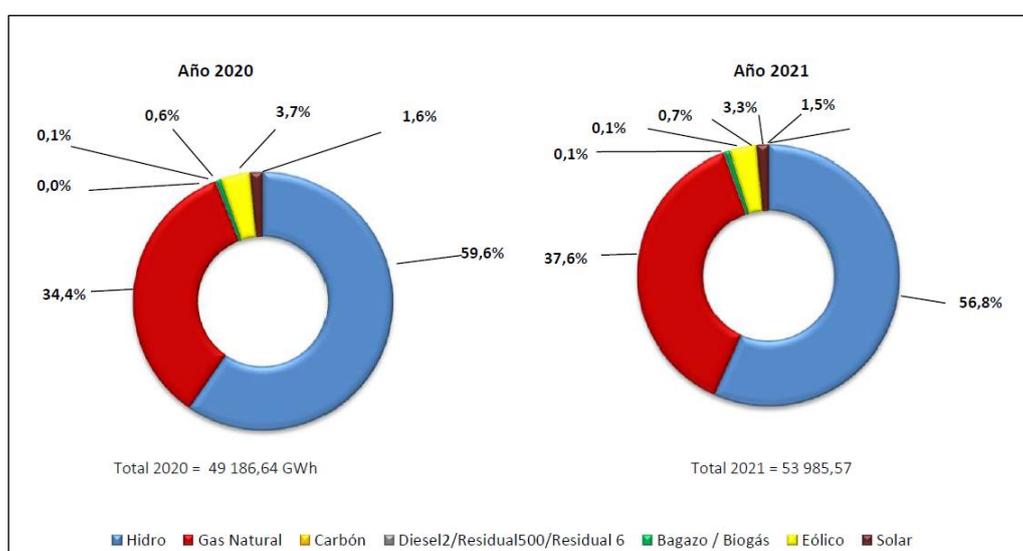
<sup>1</sup> Renovable

impactan al medio ambiente; considerando que los sistemas eléctricos de otros países son muy diferentes al nuestro tanto en magnitud como en composición de mix de generación.

El sistema interconectado nacional se compone principalmente a través de 2 fuentes de generación, la hidroeléctrica que tuvo en el 2022 una participación en el despacho del 59%, y las térmicas con un 35%, esta última en su mayoría operan con el gas natural proveniente del proyecto Camisea. Además, producción de las centrales térmicas proviene en su mayoría de centrales a ciclo combinado logrando alcanzar grados de eficiencia del 55%. Finalmente, se tiene una pequeña participación de centrales eólicas y solares, aproximadamente del 5%.

### Figura 2.3

*Participación de producción de energía por fuente – 2021 y 2020*



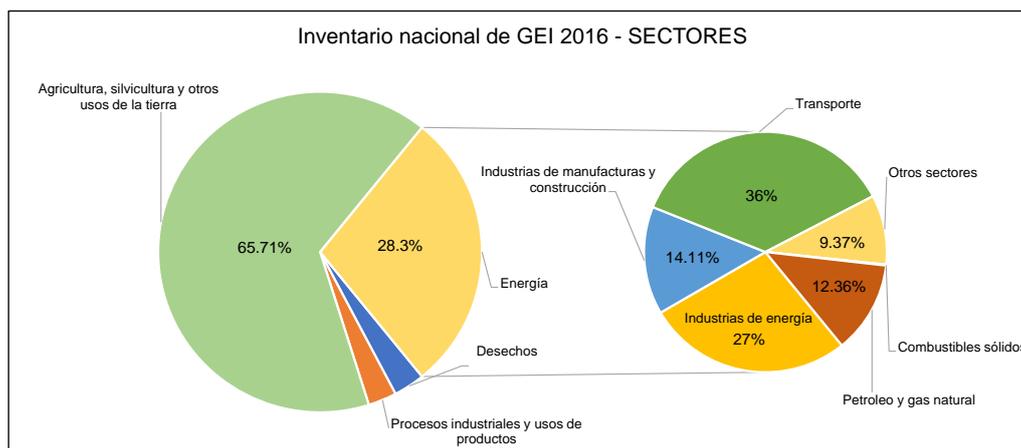
Fuente: Informe de la Operación Anual - 2021 (COES, 2021)

La participación de emisiones de gases de efecto invernadero del sector energía de acuerdo con el INGEI 2016 fue del 28.3%; sin embargo, solo el 27% de ese sector corresponde al subsector de industrias de energía, mientras que el de transporte contribuye con un 36%; es

decir, la participación de emisiones de GEI del subsector de industrias de energía solo es del 7.6 % del total.

**Figura 2.4**

*Inventario nacional de GEI 2016 por sectores*



Fuente: Elaboración propia con información de INGEI 2016 (Ministerio del Ambiente, s.f.)

Cuando el estado propone el incremento de la participación renovable no brinda un sustento técnico y/o económico, o un análisis de beneficio/costo, los cuales podrían cuantificar el beneficio de estos proyectos renovables en relación con, las emisiones de CO<sub>2</sub>, la competitividad de precios de energía y la seguridad del sistema eléctrico. Asimismo, estos análisis constituyen un paso previo y necesario que cualquier política energética debería seguir, de manera que ex ante se determine las implicancias de la inserción de energías renovables no convencionales, y, por lo tanto, se adopte las medidas necesarias para evitar cualquier efecto negativo.

Debido a esa tendencia mundial sobre la inserción de energías renovables no convencionales, diversos inversionistas han presentado estudios al COES y al ministerio manifestando su requerimiento de integración al SEIN. Al 2021, se tienen 14 proyectos de generación eólica con estudios de pre-operatividad aprobados, que representan una potencia

instalada de 3,313 MW, por el lado de los proyectos de generación solar se tiene 16 estudios de pre-operatividad aprobados, que representan 3,045 MW de potencia instalada; y, además se tiene una gran cartera de proyectos con estudios aun en revisión, que esperan su aprobación por parte del COES.

**Tabla 2.1**

*Proyectos con EPO en revisión y aprobados por COES*

		# Proyectos	Potencia (MW)
EPO aprobado	Centrales solares	16	3045.35
	Centrales eólicas	14	3312.53
EPO en revisión	Centrales solares	19	4212.46
	Centrales eólicas	22	5152.8
Total		71	<b>15723.14</b>

Fuente: Elaboración Propia con información del COES (Comité de Operación Económica del Sistema, 2022)

Para resolver la problemática del aumento de participación de energías renovables no convencionales, se debe de evidenciar la necesidad de utilizar ese tipo de fuentes de generación a pesar de que actualmente ya se cuenta con recursos naturales de bajos niveles de emisiones de CO<sub>2</sub>. Además, se debe mostrar las implicancias de su integración al SEIN y determinar cuánto es el porcentaje idóneo de participación renovable no convencional en las próximas décadas, lo cual debería ser parte de la política energética nacional. Entonces, es vital realizar estudios técnicos, con actualizaciones periódicas debido a que los costos de las fuentes de generación renovable no convencional varían en función del tiempo.

## Capítulo 3. MARCO TEÓRICO

### 3.1 Energías renovables

En América Latina, el mecanismo más utilizado para promover las energías renovables en el sector eléctrico son las subastas. De la misma manera, en el Perú el desarrollo de energías renovables se inició en el 2008 hasta la fecha, mediante las subastas administradas por el OSINERGMIN, las cuales tienen como finalidad más importante, fomentar la competencia teniendo participantes con características no simétricas que generen resultados de eficiencia de Pareto para maximizar el bienestar social y mitigar las externalidades de mercado como el riesgo moral y selección adversa.

Este proceso en su etapa inicial consistía que el MINEM establezca una cantidad de energía a subastar, relacionado al límite máximo de inyección ERNC previsto por el COES, y distribuida entre las tecnologías por tipo de recurso. Posteriormente, el OSINERGMIN nombra un comité de conducción de la subasta, conformado por dos representantes de esta institución y un tercero del MINEM. Luego, en un acto de carácter público, se realiza la adjudicación de los proyectos ERNC a partir de la apertura de los sobres que contienen las ofertas (Vasquez Cordano, Tamayo Pacheco, & Salvador Jácome, 2017).

La simplicidad del proceso de las subastas de RER ejecutadas en el Perú permitió obtener buenos resultados en términos de abaratamiento de los costos de las tecnologías de RER; sin embargo, debido que las RERNC son subsidiadas por primas que cubren la diferencia entre el precio garantizado y el costo marginal, que se incluyen dentro del peaje de transmisión, que a su vez está incluido en la tarifa a usuario final. Por lo que, al tener un costo marginal reducido, en gran parte por distorsiones del mercado, la prima se incrementa e indirectamente se incrementan las tarifas a usuario final.

Desde la promulgación del régimen de promoción de proyectos RER con el Decreto Legislativo que promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos

hídricos y con otros recursos renovables (DL-1058-2008-DM), el Osinergmin ha realizado cuatro subastas públicas:

- La primera subasta de RER comenzó en agosto de 2009 y finalizó en marzo de 2010, para suministrar hasta 1,314 GWh-año con tecnologías de biomasa, eólica y solar; y hasta 500 MW con pequeñas centrales hidroeléctricas. Osinergmin adjudicó contratos a 18 proyectos hidroeléctricos, 4 solares, 3 eólicos y 2 de biomasa; totalizando 430 MW. Los precios medios de los contratos por tipo de tecnología son: hidroeléctrica 60.0 US\$/MWh, eólica 80.4 US\$/MWh, biomasa agroindustrial 52.0 US\$/MWh, biomasa residuos urbanos 110.0 US\$/MWh y solar 221.1 US\$/MWh (**OSINERGMIN, s.f.**).
- La segunda subasta de RER tuvo lugar en 2011, para suministrar hasta 1,981 GWh-año, donde Osinergmin adjudicó 10 contratos a proyectos hidroeléctricos, eólicos, solares y de biomasa; totalizando 1,152.7 GWh-año. Los precios medios de los contratos por tipo de tecnología son: hidroeléctrica 53.6 US\$/MWh, biomasa 100.0 US\$/MWh, eólica 69.0 US\$/MWh y solar 119.9 US\$/MWh (**OSINERGMIN, s.f.**).
- En dic-2013, Osinergmin realizó una tercera subasta para abastecer hasta 320 GWh-año con biomasa y 1,300 GWh-año con proyectos hidroeléctricos a partir de 2016. En febrero-2014, Osinergmin adjudicó contratos a 16 proyectos hidroeléctricos con un precio medio de 56.5 US\$/MWh (**OSINERGMIN, s.f.**).
- La cuarta subasta de RER se llevó a cabo en diciembre de 2015. Hubo 33 ofertas para parques eólicos y 49 ofertas para proyectos solares. Los precios medios de los contratos por tipo de tecnología son: eólica 37.7 USD/MWh, biomasa 77.0 USD/MWh y solar 48.1 USD/MWh (**OSINERGMIN, s.f.**).

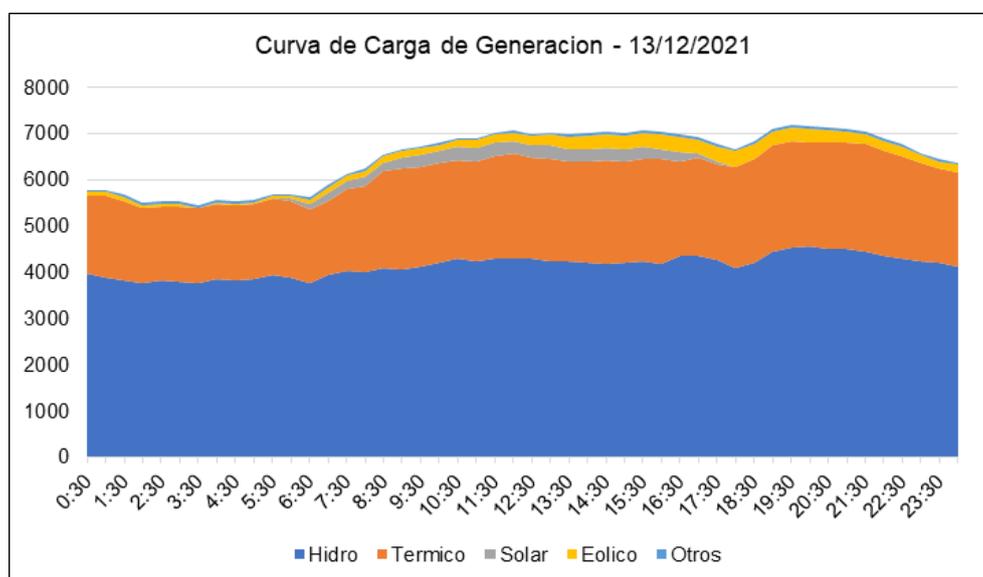
Todos los precios de contrato antes mencionados, son denominados tarifa de adjudicación, y son precios todo incluido, que además representan el único pago que los generadores RER tienen derecho a recibir por la energía comprometida en la subasta. Estos

contratos RER tienen una duración de 20 años (Vasquez Cordano, Tamayo Pacheco, & Salvador Jácome, 2017).

Asimismo, el 25 de enero del 2022 se publicó el Decreto Supremo N° 003-2022-MINAM donde se declara de interés nacional la emergencia climática y uno de los puntos de acción es el aumento progresivo de la participación de energías renovables no convencionales para llegar a un 20% en el 2030.

### Figura 3.1

*Curva de carga del día de máxima demanda del SEIN – 2021*



Fuente: Elaboración Propia con información del COES (COES, 2021)

En la curva de carga del día de máxima demanda del SEIN del 2021 se aprecia que la tecnología de ERNC<sup>2</sup> (eólica y solar) representó el 4.5% en el 2021. Tomado del Informe de Evaluación de Operación Diaria del día 13 de diciembre del 2021.

<sup>2</sup> Energía Renovable No Convencional

### ***3.1.1 Ventajas de las fuentes de generación renovables no convencionales***

Las fuentes renovables no convencionales como la eólica y solar permiten diversificar el mix de generación actual, la cual se basa principalmente en: i) generación hidroeléctrica, vulnerable a cambios climáticos como los fenómenos de El Niño y La Niña; y, ii) termoeléctrica, en su mayoría gracias al uso de gas de Camisea, cuyo proceso de generación-transmisión no tiene infraestructura de respaldo.

Por lo tanto, el mercado eléctrico peruano tiene entre sus principales riesgos de variación de precios de mercado, a la variabilidad hidrológica y de costo de combustibles, los cuales son atenuados por mayor penetración de centrales eólicas y solares, las cuales no tiene variabilidad de costos de producción de energía, debido que la energía primaria usada como insumo no tiene costo en el mercado eléctrico peruano y de similar forma en otros mercados de Latinoamérica.

Además, este tipo de tecnologías tienen un atractivo tiempo de construcción que oscila entre 18 a 24 meses dependiendo de la dificultad del proyecto, aun así, es mucho menor que los 5 años que se requiere para la construcción de un proyecto hidroeléctrico. Asimismo, debido a la ubicación de los recursos eólicos y solares, estos proyectos son geográficamente distribuidos y cuentan con menores barreras de entrada que las tecnologías convencionales, principalmente en la obtención de licencias ambientales (Battle, 2014, pág. 15).

Por lo tanto, la apertura de inversión en nuevas tecnologías está en contraste con los desincentivos actuales de inversión en hidroeléctricas, que desde hace años presentan más barreras de entrada. Las barreras de entrada son costos que enfrentan las empresas interesadas en pertenecer al mercado y que no deben ser asumidos por las empresas ya establecidas (Stigler, 1968).

Bajo el enfoque del Project Finance, para mostrar que el proyecto es rentable y conseguir la financiación de este, habrá que enfrentar distintas barreras que podrían retrasar o

impedir la inversión, tales como (Molinelli Aristondo, 2018, pág. 87): Derechos de Agua, Requisitos Administrativos, Regulación de Protección Ambiental, Aspectos Tributarios, entre otros.

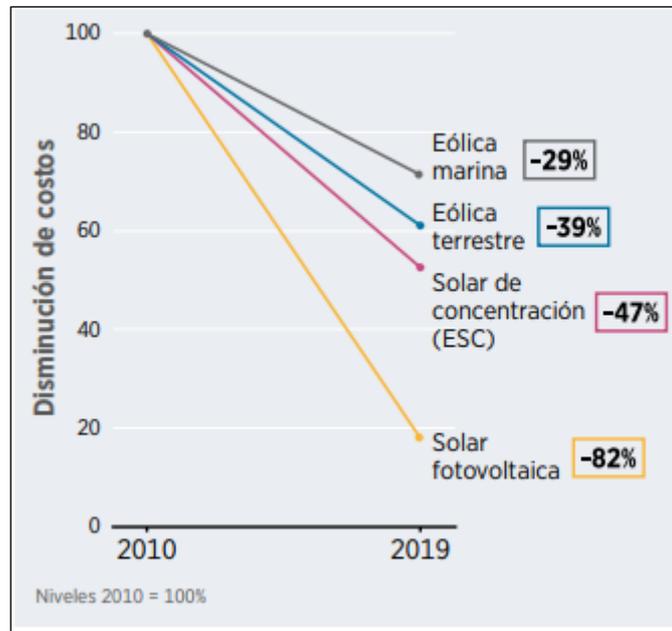
En el enfoque indicado anteriormente, las centrales hidroeléctricas presentan cada vez más barreras de entrada, principalmente ambientales por construcciones de embalses; caso contrario de las tecnologías eólicas y solares que cada vez presentan más facilidades para su construcción.

Los proyectos de energías renovables no convencionales actualmente resultan ser más atractivos financieramente comparados con centrales hidroeléctricas, considerando que los proyectos eólicos y solares tienen la posibilidad de tener un menor tamaño en capacidad; y, por ende, sus montos de financiamiento resultan ser menores comparados con los altos costos de inversión de una central hidroeléctrica, donde la bancabilidad es más complicada, principalmente por la inversión en infraestructura civil (Battle, 2014).

Otra ventaja, son los costos de inversión de la tecnología eólica y solar, que han disminuido drásticamente, incluso a pesar de la pandemia de la Covid-19, esto es debido a la experiencia en los desarrolladores de proyectos, las economías de escala, mejora en tecnologías, suministros más competitivos, entre otras variables.

### **Figura 3.2**

*Costos de las fuentes de generación solar y eólica 2010-2019*



Fuente: IRENA (International Renewable Energy Agency, 2020)

### 3.1.2 Desventajas de las fuentes de generación renovables no convencionales

Las energías renovables, como la eólica y la solar, tienen características de variabilidad debido al uso de sus fuentes de energía primaria, que a su vez dependen del clima y de las condiciones meteorológicas. Además, dichas variaciones no coinciden con la distribución temporal de la demanda de energía eléctrica, por ende la integración de energía eólicas y solares al parque generador, tiene como consecuencia mayor regulación de tensión y frecuencia en el corto plazo, mayor requerimiento de reserva y la posibilidad de sobreproducción, posibles mayores inversiones en infraestructura de transmisión regional en el largo plazo, en especial para niveles de penetración más elevados (Paredes, 2017). Además, otra dificultad de las energías eólicas y solares son la de no poder predecir su nivel de producción con cierto nivel de certeza.

Cabe mencionar que, para mantener una operación segura y eficiente con operación de tecnologías eólicas y solares, en la práctica implica una operación más cara, ya que el sistema eléctrico demanda unidades de generación listas para entrar como reserva a corto plazo y a

largo plazo involucra la inversión de este tipo de generadores como infraestructura nueva requerida por el sistema eléctrico, las cuales podrían ser centrales térmicas o hidroeléctricas.

### **3.2 Marco Regulatorio**

A continuación, se describe las principales legislaciones del mercado eléctrico peruano acotados y referenciados a las principales reglas del mercado, participación de energías renovables y el nivel de competencia en el mercado eléctrico peruano.

Perú reestructuró su industria de electricidad en diciembre de 1992 con la Ley de Concesiones eléctricas – Ley N° 25844, la cual tuvo como uno de sus principales objetivos la división de las actividades del sector eléctrico en tres segmentos básicos: generación, transmisión y distribución, de manera que ninguna empresa pueda realizar más de una actividad, debido que en ese entonces se buscaba promover nuevas inversiones y fomentar la competencia en un mercado altamente concentrado. La ley 25844 establece un sistema de precios no regulados para aquellas actividades que pueden realizarse de manera competitiva, como la generación, y un sistema de precios regulados para aquellas que la requieren, por su naturaleza principalmente monopólica, como la transmisión y distribución. Además, se dispone que los precios de Energía y Potencia se fijen en sus niveles marginales y establece una Tasa de Descuento Tarifaria (Modelo Tarifario de Regulación por Tasa Interna de Retorno –TIR). Asimismo, esta ley define la Energía firme como *la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica”* (Ley 25844, 1992).

Posteriormente en el 2006, con la Ley 28832, se busca asegurar la suficiencia de generación de energía eficiente para reducir la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de los precios y el racionamiento prolongado por falta de energía, y asegurar a los usuarios finales una tarifa competitiva. Además, esta ley tenía como finalidad reducir la

intervención administrativa para fijar precios de generación mediante soluciones de mercado y fomentar la competencia efectiva en el mercado de generación y transmisión. Explícitamente mediante esta Ley se permitía que las ventas de energía de generadores a distribuidoras se puedan realizar mediante contratos adjudicados en licitaciones públicas y / o contratos privados. Asimismo, por medio de esta Ley se crea el COES, y se fijan restricciones a la capacidad de contratación de las empresas generadoras, por conceptos de energía y potencia firme, e introduce adecuaciones al marco legal de la transmisión como la clasificación en Sistema Principal de Transmisión y Sistema Secundario de Transmisión. Con esta ley se especifica el cálculo de la Potencia Firme por tipo de tecnología, considerando la probabilidad de excedencia para las centrales hidroeléctricas, la disponibilidad de combustibles para centrales térmicas y la disponibilidad de máquina para ambas tecnologías. Hasta esa fecha, no se definía la potencia firme para centrales eólicas y solares, por obvias razones, que eran que el mercado generador no contaba con estas tecnologías.

Luego, se emite el Decreto Legislativo que promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables – DL-1058-2008, donde se brinda el beneficio de régimen de depreciación acelerada para efectos del impuesto a la renta, a los proyectos de generación eléctrica a base de recursos hídricos o a base de otros recursos renovables, como eólico, solar, geotérmico, biomasa o mareomotriz.

Asimismo, con el mismo enfoque de promoción a las energías renovables, se emite el Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables – DL-1002-2010, se fija una meta de participación de recursos renovables no convencionales del 5% en los próximos cinco años, y se brinda a estas tecnologías prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el COES, asumiendo sus costos variables igual a cero en el ejercicio de despacho económico.

Mucho después, con el Decreto Supremo N° 024-2013-EM, se establece que para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme se determina conforme al procedimiento COES correspondiente, aprobado por Osinergmin, con lo cual se incluyó en el PR-26 COES “Calculo de la Potencia Firme”, que estas tecnologías tendrían potencia firme igual a cero, con lo cual no tendrían opción de participar en el Mercado de Contratos.

Sin embargo, en agosto del 2019 se publicó la modificación del PR-26 del COES, dándole a las centrales RER que utilizan la tecnología eólica, solar o mareomotriz, la capacidad de tener Potencia Firme, en proporción a su energía aportada en las 6 horas de punta (17:00 – 23:00). Esta norma brinda a las centrales integrantes del SEIN eólicas y solares, una potencia firme de aprox. 61% y aproximadamente 1%, de su capacidad nominal, respectivamente.

Para el caso de centrales eólicas, solares y mareomotriz la energía firme se calcula como el promedio aritmético de energía producida en los último 5 años; y, las que no cuentan con información histórica, esta se completa con la energía adjudicada, en caso el proyecto provenga de una subasta RER; y, en caso contrario, considerando el factor de planta estadístico de la central, o en caso sea una central nueva, se considera el factor de planta promedio de todas las centrales del SEIN de la misma tecnología (PR-13\_Determinación de la Energía Firme y Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida, 2015, pág. 7)

En cualquier caso, los generadores solares y eólicos provenientes de las subastas de energía que reciben pagos por potencia, se les resta del cálculo de la prima para completar los ingresos garantizados de la subasta, es decir, no se modifica el flujo de ingresos del proyecto. Sin embargo, el reconocimiento de potencia firme, sobre todo para las eólicas, es un buen avance para brindar competitividad de esta tecnología e incentivar el ingreso de nuevas centrales eólicas sin considerar los mecanismos de subastas de energía.

Hace poco, la sentencia de Acción Popular emitida por la Corte Suprema de Justicia de la República / Sala de Derecho Constitucional y Social Permanente en el expediente No. 28315-2019-Lima, declaró nulo el Decreto Supremo No. 043-2017-EM, que contenía disposiciones para la determinación del precio del gas natural utilizado por las centrales termoeléctricas, y ordenó al Estado peruano emitir un nuevo reglamento al respecto, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Supremo No. 039-2017-EM. El Gobierno emitió el Decreto Supremo No. 031-2020-EM, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 19 de diciembre de 2020, que delega al COES la formulación de nuevos procedimientos para la aplicación de Sentencia señalada.

El nuevo PR-31, Cálculo de Costos Variables para Plantas Térmicas, indicó que los precios del gas natural para el cálculo de costos variables; y, por tanto, para el cálculo de los costos marginales, serán la suma de los precios de suministro, transporte y distribución, todos auditados (reales) mensualmente; y, la aplicación de este nuevo procedimiento tiene un impacto directo en el cálculo del costo marginal, los cual desde el 01 julio 2021 están por arriba de los 24 US\$/MWh, lo que genera un mejor escenario para el ingreso de las fuentes de generación renovables no convencionales.

### **3.2.1.1 Contratos de Suministro**

Una central eléctrica puede celebrar contratos en firme a largo plazo a un precio fijo, ya sea con grandes usuarios industriales y / o distribuidores. En este último caso, el generador puede obtener un precio fijo de contrato siempre que el contrato se adjudique mediante una licitación pública realizada por el distribuidor. Si el contrato se negocia en forma privada, el precio del contrato tiene como máximo la tarifa regulada de barras colectoras establecida anualmente por el Osinergmin. El generador puede contratar hasta su Potencia Firme y Energía Firme.

El generador eléctrico tiene la capacidad de generar ingresos mediante dos mercados:

### 3.2.1.2 Mercado físico.

Las transacciones físicas se realizan en dos conceptos eléctricos denominados Energía y Potencia, los cuales los Generadoras entregan al SEIN a través de un mercado eléctrico denominado, pool obligatorio. El despacho de energía inyectada al SEIN lo realiza el COES bajo un triángulo operacional con criterios de mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, por medio de un software especializado llamado Yupana<sup>3</sup> desarrollado para la gestión del “Mercado Corto Plazo”.

### 3.2.1.3 Mercado financiero.

Los retiros de Energía y Potencia se asignan a las Generadoras en función a los compromisos que estos han asumido con sus Clientes, los cuales pueden ser las Distribuidoras o los Clientes Libres, y de forma paralela este Generador vende esa Energía y Potencia a través del Mercado de Contratos, a este ejercicio se le denomina transacciones financieras.

## 3.2.2 *Mix de generación eléctrica*

El mix de generación eléctrica es una representación cuantitativa de toda la energía disponible en diferentes tipos de fuentes de generación, las cuales serán transformadas, distribuidas y consumidas por los usuarios finales. El planeamiento estratégico de cada país, deber tomar en cuenta el análisis y proyección de la evolución del mix de generación como un pilar estratégico.

Además, es importante mencionar que el mix de generación eléctrica con una adecuada planificación tiene que considerar el uso sostenible, racional y eficiente de los recursos naturales con los que cuenta cada país.

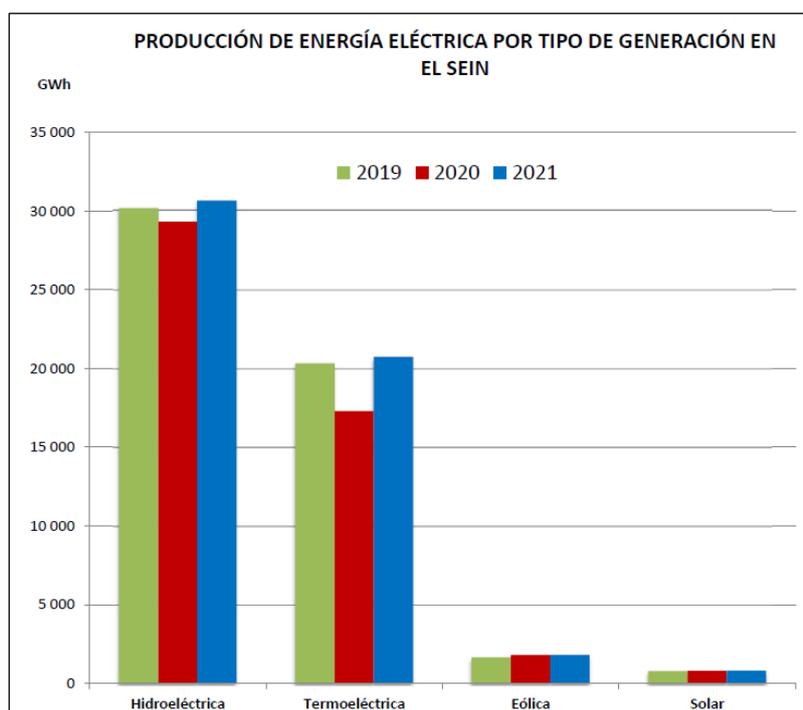
---

<sup>3</sup> Elaborado en un entorno GAMS, que resuelve el problema de despacho minimizando el costo total de operación de corto plazo mediante la descomposición de Benders.

En el caso del sector eléctrico del Perú, el mix de generación eléctrica se compone básicamente por 2 fuentes de generación, la hidroeléctrica y la termoeléctrica, en la figura 13 se muestra el total de energía producida por tipo de recurso.

**Figura 3.3**

*Producción del SEIN por tipo de recurso*

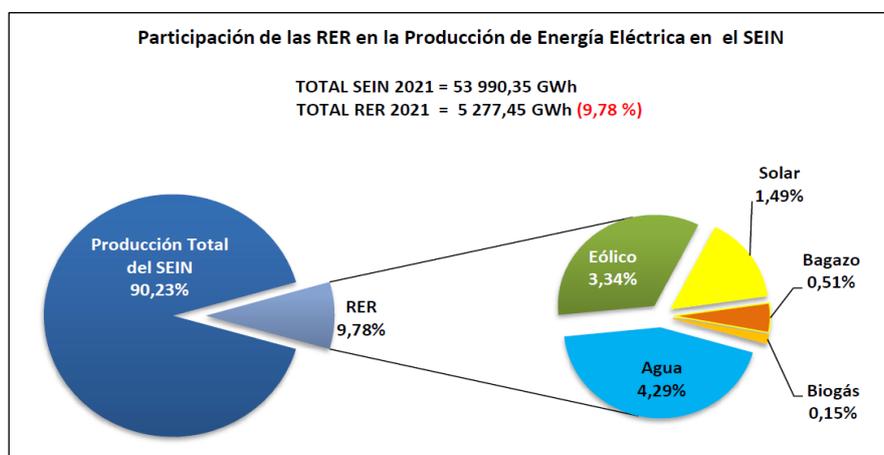


*Fuente: Informe de la Operación Anual del SEIN (COES, 2021)*

La participación de las energías renovables se ha incrementado con el paso de los años en el mix de generación; sin embargo, aún sigue sin superar el 10% de la producción nacional de energía eléctrica. En la figura 14 se detalla su participación en la producción de energía eléctrica.

**Figura 3.4**

*Participación de las RER en la Producción de Electricidad en el SEIN - 2021*



Fuente: Informe de la Operación Anual del SEIN (COES, 2021)

De la Figura anterior, se muestra que la producción de energía eólica y solar representaron el 4.83% de la generación total del SEIN en el 2021; sin embargo, se estima que su producción se incrementará debido a la disminución de costos de inversión y algunos incentivos regulatorios. En la tabla 2 se aprecia la producción de energía por fuente y área geográfica

**Tabla 3.1**

*Producción de Energía por fuente y área geográfica - 2020*

ÁREA	+PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (GWh)					TOTAL
	HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	SOLAR	EÓLICA	IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR	
NORTE	3,463.37	907.33		551.71	43.01	4,965.42
CENTRO	23,171.58	19,773.91	0.98	1,248.93		44,195.39
SUR	4,029.46	42.14	800.94			4,872.54
TOTAL	30,664.41	20,723.38	801.92	1,800.64	43.01	54,033.36

Fuente: Estadística de Operación 2021 (COES, 2021)

De la tabla anterior, se aprecia que el área Centro del SEIN es la que concentra la mayor cantidad de producción de energía, 81.8% de la generación total. Además, casi el 100% de energía solar proviene del área sur y el 69.4% de energía eólica proviene del área centro.

En la siguiente tabla se detalla la potencia efectiva por recurso energético y área operativa, donde se concluye que la mayor cantidad de centrales de generación se encuentra en el centro (64,4%) y se aprecia la dependencia del gas de Camisea en esta zona.

**Tabla 3.2**

*Potencia Efectiva por tipo de generación - 2021*

POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN A DICIEMBRE 2021 (MW)					
ÁREA	HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	SOLAR	EÓLICA	TOTAL
NORTE	617.39	783.09		150.75	1,551.23
CENTRO	3,950.57	4,080.37	1.30	261.45	8,293.69
SUR	660.72	2,054.81	280.98		2,996.52
TOTAL	5,228.69	6,918.27	282.28	412.20	12,841.44

Fuente: Estadística de Operación 2021 (COES, 2021)

De la tabla anterior se aprecia que, así como la producción de energía se concentra en la zona centro del país, la capacidad disponible de generación también se concentra en la zona centro del país, evidenciando la necesidad de descentralizar la generación.

### 3.3 Dimensiones/Pilares necesarios para el sistema

Las Naciones Unidas considera el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos, como un objetivo de desarrollo sostenible (ODS), y asu vez este ODS esta vinculado a otros ODS. Esta es una de las razones en la que el World Economic Forum

monitorea la transición energética global hacia un sistema con características multidisciplinares de sostenibilidad, competitividad y seguridad, las cuales pueden medirse de forma aislada, pero deben ser analizadas en conjunto para la toma de decisiones.

La transición energética tiene una amplia definición, y un enfoque en todas las disciplinas y actividades del país; sin embargo, para este caso de estudio vamos a centrarnos en la penetración de energías renovables eólica y solar como parte de la transición energética en la actividad de generación de electricidad en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

### ***3.3.1 Competitividad***

Existen varios textos con definiciones e interpretaciones que interrelacionan el concepto de energía al desarrollo y crecimiento económico en base a múltiples indicadores según el entorno de evaluación, pero la conclusión es la misma, una relación directamente proporcional entre energía y desarrollo y crecimiento económico, denominado “Competitividad”.

Las escuelas de economistas ecológicos indican que la productividad tiende a aumentar principalmente por las innovaciones, que surgen del mayor consumo de energía; y estas innovaciones para aumentar la productividad solo se pueden hacer al permitir el uso de más energía. Por lo tanto, se asume que el principal motivo del crecimiento económico es el uso de la energía de manera creciente (Tay Bayramoglu & Yildirim, 2017).

Asimismo, la energía es la sangre de la economía y es uno de los insumos más importantes para casi todos los bienes y servicios, pero solo si esta energía tiene precios asequibles y estables, impulsa el crecimiento económico (WEF, 2012).

En una visión de país, la contribución al sistema energético por la dimensión de competitividad toma como indicadores la asequibilidad de los servicios energéticos para los hogares, el impacto de los precios de la energía en la competitividad de la industria, las implicaciones de los subsidios a la energía y la dependencia de exportaciones de energía para

ingresos públicos (Vijay Singh, Bocca, Gomez, Dahlke, & Brazilian, 2019). Sin embargo, estos indicadores con sus respectivos pesos son variables, a medida que la transición energética vaya evolucionando. A continuación, se muestra los indicadores y pesos usados por el WEF para dimensionar de manera ponderada al pilar de Competitividad en un enfoque de país desde la perspectiva del Fostering Effective Energy Transition 2021, comparados con los indicadores relacionados y utilizados por el FEET 2019, en el cual cambia la metodología de análisis por motivos de: i) evidenciar el aumento de urgencia del cambio climático; y, ii) utilizar de mejor manera las fuentes de información.

**Tabla 3.3**

*Indicadores y Ponderaciones para la medición de Competitividad*

Crecimiento y Desarrollo Económico			
FEET -2021 and 2020	FEET 2019		
Contribución del PBI (20%)	Exportaciones de Combustibles, % PBI (10%)	Importaciones de Combustibles, % PBI (10%)	Subsidios energéticos, % PBI
Costo de Externalidades (20%)	Costo de Externalidades, % PBI (20%)		
Subsidio de Combustibles Fósiles (20%)	Subsidios Energéticos, % PBI (20%)		
Competitividad Industrial (20%)	Precio de Electricidad Industrial (10%)	Precios de Gas al por mayor (10%)	
Asequibilidad (20%)	Precios de la electricidad doméstica (20%)	Subsidios energéticos, % PBI	

Fuente: Elaboracion propia con informacion del World Energy Outlook (World Economic Forum, 2021).

Del cuadro se percibe que los conceptos de precios de energia y subsidios energeticos representan el 50% del peso total de los indicadores en el pilar de Competitividad a nivel pais; y, representaria casi el 100% del peso total de este pilar en una evaluacion enfocada en la penetracion de energias renovables no convencionales dentro del SEIN.

Asimismo, el efecto “rebound” o “take-back”, consiste en que la eficiencia energética lleva a menores precios de la energía y este a más consumo de energía; que a su vez impacta en un crecimiento económico mucho mayor. Adicionalmente, si se usa nuevas tecnologías energéticamente eficientes que afecten el nivel de sustitución de los combustibles fósiles por insumos de energía alternativa, la compensación entre energía y crecimiento puede volverse menos severa. De esta manera, el crecimiento económico no puede verse afectado negativamente, cuando el consumo de energía cae debido al aumento de la eficiencia energética (Tay Bayramoglu & Yildirim, 2017).

En el enfoque del mercado eléctrico, la tarifa de electricidad a usuario final o industrial es uno de los indicadores más importantes de una economía, debido que afecta directamente el presupuesto de los hogares y los costos de producción de las empresas e industrias.

El sector eléctrico peruano comprende un mercado regulado y otro libre, pero ambos consideran precios de generación, transmisión y distribución. La diferencia es que en el mercado regulado se tiene un precio de generación regulado no negociable y en el mercado libre se tiene un precio de generación negociable. Además, para la negociación de estos precios en contratos futuros, el costo marginal del mercado de corto plazo es un indicador importante; lo que en menor medida es para los contratos entre las generadoras y las distribuidoras (BCR, 2019). Sin embargo, en el mercado eléctrico peruano el factor de competencia para las

licitaciones de largo plazo entre distribuidoras y generadoras es el precio de energía a ofertar el cual tiene una relación directa con el costo marginal de largo plazo que los agentes puedan percibir del mercado o estimar con herramientas computacionales. Adicionalmente, este precio de energía ofertado tiene que tener coherencia con el costo de energía de desarrollo y el costo necesario para obtener un determinado retorno sobre el capital invertido, los cuales pueden medirse con el Costo Nivelado de Energía (LCOE), el cual dependen del tipo de tecnología, financiamiento, factor de planta, impuestos, entre otros.

Desde el punto de vista de los subsidios a energías renovables no convencionales, en el mercado eléctrico peruano se utilizó como incentivos mecanismos tarifarios y de regulación considerando feed-in-tariff, licitación centralizada y planificación, que tiene como consecuencia la creación de una prima por generación RER, que es una contraprestación por la externalidad positiva que causa a la sociedad y se financia con sobrecargos en el servicio de transmisión eléctrica, a cargo de los usuarios finales.

### ***3.3.2 Seguridad energética***

Desde la primera crisis energética, el concepto de seguridad energética ha ido cambiando, es decir, se comenzó a conceptualizar el término a mediados del siglo XX. En ese entonces, quien poseía el recurso tenía el control sobre los demás, y para esos años la principal fuente energética que incluso aún lo es actualmente, es el petróleo. Entonces, que pasaría si esta fuente de energía se agotase, quienes serían los perjudicados. Es así como se recuerda la crisis del petróleo del 1973 y los problemas que a principios de ese siglo eran sobre soberanía y geopolítica de carácter militar, ahora se trasladan al sector civil. Por lo tanto, la agencia internacional de energía en esos años se enfocó en resolver los problemas del suministro del petróleo, que como se sabe son pocos los países que la producen y que se autoabastecen. A partir de esos años, el problema de seguridad energética paso de ser de quien controla ese

recurso a que tan vulnerable es. Para lograr contrarrestar esa vulnerabilidad se necesitaba realizar diversas inversiones, entonces surge otro problema, el financiero. Es decir, la seguridad cuesta y para tratar de optimizar y lograr superar las vulnerabilidades de una matriz energética se opta por técnicas de planificación, que garanticen el máximo aprovechamiento de los recursos con los precios óptimos.

Actualmente la agencia internacional de energía define la seguridad energética como la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible. Además, separa los problemas energéticos para el corto y largo plazo, el corto plazo se basa en la habilidad del sistema en reaccionar ante los cambios rápidos que se den entre el balance de oferta y demanda de energía. El del largo plazo, se basa en determinar la inversión necesaria de suministro de energía teniendo en cuenta las necesidades de desarrollo económico y ambientales.

La seguridad energética se puede analizar bajo 3 perspectivas, la de soberanía, robustez y resiliencia. La primera es de vital importancia, por ejemplo, a los países de Europa que dependen energéticamente de otros países que exportan su materia prima; la robustez se refiere a cuánto puede soportar un país las diferentes contingencias de carácter energético sin dejar de suministrar energía; por último, la resiliencia se refiere a la capacidad de respuesta ante los cambios bruscos de oferta y generación en materia energética de un país.

Algunos países como Reino Unido asocian el término de seguridad energética al acceso a los servicios energéticos y a que los precios no sean volátiles; en Chile se busca descentralizar la producción y que esta tenga un precio razonable y que favorezca la competitividad. Entonces, el concepto de seguridad energética, si bien es cierto, puede tener diferentes aplicaciones para los diferentes países, pero a final de cuentas tiene el mismo fin, lograr una robustez del suministro, buscando la máxima eficiencia y generando competitividad teniendo en cuenta al medio ambiente y el impacto de las decisiones que se tomen en materia de seguridad energética.

Diversos autores analizan como se debe medir la seguridad energética, con la finalidad de poder tomar decisiones antes de que sea demasiado tarde y se incurra en elevados precios o en el peor de los casos, la restricción del suministro. Los autores determinan los diversos riesgos que puedan afectar el suministro de energía de un país, por ejemplo, fenómenos naturales, factores económicos, factores geopolíticos. Entonces los análisis que se realizan se intensifican cuando se tiene ya una crisis ya sea por causas geopolíticas o escasez que den lugar a un aumento de precios desmesurados. De acuerdo con (Stirling, 1994, págs. 195 - 216), indica que no se puede cubrir todos los riesgos en relación con la seguridad energética, por lo tanto, se debe de diversificar la matriz energética lo máximo que sea posible.

Es importante para el análisis de seguridad energética, saber distinguir la dependencia energética de la vulnerabilidad energética, es decir, un país puede ser netamente dependiente energéticamente, pero tiene baja vulnerabilidad energética que un país con alta independencia energética. Esto se da gracias a las decisiones en materia de política energética que sirven para afianzar una seguridad energética en diferentes horizontes y escenarios a pesar de no contar con suficientes recursos debido a su ubicación geográfica.

Diversos países optan por diseñar estrategias de seguridad energética para el corto y el largo plazo. Se busca reducir la dependencia energética maximizando la producción local de hidrocarburos, prevenir el impacto de eventuales interrupciones, maximizar la eficiencia en la cadena de valor, desarrollar redes confiables y descarbonizar el suministro.

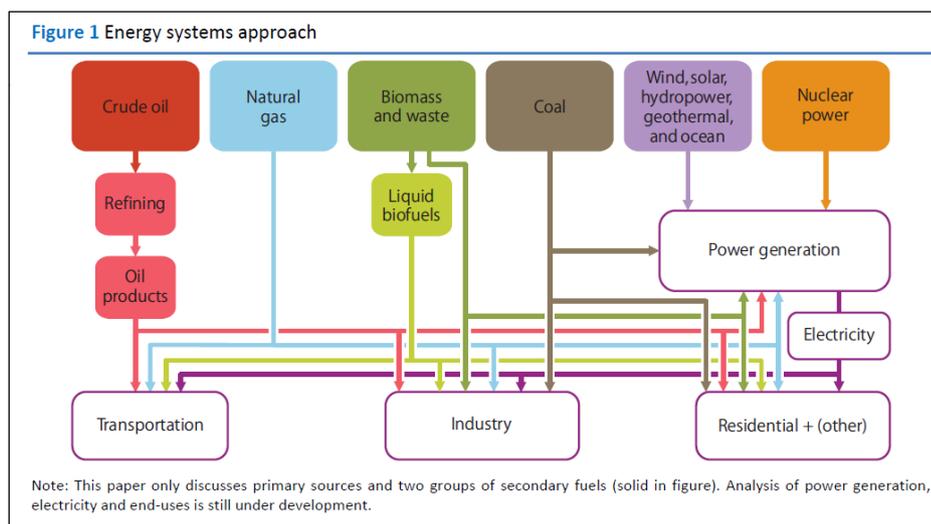
Las metodologías para los análisis del corto y largo plazo son diversas; sin embargo, las más citadas en el caso del corto plazo es la de la agencia internacional de energía, el modelo MOSES (Modelo de seguridad energética del corto plazo) y para el largo plazo el modelo de Sovacool y Mukherjee (Sovacool & Mukherjee, 2011).

La metodología MOSES se basa en diagnosticar que países son los más resilientes y menos riesgosos en materia de seguridad energética, este modelo se realiza con indicadores

cuantitativos que reflejan los riesgos de interrupciones de suministro y la resiliencia de sus sistemas. La metodología abarca 7 fuentes de energía primaria y 2 fuentes de energía secundaria, sin embargo, la AIE ya trabaja para añadir al análisis: la electricidad y su uso final. El resultado final es mostrar como las vulnerabilidades de diversos sistemas energéticos puedan afectar los servicios energéticos, y a partir de ahí, se puedan tomar decisiones para sobrellevarlo.

### Figura 3.5

#### *Enfoque del Sistema Energético*



Fuente: The IEA Model of Short-term Energy Security (Jewell, 2011)

La metodología para el largo plazo se basa en 5 dimensiones: disponibilidad, asequibilidad, desarrollo tecnológico, sostenibilidad y regulación. Estas se asocian a 20 componentes, los cuales se catalogan por 320 indicadores simples y 52 indicadores complejos. Toda la información ha sido documentada a través de entrevistas, workshops, reuniones, congresos, etc. Finalmente, el resultado de estos indicadores se puede comparar con el desempeño de seguridad energética de otros países, esto permite tomar decisiones a futuro

debido al gran detalle que se alcanza con esta metodología por la gran cantidad de variables que cuenta la metodología.

### Tabla 3.4

#### *Dimensiones, Valores y componentes de la Seguridad Energética*

**Table 1**  
Energy security dimensions, values, and components.

Dimension	Explanation	Underlying Values	Components
Availability	Having sufficient supplies of energy. Being energy independent. Promoting a diversified collection of different energy technologies. Harnessing domestically available fuels and energy resources. Ensuring prudent reserve to production ratios	Self sufficiency, resource availability, security of supply, independence, imports, variety, balance, disparity	Security of Supply and Production Dependency Diversification
Affordability	Producing energy services at the lowest cost, having predictable prices for energy fuels and services, and enabling equitable access to energy services.	Cost, stability, predictability, equity, justice, reducing energy poverty	Price Stability Access and Equity Decentralization Affordability
Technology Development and Efficiency	Capacity to adapt and respond to the challenges from disruptions, researching and developing new and innovative energy technologies, making proper investments in infrastructure and maintenance. Delivering high quality and reliable energy services.	Investment, employment, technology development and diffusion, energy efficiency, stockholding, safety and quality	Innovation and Research Safety and Reliability Resilience Efficiency and Energy Intensity Investment and Employment
Environmental and Social Sustainability	Minimizing deforestation and land degradation, possessing sufficient quantity and suitable quality of water, minimizing ambient and indoor pollution, mitigating GHG emissions associated with climate change, adapting to climate change.	Stewardship, aesthetics, natural habitat conservation, water quality and availability, human health, climate change mitigation, climate change adaptation.	Land Use Water Climate Change Pollution
Regulation and Governance	Having stable, transparent, and participatory modes of energy policymaking, competitive markets, promoting trade of energy technology and fuels, enhancing social and community knowledge about education and energy issues	Transparency, accountability, legitimacy, integrity, stability, resource curse, geopolitics, free trade, competition, profitability, interconnectedness, security of demand, exports	Governance Trade and Regional Interconnectivity Competition and markets Knowledge and Access to Information

Fuente: Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach

(Sovacool & Mukherjee, 2011)

### 3.3.3 *Sostenibilidad ambiental*

El concepto de sostenibilidad ambiental no es reciente ni de las décadas pasadas, sino que se ha manifestado desde hace siglos, sin embargo, ha tomado notoriedad en las últimas décadas. En las épocas de la revolución francesa e industrial diversos autores comenzaron a escribir sobre el descontrol poblacional y las consecuencias que se tendrían en los siglos futuros, el autor Thomas Malthus ya avizoraba en esa época que un crecimiento de la población

tendría consecuencias terribles relacionada a la escasez de recursos y esto traería miseria. Ante ello, se comenzó a realizar críticas y tratar de construir una sociedad con estrategias de control poblacional con la finalidad de otorgar una mejor calidad de vida. También existían algunos autores que indicaban lo contrario, indicando que se tendría una sociedad más equitativa y por ende mejores beneficios económicos. Luego aparecieron autores como Mary Shelley que en 1826 creó una obra sobre los riesgos de una catástrofe ambiental global por el cambio climático; Jhon Stuart Mill, notable filósofo inglés indica que los límites de la productividad llevan a un límite del crecimiento económico que disminuye conforme se va alcanzando los límites y esto en consecuencia impacta en los niveles de calidad de vida de las personas.

A finales del siglo XIX en Estados Unidos se originaron movimientos ambientalistas que buscaban la preservación del medio ambiente ante el inminente progreso (actividades económicas, consumo, demanda, etc.). Sin embargo, la contraparte de estos movimientos ambientalistas buscaban la explotación de recursos de manera eficiente. Por el lado de Europa a mediados del siglo XX, no se tuvo ese incremento poblacional que se mencionaba en los siglos pasados, esto se debe a la emigración de europeos hacia los países colonizados o conquistados que se tuvo en el siglo XIX y también debido a la alta tasa de mortalidad que se tuvo por las guerras mundiales.

Ya en el pleno siglo XX Paul Ehrlich sostuvo que, el consumo es la causa mayor del impacto mundial sobre el medio ambiente. También en esa época, Herman Daly sostuvo que la biosfera tiene un límite para absorber los desechos y contaminantes generados por la actividad económica. Inclusive un presidente de los estados unidos mostró preocupación en la década de los 70's, James Carter, e indicó que ante la crisis energética de esa época se debería de buscar fuentes renovables y que en el nuevo siglo si es que no se realiza ningún cambio se tendría un planeta más poblado, contaminado, y vulnerable. Finalmente, llamo a los diversos países del mundo a que tomen acciones para frenar este avance del cambio climático.

En la conferencia de naciones unidas sobre el medio ambiente de 1972 en Estocolmo, se colocó por primera vez como agenda internacional los problemas ambientales como asuntos críticos para el desarrollo. Hasta ese entonces se manifestaba que los temas ambientales eran solo un lujo que podían permitirse los países ricos. Ya en el 1980 surge el termino desarrollo sostenible, cuyo significado expresaba no comprometer el bienestar de la población en un futuro. En 1983, se publica el informe Brundtland, en el cual se exponía la problemática de como afrontará el mundo en el próximo siglo, el doble de la población actual con el mismo medio ambiente. Finalmente, en la década del 90 es donde las naciones toman mayor conciencia sobre los temas ambientales y acuerdan diversas metas a mediano plazo para la conservación del medio ambiente, se dan las cumbres de Rio, el protocolo de Kyoto, y ya en la década del 2000 el acuerdo de París, etc.

A pesar del compromiso de una gran parte de naciones de frenar o desacelerar el calentamiento global y que no repercuta agresivamente en el ecosistema que les toque vivir en las siguientes generaciones, actualmente el avance no es el esperado para alcanzar las metas establecidas, se necesita acelerar la transición energética para poder alinearnos al rumbo proyectado.

De acuerdo con el World Economic Forum 2021, la sostenibilidad ambiental se rige bajo ciertos indicadores como lo son: emisiones de carbono per cápita, intensidad del carbono, intensidad de la energía y polución o contaminación del aire. El WEF señala que se tiene un decaimiento de la intensidad energética en relación con las décadas pasadas, esto significa que se está produciendo una unidad de producto bruto interno, pero con menos energía, es decir, estamos siendo más eficientes. Esto también permite disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>, mejora de calidad del aire y reducción de costos de energía. Sin embargo, esto no es suficiente si no se logra disminuir la intensidad del carbón, que actualmente sigue siendo constante en la última

década, esto es así debido al gigante asiático y que su principal fuente de energía continúa siendo el carbón.

Mientras que la energía a base del carbón siga siendo más competitiva que otras tecnologías renovables, los gigantes asiáticos no optarán por el cambio de parque de generación. Entonces, se debe de tomar medidas al menos al mediano plazo para el retiro de estos activos ligados al carbón, ya que es cuestión de tiempo que las energías limpias se vuelvan más competitivas y atractivas que ahora y motiven el cambio en esos países. Este aspecto de la intensidad del carbón es vital para dar un giro de 180 grados en relación con las metas sostenibilidad ambiental en las próximas décadas.

Como se mencionaba en los párrafos anteriores, se ha tenido diversas cumbres, congresos, acuerdos internacionales, compromisos, de ahí 8 de las 10 grandes economías del mundo se han comprometido a lograr emisiones neutras al 2050. Sin embargo, la inversión necesaria para acelerar este cambio o transición energética no se materializa al 100%, por ende, no se tiene los avances esperados, los cambios significativos de algunos países no mueven la balanza en relación con el problema global con el medio ambiente. El WEF señala que las inversiones en energía limpia y eficiencia energética deben de aumentar en un factor de 6 veces para el 2050, en comparación al 2015, esto es con la finalidad de limitar el calentamiento global a 1.5°C.

### **3.4 Política energética del Perú**

El principal antecedente de la política energética nacional en el Perú tuvo lugar con la publicación del Decreto Supremo N° 64-2010-EM, mediante el cual se establecen 9 objetivos que tienen como visión contar con un sistema energético confiable, regular, continuo, eficiente y que promueva el desarrollo sostenible. Estos objetivos se enfocan en contar con una matriz energética diversificada, el acceso universal a la energía, lograr el mínimo impacto ambiental

y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, desarrollar la industria del gas natural, fortalecer la institucionalidad y lograr la integración de mercados energéticos en la región (DS N° 064-2010, 2010).

La política energética nacional establece los lineamientos de parte del estado para satisfacer los requerimientos energéticos de la sociedad teniendo en cuenta la sostenibilidad de las soluciones en un horizonte determinado, tanto en el corto, mediano y largo plazo. Esta política energética delimitará con sus decisiones el planeamiento energético de un sistema; por lo tanto, es muy importante que los lineamientos se sustenten de acuerdo con los recursos naturales disponibles de un país, por ende, el análisis técnico y económico es vital para satisfacer las necesidades básicas de la población a precios competitivos, con una energía segura, y amigable con el medio ambiente. Estos lineamientos se deben establecer en una entidad que permita la no vulnerabilidad de cualquier agente interno o externo, es decir, que no sea susceptible a conflictos políticos y que permanezca firme en sus objetivos. De lo contrario, se tendrían diversos cambios en el transcurrir del tiempo, que harían variar el rumbo de la hoja de ruta; y, por ende, no se cumplirían los objetivos planteados en los tiempos establecidos, esto genera sobrecostos en materia energética, que a final de cuentas es asumida por todos los usuarios.

Es importante enfatizar que la ruta de la política energética nacional no debe verse alterada por los diversos gobiernos que transitaran en el horizonte de aplicación de la política energética nacional. De otro lado, una vez fijado los objetivos, estos deben ser flexibles en el sentido de poder adaptarse a las tendencias mundiales en relación con los nuevos descubrimientos y tecnologías, por lo que, se debe revisar y replantear cuando sea necesario.

Dentro del planteamiento de las políticas energéticas se tiene que realizar en primer lugar el diagnóstico de la situación actual, y sobre ello saber a dónde se quiere aspirar en los horizontes establecidos por las entidades competentes en materia energética, de acuerdo con

estos 2 puntos se plasmaran estrategias, pasos, etapas o hitos para lograr cumplir con lo planteado en los tiempos establecidos (Oxilia & Blanco, 2016).

Es importante saber reconocer los conceptos de planificación y política energéticas nacional y no confundirlos. La planificación energética nacional es un instrumento para lograr las políticas energéticas nacionales, es decir, en la planificación se desarrollará toda la parte técnica, social, económica de las políticas energéticas, sin embargo, estarán delimitadas con los objetivos de las políticas energéticas nacionales, ya que estas miran el desarrollo socioeconómico del país en un horizonte de largo plazo considerando la sostenibilidad de las propuestas.

Actualmente, en diversos países las políticas energéticas buscan la competitividad para brindar precios justos a la población; también es importante desarrollar todos los objetivos de política energética logrando la mínima reducción de emisiones para fortalecer la lucha contra el cambio climático; además, en su aplicabilidad se brinda bastante énfasis en el fomento de fuentes renovables debido a su bajas emisiones de CO<sub>2</sub>; y finalmente concientizando a los usuarios sobre la importancia del consumo y gestión de la demanda.

Uno de los objetivos de Latinoamérica, es la integración regional, con esto se busca el aprovechamiento de los recursos naturales de toda la región de la forma más optima posible, la geografía de los distintos países hace que los recursos sean regionalmente complementarios, y del análisis que se realice a largo plazo se debería de establecer pautas para el aprovechamiento de dichos recursos energéticos mediante construcción de gaseoductos, líneas de transmisión, etc. Estos lineamientos regionales se tienen que interiorizar por cada gobierno en las políticas energéticas nacionales.

Las políticas energéticas nacionales se establecen para cada subsector y estas a su vez se integrarán y complementarán para lograr los objetivos a corto, mediano y largo plazo. En el subsector electricidad se aprecia que la demanda ha tenido un estancamiento por la pandemia

y recién en los últimos meses se está recuperando a los niveles del 2019, según lo reportado por el COES en el informe del diagnóstico 2023-2032 se espera un crecimiento promedio del 3%, por el lado de la producción de energía eléctrica se tiene un margen de reserva del 35% hasta el 2024; sin embargo, a partir del 2026 se tendrá requerimientos de oferta de generación y esto puede agravarse de no entrar en operación el gaseoducto sur peruano. Por el lado del sector hidrocarburos líquidos, se tiene una agenda bastante recargada por el lado de la exploración y producción debido a que se produjo 39,677 BPD en el 2020 frente a los 52,984 BPD del 2019. Por el lado del gas natural, se tiene una producción promedio de 1300 MMMpc/D; sin embargo, existe una agenda bastante recargada por el lado de la transmisión y distribución de gas natural, los proyectos como el gaseoducto del sur peruano, el proyecto de masificación de las 7 regiones tienen que acelerarse su adjudicación para masificar aún más el gas natural en todas las regiones y reducir la dependencia del petróleo; además, es importante que el estado intensifique los incentivos necesarios para masificar el gas natural en las zonas de concesiones actuales de distribución de gas natural.

Los objetivos primordiales de las políticas energéticas y así como también se manifiesta en el plan energético 2015-2024; son en primer lugar, contar con un abastecimiento energético competitivo; en segundo lugar, lograr la seguridad y el acceso universal al suministro energético; y finalmente, lograr el mínimo impacto ambiental y disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> (MINEM, 2014).

### ***3.4.1 Planeamiento eléctrico***

El planeamiento del sistema eléctrico nacional enmarca una hoja de ruta para los horizontes del corto, mediano y largo plazo en relación con la oferta y demanda, a partir de ahí se establece las necesidades de redes de transmisión y los servicios complementarios. Lo anterior trae de paso el fomento de la inversión y ende el empleo y el crecimiento económico del país en ese sector, sin embargo, en la actualidad no se tiene un planeamiento independiente

que involucre diversos agentes del estado, en primer lugar, no existe una hoja de ruta energética a largo plazo, tampoco no lo existe por el lado de la demanda, toda inversión en el sistema eléctrico se brinda a condición, es decir, cuando los inversionistas requieran alguna conexión al sistema interconectado nacional o el sistema pida algún elemento adicional a la red. El único plan de expansión del sistema eléctrico que se tiene nivel nacional es el Plan de Transmisión, sin embargo, es insuficiente para trazar una hoja de ruta energética a largo plazo.

### ***3.4.2 Plan de transmisión***

El plan de transmisión nace de la ley N° 28832 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, en esta ley se establece que el COES es el encargado de planificar el desarrollo de la transmisión en el SEIN, y se realizará cada 2 años con un horizonte no mayor a 10 años. El encargado de aprobar el plan de transmisión es el ministerio, pero el encargado de revisar las políticas y criterios es el Osinergmin, los resultados del plan de transmisión son vinculantes, es decir, proyectos que tendrán que realizarse en el periodo establecido (Ley 28832, 2006).

Mediante decreto supremo N°27-2007-EM se establece el “Reglamento de la Transmisión”, en el cual se detalla los objetivos, alcances, contenido del plan de transmisión, el informe del diagnóstico del SEIN y el proceso de la elaboración del plan de transmisión.

En la resolución ministerial N°129-2009-MEM, se establece el horizonte de estudio del plan de transmisión e informe de diagnóstico a 10 años, la entrega de información de parte de los agentes al COES con la finalidad de desarrollar el plan de transmisión, los criterios técnico-económicos y los criterios y metodología de la proyección de demanda y expansión de la oferta de la generación (DS N° 027-2007-EM, 2007).

Como se puede observar, estas normas y procedimientos han dado lugar a diversos planes de transmisión hasta la fecha, y de ellos han salido diversos proyectos que ha permitido

reforzar la red del SEIN que inicialmente se componía de radiales hacia el norte o sur, el día de hoy tenga corredores redundantes de líneas de transmisión con un nivel de tensión de 500kV. Además, con los proyectos vinculantes del plan de transmisión se ha mejorado la respuesta del SEIN ante condiciones de contingencia N-1 e inclusive N-2, es decir, actualmente diversas zonas del SEIN cumplen con dicho criterio y no se tendría interrupción de suministro alguno de presentarse algún evento o perturbación en dichos activos (RM-129-2009-EM-DM, 2009).

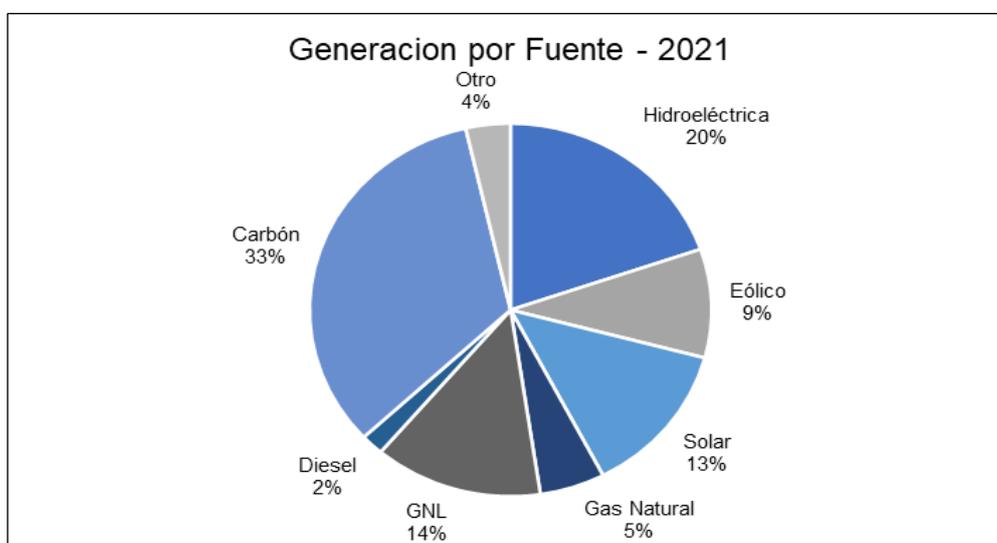
### 3.5 Penetración de ERNC en otros mercados.

#### 3.5.1 Chile

La producción de energía anual de Chile al 2021 fue de 81.5GWh, esto equivale a un 51% más de la energía anual en el Perú. Asimismo, en el 2021 la participación de producción renovable fue de 42%, destacando la producción hidroeléctrica con 20% y la solar con 13%. Sin embargo, la matriz de generación chilena todavía tiene una dependencia del carbón equivalente al 33%, como se puede ver en la siguiente figura.

**Figura 3.6**

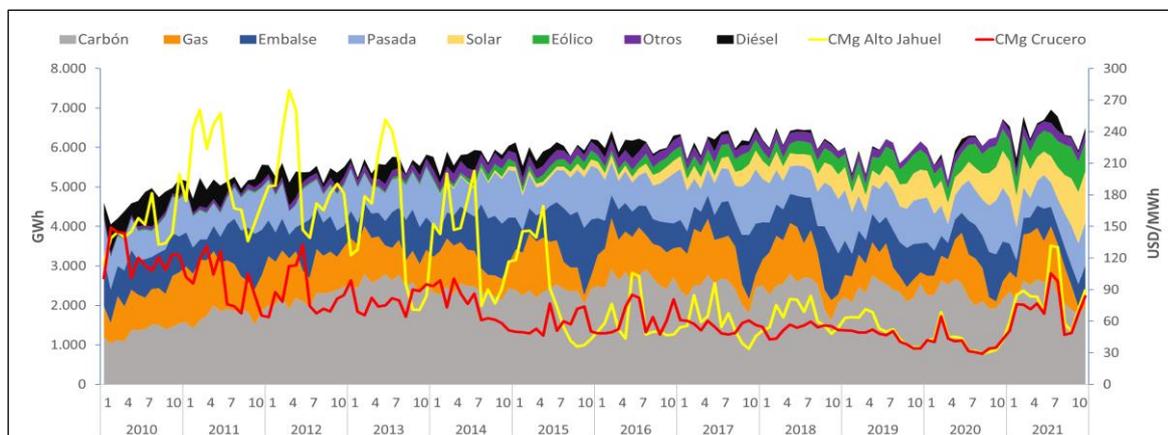
*Generación eléctrica por fuente en Chile - 2021*



Fuente: Elaboración propia con información de (Systep, 2021)

**Figura 3.7**

*Evolución de la producción por fuente y Costo marginal al 2021*

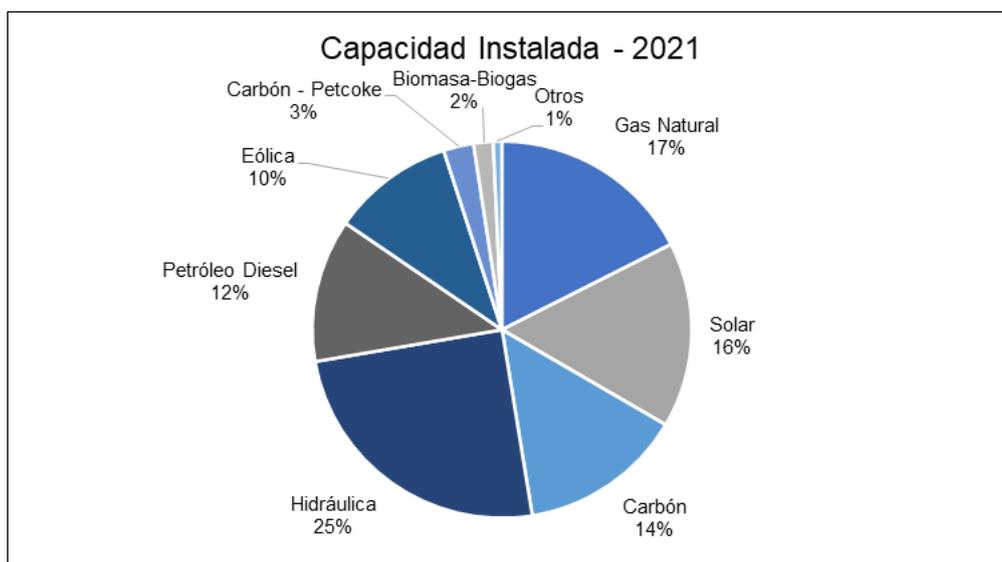


Fuente: (Systep, 2021)

El sistema eléctrico de Chile, al cierre del 2021, cuenta con una capacidad instalada de 27,302.1 MW y está compuesta por diferentes tipos de tecnología de generación, en primer lugar, la generación hidroeléctrica, la cual equivale a un 25% de la capacidad instalada total, seguido por energía solar con 16%, energía térmica a base de gas natural con 17%, seguida del carbón con 14%, petróleo y energía eólica, según se detalla en la siguiente figura. Sin embargo, este 14% de capacidad instalada de carbón represento el 33% de generación en el 2021, lo que demuestra la dependencia del sistema eléctrico por esta tecnología.

**Figura 3.8**

*Capacidad Instalada del mercado eléctrico chileno a diciembre 2021*

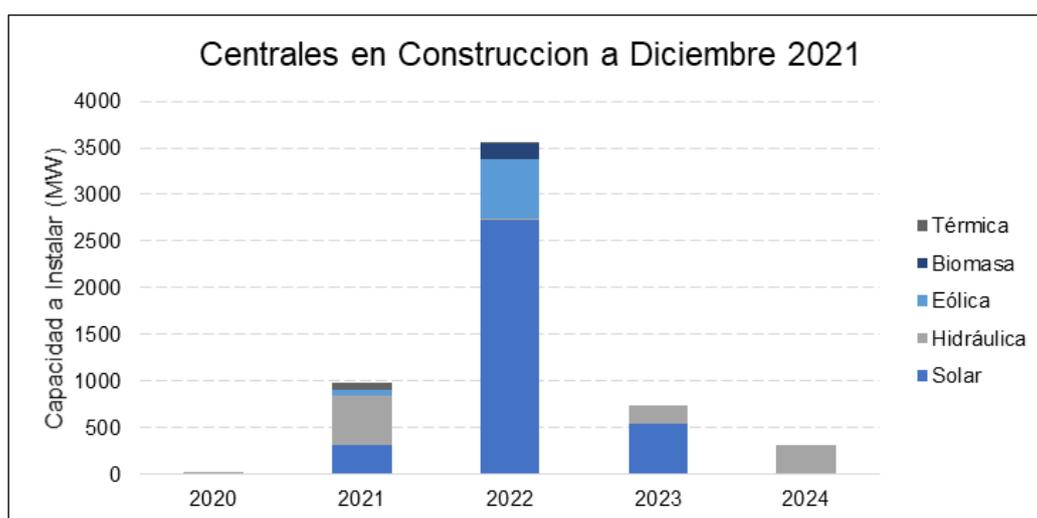


Fuente: Elaboración Propia con información de (Systep, 2021).

A pesar de que todavía se tiene una dependencia por los combustibles fósiles, la regulación del mercado eléctrico chileno fomenta la construcción de energías renovables en reemplazo principalmente del carbón, producto de esto se tienen 5.5 GW de capacidad de energías renovables en construcción, donde se destaca la tecnología solar con 3.6 GW, equivalente al 64% del total de centrales en construcción.

### Figura 3.9

*Centrales en construcción en Chile a diciembre 2021*



Fuente: Elaboración Propia con información de (Systep, 2021)

Asimismo, a la fecha se tienen estudios ambientales en revisión de proyectos de generación que equivalen a 12.4 GW, de los cuales el 99% corresponde a proyectos con energía renovable, destacando la tecnología solar con participación del 52%.

**Tabla 3.5**

*Proyectos con Estudios Ambientales en revisión – a diciembre 2021*

Tecnología	Potencia (MW)
Solar	6,428.05
Eólico	3,354.32
Mixto	2,322.10
Hidráulica	179.90
Diésel	70.00
Almacenamiento	50.00
Gas Natural	10.30
Biomasa	-
<b>Total</b>	<b>12,414.67</b>

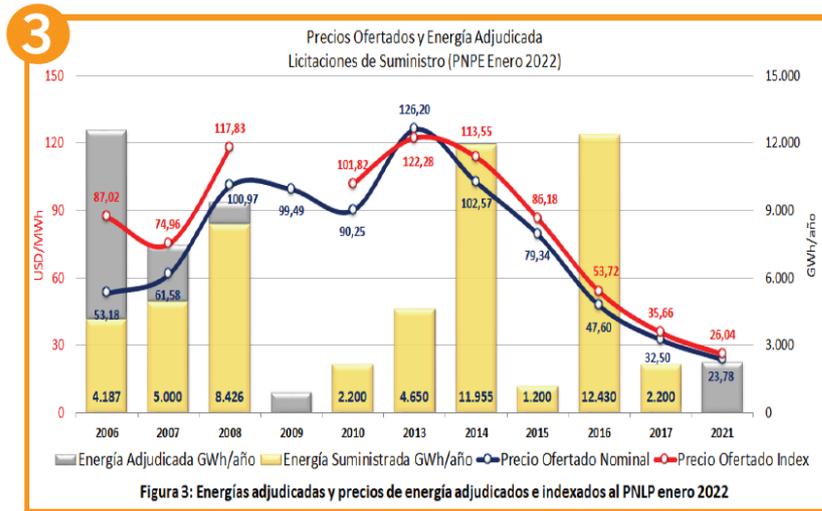
Fuente: Elaboración Propia con información de (Systep, 2021)

### 3.5.1.1 Competitividad

La energía eléctrica generada en Chile tiene un costo marginal promedio al 2021 de 72.4 US\$/MWh, y las unidades que marginan actualmente son las de carbón y gas en mínima demanda, y diésel en máxima demanda (Reporte Mensual del Sector Electrico, 2022). Además, en la subasta de energías renovables del 2021 se adjudicaron 2,310 GWh/año a un precio promedio de 23.78 US\$/MWh, este valor en relación con la última subasta realizada en el Perú con energías renovables significa una reducción del 32%, sin embargo, esta subasta fue en el 2016.

**Figura 3.10**

*Precio Ofertados y Energía Adjudicada – Licitación enero 2022*



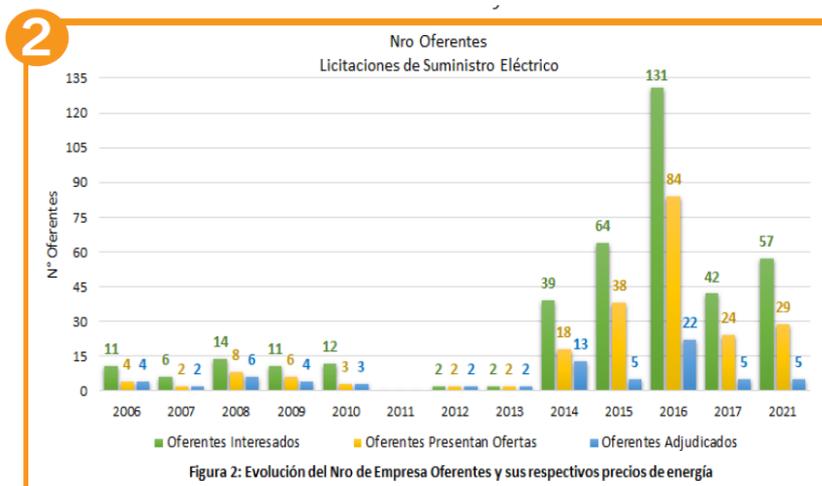
Fuente: Licitaciones de suministro a clientes regulados: pasado, presente y desafíos.

(Tapia, 2022)

Como consecuencia del marco normativo que promovió Chile, se dieron mejores resultados en las licitaciones de suministro eléctrico, como podemos ver en la siguiente gráfica, donde se aprecia el aumento de la cantidad de ofertantes por la promulgación de la ley corta II N° 20.018.

**Figura 3.11**

*Numero de ofertantes – Licitación enero 2022*



Fuente: Licitaciones de suministro a clientes regulados: pasado, presente y desafíos.

(Tapia, 2022)

En Chile ya se cuenta con el desacople de energía y potencia, gracias a la ley 28.805 que permite que las renovables no convencionales que no cuentan con potencia firme puedan participar de las licitaciones de suministro de energía, ya que pueden ofertar su energía en bloques horarios, esto reduce las barreras de competencia de diversos ofertantes y logra disminuir aún más los precios ofertados de energía.

De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo, se prevé que los precios de inversión CAPEX se reduzcan en un 2.4% para la tecnología Eólica y un 3.2% para la tecnología solar (García de Fonseca, Parikh, & Manghani ). Asimismo, con la finalidad de brindar mayor competitividad a las ERNC, el estado adquirió áreas con potencial eólico, los cuales los dará en concesión mediante licitación pública; y, además se fomentó la exención y reducción de pago de peajes (red troncal) para centrales con ERNC según Ley 20.936.

La tarifa a usuario final del mercado eléctrico chileno está conformado por la componente de generación, transmisión, distribución y otros cargos como impuestos, de estos el 60 a 70% representa el componente generación, denominado Precio de Nudo Promedio (PNP), el cual incorpora valores que debe pagar la distribuidora al suministrador resultado de licitaciones públicas reguladas<sup>4</sup> (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile - BCN, 2020), licitaciones donde se adjudican actualmente energía eólica y solar a precios muy competitivos, cuyo detalle se mostrara más adelante.

### **3.5.1.2 Seguridad**

Una de las acciones tomadas por el estado chileno como parte de la seguridad del sistema eléctrico, fue la publicación de la ley 20.936 en la cual introduce los sistemas de almacenamiento de energía.

---

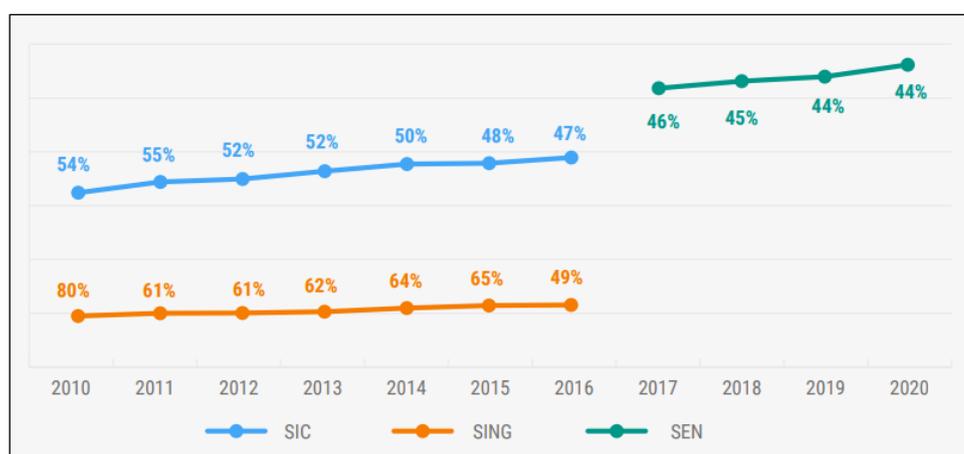
<sup>4</sup> Precio promedio de los contratos de corto y largo plazo.

Otra de las acciones debido a la gran dependencia de recursos primarios para suministrar energía eléctrica fue la de comenzar a promover las energías renovables sin descuidar los requisitos mínimos que deben cumplir para integrarse al sistema y que no afecten o degraden la seguridad de esta. En consecuencia, de esta promoción de energías renovables, licitaron el proyecto de HVDC Kimal – Lo Aguirre, que permite llevar grandes cantidades de energía a base de tecnología solar del sistema norte al centro, en el marco de la Ley 20.936 que promueve el reforzamiento de la red eléctrica para la integración de proyectos renovables no convencionales.

Asimismo, en Chile se promulgó el Lanzamiento de Estrategia de Flexibilidad, que aborda los nuevos desafíos operacionales para la integración masiva de energías renovables no convencionales. Sumado a esto se promovió un Marco regulatorio para que las energías renovables no convencionales puedan brindar los servicios complementarios, como control de frecuencia y tensión. (GIZ y Ministerio de Energía, 2021).

**Figura 3.12**

*Evaluación de la Máxima Demanda sobre Capacidad Instalada - 2020*



Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2020 (Ministerio de Energía - Gobierno de Chile, 2021)

En la figura anterior se muestra la relación que existe entre la máxima demanda y su capacidad instalada por sistema eléctrico chileno, mostrándose que siempre este indicador se mantuvo por encima del 43%. Este indicador no es una reserva firme, debido que existen diferentes metodologías para el cálculo de potencia firme solar y eólica, pero si demuestra que el sistema eléctrico chileno ha fomentado la seguridad del sistema eléctrico y lo sigue haciendo, como se describirá en el punto de seguridad más adelante.

### **3.5.1.3 Sostenibilidad**

En Chile se tiene una ruta energética de largo plazo al 2050 en concordancia con los acuerdos de las cumbres sobre el cuidado del medio ambiente. En dicha ruta energética se plantea cerrar las plantas de carbón que operan actualmente en el país del sur; sin embargo, se necesita acelerar la transición energética y que estas centrales cierren al 2030, un hito bastante retador tomando en cuenta que estas plantas abastecen más del 30% al despacho de energía eléctrica.

Diversos expertos en materia energética señalan que no solo basta cerrar las plantas térmicas a base de carbón, sino que se necesita descontaminar, reconstruir el ecosistema que se ha afectado durante la operación de las centrales térmicas; existe un movimiento bastante fuerte de parte de diversas entidades en Chile en materia ambiental, que también va soportado por la población, ya que ellos son los más afectados (Carrene, 2022).

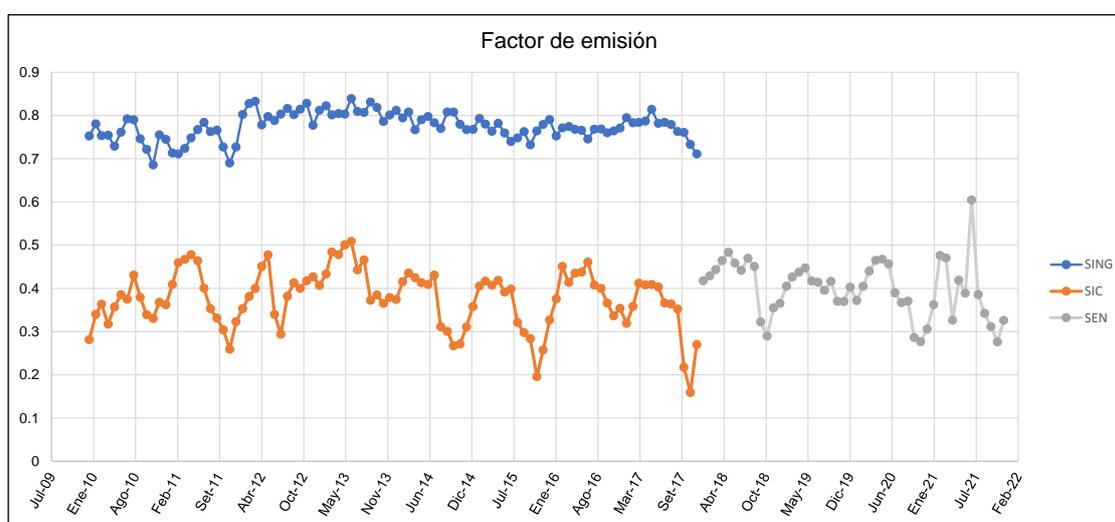
Por el lado de las energías renovables se tiene una ruta bastante ambiciosa ya que al 2035 se espera contar con un 60% de energías renovables en el sistema eléctrico chileno, y para el 2050 un 70%, estas propuestas de energía limpia van en concordancia con los lineamientos estratégicos de la ruta energética al 2050. Además, se destaca el acuerdo de empresas con centrales a carbón para el retiro y/o reconversión de unidades generadoras a carbón.

El factor de emisión de la matriz eléctrica de Chile se ha caracterizado por tener 2 diferentes valores significativos hasta el 2017, por un lado, el SING que contaba con más

plantas a carbón y Diesel y las del SIC que cuentan con plantas de energía más limpias, esto se logró disminuir debido a la interconexión entre ambos sistemas a partir del 2018; y, en consecuencia, el ingreso de las centrales de energía renovables no convencional, como la tecnología solar. Esta interconexión de ambos sistemas a partir del 2018 permite una mayor transferencia de energía entre ambos sistemas, la cual se ve reflejado en la siguiente grafica.

**Figura 3.13**

*Factor de emisión del mercado eléctrico chileno a febrero 2022*



Fuente: Elaboración propia con información de Energía Abierta (Comisión Nacional de Energía)

Este factor de emisión es en promedio 0.41, superior en 30% al factor de emisión del mercado eléctrico peruano, debido principalmente a la presencia de carbón y GNL en la matriz eléctrica chilena.

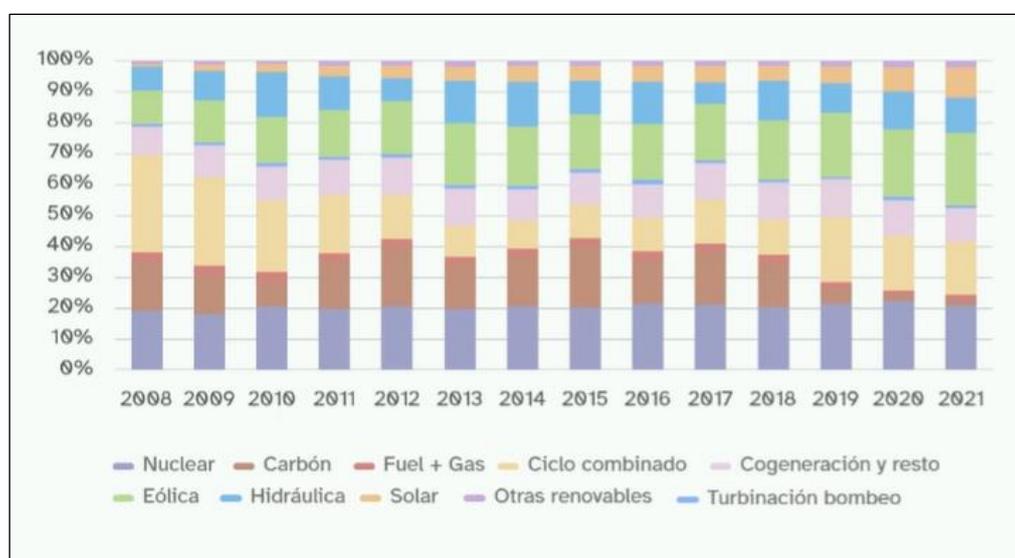
### 3.5.2 España

La potencia instalada en España peninsular al cierre del 2021 fue de 108 GW, de los cuales el 58.4 % pertenece al recurso renovable, la máxima demanda registrada en el 2021 fue de 42225MW. La generación de electricidad en el 2021 fue de 256.387 GWh con una

participación de energías renovables del 46.7%, cifra máxima con respecto a los años anteriores, siendo la tecnología eólica la que más aportó al sistema con un 23.3%, seguida de la hidráulica con 11.4% y solar con 9.8%. Además, se destaca una menor producción de la tecnología de ciclos combinados, 25% menos que el año anterior; y, la participación del carbón en solo el 2% del valor histórico más bajo como podemos ver en siguiente figura (Red Electrica de España, 2021).

**Figura 3.14**

*Capacidad instalada de España por tecnología*



Fuente: Informe del Sistema Eléctrico Español 2021 (Red Electrica de España, 2021)

**Figura 3.15**

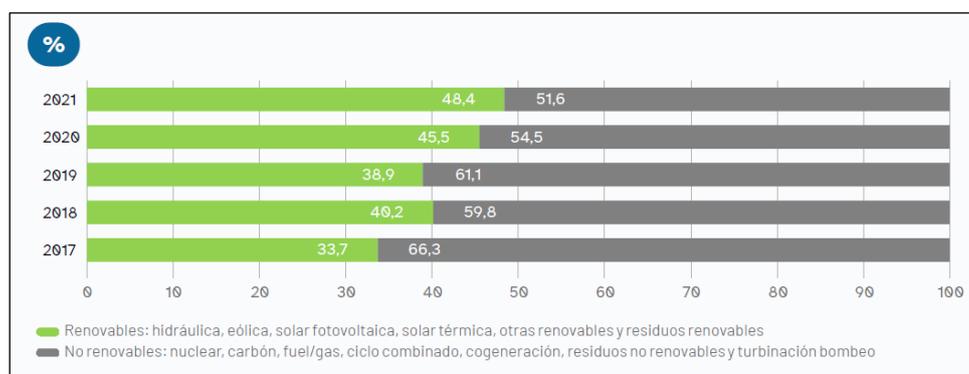
*Variación anual de la demanda eléctrica nacional y PBI*



Fuente: Informe del Sistema Eléctrico Español 2021 (Red Electrica de España, 2021)

### Figura 3.16

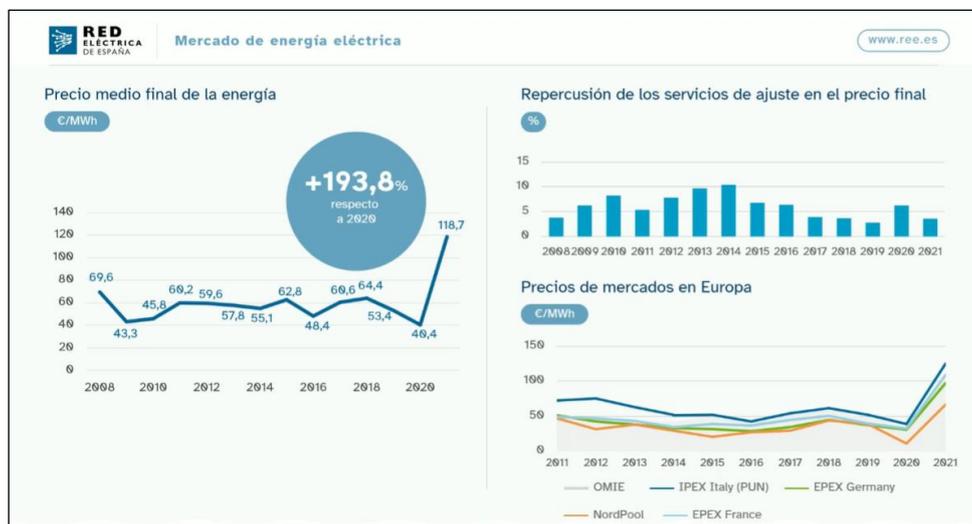
*Evolución de la generación renovable y no renovable de España – 2021*



Fuente: Informe del Sistema Eléctrico Español 2021 (Red Electrica de España, 2021)

#### 3.5.2.1 Competitividad

El precio medio de energía en el mercado eléctrico español fue de 118.7 €/MWh, este valor se ha triplicado en relación con el 2020 debido al incremento del precio del gas, esto también se ha visto reflejado en otros mercados; cabe resaltar que Reino Unido e Italia tienen precios superiores al mercado español.

**Figura 3.17***Precio medio de la energía en España*

Fuente: Informe del Sistema Eléctrico Español 2021 (Red Electrica de España, 2021)

España introdujo en marco regulatorio una serie de incentivos en el marco retributivo de las energías renovables que poco a poco han ido disminuyendo, como un régimen especial de producción de electricidad, el cual fomentaba el uso de tecnologías renovables obligando a las distribuidoras de la zona a adquirir la electricidad excedente de estas plantas. Además, se establecieron metodologías de apoyo en régimen especial mediante ayudas financieras y económicas como una prima RER a cargo de la demanda, que fue evolucionando según marco normativo del Real Decreto 2366/1994, el Real Decreto 2818/1998, el Real Decreto 436/2004 y el Real Decreto 661/2007, que en un inicio aseguraban elevados márgenes de rentabilidad a ciertos proyectos renovables. Estos incentivos generaron un elevado déficit tarifario que puso en riesgo la sostenibilidad del sistema eléctrico, el cual se mantuvo de manera parcial por varios años, debido al marco normativo del Real Decreto 1565/2010 y el Real Decreto-ley 14/2010, donde se corrigen las condiciones del régimen especial, disminuyendo los incentivos a energías renovables pagados por el consumidor final, hasta llegar a una suspensión de estos incentivos

a través del Real Decreto-ley 1/2012 y posterior culminación por medio del Real Decreto-ley 9/2013, con el cual se adoptan medidas para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y se disminuyeron las rentabilidades aseguradas a valores de mercado. Estos nuevos mecanismos son cuestionados hasta la fecha principalmente por los inversores, como posible violación de los principios de seguridad jurídica, confianza legítima y no reconocimiento de ingreso del inversor (Leiva Lopez, 2021).

En los siguientes años, la inversión en energías renovables disminuyó debido a los cuestionados cambios regulatorios, por lo cual el regulador decide realizar subastas renovables con tecnologías específicas, incentivos a la inversión sobre el CAPEX<sup>5</sup> para asegurar una rentabilidad mínima

El 23 de junio del 2020, se promulga el Real Decreto Ley que incorpora nuevos modelos de negocio, como Almacenamiento, Hibridación<sup>6</sup> y agregador independiente<sup>7</sup>; así como, un nuevo marco retributivo para energías renovables basado en subastas de precio de energía orientada a la eficiencia de los costos. Asimismo, se permite que los ciudadanos y autoridades locales participen como socios en los proyectos de energías renovables, con la finalidad de favorecer la participación ciudadana en la transición energética y disminuir las brechas de pobreza de la localidad.

### **3.5.2.2 Seguridad**

Durante el 2021 se instalaron 206 km de líneas de transmisión y la capacidad de transformación aumento en 850 MVA, esto fue en gran parte destinado a contribuir con la transición energética fomentando la mayor integración renovable.

---

<sup>5</sup> Los participantes ofertan un descuento al CAPEX del proyecto sobre unos valores estándar según tecnología e instalación.

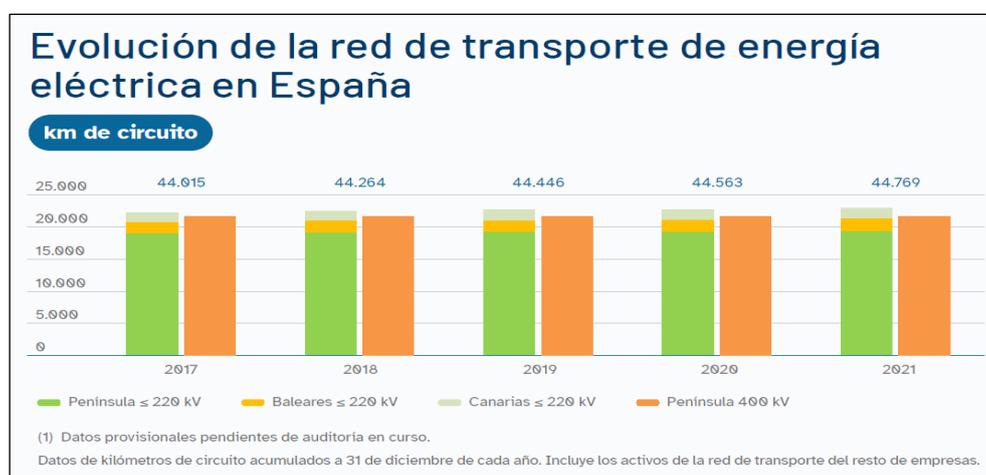
<sup>6</sup> Combinación de diversas tecnologías, como fotovoltaica y eólica, en una misma instalación, para optimizar el uso de redes y se mínima los impactos ambientales.

<sup>7</sup> Combinación de demanda de varios usuarios y varios generadores para participación en el mercado mayorista.

Además, recientemente se publicó la Estrategia de Almacenamiento Energético, que tiene como objetivo facilitar la transición energética alineado a los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021 – 2030, y una de sus metas es proporcionar la flexibilidad necesaria en el sistema eléctrico para la inserción de más energía renovable, con apertura de negocio a terceros no generadores y con hincapié en la participación de la demanda (Secretaría de Estado de Energía, 2021, pág. 12).

**Figura 3.18**

*Evolución de la red de transporte de energía eléctrica*



Fuente: Informe del Sistema Eléctrico Español 2021 (Red Electrica de España, 2021)

**Figura 3.19**

*Tasa anual de disponibilidad*



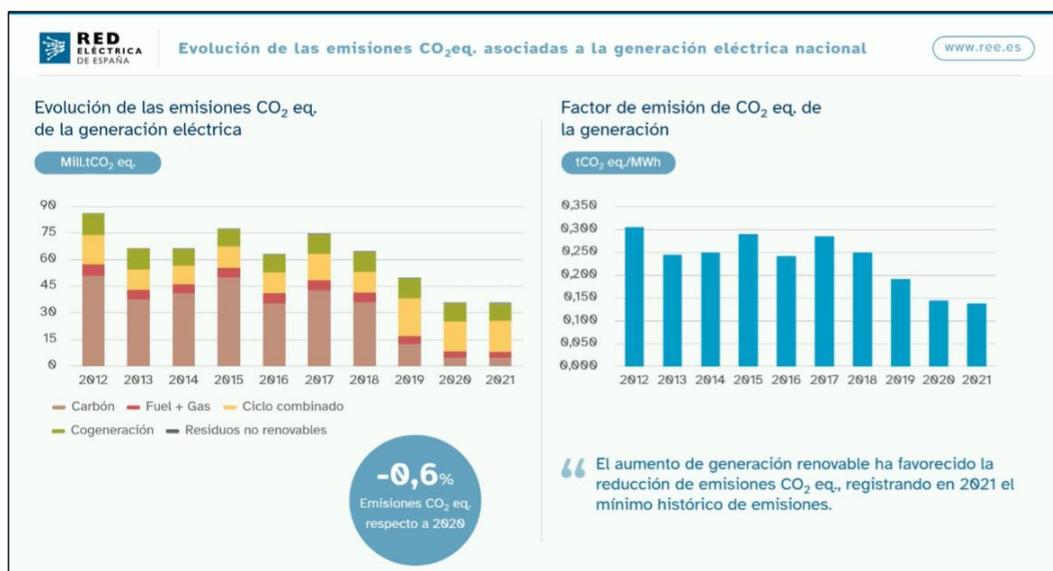
Fuente: Informe del Sistema Eléctrico Español 2021 (Red Electrica de España, 2021)

### 3.5.2.3 Sostenibilidad

En el 2021 se registró el mínimo historio de emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la generación eléctrica nacional, equivalente a 35.7 millones de tCO<sub>2</sub>, 0.6% menor que las del 2020, explicado principalmente por el aumento de participación de energía solar e hidráulica; y, disminución de la producción de centrales a carbón.

**Figura 3.20**

*Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub>*



Fuente: Informe del Sistema Eléctrico Español 2021 (Red Eléctrica de España, 2021)

En julio del 2020 se publicó la Estrategia de la Unión Europea para la Integración del Sistema Energético y la Estrategia del Hidrógeno; y, en noviembre 2020 se publicó la Estrategia sobre las Energías Renovables Marinas, las cuales tienen como finalidad desarrollar nuevas tecnologías para seguir la descarbonización, las cuales son complementarias a las energías renovables convencionales. Además, España tiene un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021 – 2030, en el cual dentro de sus principales metas al 2030 se

considera: i) 74% de energía renovable en la generación, ii) 42% de renovables en el uso final de la energía, iii) 23% de reducción de tCO<sub>2</sub> respecto a 1990 (Red Electrica de España, 2021, pág. 96).

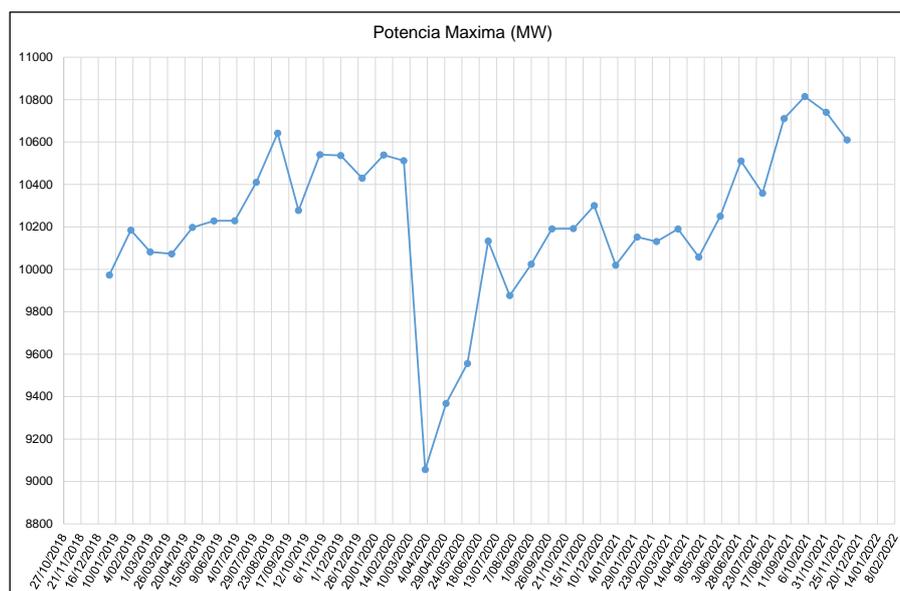
Además, está en revisión el anteproyecto de Ley que crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, el cual está destinado a la financiación del costo de la prima de ciertas tecnologías renovables, el cual estaba destinado al cliente final como cargo regulado y ahora se propone que sea cubierto mediante aportes de las empresas suministradoras de energía, ingresos por subastas de CO<sub>2</sub> y presupuesto general del estado.

### 3.5.3 Colombia

El sistema eléctrico colombiano registró una demanda máxima de potencia de 10,814 MW en el año 2021; y, por el lado de la producción de energía se registró el acumulado en el 2021 de 74,116 GWh. La capacidad efectiva neta de generación del sistema eléctrico colombiano es de 17,761 MW, esto equivale a contar con una reserva del 40% (XM Colombia, 2021).

#### Figura 3.21

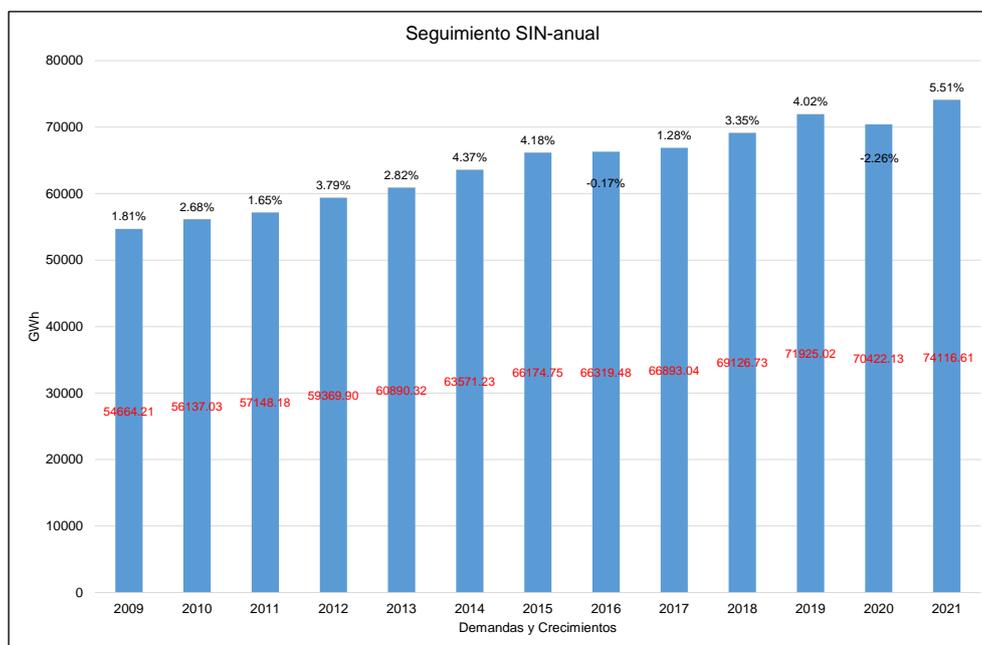
*Evolución de la Potencia Máxima 2018 - 2021*



Fuente: Elaboración Propia con información de (XM Colombia, 2021) (Capítulo 20: Demanda de Energía Nacional)

**Figura 3.22**

*Evolución de la demanda y crecimiento 2009-2021*

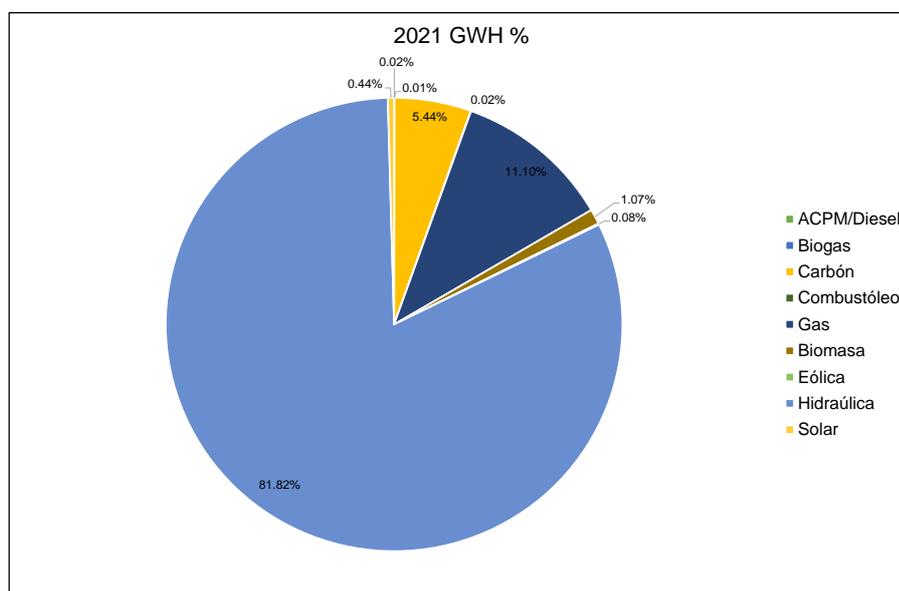


Fuente: Elaboración Propia con información de (XM Colombia, 2021) (Capítulo 20: Demanda de Potencia Nacional)

La diversidad de fuentes del sistema colombiano se compone principalmente en base al recurso hidroeléctrico, dicha tecnología contó con una participación del 81% en el 2021, seguido del componente térmico con un 16.6% y con un 1.59% de energía renovable no convencional. Se aprecia que al mercado colombiano le urge aliviar su mix de generación de la dependencia hidráulica, debido a que ante un año seco se podría caer en racionamientos de energía (XM Colombia, 2021).

### Figura 3.23

#### Participación de energía por fuente - 2021

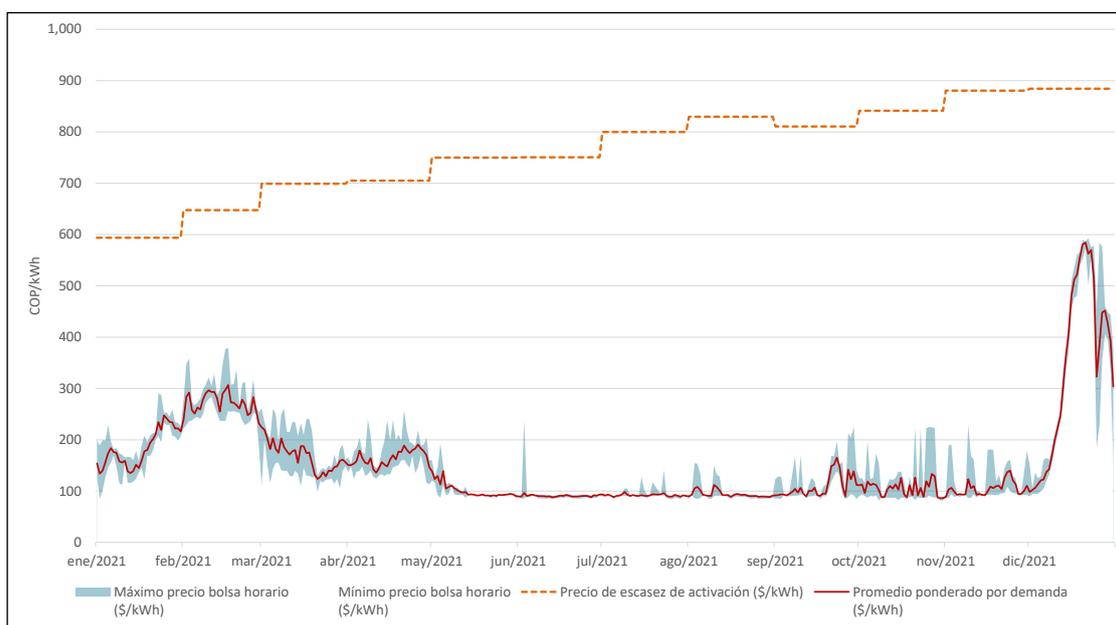


Fuente: Elaboración Propia con información de (XM Colombia, 2021) (Capítulo 21: Generación del SIN)

#### 3.5.3.1 Competitividad

El sistema eléctrico colombiano no tiene un esquema de mercado con costos marginales similar a Perú o Chile, sino su esquema regulatorio permite a las empresas ofertar precios por unidades y con ello se define el Precio de Bolsa, precio único para el sistema en cada bloque horario, el cual se define como el mayor precio de oferta de todas las unidades despachadas que han sido programadas para generar en un despacho ideal y que no fueron exigidas por un concepto de flexibilidad<sup>8</sup> (Chahin Salcedo, 2020). El precio bolsa máximo registrado en el 2021 es de 592.38 COP/KWh, que equivale a 157.93 USD/MWh. Y el promedio del mes de diciembre fue del valor de 90 USD/MWh.

<sup>8</sup> En condiciones normales, debido que existe condiciones de intervención de precios de oferta donde se regula considerando precio intervenidos de oferta para centrales hidroeléctricas con embalse.

**Figura 3.24***Precio Bolsa Mercado Eléctrico colombiano 2021*

Fuente: (XM Colombia, 2021) Capítulo 15: Precios.

### 3.5.3.2 Seguridad

Por el lado de la seguridad del sistema eléctrico colombiano se ha podido apreciar que dependen fuertemente del recurso hidroeléctrico; sin embargo, ante un año seco o de poca hidrología podría ser perjudicial para la matriz eléctrica, esto se agrava si se presentase fallas en algunas unidades de generación, es decir, se podría incurrir en el racionamiento de energía. En el 2016 el sistema colombiano tuvo una crisis energética debido a un año seco y que algunas unidades detuvieron su producción por fallas técnicas. Por lo tanto, es vital para el sistema colombiano diversificar su mix de generación.

En el plan energético nacional 2020-2050 de Colombia resaltan el aspecto de diversificar sus fuentes de generación en el desafío número 1 del plan, y con ese desafío se busca diversificar la matriz. Se propone aumentar del 3% al 12% o 20% de participación renovable no convencional.

Desde el 2016, en el cual se presentaron problemas en el mix de generación del sistema colombiano, el estado ha preparado un plan nacional de desarrollo 2018-2022 en el cual una de las metas es llevar de 50MW a 1500MW de energía renovable no convencional al 2022. Por lo tanto, se ha realizado a la fecha 3 subastas (Unidad de Planeación Minero-Energética); en la primera no se tuvo adjudicado ningún proyecto, en la segunda subasta se logró adjudicar 2250MW a un precio promedio ponderado de 27.9US\$/MWh (Presidencia de la Republica, 2018). En la tercera subasta se adjudicaron 800MW en 11 nuevos proyectos con un precio promedio ponderado de 41US\$/MWh (La Republica, 2021). Si bien es cierto el de la última subasta cuenta con un precio mayor frente a la segunda que fue en el 2019, hay que tener en cuenta el escenario actual en el cual vivimos y las incertidumbres de la cadena de suministro hace que los precios se eleven. Con estas 3 subastas el estado colombiano contara con más de 3GW de energía renovable no convencional logrando así disminuir su dependencia del recurso hídrico y cumpliendo un hito de su plan nacional de desarrollo 2018-2022.

### **3.5.3.3 Sostenibilidad**

Dentro del plan energético nacional al 2050, se tiene como desafío número 3, el descarbonizar el mix de generación. Además, es importante resaltar que hacen hincapié en disminuir la intensidad energética, es decir, muestran que no solo es necesario con aumentar las energías limpias y dejar de lado la operación de las energías más contaminantes, sino que esto va de la mano con el consumo energético.

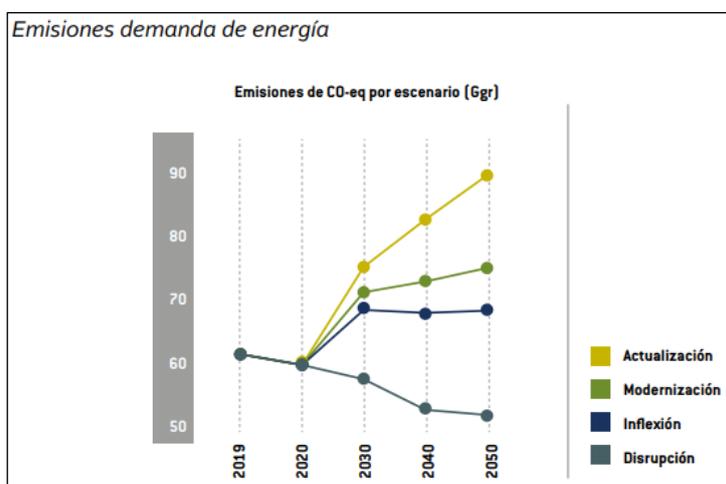
Tabla 3.6

## Control de objetivos PEN 2020-2050

Tablero de control de objetivos e indicadores PEN 2020-2050				
Pilar	Objetivo	Indicador de seguimiento	Línea base	Visión 2050
Pilar 1. Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento	Permitir el acceso a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles.	Índice de Equidad Energética del World Energy Council	Calificación: C Ranking: 73	Calificación: A
	Diversificar la matriz energética.	Participación FNCE en la producción primaria de energía	3,1 %	12 %- 20 %
Pilar 2. Mitigación y adaptación al cambio climático	Contar con un sistema energético resiliente.	Índices de calidad de prestación del servicio de energía eléctrica	SAIDI: 37,7 h-año SAIFI: 48 al año.	SAIDI: 3-5 horas año SAIFI: 2 -5 veces al año
	Propender por un sistema energético de bajas emisiones de GEI.	Emisiones de CO2 asociadas a la producción de energía	35,047 GgCO2eq-año	
		Emisiones de CO2 asociadas al consumo de energía	61.955 Gg CO2eq-año	70.000- 90.000 GgCO2eq-año
Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico	Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos.	Porcentaje de energía útil sobre el consumo total de energía final	31%	50 %-70 %
		Intensidad energética	2,29 kJ/COP	1,08 -1,32 kJ/COP
	Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular.	Diferencial inflación precios energía vs. Precios al consumidor	2,2 %	
		Consumo per-cápita de leña	132 ton/mil habitantes	36-70 ton/mil habitantes
Pilar 4. Conocimiento e innovación	Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético.	Porcentaje de usuarios con medidor inteligente	1.2%-2.4%	90%-100% de los usuarios
	Estimular la investigación e innovación y fortalecer las capacidades de capital humano	Número de grupos de investigación	210	
		Inversión en ACTI como porcentaje del PIB	0,74%	1%

Fuente: Plan Energético Nacional 2020-2050 (Ministerio de Minas y Energía, 2020)

La meta del plan al 2050 es contar con una participación de renovables no convencional de hasta el 20% al 2050 y también reducir la intensidad energética de 2.29kJ/COP a 1,08 – 1,32 kJ/COP. Adicional a ello, es interesante notar que se proyectan en los niveles de emisiones de CO2 asociadas al consumo de energía, en el plan manifiestan que con la estrategia más disruptiva se tendría 53 mil Gg CO2Eq frente a los casi 60 mil Gg CO2Eq que se tienen actualmente, es decir, se logra disminuir la cantidad de emisiones de CO2, pero solo aplicando cambios disruptivos en materia energética (Ministerio de Minas y Energía, 2020).

**Figura 3.25***Emisiones demanda de energía*

Fuente: Plan Energético Nacional 2020-2050 (Ministerio de Minas y Energía, 2020)

A continuación, se muestra un cuadro comparativo de los principales indicadores y variables del mercado eléctrico y energético de los países de Chile, España, Colombia y Perú relacionadas a energías renovables.

**Tabla 3.7***Indicadores energéticos relacionados a energías renovables*

N°	Concepto	UND.	Chile	España	Colombia	Peru
1	Consumo promedio de energía primaria total 2016-2020	ExaJ	1.62	5.54	1.83	1.11
2	Consumo promedio anual de energía primaria Per-Cápita 2016-2020	GJ	86.5	118.7	36.8	34.8
3	Consumo promedio de energía primaria renovable total <sup>9</sup> - 2019	ExaJ <sup>10</sup>	22%	17%	28%	27%
4	Consumo de energía renovable no convencional total-2019	ExaJ	11%	13%	3%	4%
5	Emisiones promedio anual totales de CO <sub>2</sub> 2016-2020	Millón tCO <sub>2</sub>	92.4	272.4	91.1	53.5
6	Emisiones promedio Per-Cápita 2016-2020	tCO <sub>2</sub>	4.95	5.81	1.84	1.68
7	Incremento de emisiones de CO <sub>2</sub> en los últimos 10 años	%	24%	-10%	29%	39%
8	Reservas probadas de gas al 2020	Tcf	0	0	3.0	9.2
9	Participación del mercado eléctrico en la Matriz Energética 2016-2020	%	18%	15%	18%	17%

<sup>9</sup> Incluye hidroeléctricas

<sup>10</sup> ExaJ=10<sup>9</sup> GJ=10<sup>18</sup> J

N°	Concepto	UND.	Chile	España	Colombia	Peru
10	Participación de energías renovables en el mercado eléctrico – 2021	%	42%	49%	83%	62%
11	Participación de ERNC en el mercado eléctrico – 2021	%	22%	33%	2%	5%
12	Capacidad Instalada al 2021	GW	27.3	113	18	13
13	Máxima Demanda 2021	GW	11.3	42	11	7
14	Relación de máxima demanda entre capacidad instalada	%	41%	37%	61%	54%

Fuente: Elaboración Propia

Del cuadro de destaca que Perú tiene un buen porcentaje de uso de energía renovable en su matriz energética, pero la mayor proporción de esta proviene de centrales hidroeléctricas, la cual puede ser cuestionada por su dependencia de las variaciones climáticas en las cuencas de la región. Asimismo, el Perú es el país que menos emisiones de CO<sub>2</sub> provoca, que puede ser debido a su bajo nivel de consumo energético comparado con España, Chile y Colombia, sin embargo, si vemos el indicador de emisiones promedio Per-Cápita 2016-2020, el Perú sigue siendo el país con menor índice de emisión de CO<sub>2</sub>, esto concluye que actualmente se tiene una matriz energética más limpia que los otros países evaluados.

Por otro lado, el sector eléctrico tiene una participación del 18% en el consumo energético total del Perú, porcentaje similar si lo comparamos con Chile, Colombia y España. Además, en el Perú se tiene un índice de relación de máxima demanda entre de capacidad instalada de 54%, lo que representa para algunos críticos una sobreoferta de 46%, sin embargo, países como Chile y España tienen mucha más capacidad instalada con referencia a su máxima demanda, entre 59% y 63%.

A continuación, se muestra un cuadro comparativo de las principales características regulatorias relacionadas a las energías renovables vigentes en los países de Chile, España, Colombia y Perú.

**Tabla 3.8**

*Características regulatorias relacionadas a energías renovables*

N°	Concepto	Chile	España	Colombia	Perú
1	Plan Energético	2050	2030	2050	2040
2	Metas de reducción de emisiones de CO <sub>2</sub>	SI	SI	SI	NO
3	Entidad de seguimiento del Plan del Energético	SI	SI	SI	NO
4	Incentivos regulatorios de las ERNC	SI	SI	SI	SI

N°	Concepto	Chile	España	Colombia	Perú
5	Participación de ERNC en licitaciones de Distribuidoras	SI	-	-	NO
6	Obligación a usuarios libres de contratar ERNC	SI	-	-	NO
7	Regulación de Servicios Complementarios enfocados a ERNC	SI	SI	NO	NO
8	Incentivos en el despacho de energía	SI	SI	SI	SI
9	Regulación en Hidrogeno verde	SI	SI		NO
10	Ultima Subasta de ERNC	2021	2021	2021	2016

Fuente: Elaboración propia.

Lo países evaluados en el benchmarking desarrollado, tienen características diferentes en función de su regulación, territorio, fuentes de aprovechamiento, demanda energética, entre otros. Sin embargo, todos ellos cuentan con una mejor herramienta de planeamiento de largo plazo asociado a la descarbonización energética; aterrizado al sector eléctrico en incentivos a las energías renovables con la finalidad de cumplir con sus metas de reducción de CO2 propuestas por cada país. Sin embargo, desde el punto de vista sostenible, el incentivo de energías renovables en Chile y España permite desplazar en el despacho de energía a tecnologías altamente contaminantes como el petróleo y carbón; lo que genera un impacto considerable en la reducción de emisiones de CO2; y, además permite mitigar la dependencia de recursos importados, como el Diesel, gas o carbón. Asimismo, uno de los incentivos de Colombia para fomentar el incremento de participación de energía renovable no convencional, es dejar de depender de la condición hidrológica y cumplir con sus metas de reducción de CO2. Caso contrario sucede con el Peru, el cual todavía su mix de generación de oferta actual permite obtener una generación renovable de aproximadamente 62%; y, el crecimiento de demanda actual no exige la participación de fuentes de generación a petróleo o derivados.

#### **Capítulo 4. METODOLOGÍA DEL MODELO**

Con la finalidad de determinar el mix de la generación al 2040, se utilizó como herramienta un modelo de minimización de costos por el método simple con un solver de programación lineal, el cual incluye una demanda modelada con perfil y magnitud de demanda proyectada al 2040 en barra de transferencias de generación considerando una tasa de crecimiento promedio anual de 3.7%, lo que resulta 108 TWh-año y una máxima demanda de 14,487 MW al 2040. Esta demanda fue modelada en 5 bloques horarios considerando la información de medidores del COES cada cuarto de hora, un factor de carga de 85%; y, los bloques horarios según el Programa de Operación de Mediano Plazo del COES.

Además, se consideraron para las opciones de ofertas de generación los datos de costo nivelado y costo de desarrollo por tipo de tecnología hidroeléctrica, térmicas de gas a ciclo simple y ciclo combinado, solar, solar con baterías y eólica, los cuales se describirán en el punto 5.1. Además, para los costos operativos se consideraron los Costos Variables vigentes según archivo de Costos Variables publicado por el COES en el programa semanal de la operación N° 49 del 2021; tomando como referencia las unidades térmicas con reciente operación comercial, para el caso de las centrales hidroeléctricas se consideró el valor del canon del agua y para las centrales solares y eólicas sus costos variables son cero según la actual normativa peruana descrita en el Marco Teórico de la presente.

El presente modelo además cuenta con una restricción de Reserva Firme Objetivo de 33% considerando la reserva fría del SEIN requerida en el 2022, una restricción por transporte de gas considerando el proyecto SIT-Gas y ampliaciones de capacidad, con lo cual se estima una capacidad máxima de 1,100 MMPCD. Asimismo, se considera un Costo de la Regulación Secundaria de Frecuencia la cual es directamente proporcional a la intermitencia de las tecnologías solar y eólica, analizado en el punto 5.3.5; y, una restricción de mantener la inercia

equivalente del SEIN en cada bloque horario igual o superior a la inercia promedio de una central hidroeléctrica, lo cual se detalla en el punto 5.3.4. Luego se analiza la oferta de generación al 2022, la oferta comprometida actual a entrar en operación comercial en el corto y mediano plazo, y se estima que centrales llegarían al 2040 con costos hundidos y en condiciones de operar.

Desde el punto de vista tarifario y dentro de la función de minimización de costos se incluye la reducción de la tarifa de usuario final considerando que las Distribuidoras podrán licitar energía por bloques, y los resultados de estas impactarán directamente en el precio nivel generación, similar al caso chileno. Asimismo, se considera dentro de la función de minimización de costos el incentivo a las tecnologías solar y eólica a través de una prima RER pagada por la demanda a través de la tarifa de electricidad, la cual será gestionada de manera óptima según las magnitudes preliminares del precio sombra, que consideramos equivalente al costo marginal del SEIN.

También en la función de optimización se incluye un costo de emisiones de CO<sub>2</sub> como externalidad, valorizado a un precio de mercado de emisiones de 35US\$/tCO<sub>2</sub> al 2040, tomando como referencia el valor de la Política Energética de Chile al 2030 (Ministerio de Energía, 2022); y, con factores de emisión de CO<sub>2</sub> por tipo de tecnología, los cuales se describirán en el punto 5.2. Con estas premisas se puede calcular el factor de emisión del SEIN para cada escenario y comparar sus resultados.

Finalmente, se considera que los costos de redes son socializados y cubiertos por la demanda independientemente del tipo de tecnología nueva a instalar; por lo cual no se incluye en la función de optimización un costo por redes de transmisión que pueda variar por incremento de un tipo de tecnología, considerando que el plan de transmisión puede cubrir todos los requerimientos para desarrollo de nuevas tecnologías, lo cual representa un caso ideal y puede ser mejorado en futuras investigaciones. Para mayores detalles revisar el Anexo 3.

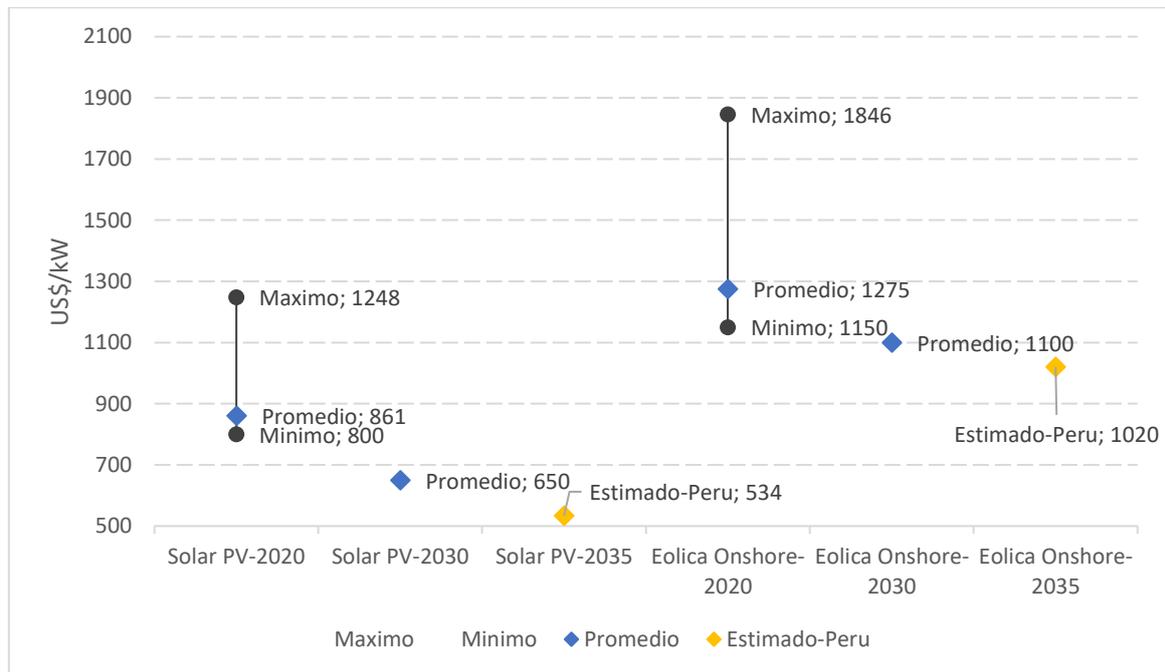
## Capítulo 5. DESARROLLO DE OBJETIVOS

### 5.1 Determinar el Costo Nivelado de la Energía de las ERNC

Las energías renovables no convencionales cada vez son más competitivas en el sector eléctrico, desde el punto de vista independencia energética en el desarrollo sostenible, transición energética para reducción de emisiones de efecto invernadero, costos de inversión con tendencia a la baja, marcos regulatorios favorables, incentivos financieros, entre otros. Estas diferentes tecnologías de generación tienen distintas características de costos y rendimientos que son difíciles de comparar, debido a sus precios de combustibles, costos de operación, disponibilidad de recurso para el cálculo del factor de planta, costos de construcción, costos financieros, incluso puede valorizarse de daños en los ecosistemas y comunidades. El concepto de Costo nivelado de energía o LCOE por sus siglas en inglés (The Levelized Cost of Energy) permite consolidar todas estas diferencias, y establece un costo unitario entre las variables costo y producción, con lo cual este precio es la cantidad de dinero que debería pagar un comprador de energía o el sistema eléctrico mismo al propietario de la central eléctrica para recuperar sus costos y obtener un margen de ganancia. Es decir, el LCOE es el mínimo valor al cual se puede vender la energía producida de la central para obtener un balance neto igual a cero, y si el precio de venta es menor al LCOE, significa que el inversionista no podrá recuperar su inversión, por lo cual algunos países optan por incentivos regulatorios para poder cubrir esta diferencia, como por ejemplo en el Perú se usó la prima RER que cubre el delta del costo marginal y el precio ofertado en las subastas de energías renovables. Por consiguiente, la mayor participación RER no convencional trae consigo una disminución del componente generación en la tarifa de usuario final, pero también trae consigo un costo por externalidades que para este capítulo será la prima RER, calculada por la diferencia del LCOE por tipo de tecnología y el costo marginal, la cual será pagada por un agente externo como la demanda eléctrica o estado peruano.

Para la estimación del LCOE utilizaremos el Método De Cálculo Del National Renewable Energy Laboratory – NREL, adaptado al sistema eléctrico peruano, lo cual resulta un cálculo reducido al cual iremos agregando algunas premisas financiera y operativa. Las premisas que vamos a tomar para el cálculo del LCOE para el caso peruano serán las siguientes:

- Costos de inversión según las diferentes tecnologías al 2020, tomando como fuente la IRENA, BID, Bloomberg, el mercado chileno y los últimos proyectos del mercado eléctrico peruano.
- Reducción de costos en el Capex por tecnología al 2035, 15% para la tecnología eólica, 38% para la solar fotovoltaica y 5% para las centrales térmicas.
- Vida útil por tecnología
- Tasa de actualización del 12% según LCE.
- Factor de Planta por tecnología.
- Costo Variable según maquina más nueva del SEIN por tipo de tecnología, considerando que las centrales eólicas y solares tienen incentivos en el despacho con costo variable cero.
- Costos de O&M fijo y variable según tecnología
- Eficiencias y precios de combustibles, según información COES de las últimas centrales en operación comercial.

**Figura 5.1***Costos de Inversión por tecnología*

Fuente: Elaboración propia con información de Lazard (Lazard, 2021), Irena (International Renewable Energy Agency, 2020), BID (Garcia de Fonseca, Parikh, & Manghani ), Bloomberg (Bloomberg, 2021) y AEO (Annual Energy Outlook 2022, 2022)

Para el cálculo del LCOE usaremos la siguiente formula, la cual es una adaptación al Método De Cálculo Del National Renewable Energy Laboratory – NREL:

$$LCOE = \frac{@Costo\ de\ inversion\ (USD)}{Produccion\ (MWh)} + CV = \frac{@Costo\ de\ inversion\ (USD/KW)}{Factor\ Planta * 8.76} + CV$$

- @Costo de inversión: Es la anualidad del costo de la inversión, con una tasa del 12%, considerando su vida útil de la tecnología sumado al costo de O&M fijo.
- CV: Costo Variable que considera la eficiencia y el costo de combustible por tecnología.

En la siguiente tabla se muestra los resultados de cada LCOE para cada tipo de tecnología.

**Tabla 5.1**

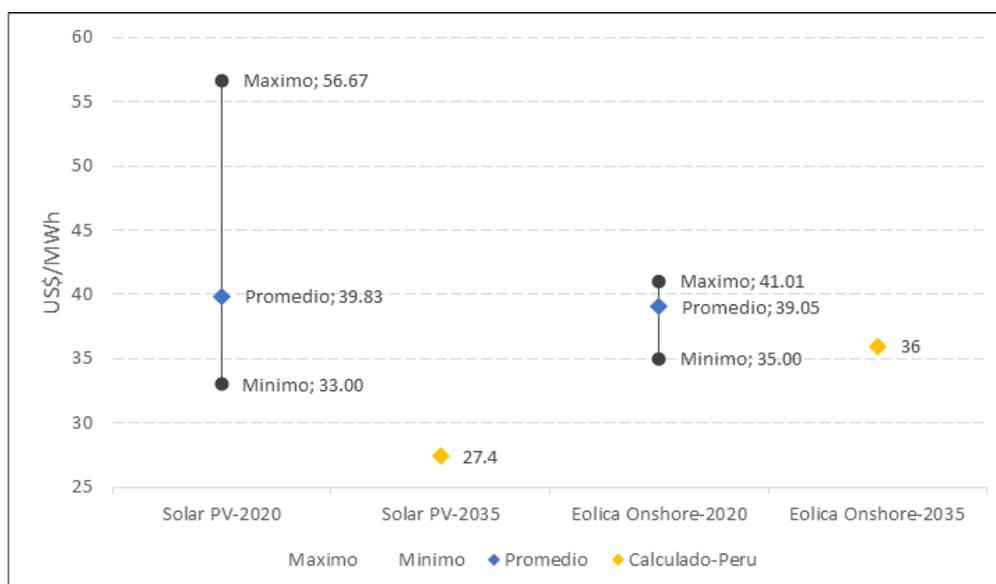
*LCOE por tipo de tecnología*

Datos	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-bateria	Eolico
Inversión (US\$/kW) - 2020	3000	1000	600	350	861	2200	1275
Reduccion de Costos	0%	5%	5%	5%	38%	38%	15%
Inversión (US\$/kW) - 2035	3000	950	570	333	534	1364	1083
Vida Util (años)	50	25	20	20	20	20	20
Tasa (%)	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Anualidad (US\$/kW-año)	361.2	121.1	76.3	44.5	71.5	182.6	145.1
O&M fijo	1.0%	2.5%	3.0%	3.0%	1.0%	1.0%	3.0%
O&M fijo (US\$/kW-año)	30.0	23.8	17.1	10.0	5.3	13.6	32.5
Costo Variable (US\$/MWh)	0.5	20.9	34.6	251.8	0.0	0.0	0.0
Factor de Planta	65%	60%	40%	90%	32%	32%	53%
Costo Fijo no cubierto (US\$/kW-año)	391.2	144.9	93.4	54.5	76.8	196.3	177.6
Costo Fijo no cubierto (US\$/MWh)	68.7	27.6	26.7	6.9	27.4	70.0	38.2
Eficiencia (MWh/MMBTU)		6.70	10.20	15.00			
Precio Combustible (US\$/MMBTU)		3.20	3.20	10.00			
O&M variable (US\$/MWh)	1.00	3.50	2.50	3.00			
Costo Variable Total (US\$/MWh)	1.00	24.94	35.14	153.00	-	-	-
<b>LCOE (US\$/MWh)</b>	<b>69.7</b>	<b>52.5</b>	<b>61.8</b>	<b>159.9</b>	<b>27.4</b>	<b>70.0</b>	<b>38.2</b>

Fuente: Elaboración propia

Los montos de LCOE son los mínimos precios monómicos que tendría que recibir el propietario de estas centrales para recuperar su inversión con un margen de ganancia según la tasa de actualización indicada. De esta manera se puede medir y comparar la competitividad de cada tecnología en función de su LCOE, con lo cual se concluye que la tecnología más competitiva al 2040 sería la solar. A continuación, como referencia realizamos la comparación del costo nivelado calculado al 2040 con los costos nivelados al 2020 de bibliografías internacionales como IRENA, BID<sup>11</sup>, Bloomberg y Lazard.

<sup>11</sup> Banco Interamericano de Desarrollo

**Figura 5.2***Costos Nivelados de Energía por tecnología*

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 5.2***Costos Nivelados de Energía por tecnología*

US\$/MWh	Lazard	Irena (Brasil)	BID	Bloomberg	AEO <sup>12</sup>
Solar PV-2020	35.00	56.67	33.00	38.00	36.49
Eólica Onshore-2020	38.00	41.01	35.00	41.00	40.23

Fuente: Elaboración propia con información de Lazard (Lazard, 2021), Irena (International Renewable Energy Agency, 2020), BID (Garcia de Fonseca, Parikh, & Manghani), Bloomberg (Bloomberg, 2021) y AEO (Annual Energy Outlook 2022, 2022)

Sin embargo, debido que existen diferentes marcos regulatorios dependiendo del país de análisis, en este segundo punto vamos a calcular el Costo de Desarrollo del SEIN, que representa lo que necesitaría un propietario de estas centrales para recuperar su inversión con

<sup>12</sup> Annual Energy Outlook 2022

un margen de ganancia según la tasa de actualización indicada, considerando adicionalmente los costos de integración, que son particularidades del mercado eléctrico peruano, como:

- Pagos por transmisión del 2 US\$/MWh y por servicios complementarios de 0.6 US\$/MWh.
- Potencia firme por tecnología estimada según PR-26 COES, para la solar, solar con batería y eólica, 1%, 100% y 61%, respectivamente.
- Reserva de 33% del SEIN para el 2040.

Ahora vamos a adaptar la formula anterior con las condiciones del mercado eléctrico peruano:

$$\text{Costo de Desarrollo} = \frac{\text{@Costo de Inversion} \left( \frac{\text{USD}}{\text{kW}} \right) - \text{Ing. por Potencia}}{\text{Factor Planta} * 8.76} + \text{CV} - \text{COS}$$

- Ing. Por Potencia: Ingresos por potencia anual, considerando una tarifa regulada de 22.84 S/. /kW-mes y una reserva del 33%.
- COS: Costos operativos por pago a transmisores y costo de los servicios complementarios del SEIN a cargo de los generadores.

En la siguiente tabla se muestra los resultados de cada Costo de Energía de Mercado para cada tipo de tecnología

### **Tabla 5.3**

*Costo de Energía de Mercado*

Datos	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-batería	Eolico
Inversión (US\$/kW) - 2020	3000	1000	600	350	861	2200	1275
Reduccion de Costos	0%	5%	5%	5%	38%	38%	15%
Inversión (US\$/kW) - 2035	3000	950	570	333	534	1364	1087
Vida Util (años)	50	25	20	20	20	20	20
Tasa (%)	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Anualidad (US\$/kW-año)	361.2	121.1	76.3	44.5	71.5	182.6	145.5
O&M fijo	1.0%	2.5%	3.0%	3.0%	1.0%	1.0%	3.0%
O&M fijo (US\$/kW-año)	30.0	23.8	17.1	10.0	5.3	13.6	32.6
Potencia Firme (MW)	95%	100%	100%	100%	1%	100%	61%
Ingreso por Potencia (US\$/kW-año)	50.2	52.8	52.8	52.8	0.5	52.8	32.2
Costo Variable (US\$/MWh)	0.5	20.9	34.6	251.8	0.0	0.0	0.0
Factor de Planta	65%	60%	40%	90%	32%	32%	53%
Costo Fijo no cubierto (US\$/kW-año)	341.1	92.0	40.6	1.6	76.3	143.4	145.9
Costo Fijo no cubierto (US\$/MWh)	59.9	17.5	11.6	0.2	27.2	51.2	31.4
Eficiencia (MWh/MMBTU)		6.70	10.20	15.00			
Precio Combustible (US\$/MMBTU)		3.20	3.20	10.00			
O&M variable (US\$/MWh)	1.00	3.50	2.50	3.00			
Pagos por Transmision (US\$/MWh)	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Pagos por Servicios Complementarios (US\$/MWh)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Costo Variable Total (US\$/MWh)	3.60	27.54	37.74	155.60	2.60	2.60	2.60
Costo de Desarrollo en el SEIN (US\$/MWh)	63.5	45.1	49.3	155.8	29.8	53.8	34.0

Fuente: Elaboración propia

Del modelo matemático estimaremos el precio sombra del SEIN y en caso este sea menor al Precio de Energía de Mercado de la nueva tecnología eólica y solar proyectada para el 2040, la diferencia de precios entre el LCOE y el precio sombra debería ser pagado por la demanda eléctrica o el estado peruano según marco regulatorio actual, de igual forma esto genera un costo adicional, el cual se incluirá dentro del modelo matemático con el objetivo de minimizar el costo total de operación y externalidades.

## 5.2 Determinar el Factor de Emisión de CO2 del Mix de Generación

Para lograr determinar el factor de emisión de CO2 por tipo de tecnología de las diversas centrales de generación que cuenta el SEIN, se utilizó la metodología de la ONU “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”, la cual forma parte de los mecanismos de desarrollo sostenible.

Este cálculo de factor de emisión se realizará para cada tipo de tecnología, con lo finalidad de colocar estos valores como dato de entrada al modelo matemático minimizando los costos de emisiones de CO2 al 2040 para calcular el despacho óptimo, además, se podrá obtener el factor de emisión del SEIN. Por lo tanto, en este objetivo, los resultados del despacho dependerán netamente de las tecnologías que menor emisiones de CO2 aporten al sistema tanto para la construcción como operación; cabe resaltar que también se toma en cuenta las restricciones naturales del sistema que ya han sido descritas en la metodología del modelo de despacho técnico – económico.

En esta metodología nos indica que el cálculo del factor de emisión (EF) se basa en 2 márgenes, el primero es el margen de operación o factor de operación ( $EF_{BM}$ ), que es lo desarrollado como un factor promedio ponderado de emisión de CO2 en base a la producción anual de las centrales de generación del SEIN; el segundo es el factor de construcción, que es lo emitido en CO2 por la construcción de la central ( $EF_{OM}$ ). Estos 2 factores llevan como nombre OM y BM, por sus siglas en inglés.

$$EF = EF_{BM} + EF_{OM}$$

La secuencia de aplicación de la metodología contiene 6 pasos, sin embargo, para el caso de la presente tesis solo se tomará en cuenta a partir del paso 3

Paso 1: Identificar los sistemas eléctricos relevantes

Paso 2: Elegir si incluir proyectos Off-grid

Paso 3: Seleccionar el método para determinar el margen de operación

Paso 4: Calcular el margen de operación de acuerdo con el método seleccionado

Paso 5: Calcular el factor de construcción

Paso 6: Calcular el factor de emisión total

En la metodología describen diversos métodos para calcular el factor de emisión de operación y de construcción, la aplicación de cada uno de ellos dependerá del requerimiento y la información disponible de cada sistema como se muestra en la siguiente tabla resumen. Para el cálculo de operación se describen 4 métodos, el Simple OM, Simple ajustado OM, análisis del despacho OM y promedio OM. Y para el cálculo del margen de construcción los proyectos de generación tienen 2 opciones para elegir el método del cálculo.

**Tabla 5.4**

*Método de Cálculo del Factor de Emisión*

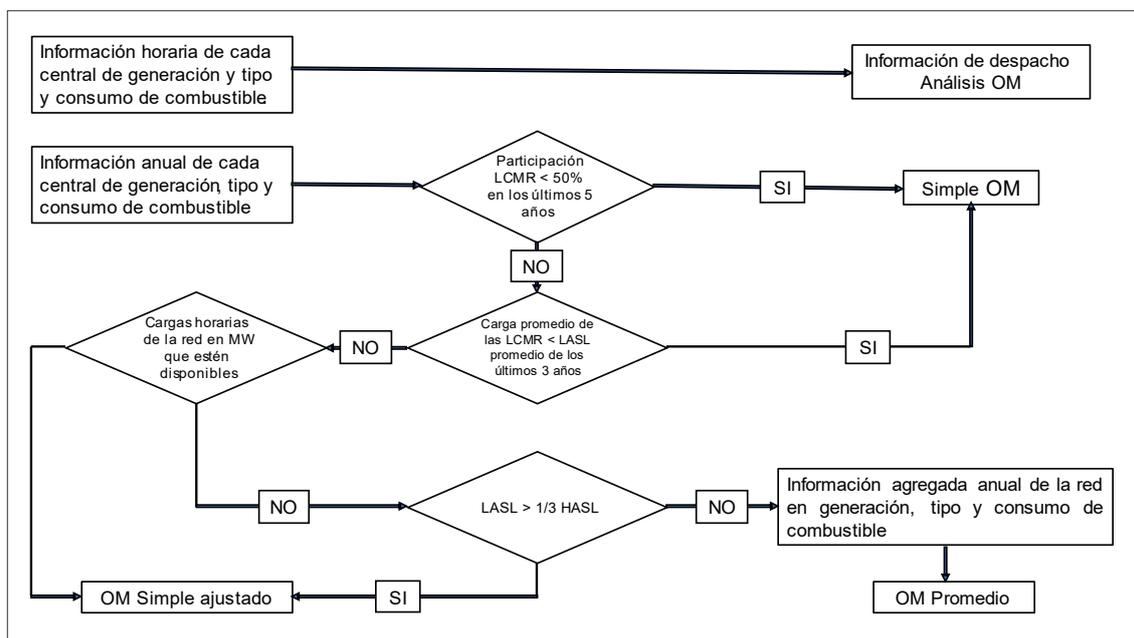
	Despacho OM	Simple ajustado OM	Simple OM	Promedio OM	Margen de construcción (CM)
Potencia de generación por planta Opción A1 bajo el Simple OM		X	X		X
Potencia de generación adicional Opción B bajo el Simple OM			X	X	
Consumo de combustible por planta Opción A1 bajo el Simple OM		X	X		X
Tipo de combustible y tecnología Opción A2 bajo el Simple OM		X	X		X
Consumo de combustible adicional Opción B bajo el Simple OM			X	X	
Generación en horas y consumo de combustible por planta	X				
Carga de la red en horas		X			
Fecha de comisionamiento de las centrales					X

Fuente: Tool to calculate the emission factor for an electricity system (United Nations, 2018, pág. 7)

Para el cálculo del margen de operación se tiene el siguiente flujograma:

**Figura 5.3**

*Flujograma de aplicación del método OM*



Fuente: Tool to calculate the emission factor for an electricity system (United Nations, 2018, pág. 14)

Entonces, el cálculo se inicia determinando, si es que las fuentes de bajo costo y las que sí o si deben entrar al despacho (LCMR), son menores del 50% en los últimos 5 años. Como se puede apreciar en la siguiente tabla, en los últimos 5 años los recursos LCMR han sido mayores al 50%.

**Tabla 5.5**

*Cálculo del LCMR 2017 al 2021*

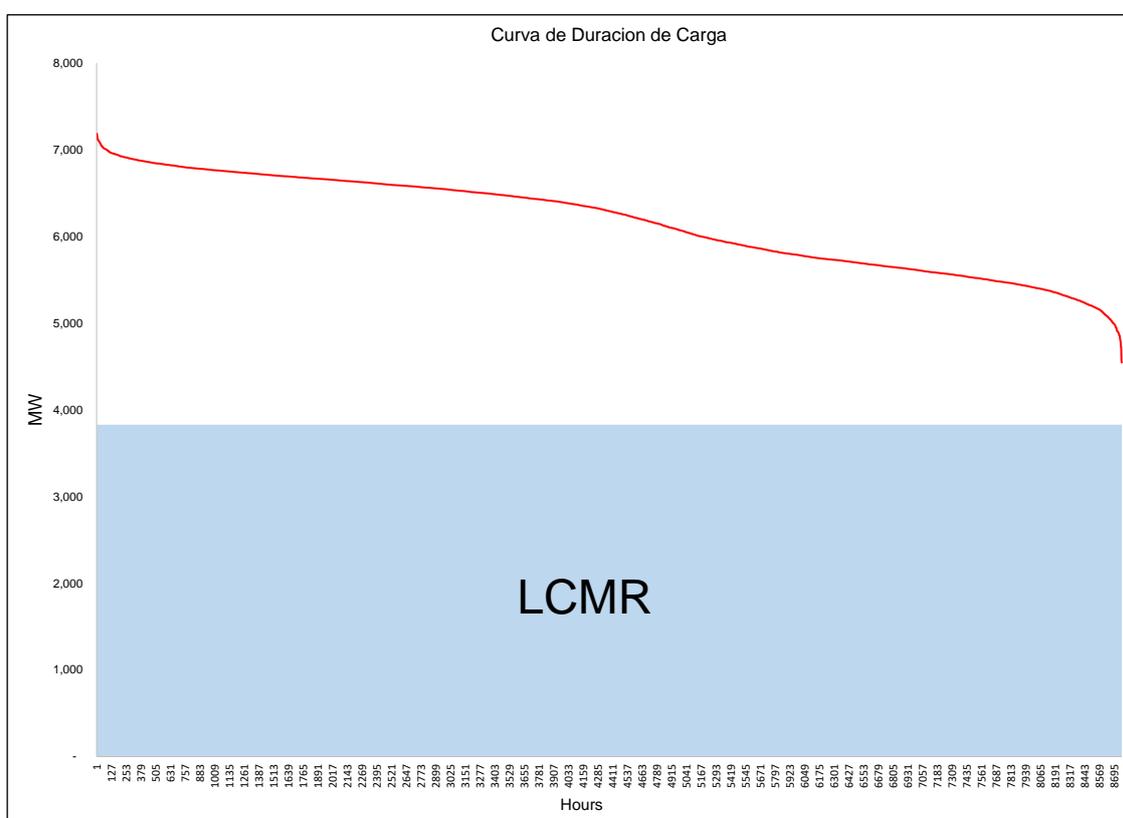
Año	RERN C (GWh)	GAS (GWh)	HIDRO (GWh)	CARBON (GWh)	DIESEL (GWh)	Total (GWh)	LCMR (GWh)	% LCMR
2017	1,477	18,221	27,741	674	880	48,993	29,218	60%
2018	2,383	18,897	29,358	43	135	50,817	31,741	62%
2019	2,660	19,951	30,168	36	74	52,889	32,828	62%
2020	2,885	16,918	29,318	13	52	49,187	32,203	65%
2021	2,958	20,318	30,660	29	21	53,986	33,618	62%

Fuente: Elaboración Propia con Información del COES (COES, 2021)

Entonces de acuerdo con el flujograma, se tendría que analizar si la producción de las fuentes LCMR es menor que la carga mínima anual del sistema (LASL), en efecto, para el caso de sistema interconectado nacional, siempre ha sido así.

### Figura 5.4

Curva de Duración de Carga y LCMR - 2021



Fuente: Elaboración propia con Información del COES (COES, 2021)

Por lo tanto, el flujograma nos muestra que el cálculo de emisión de factor de operación será determinado por el método Simple OM.

En el método Simple OM nos indica que el factor OM es calculado como el promedio de emisiones de CO<sub>2</sub> de la generación de electricidad (t CO<sub>2</sub>/MWh) de todos los grupos sin considerar a las centrales LCMR. A partir de ahí, se tienen 2 opciones, la primera es calcular

con la generación de electricidad neta y el factor de emisión de cada unidad del parque generador; la segunda es con la generación de electricidad total de todo el sistema y el tipo de combustible y el consumo de este. Para este trabajo debido a la información con la que contamos, tomaremos la primera opción. Esta opción nos brinda la siguiente ecuación:

$$EF_{OMSimple} = \frac{\sum(EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y})}{\sum EG_{m,y}}$$

En la ecuación, el elemento  $EF_{EL,m,y}$  es el factor de emisión por tipo de grupo generador y de acuerdo con la metodología se calcula de la siguiente manera:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2} \times 3.6}{n}$$

En la cual el  $EF_{CO_2}$  es el factor de emisión por tipo de combustible que está dado en kg/TJ, a eso se le aplica un factor de 3.6 y se divide entre la eficiencia del grupo generador.

En la siguiente tabla se muestra el factor de emisión por combustible, esta información es sacada de la “IPCC Guidelines on National GHG Inventories”, considerando los valores del límite inferior de la incertidumbre con un 95% de confianza, según metodología del “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” versión 0.7.0, ver Anexo 4.

**Tabla 5.6**

*Factor de Emisión por combustible*

	Type of Fuel			
	GAS NATURAL	CARBON	DIESEL 2	RESIDUAL
$EF_{CO_2,m,i,y}$ (kg/TJ)	54300	87300	72600	75500

Fuente: Valores del límite inferior de la incertidumbre con un 95 % de confianza del informe IPCC (Garg , Kazunari, & Pulles, 2006)

A continuación, se presenta el cálculo del factor de emisión por central generadora y modo de operación de todas las unidades generadoras térmicas del SEIN operativas al 2021.

Tabla 5.7

Factor de emisión por central

COMBUSTIBLE	GRUPO - MODO OPERACION	EF <sub>CO2,m,j,2021</sub>	$\eta_{m,2021}$	Factor de Emision
		KgCO2/Tj	%	EFEL,m,y (tCO2/MWh)
DIESEL 2	CHILINA TG - D2	72,600	22%	1.16289
DIESEL 2	RF PTO MALDONADO - D2	72,600	33%	0.78398
DIESEL 2	RF ETEN TG1 - D2	72,600	35%	0.74102
DIESEL 2	RF ILO2 TG2 - D2	72,600	36%	0.72923
DIESEL 2	RECKA TG1 - D2	72,600	35%	0.73894
DIESEL 2	RF ILO2 TG1 - D2	72,600	36%	0.72401
DIESEL 2	RF ILO2 TG3 - D2	72,600	36%	0.71724
DIESEL 2	STA ROSA UTI 6 - D2	72,600	31%	0.83305
DIESEL 2	OOUENDO TG1 - D2	72,600	32%	0.81424
DIESEL 2	STA ROSA WEST TG7 - D2 CON H2O	72,600	32%	0.80436
DIESEL 2	STA ROSA UTI 5 - D2	72,600	33%	0.80181
DIESEL 2	PTO BRVO TG2 - D2	72,600	36%	0.73011
DIESEL 2	PTO BRVO TG4 - D2	72,600	36%	0.72660
DIESEL 2	CTNEPITG43D2	72,600	37%	0.70464
DIESEL 2	CTNEPITG42D2	72,600	37%	0.70411
DIESEL 2	FENIX GT11 - D2	72,600	33%	0.78839
DIESEL 2	FENIX GT12 - D2	72,600	33%	0.78809
DIESEL 2	PTO BRVO TG1 - D2	72,600	36%	0.72215
DIESEL 2	PTO BRVO TG3 - D2	72,600	36%	0.72025
DIESEL 2	CTNEPITG41D2	72,600	38%	0.69581
DIESEL 2	CHILINA SULZ 12 - D2	72,600	38%	0.69334
DIESEL 2	MALACAS3 TG 5 - D2	72,600	36%	0.72738
DIESEL 2	MOLLENDO 123 - D2	72,600	42%	0.62806
DIESEL 2	RF PUCALLPA - D2	72,600	35%	0.74148
DIESEL 2	RF ETEN TG2 - D2	72,600	45%	0.58487
DIESEL 2	VENTANILLA TG 4 - D2	72,600	36%	0.73169
DIESEL 2	VENTANILLA TG 3 - D2	72,600	37%	0.71138
RESIDUAL	SAN NICOLAS TV 1 - R500	75,500	26%	1.03703
RESIDUAL	SAN NICOLAS TV 2 - R500	75,500	27%	1.02488
RESIDUAL	SAN NICOLAS TV 3 - R500	75,500	27%	1.02195
DIESEL 2	SAN NICOLAS CUMMINS - D2	72,600	38%	0.68064
DIESEL 2	FENIX CCOMB GT11 - D2	72,600	49%	0.53221
DIESEL 2	FENIX CCOMB GT11 & GT12 - D2	72,600	49%	0.53210
DIESEL 2	FENIX CCOMB GT12 - D2	72,600	49%	0.53199
DIESEL 2	TUMBES - R6	72,600	44%	0.59099
CARBON	ILO2 TV1 - CARB	87,300	40%	0.78553
GAS NATURAL	MALACAS1 TG 6 - GAS	54,300	37%	0.53331
GAS NATURAL	OOUENDO TG1 - GAS	54,300	34%	0.57066
GAS NATURAL	STA ROSA UTI 5 - GAS	54,300	30%	0.65376
GAS NATURAL	STA ROSA UTI 6 - GAS	54,300	30%	0.65215
GAS NATURAL	STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O	54,300	32%	0.61988
GAS NATURAL	STA ROSA WEST TG7 - GAS	54,300	33%	0.59934
GAS NATURAL	AGUAYTIA TG 1 - GAS	54,300	33%	0.59615
GAS NATURAL	AGUAYTIA TG 2 - GAS	54,300	33%	0.59855
GAS NATURAL	OLLEROS TG1 - GAS	54,300	38%	0.51845
GAS NATURAL	STAROSA TG8 GAS	54,300	37%	0.52910
GAS NATURAL	INDEPENDENCIA GAS	54,300	43%	0.45730
GAS NATURAL	OLLEROS CCOMB TG1 - GAS	54,300	56%	0.35026
GAS NATURAL	KALLPA TG2 - GAS	54,300	37%	0.52934
GAS NATURAL	KALLPA TG1 - GAS	54,300	37%	0.52834
GAS NATURAL	FENIX GT12 - GAS	54,300	37%	0.52492
GAS NATURAL	VENTANILLA TG 4 - GAS	54,300	36%	0.54750
GAS NATURAL	FENIX GT11 - GAS	54,300	38%	0.51943
GAS NATURAL	KALLPA TG3 - GAS	54,300	37%	0.52138
GAS NATURAL	VENTANILLA TG 3 - GAS	54,300	36%	0.54407
GAS NATURAL	LFLORES TG1 GAS	54,300	39%	0.50694
GAS NATURAL	CHILCA2 TG41 - GAS	54,300	35%	0.55571
GAS NATURAL	MALACAS3 TG 5 - GAS	54,300	33%	0.59380
GAS NATURAL	CHILCA1 TG3 - GAS	54,300	36%	0.54038
GAS NATURAL	CHILCA1 TG1 - GAS	54,300	38%	0.51740
GAS NATURAL	CHILCA1 TG2 - GAS	54,300	38%	0.50948
GAS NATURAL	KALLPA CCOMB TG2 - GAS	54,300	54%	0.36204
GAS NATURAL	KALLPA CCOMB TG3 - GAS	54,300	55%	0.35799
GAS NATURAL	KALLPA CCOMB TG1 - GAS	54,300	55%	0.35584
GAS NATURAL	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO	54,300	53%	0.36874
GAS NATURAL	FENIX CCOMB GT12 - GAS	54,300	56%	0.34967
GAS NATURAL	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	54,300	56%	0.35135
GAS NATURAL	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS	54,300	63%	0.36735
GAS NATURAL	KALLPA CCOMB TG2 & TG3 - GAS	54,300	56%	0.35044
GAS NATURAL	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 - GAS	54,300	56%	0.35007
GAS NATURAL	FENIX CCOMB GT11 & GT12 - GAS	54,300	56%	0.34783
GAS NATURAL	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS F.DIRECTO	54,300	53%	0.36614
GAS NATURAL	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIRECTO	54,300	53%	0.36590
GAS NATURAL	FENIX CCOMB GT11 - GAS	54,300	56%	0.34601
GAS NATURAL	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS	54,300	54%	0.36415
GAS NATURAL	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	54,300	54%	0.36412
GAS NATURAL	KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	54,300	56%	0.34767
GAS NATURAL	CHILCA2 CCOMB TG41 - GAS	54,300	52%	0.37319
GAS NATURAL	CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS	54,300	53%	0.36732
GAS NATURAL	CHILCA1 CCOMB TG1 - GAS	54,300	55%	0.35479
GAS NATURAL	CHILCA1 CCOMB TG2 - GAS	54,300	55%	0.35303
GAS NATURAL	CHILCA1 CCOMB TG2 & TG3 - GAS	54,300	55%	0.35243
GAS NATURAL	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG3 - GAS	54,300	56%	0.35221
GAS NATURAL	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	54,300	56%	0.34610
GAS NATURAL	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 - GAS	54,300	57%	0.34290
GAS NATURAL	MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O	54,300	31%	0.63319

Fuente: Elaboración Propia con Información del COES (COES, 2021)

Ahora con el factor de emisión de cada central, solo toca asociar este factor en relación con su producción de energía en el SEIN y tener el promedio ponderado, el cálculo se muestra a continuación:

**Tabla 5.8**

*Factor de emisión promedio anual por central*

Power Unit (m)	Efel.m.2021	EmEGm.2021	Em EGm.2021 x EFBL.m.2021
CHILINA TG - D2	1.1629	112	130
SAN NICOLAS TV 1 - R500	1.0370	1,618	1,678
SAN NICOLAS TV 2 - R500	1.0249	4,229	4,335
SAN NICOLAS TV 3 - R500	1.0219	2,041	2,086
STA ROSA UTI 6 - D2	0.8330	-	-
OQUEENDO TG1 - D2	0.8157	1	1
STA ROSA WEST TG7 - D2 CON H2O	0.8044	111	89
STA ROSA UTI 5 - D2	0.8018	74	59
RF PUCALLPA - D2	0.7909	1,429	1,130
RF PTO MALDONADO - D2	0.7896	728	575
FENIX GT11 - D2	0.7884	-	-
FENIX GT12 - D2	0.7881	-	-
ILO2 TV1 - CARB	0.7855	28,355	22,274
RF ETEN TG1 - D2	0.7410	1,074	796
RECKA TG1 - D2	0.7389	2,080	1,537
MALACAS3 TG 5 - D2	0.7363	1,012	745
VENTANILLA TG 4 - D2	0.7317	-	-
PTO BRVO TG2 - D2	0.7301	953	696
RF ILO2 TG2 - D2	0.7292	357	261
PTO BRVO TG4 - D2	0.7266	404	293
RF ILO2 TG1 - D2	0.7240	821	594
PTO BRVO TG1 - D2	0.7222	1,175	848
PTO BRVO TG3 - D2	0.7203	808	582
RF ILO2 TG3 - D2	0.7172	1,770	1,269
VENTANILLA TG 3 - D2	0.7114	796	566
CHILINA SULZ 12 - D2	0.6933	61	43
CTNEPITG43D2	0.6790	2,350	1,595
CTNEPITG41D2	0.6787	1,729	1,173
CTNEPITG42D2	0.6754	2,332	1,575
SAN NICOLAS CUMMINS - D2	0.6719	32	21
STA ROSA UTI 5 - GAS	0.6538	28,513	18,641
STA ROSA UTI 6 - GAS	0.6521	34,539	22,525
MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O	0.6332	638,499	404,288
MOLLENDO 123 - D2	0.6281	180	113
STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O	0.6132	65,316	40,054
STA ROSA WEST TG7 - GAS	0.5962	35,498	21,164
AGUAYTIA TG 2 - GAS	0.5948	169,655	100,910
AGUAYTIA TG 1 - GAS	0.5943	49,257	29,272
MALACAS3 TG 5 - GAS	0.5938	75,864	45,048
TUMBES - R6	0.59099	-	-
RF ETEN TG2 - D2	0.5849	59	35
OQUEENDO TG1 - GAS	0.5719	126,444	72,312
OLLEROS TG1 - GAS	0.5532	18,000	9,957
STAROSA TG8 GAS	0.5417	313,272	169,710
CHILCA1 TG3 - GAS	0.5404	240,668	130,053
CHILCA2 TG41 - GAS	0.5395	49,270	26,580
VENTANILLA TG 4 - GAS	0.5357	193,279	103,535
MALACAS1 TG 6 - GAS	0.5333	9,993	5,330
FENIX CCOMB GT11 - D2	0.5322	161	86
FENIX CCOMB GT11 & GT12 - D2	0.5321	405	215
FENIX CCOMB GT12 - D2	0.5320	498	265
VENTANILLA TG 3 - GAS	0.5307	188,093	99,815
KALLPA TG2 - GAS	0.5293	25,494	13,495
KALLPA TG1 - GAS	0.5283	16,820	8,887
KALLPA TG3 - GAS	0.5214	27,617	14,399
LFILORES TG1 GAS	0.5212	472,899	246,468
CHILCA1 TG1 - GAS	0.5174	72,458	37,489
FENIX GT11 - GAS	0.5168	15,085	7,796
FENIX GT12 - GAS	0.5138	11,556	5,937
CHILCA1 TG2 - GAS	0.5095	72,369	36,871
INDEPENDENCIA GAS	0.4573	88,949	40,676
VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO	0.3718	52,665	19,579
VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS	0.3702	39,354	14,571
VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS F.DIRECTO	0.3685	52,829	19,467
CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS	0.3670	32,772	12,028
VENTANILLA CCOMB TG3 - GAS	0.3665	26,015	9,535
CHILCA2 CCOMB TG41 - GAS	0.3614	496,222	179,322
KALLPA CCOMB TG2 - GAS	0.3606	12,071	4,353
VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIRE	0.3603	1,081,365	389,572
CHILCA1 CCOMB TG1 - GAS	0.3588	25,711	9,226
VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	0.3586	1,346,625	482,943
OLLEROS CCOMB TG1 - GAS	0.3551	951,192	337,736
KALLPA CCOMB TG3 - GAS	0.3547	15,550	5,515
CHILCA1 CCOMB TG1 & TG3 - GAS	0.3533	362,568	128,096
KALLPA CCOMB TG2 & TG3 - GAS	0.3519	166,240	58,507
KALLPA CCOMB TG1 - GAS	0.3517	81,320	28,599
KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	0.3513	4,689,463	1,647,624
KALLPA CCOMB TG1 & TG2 - GAS	0.3510	212,817	74,707
KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	0.3486	380,574	132,673
CHILCA1 CCOMB TG2 - GAS	0.3485	8,205	2,860
CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	0.3461	3,454,209	1,195,519
CHILCA1 CCOMB TG2 & TG3 - GAS	0.3452	88,247	30,463
FENIX CCOMB GT11 - GAS	0.3432	296,748	101,842
FENIX CCOMB GT12 - GAS	0.3427	249,413	85,472
CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 - GAS	0.3411	257,705	87,912
FENIX CCOMB GT11 & GT12 - GAS	0.3408	2,838,773	967,535
<b>EFgrid.OMsimple.y</b>	<b>0.3831</b>	<b>20,315,818</b>	<b>7,782,535</b>

Fuente: Elaboración Propia con Información del COES (COES, 2021)

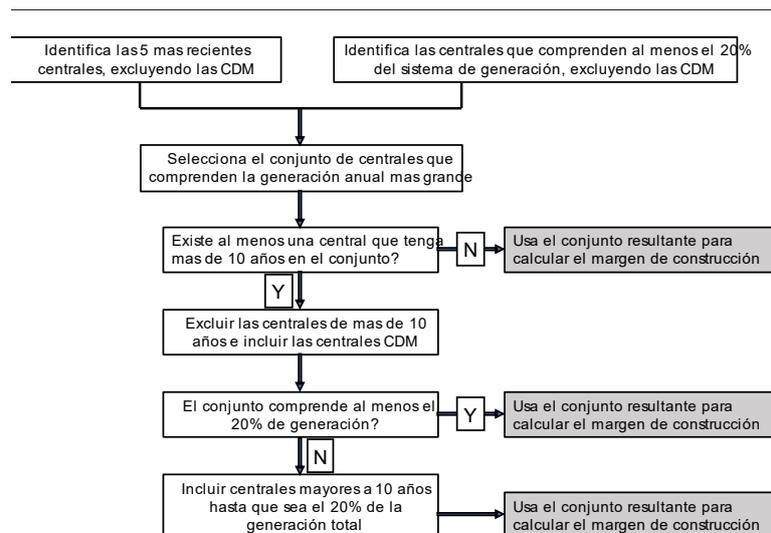
En la tabla anterior se determinó el factor de emisión por operación, ahora se tiene que calcular el factor de construcción, para finalmente tener el factor de emisión total del sistema interconectado nacional actual. El margen o factor de construcción se basa en la siguiente ecuación:

$$EF_{Grid,BM,y} = \frac{\sum(EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y})}{\sum EG_{m,y}}$$

Como se puede apreciar continúa siendo el promedio ponderado del grupo de centrales del parque generador, sin embargo, asocia ciertos criterios descritos en el siguiente flujograma:

**Figura 5.5**

*Flujograma para el cálculo del margen de construcción*



Fuente: Tool to calculate the emission factor for an electricity system (United Nations, 2018)

Esos criterios son en primer lugar, identificar las 5 unidades de generación más recientes que no formen parte de algún proyecto de mecanismo de desarrollo limpio; en segundo lugar, identificar las unidades de generación que comprenden al menos el 20% de

generación excluyendo los proyectos de mecanismo de desarrollo limpio. Ahora considerando estas 2 restricciones se identificó 37 grupos de generación, y de estas asociadas a su factor de emisión que es el mismo valor que se usa para calcular el factor de operación, se tiene finalmente el promedio ponderado o factor de construcción del SEIN.

**Tabla 5.9**

*Factor de emisión por central y energía producida anual*

SET <sub>sample</sub> (SET $\geq$ 20%)	EG <sub>m,2021</sub> (MWh)	Technology	EF <sub>EL,m,2021</sub> (tCO <sub>2</sub> /MWh)
C.S. YARUCAYA	0.98	Hidro	-
CE. HUAMBOS	43.14	Eolico	-
C.E. DUNA	56.01	Eolico	-
C.T.B. CALLAO	13.62	BIOGAS	-
C.H. EL CARMEN	46.81	Hidro	-
C.H. RUCUY	136.73	Hidro	-
C.T. SAN JACINTO	49.73	BAGAZO	-
C.H. CALLAHUANCA	602.88	Hidro	-
C.H. MCH PATAPO	3.09	Hidro	-
C.H. CARHUAC	120.99	Hidro	-
C.H. HER1	2.73	Hidro	-
C.T.B. DOÑA CATALINA	15.57	BIOGAS	-
C.E. WAYRA I	618.83	Eolico	-
C.S. INTIPAMPA	108.63	Solar	-
C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLL	969.23	Gas Natural	0.3551
C.H. RENOVANDES H1	163.53	Hidro	-
C.S. RUBÍ	443.63	Solar	-
C.H. MCH CERRO DEL ÁGUILA	53.19	Hidro	-
C.H. YARUCAYA	138.75	Hidro	-
C.H. POTREROS	125.05	Hidro	-
C.T. MALACAS 1 - TG6	9.99	Gas Natural	0.5333
C.T. CHILCA 2	545.49	Gas Natural	0.3614
C.T. NEPI	6.41	Diesel	0.6754
R.F. PLANTA PUERTO MALDONADO	0.73	Diesel	0.7896
R.F. PLANTA PUCALLPA	1.43	Diesel	0.7909
C.T. PUERTO BRAVO	3.34	Diesel	0.7203
PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS	414.50	Eolico	-
C.T. RECKA	2.08	Diesel	0.7389
C.T. LA GRINGA V	16.42	BIOGAS	-
C.H. MACHUPICCHU - G4	796.20	Hidro	-
C.T. RESERVA FRÍA ETEN	4.26	Diesel	0.7410
C.H. CANCHAYLLO	27.96	Hidro	-
C.T. FÉNIX	3,425.78	Gas Natural	0.3497
C.T. SANTA ROSA - TG7	100.89	Gas Natural	0.5962
C.T. RESERVA FRÍA DE GENERACIÓN	2.95	Diesel	0.7172
C.T. RESERVA FRÍA DE GENERACIÓN	76.88	Diesel	0.7274
C.T. CHILCA I	4,655.05	Gas Natural	0.3461

Fuente: Elaboración Propia con Información del COES (COES, 2022)

**Tabla 5.10**

*Factor de emisión de construcción del SEIN*

$\Sigma EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}$	3,487
$\Sigma EG_{m,y}$	13803.48
$EF_{grid,BM,y}$	0.2526

Fuente: Elaboración propia

Entonces, se tiene ya un factor de operación y construcción, por lo tanto, se tiene el factor total de emisión actual con el parque generador que actualmente despacha en el SEIN, se le asigna un peso de 50% a cada uno para tener un valor final.

**Tabla 5.11**

*Factor de emisión de operación y construcción del SEIN - 2021*

Weighted average CM	
$EF_{grid,OM-DD,2021}$	0.3831
$W_{OM}$	50%
$EF_{grid,BM,y2021}$	0.2526
$W_{BM}$	50%
$EF_{grid,CM,2021}$	0.3178

Fuente: Elaboración propia

Como la presente tesis brinda el enfoque de determinar la cuota de participación renovable en un largo plazo, se realizará sensibilidades en función del factor de emisión para tener un despacho en base a este enfoque de sostenibilidad ambiental. El factor de emisión de operación proyectado será calculado como el promedio ponderado de la producción por tipo de tecnología asociado cada tecnología a su factor de emisión; y, el factor de emisión de construcción será calculado como el promedio ponderado de la capacidad nueva instalada por tipo de tecnología asociado a su factor de emisión. Además, para la proyección del factor de emisión del SEIN se mantendrán los pesos asignados en la metodología de 50% para cada factor de construcción y operación.

### **5.3 Analizar el Nivel de Seguridad del SEIN por la penetración de ERNC**

La seguridad de un sistema eléctrico es de vital importancia para garantizar la continuidad del servicio y suministro de electricidad, por lo que su análisis ante el incremento de las fuentes renovables no convencionales es fundamental y necesario realizarlo. En este objetivo definimos la seguridad del sistema en base a algunos indicadores de distintas bibliografías, alguno de estos indicadores ya se aplica en la red nacional; sin embargo, no se utiliza para el análisis del planeamiento de expansión. Los indicadores que emplearemos son los siguientes, en primer lugar, el indicador de diversidad de fuentes es el indicador que representa la diversidad de tipos de tecnologías que cuenta el parque generador de un sistema eléctrico interconectado, el resulta se representa en por unidad o porcentaje. El segundo indicador es el de fuentes autóctonas, que representa la dependencia de fuentes extranjeras para lograr satisfacer la demanda nacional, en tercer lugar, el margen de reserva firme objetivo que nos muestra la reserva como capacidad para poder abastecer parte de la demanda ante cualquier contingencia en el parque de generación, en cuarto lugar, la inercia del sistema que representa la masa de las unidades de generación del sistema interconectado nacional, es la capacidad de soportar grandes disturbios manteniendo el sistema en condiciones de operación normal y no permitiendo colapsos, como se sabe la gran inserción de energía renovables desplaza unidades de generación y hace que la inercia disminuya, por último, la regulación secundaria de frecuencia tiene la misión de amortiguar las variación de oferta y demanda en el SEIN.

Estos 5 indicadores se colocan como restricciones en el modelo de despacho para lograr determinar un despacho óptimo con relación a la seguridad del sistema.

#### ***5.3.1 Diversidad de Fuentes***

El indicador de diversidad de fuentes nos permite analizar la diversidad de tipos de tecnologías del parque generador, pero en relación con su aporte de energía al sistema, es decir,

no solo basta con tener gran cantidad de diferentes centrales de generación, sino que estas deben aportar de igual manera para tener el coeficiente más alto de este indicador. Este indicador es parte de la rosa de la robustez que elaboró la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear de Uruguay (DNETN2007), la siguiente ecuación muestra que el indicador de diversidad de fuentes depende de la energía firme anual, energía firme total y la cantidad de fuentes primarias.

$$IDF = \sum_{t=1}^t \left(1 - \frac{\sigma}{Max(\sigma)}\right)$$

La desviación estándar  $\sigma$  y la máxima desviación estándar se calcula de la siguiente manera:

$$\sigma = \sqrt{\sum_t \left(\frac{EFA_t}{EFT} - \frac{1}{NFP}\right)^2}$$

$$Max(\sigma) = \sqrt{\left(1 - \frac{1}{NFP}\right)^2 + (NFP - 1)\left(\frac{1}{NFP}\right)^2}$$

Siendo EFA, la energía firme anual de generación, EFT, la energía firme total, NFP, numero de fuentes primarias.

Al realizar la evaluación en el sistema interconectado nacional con la información estadística que publica el COES, encontramos que para este indicador en los últimos años se tiene un incremento de tipos de tecnología y de aporte en producción de energía del SEIN, esto se debe a que el parque generador no solo se compone de centrales hidroeléctricas y térmicas, sino que han estado entrando centrales renovables no convencionales, pero que por su poco aporte a la producción de energía distorsiona el indicador y no llega ni al 50% del total del indicador, en el 2022 tenemos al indicador en 0.41, con el aumento de las renovables esto podría incrementarse, en materia de seguridad energética es importante tener una fuente diversificada por el tema de la indisponibilidad de ductos de gas, años de sequía, etc. Al tener

más tecnologías y que tengan la misma proporción que las demás nos permite tener redundancia de fuentes de generación, pero esto trae otros efectos que se verán en adelante.

**Tabla 5.12**

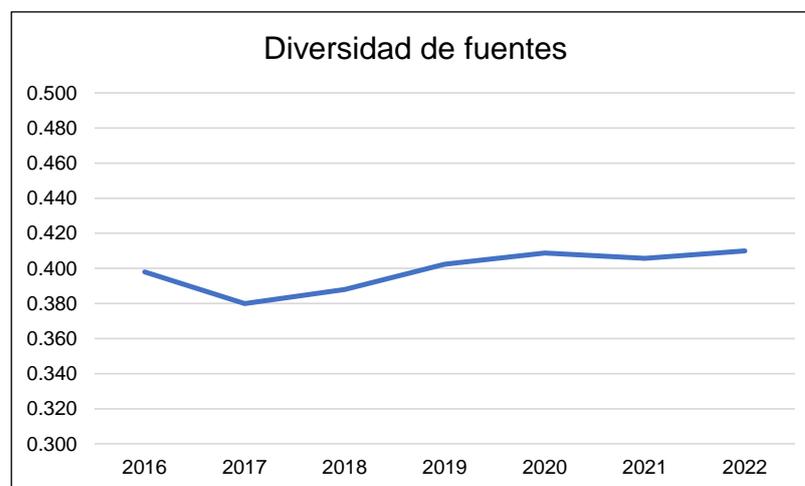
*Energía firme e Índice de diversidad de fuentes*

Año	Eolica	Solar	Hidro	Térmica	Energía firme total	NFP	T(Período)	Desviación	Max Desviación	IDF
2016	982.93	206.69	23584.39	42353.94	67127.96	4	1	0.521	0.866	0.398
2017	1020.44	215.94	24131.95	48627.18	73995.50	4	1	0.537	0.866	0.380
2018	1020.44	797.94	24136.15	48874.34	74828.87	4	1	0.530	0.866	0.388
2019	1587.53	759.96	25529.25	49245.56	77122.31	4	1	0.518	0.866	0.402
2020	1599.28	758.26	25998.66	48169.59	76525.79	4	1	0.512	0.866	0.409
2021	1618.08	758.80	25512.76	48404.77	76294.42	4	1	0.515	0.866	0.406
2022	1829.22	767.30	26163.38	49064.45	77824.34	4	1	0.511	0.866	0.410

Fuente: Elaboración Propia con Información del COES (COES, 2022)

**Figura 5.6**

*Índice de Diversidad de Fuentes en el SEIN*



Fuente: Elaboración propia

### 5.3.2 Fuentes autóctonas

El indicador de fuentes autóctonas muestra la dependencia de recursos primarios extranjeros para producir energía y abastecer la demanda nacional; sin embargo, para el caso peruano este indicador si se tiene a tope, es decir, aproximadamente 100% ya que las fuentes

naturales o recursos naturales que producen energía en el país en su mayoría son recursos propios y no extranjeros, en el caso de las hidroeléctricas es gracias a las cuencas del Pacífico, y en el caso de las térmicas, es gracias al proyecto Camisea, el resto de tecnologías son centrales renovables no convencionales que el recurso es el sol y viento. Además, esto ha sido así aproximadamente desde hace una década, por lo tanto, no se agrega como restricción para el modelo de despacho ya que no genera restricción alguna a analizar, sin embargo, se detalla los cálculos realizados de acuerdo con la metodología de la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear de Uruguay (DNETN2007), este indicador también forma parte de la rosa de la robustez.

En la siguiente tabla se aprecia que en los últimos años la importación de energía, la energía producida a base de carbón, Diesel, residual no llega ni al 1% de la producción anual de energía del sistema interconectado nacional. Esto representa que el país no depende de intercambios de materias primas o fuentes primarias extranjeras para la producción de electricidad. Este es un aspecto que brinda seguridad y robustez en materia energética al sistema eléctrico.

### **Tabla 5.13**

*Importación de energía del SEIN*

2019		
	GWH	%
Importación 2019	60.00	0.11%
Carbon 2019	36.15	0.07%
Residual 500 2019	47.18	0.09%
Diesel 2 2019	109.87	0.21%
Energía total 2019	52889.14	100%
2020		
Importación 2020	37.45	0.08%
Carbon 2020	13.02	0.03%
Residual 500 2020	8.66	0.02%
Diesel 2 2020	43.78	0.09%
Energía total 2020	49186.64	100%
2021		
Importación 2021	43.01	0.09%
Carbon 2021	28.60	0.06%
Residual 500 2021	7.64	0.02%
Diesel 2 2021	21.29	0.04%
Energía total 2021	53985.57	100%

Fuente: Elaboración Propia con Información del COES (COES, 2021)

### 5.3.3 Margen de Reserva Firme Objetivo

Dentro del aspecto de la seguridad del sistema, se evalúa las diferentes contingencias que puedan ocurrir en un sistema eléctrico y cómo el sistema responde ante estas contingencias o perturbaciones. Para el caso del presente indicador se trata de evaluar la reserva suficiente disponible de generación que pueda suplir y soportar las severas contingencias de un sistema eléctrico sin llegar a optar a el racionamiento de energía. Las contingencias se realizan en puntos neurálgicos de la red, para el caso del sistema interconectado nacional, se tienen 2 escenarios claves a analizar, estos 2 escenarios nacen debido a que el despacho de la red nacional es predominantemente hidrotérmico y se tienen 2 puntos claves de generación, el primero de ellos tiene que ver con la hidrología y que pasaría si es que se tiene una hidrología seca en un determinado periodo; el segundo tiene que ver con el ducto de gas que viene de Camisea, un corte de este medio y dejaría a todo Chilca sin suministro de gas, y por ende, sin energía a diversas centrales térmicas que usan este recurso para generar electricidad. Como se

puede apreciar, estos 2 escenarios son claves para la evaluación de la seguridad del sistema y la evaluación del porcentaje de reserva de generación.

El Osinergmin realiza un estudio para determinar el margen de reserva óptimo, que para el año 2021 resultó de 33.47% considerando la reserva fría de generación, sin contar con ello se tiene un margen de reserva firme objetivo del 21.41%. Esta información sirve como entrada y se verifica con el estudio de “Verificación de margen de reserva firme objetivo del SEIN” que lo realiza el COES.

El COES realiza un informe anual de la verificación de la reserva firme objetivo e incluye las 2 contingencias o escenarios mencionados en el primer párrafo, por lo tanto, para el presente trabajo la reserva firme objetivo es un indicador clave y una restricción de base para determinar la cuota de participación renovable a nivel de seguridad del sistema y la óptima total. El análisis que realiza el COES tiene un horizonte de 4 años desde el primer año de análisis actual, y, para el trabajo tomaremos la data estadística del porcentaje de reserva firme objetivo. En el modelo de despacho el porcentaje de reserva firme objetivo le asignaremos como una restricción base, es decir, que en el despacho o la en la determinación de cuota de participación renovable para el aspecto de la seguridad del sistema, no será una variable el margen de reserva firme objetivo sino una constante.

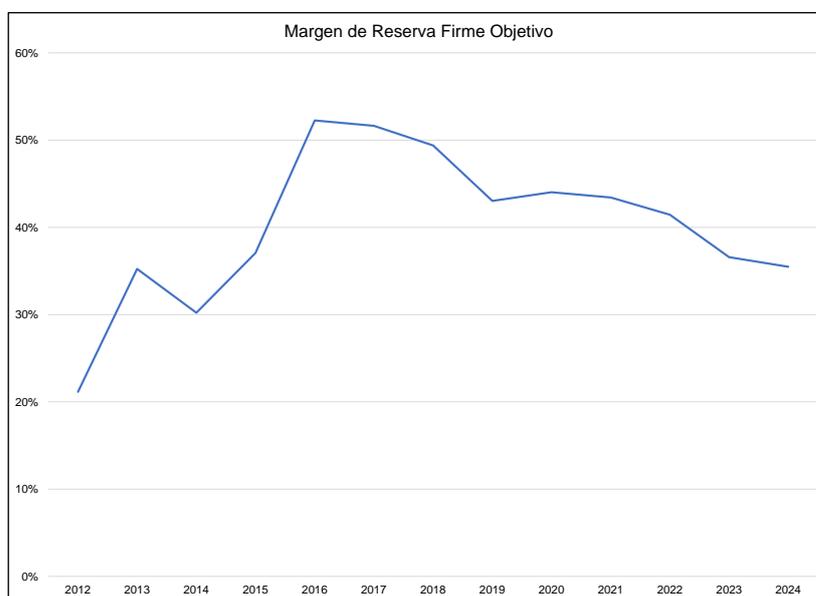
En la tabla 23 se aprecia los márgenes de reserva firme objetivo de los años pasados, el último informe fue realizado en el 2021, ahí se determinó un valor de margen de reserva firme objetivo del 43%, sin considerar la reserva fría de generación. Este valor es muy superior al margen de reserva firme objetivo calculado por el Osinergmin, por lo tanto, se verifica que se tiene un buen margen de reserva y no se requiere proyectos de generación, tampoco se tiene racionamiento de energía en el horizonte de estudio del 2021 al 2024.

**Tabla 5.14***Margen de Reserva Firme Objetivo anual*

Año	Demanda (MW)	Potencia Efectiva de Generación (MW)	Potencia Firme de Generación (MW)	Margen de reserva (MG)	MRFO (%)
2012	5414	6795	6559	1145	21%
2013	5909	8467	7991	2082	35%
2014	6211	8571	8087	1876	30%
2015	6402	9308	8775	2373	37%
2016	6762	11223	10295	3533	52%
2017	6834	11066	10363	3529	52%
2018	6894	11401	10299	3405	49%
2019	7234	11506	10347	3113	43%
2020	7432	11612	10704	3272	44%
<b>2021</b>	<b>7490</b>	<b>11641</b>	<b>10742</b>	<b>3252</b>	<b>43%</b>
2022	7669	11751	10847	3178	41%
2023	7933	11738	10835	2902	37%
2024	8155	11963	11048	2893	35%

Fuente: Elaboración Propia con Información del COES (COES, 2022)

Finalmente, para la presente tesis consideraremos en el modelo de despacho un margen de reserva mínimo del 33% para el horizonte del largo plazo, este valor servirá como restricción base para el cálculo de la cuota de participación renovable considerando solo la seguridad del sistema y también la cuota optima total.

**Figura 5.7***Margen de Reserva Firme Objetivo anual*

Fuente: Elaboración Propia

#### 5.3.4 Inercia del Sistema

Este indicador representa la respuesta de las masas rotantes en la frecuencia del sistema ante perturbaciones ocurridas en el sistema, pérdida de generación o pérdida de carga; las masas rotantes del sistema nacional prácticamente se componen de turbinas hidráulicas y térmicas que brindan un óptimo nivel de magnitud de inercia al sistema; sin embargo, al incorporarse nuevas tecnologías como las centrales renovables no convencionales, estas tienen un aporte nulo a la inercia del sistema y como el cálculo de este parámetro es un promedio ponderado y al reemplazar a grupos térmicos en el despacho económico, disminuyen la inercia del sistema, dejando un efecto negativo al sistema, es decir, se podría comprometer la seguridad del sistema.

Del plan del diagnóstico del SEIN 2023-2032 que realizó el COES en el año 2021, se aprecia que la inercia equivalente del sistema al 2023 tiene un valor de 4.03 aproximadamente y esto aumentará a 4.15 al 2032, considerando una participación renovable menor al 7%, claro está que esto depende de los proyectos de generación a entrar hasta esa fecha, existe una gran

incertidumbre en este aspecto, sin embargo, con la información que brinda el COES se presenta la siguiente tabla con los escenarios de operación analizados.

**Tabla 5.15**

*Inercia del SEIN por bloque horario y año*

Escenarios	Heq	MW Total	MVA RER	%RER
AV23MAX	3.91	7994.28	224.64	2.8%
AV23MED	3.91	8010.04	341.83	4.3%
AV23MIN	3.64	6323.05	106.11	1.7%
ES23MAX	4.22	7844.79	264.83	3.4%
ES23MED	4.23	7589.80	410.87	5.4%
ES23MIN	4.26	6154.41	145.66	2.4%
AV26MAX	3.95	8788.05	279.14	3.2%
AV26MED	3.93	8773.58	390.83	4.5%
AV26MIN	3.70	6900.37	142.61	2.1%
ES26MAX	4.21	8584.52	329.33	3.8%
ES26MED	4.17	8298.77	466.87	5.6%
ES26MIN	4.29	6710.59	191.66	2.9%
AV28MAX	4.05	9566.81	279.14	2.9%
AV28MED	4.04	9535.67	390.83	4.1%
AV28MIN	3.89	7567.82	142.61	1.9%
ES28MAX	4.29	9358.78	329.33	3.5%
ES28MED	4.27	9031.34	466.87	5.2%
ES28MIN	4.43	7335.66	191.66	2.6%
AV32MAX	4.07	11002.69	530.14	4.8%
AV32MED	4.06	10908.81	533.58	4.9%
AV32MIN	3.89	8474.49	267.61	3.2%
ES32MAX	4.23	10783.16	615.08	5.7%
ES32MED	4.25	10305.62	664.62	6.4%
ES32MIN	4.36	8192.37	363.66	4.4%

Fuente: Elaboración Propia con información del Informe Diagnostico 2023-2032 (COES, 2021)

Para determinar la inercia equivalente se toma en consideración el promedio ponderado de las maquinas síncronas que operan en el sistema de la siguiente manera:

$$H - eq = \frac{H1 * S1 + H2 * S2 + \dots Hn * Sn}{S1 + S2 + S3 + \dots Sn}$$

Donde n es el número total de máquinas síncronas en servicio, H es la constante de inercia de cada máquina expresada en segundos, y S es la potencia nominal de cada unidad.

La constante de inercia tiene valores típicos que son determinados por cada fabricante; sin embargo, de acuerdo con el libro de P. Kundur “Power System Stability and Control” se tienen los siguientes valores:

**Tabla 5.16**

*Valores típicos de la constante de inercia por tecnología*

Type of generating unit	$H$
Thermal unit	
(a) 3600 r/min (2-pole)	2.5 to 6.0
(b) 1800 r/min (4-pole)	4.0 to 10.0
Hydraulic unit	2.0 to 4.0

Fuente: Power System Stability and Control (Kundur, 1994)

Por lo tanto, al modelo de despacho asumiremos un nivel de inercia mínimo del valor de 2.5 segundos, es decir, es prácticamente como si todo el parque generador fuese hidráulico, es lo mínimo que se puede permitir y lo que debe restringir para calcular la cuota de participación renovable.

### **5.3.5 Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia**

El procedimiento Técnico del COES N° 22, establece los criterios y metodologías para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) que incluye la Determinación y Asignación de la RSF por medio de un Estudio Anual elaborado por el COES y aprobado por OSINERGMIN, donde uno de los entregables directos es el cálculo de la magnitud de reserva total para la RSF requerida por el SEIN para cada año.

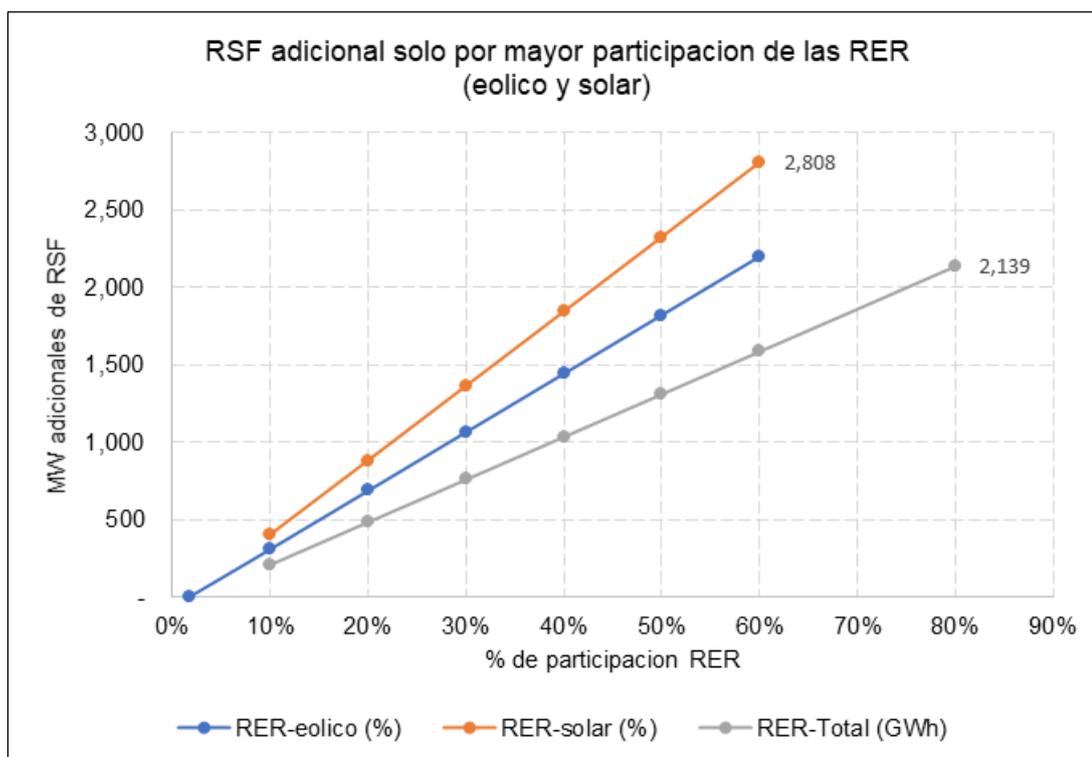
La metodología para el cálculo de la magnitud de RSF requerida se basa en el error estadístico medio horario entre lo proyectado y ejecutado, con un horizonte anual, de la variable demanda y oferta de generación RER del tipo no gestionable (solar, eólica y mareomotriz), que

para la situación actual del SEIN y planteamiento de la tesis será solo la energía eólica y solar. Por consiguiente, la mayor penetración de ERNC en el SEIN incrementaría las magnitudes de requerimiento de RSF; y, por lo tanto, los costos por RSF los cuales son pagados por todos los generadores. En el Anexo 5 se describe la metodología y cálculo de la magnitud y costo de la regulación secundaria de frecuencia por mayor penetración de energía eólica y solar.

Ahora presentamos los resultados como valor promedio de la reserva secundaria (a subir y bajar) para cada escenario de participación e identificamos la reserva secundaria adicional que requeriría el SEIN para el 2040 sin considerar el error de pronóstico de la demanda.

**Figura 5.8**

*RSF adicional por mayor participación RER*



Fuente: Elaboración Propia

La Figura muestra que el requerimiento adicional de reserva secundaria varía dependiendo del tipo de tecnología de participación RER, eólica, solar o mixta, debido que la intermitencia de las centrales eólicas es mayor a la intermitencia que pueda generar una central solar; que el factor de planta de una central eólica es casi el doble de una central solar. De esta manera ante una participación RER del 60% la reserva adicional necesaria para el SEIN varía desde 1,587 MW - con solo crecimiento de energía eólico – hasta 2,808 MW -con solo crecimiento de energía eólica. Asimismo, en la siguiente figura se muestra la reserva secundaria adicional para el SEIN en proporción a la nueva capacidad eólica y solar, considerando factores de planta de 32% y 53% para solares y eólicas, respectivamente, los cuales son los promedios de las actuales centrales en el SEIN. Este comportamiento será representado en el modelo de optimización y valorizado a la tarifa indicada en el Anexo 5, para incluirlo en la función de optimización para la determinación el mix de generación óptimo al 2040.

#### **5.4 Determinar la cuota de participación de ERNC en el SEIN al 2040**

Para determinar la cuota de participación RER en el SEIN al 2040 bajo los aspectos de competitividad, seguridad y sostenibilidad usamos el modelo matemático y restricciones indicadas en el Capítulo 4, además consideramos los costos de inversión detallados en el capítulo 5. Asimismo, dependiendo del escenario a considerar, como óptimo, competitivo, seguro o sostenible, se activan las restricciones según la siguiente tabla.

Con las consideraciones indicadas se realizó el cálculo del precio de reserva secundaria en función de la potencia de reserva secundaria adicional necesaria por mayor participación eólica y solar, el cual es de 7.12 US\$/kW-mes y en términos de energía equivalente a esa reserva secundaria es 9.75 US\$/MWh, donde esta tarifa promedio es asociada a la magnitud de regulación secundaria de frecuencia en energía y potencia.

Sin embargo, los valores calculados, podrían acotarse u omitirse totalmente debido a un cambio regulatorio que ya han adoptado otros países, que es de solicitar a las empresas eólicas y solares incluir equipos que permitan mitigar su intermitencia como requisito para el inicio de operación comercial, como el caso de Estados Unidos, Italia, Reino Unido (Synex, ICAI, & Estudios Energeticos Consultores, 2018, pág. 104) lo que se lograría cuando los costos nivelados de estas tecnologías sean lo suficientemente competitivos para permitir la inversión en nuevos equipos de gestión de intermitencia, manteniendo los porcentajes de márgenes comerciales para los inversionistas. Este punto de inflexión lo podemos identificar cuando analicemos la proyección de costos nivelados.

**Tabla 5.17**

*Restricciones según escenario*

Nº	Restricciones/Escenario	Optimo	Seguridad	Competitividad	Sostenibilidad
1	Reserva del SEIN	X	X	X	X
2	Capacidad de Ducto	X	X	X	X
3	Costo de emisión de CO2	X			X
4	Reducción de Tarifa a usuario final	X		X	
5	Aumento de Tarifa por subasta	X		X	
6	Inercia del SEIN meta	X	X		
7	Costo de la RSF por intermitencia	X	X		

Fuente: Elaboración Propia

- Reserva Firme Objetivo considerando la reserva fría del SEIN de 33%.
- Restricción por transporte de gas considerando el proyectó SIT-Gas y ampliaciones de capacidad, con lo cual se estima una capacidad máxima de 1100 MMPCD.
- Precio de mercado de emisiones estimado en 35US\$/tCO2 al 2040, tomando como referencia el valor de la Política Energética de Chile al 2030 (**Transición Energética de Chile, 2022**).

- Reducción o aumento de la tarifa de usuario final considerando que las Distribuidoras podrán licitar energía por bloques, y los resultados de estas impactarán directamente en el precio nivel generación, similar al caso chileno.
- Prima por tecnología eólica y solar, en caso de ser necesario debido a las magnitudes del precio sombra, que consideramos equivalente al costo marginal del SEIN.
- Inercia del SEIN meta de 2.5 segundos, asociado a la inercia de una central hidroeléctrica.
- Costo de la Regulación Secundaria de Frecuencia la cual es directamente proporcional a la intermitencia de las tecnologías solar y eólica.

En el Anexo 6 se muestran los resultados del escenario competitivo, seguro y sostenible; y, a continuación, se muestra los resultados del escenario óptimo. Se tiene como resultado que la participación de ERNC (eólica y solar) óptima para el SEIN al 2040 es de 32%, en lo cual se tiene los siguientes indicadores:

**Tabla 5.18**

*Principales indicadores del despacho Óptimo al 2040*

INDICADORES	Óptimo
Participación eólica	13%
Participación solar	19%
Inercia promedio SEIN	2.50
Factor de emisión promedio (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.172
Costo de Operación (Mio US\$)	1,011
Costo de Inversión (Mio US\$)	2,013
Costo de Externalidades (Mio US\$)	- 254
Costo Total (Mio US\$)	2,770
Índice de Diversidad	86%
MD / Capacidad Instalada	48%

Fuente: Elaboración Propia

Se puede apreciar que un ratio de Máxima Demanda sobre Capacidad Instalada al 2040 es de 48%, similar al ratio actual del 2022, sin embargo, al 2040 se aprecia una mayor penetración de energía solar, la cual tiene un bajo factor de carga. Además, el índice de diversidad se estima en 86%, casi el doble del valor actual al 2022, debido a la mayor participación de energía solar y eólica.

En este escenario la potencia instalada adicional equivale a 21.3 GW, con la siguiente participación por tipo de tecnología.

**Tabla 5.19**

*Capacidad nueva a instalar al 2040*

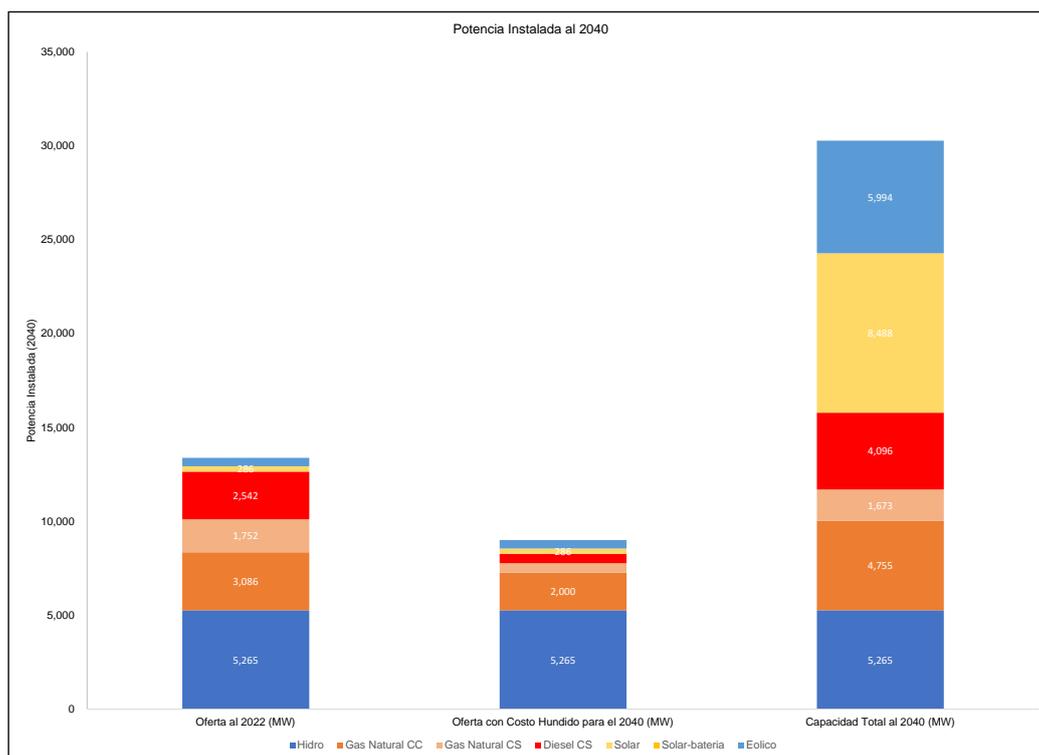
	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-batería	Eólico	Total
Capacidad a Instalar (MW)	0	2,755	1,173	3,596	8,201	0	5,545	21,271

Fuente: Elaboración Propia

De esta manera, en la siguiente Figura se muestra la capacidad instalada óptima para el 2040, considerando 9 GW de oferta actual que llegaría al 2040 con costos hundidos.

**Figura 5.9**

*Potencia Instalada para un despacho ideal al 2040*

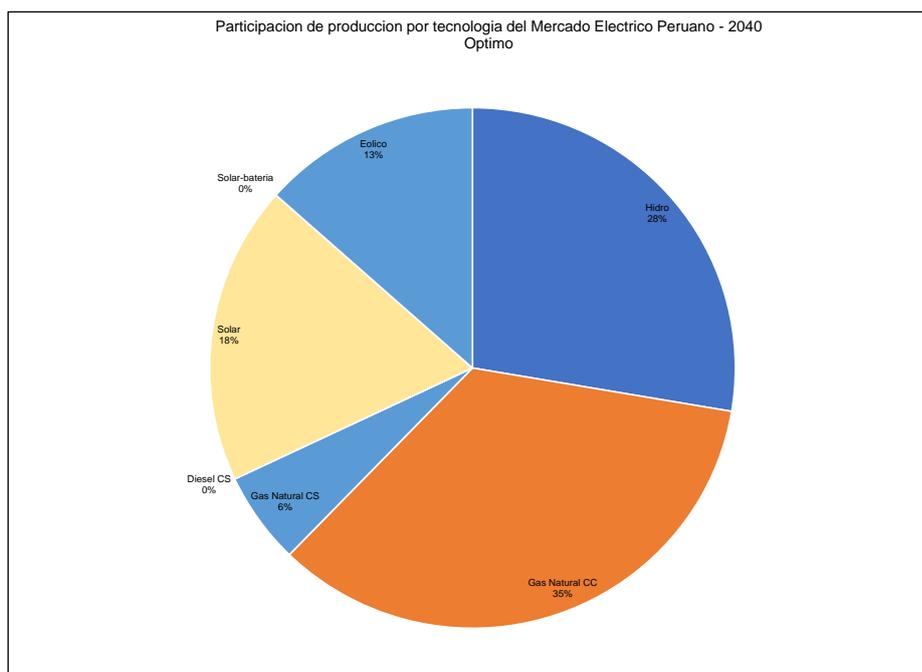


Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se muestra la participación de producción de energía por tipo de tecnología al 2040 resultado del modelo matemático indicado.

### Figura 5.10

*Participación por tecnología del despacho optimo al 2040*



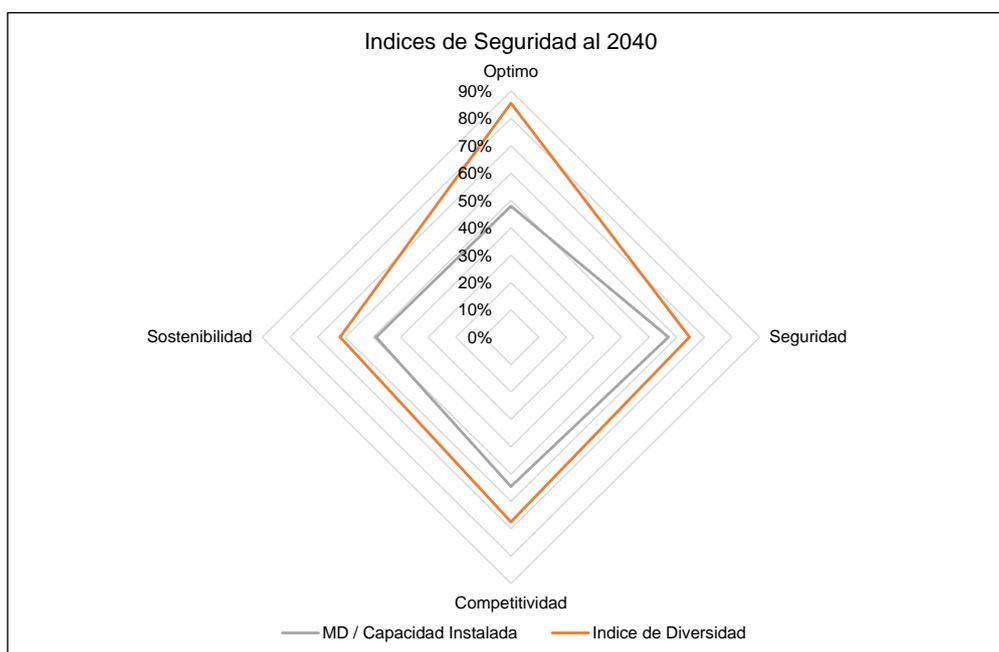
Fuente: Elaboración Propia

La energía hidroeléctrica tiene una participación del 28% equivalente a la producción total posible con la capacidad instalada de 5,265 MW, la cual representa aproximadamente un 80% de la capacidad actual; y, esta capacidad llegará al 2040 con costos hundidos, lo que no incurriría en costos de inversión. Asimismo, se infiere que la participación de energía eólica y solar son debido a sus costos de inversión cada vez más competitivos y a que su operación no genera emisiones de CO<sub>2</sub>. Además, la participación de centrales térmicas se requiere para dar soporte de inercia al sistema, para cubrir los bloques de energía donde la eólicas y solares no tienen disponibilidad de recurso, para cubrir parcialmente el bloque de punta y todo ello limitado a la capacidad del ducto de gas.

A continuación, vamos a comparar dos indicadores de seguridad, capacidad instalada entre máxima demanda y el Índice de Diversidad, los cuales son resultado del despacho de generación al 2040 en los diferentes escenarios planteados en esta investigación.

### Figura 5.11

#### Índice de Seguridad por escenario al 2040



Fuente: Elaboración Propia

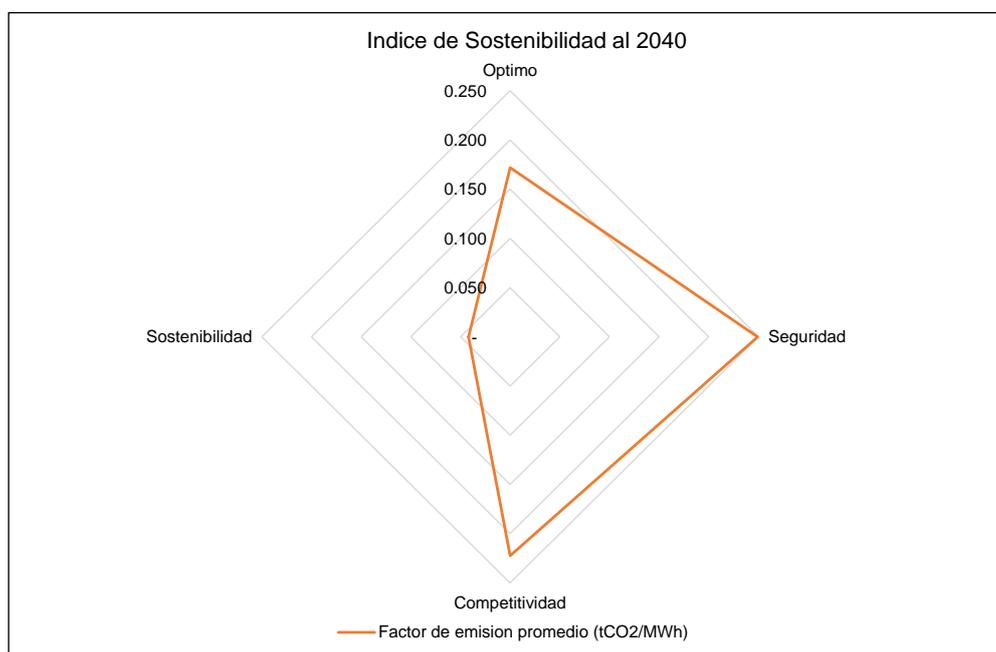
En la figura anterior se muestra que el índice de diversidad, para todos los escenarios, siempre es mayor al 60%, esto es debido que siempre hay una componente de energía firme hidroeléctrica de 25 GWh asociada a una capacidad instalada hidroeléctrica vigente al 2022 y que llega al 2040 con costos hundidos; y, que además la participación de energías renovables no convencionales resultado del modelo de optimización varía entre 22% al 72%.

Además, se aprecia que un ratio entre capacidad instalada y máxima demanda siempre está por encima del 48%, valor cercano a las condiciones del sector eléctrico al 2022 del Perú y otros países como Chile, Colombia y España, resultado del benchmarking a detallar en el Capítulo 9.

En la siguiente figura se muestra el factor de emisión promedio del sistema eléctrico interconectado nacional en tCO<sub>2</sub>/MWh, calculado según la metodología descrita en el Capítulo 6, para cada escenario evaluado.

## Figura 5.12

### Índice de Sostenibilidad al 2040



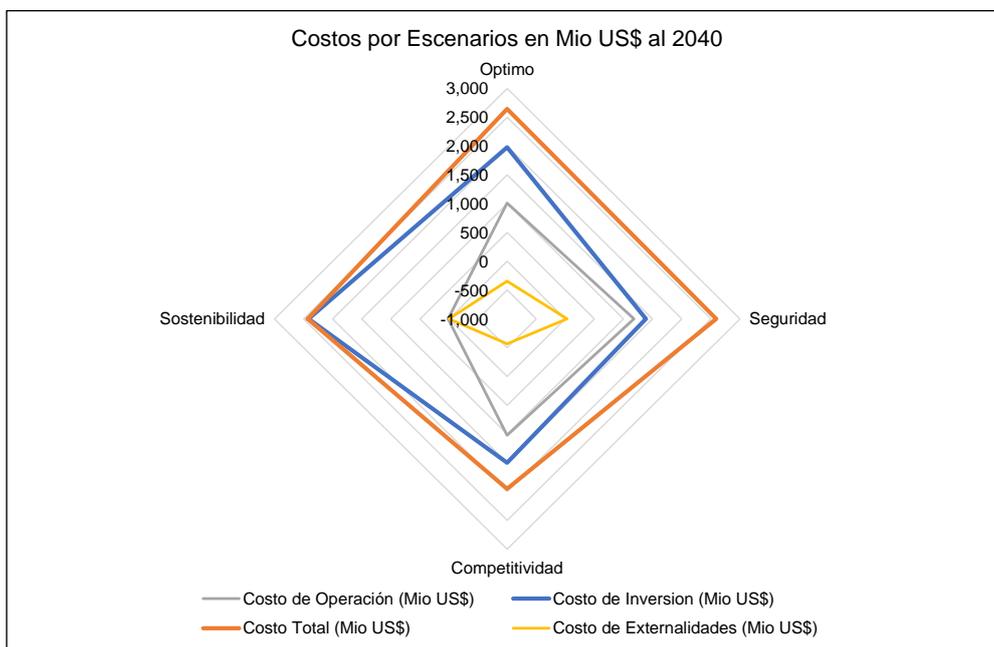
Fuente: Elaboración Propia

Los factores de emisión de la red eléctrica peruano en todos los escenarios en evaluación al 2040 son siempre menores al factor de emisión calculado para el 2021, 0.3178 tCO<sub>2</sub>/MWh, debido a que la participación de energía eólica y solar al 2040 en todos los escenarios, siempre es mayor al escenario del 2022, en el cual solo se tiene entre 5% a 6% de participación eólica y solar. Asimismo, cabe destacar que para el escenario sostenible el factor de emisión disminuye hasta 0.042 tCO<sub>2</sub>/MWh.

En la siguiente figura comparamos los costos totales para los diferentes escenarios evaluados, los cuales están compuestos por costos de operación, inversión y de externalidades; y, se destaca que el escenario "Óptimo" es el que representa el mayor costo total comparado con los demás escenarios con variaciones hasta el 16%, debido que este escenario es el que cumple con más restricciones asociadas a competitividad, seguridad y sostenibilidad.

**Figura 5.13**

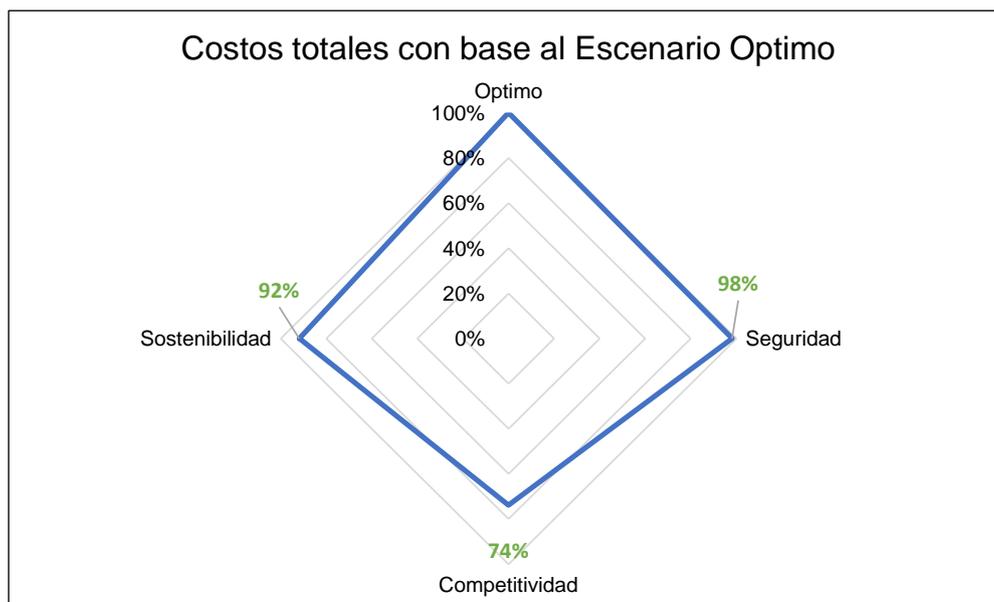
*Costos por escenario al 2040*



Fuente: Elaboración Propia

**Figura 5.14**

*Costos Totales en base al costo del Escenario Optimo*



Fuente: Elaboración Propia

## **Capítulo 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

### **6.1 Conclusiones**

En base a los precios proyectados de inversión, operación y mantenimiento de las fuentes de generación eólica y solar, se determinó el mix de generación considerando solo como restricción el valor de inversión, impacto en la tarifa al usuario final, costo operativo total de cada tecnología presente en el SEIN; y, el resultado de este mix de generación fue una participación de la tecnología solar de 15%, de la tecnología eólica de 12%, de la tecnología hidroeléctrica de 28% y de la tecnología térmica de 45%.

De acuerdo con lo revisado en materia de emisiones de CO<sub>2</sub>, se logró realizar el mix de generación considerando como restricción las fuentes de generación que menos contaminan; y del resultado del modelo, se evidenció una participación de la tecnología solar del 12% y de la tecnología eólica del 60%; complementan el mix de generación, las hidroeléctricas y las térmicas con un 28% y 0%, respectivamente.

Por el lado de la seguridad del sistema, se tomó como restricción un nivel mínimo de inercia equivalente al de una central hidroeléctrica; además se consideró un costo adicional de regulación secundaria de frecuencia para tecnologías intermitentes y restricción de capacidad del ducto de Camisea, con lo cual, el mix de generación arrojó como resultado un 13% de participación solar y un 9% de participación eólica; complementan el mix de generación, las hidroeléctricas y térmicas con un 28% y 50%, respectivamente.

Considerando los aspectos de competitividad, sostenibilidad y seguridad en el modelo de despacho, se tiene un mix de generación óptimo de 60% en participación renovable, donde el 19% es de tecnología solar, el 13% es de tecnología eólica, el 28% es de tecnología hidráulica y el 40% es de tecnología térmica.

De los resultados finales se muestra un mix de generación óptimo, pero con sustento técnico, económico y sostenible. Es importante emplear esta metodología para utilizar

eficientemente los recursos naturales con los que cuenta el Perú y satisfacer los requerimientos de competitividad, seguridad y sostenibilidad.

Del benchmarking realizado se aprecia que tanto Chile como España ya superan el 20% de participación renovable no convencional en su despacho de energía; sin embargo, siempre es bueno considerar que los sistemas de cada país son diferentes y cada sistema aprovecha de sus recursos naturales según su política energética. Chile cuenta con un vasto potencial solar y eólico, al igual que el Perú; sin embargo, carece de potencial hidroeléctrico y termoeléctrico a base de gas natural. España cuenta con el mismo panorama energético; sin embargo, es interesante destacar que cuenta con un mix de generación de 14 tipos de fuentes de generación.

El fomento de energías renovables en el Perú y su pronta inserción agresiva al SEIN, debe ir de la mano con la aplicación de los servicios complementarios, ya que la intermitencia y deficiencia de inercia de las energías renovables puede comprometer la seguridad del sistema.

La matriz de generación eléctrica cuenta con un factor de emisión de 0.241 tCO<sub>2</sub>/MWh; y, se estima que al 2040 en un escenario optimo este factor disminuirá a 0.172 tCO<sub>2</sub>/MWh, lo cual representaría una reducción en las emisiones de 7 millones de tCO<sub>2</sub> anuales, esto no representa ni el 0.02% de emisiones a nivel mundial al 2021<sup>13</sup>.

Chile, España y Colombia cuentan con políticas energéticas robustas a largo plazo, que fijan objetivos y metas medibles para facilitar su transición energética, y disminuir los riesgos políticos.

---

<sup>13</sup> Emisiones al 2021: 36.4 miles de millones de toneladas métricas CO<sub>2</sub>

## 6.2 Recomendaciones

Las fuentes de generación eólica y solar hoy en día son competitivas y no necesitan de subastas como en años anteriores para su integración al SEIN, estas pueden competir en las licitaciones de suministro de electricidad de las distribuidoras y también en el mercado de corto plazo. Sin embargo, para lograr lo anterior es necesario modificar la regulación actual, en primer lugar, se recomienda brindar flexibilidad en las licitaciones de las distribuidoras permitiendo ofertas por bloques horarios, y, en segundo lugar, desacoplar la potencia y energía, esto permitirá generar competencia en el mercado de electricidad nacional, lo cual generará mejores precios hacia los usuarios. Asimismo, como una disposición gradual, se puede agregar una componente de flexibilidad dentro del despacho de energía para que las empresas tengan incentivos de invertir en la flexibilidad de sus centrales, principalmente las centrales térmicas.

La inercia es un tema clave en la seguridad del SEIN, que tomara más relevancia con la mayor incorporación de energías renovables, por lo cual es indispensable contar con estudios técnicos que incluyan el planeamiento de la inercia considerando mercados abiertos a nuevas medidas tecnológicas que entreguen suficiencia al mercado eléctrico.

Las energías renovables no convencionales van a pasos escalonados y eso se reflejará con más agresividad en los próximos años. En el caso de Chile y España, estas ya han superado por lejos el 20% de participación renovable en su mix de generación. Chile cuenta con una ruta energética al 2050, de igual manera España, el cual tiene un objetivo de cerrar las plantas de carbón y aumentar la participación renovable actual, que ya es del 47%. Si bien es cierto, estos países no cuentan con recursos propios y naturales como el gas e hidro en abundancia, es muy valioso la ambición de estos países de diversificar aún más su matriz de generación eléctrica. El Perú debe alinearse a ello, pero es necesario contar con una hoja de ruta, que a la fecha es débil. Por lo tanto, se debe trabajar fuertemente en ello y tiene que ser dirigido por un ente

independiente, que no altere sus lineamientos ni visión, ante cualquier cambio en el ámbito político.

La magnitud de reserva secundaria de frecuencia aumenta debido a la mayor penetración de energía intermitente, como la eólica y solar, esta RSF puede ser brindada principalmente por centrales hidroeléctricas en avenida y centrales térmicas en estiaje; sin embargo, es necesario fomentar una mejor competencia en el mercado de servicios complementarios brindando incentivos a la flexibilidad, orientado a mitigar las consecuencias de la penetración de energías renovables no convencionales en el mediano y largo plazo.

El valor agregado de la presente investigación es la metodología desarrollada para determinar la cuota óptima del mix de generación, sin embargo, el modelo de optimización utilizado puede desarrollarse en otras plataformas con otros optimizadores, considerando restricciones adicionales para lograr resultados más precisos.

Debido que el sector eléctrico peruano cuenta actualmente con una matriz de generación limpia a diferencia de otros países, se debería priorizar la descarbonización en los sectores más contaminantes, como es el sector transporte, de esta manera la inversión en descarbonización sería más eficiente.

El Perú debería contar con una entidad que se dedique exclusivamente a la planificación energética, que determine objetivos y metas, que sea independiente de externalidades políticas, y que considere todos los sectores como electricidad, transporte, minería, entre otros. Además, esta entidad deberá realizar el monitoreo de avances del cumplimiento de la Política Energética Nacional.

## ANEXOS

### **Anexo 1: Emisiones de CO<sub>2</sub> / ODS**

El fenómeno del calentamiento global es en sí, un desequilibrio del efecto invernadero del planeta, y es producido por la retención de gases en la atmosfera que hace que la tierra se comporte como un invernadero, es decir, con el aumento de estos gases en la atmosfera aumenta la temperatura de la tierra. El efecto invernadero es un fenómeno vital para la existencia de los seres vivos en el planeta, sin embargo, con una retención mayor de gases de efecto invernadero hace que el equilibrio se pierda y la temperatura de la tierra comience a aumentar. Naturalmente, la emisión de gases de efecto invernadero se equilibra con la absorción de forma natural en la Tierra, sin embargo, el desequilibrio origina consecuencias severas en el planeta, como se ha visto en los últimos años. Uno de los gases de efecto invernadero es el dióxido de carbono, y su constante aumento ha producido cambios significativos en el planeta.

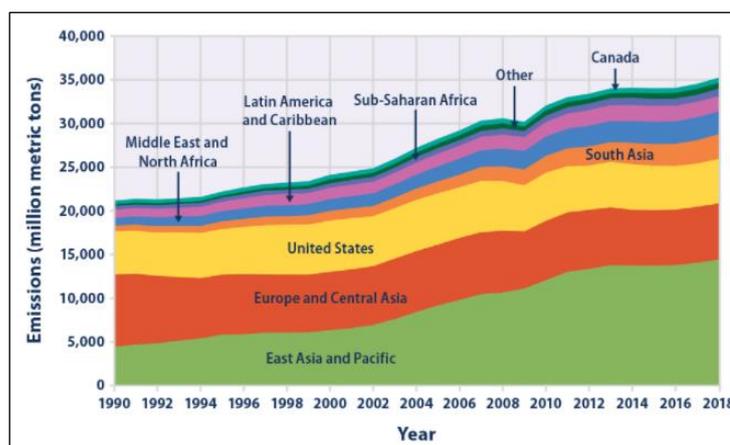
La composición de la atmosfera en el planeta es predominantemente de Nitrógeno (78%), seguido del Oxígeno (21%), y Argón (0.9%); el resto se compone de dióxido de carbono, Neón, Helio, Metano, Óxido Nitroso, Ozono, etc. Estos elementos se miden en partes por millón debido a su baja concentración en relación con los primeros elementos mencionados en este párrafo. Los gases de efecto invernadero son principalmente el dióxido de carbono, metano y óxido nitroso; sin embargo, existen también los gases fluorados que se crean en procesos industriales y están en menores cantidades que los demás gases de efecto invernadero; sin embargo, son muy potentes al efecto del calentamiento global y se les califica como gases de alto potencial. De otro lado, el dióxido de carbono es generado por la quema de combustibles fósiles; mientras que el metano se produce por la producción del carbón, gas natural, petróleo, ganadería y la descomposición de residuos sólidos; el óxido nitroso se genera por actividades agrícolas, creación de biocombustibles, residuos sólidos y tratamiento de aguas residuales.

De acuerdo con la agencia de protección ambiental de los Estados Unidos se presenta las siguientes gráficas en donde se aprecia la concentración de los gases de efecto invernadero, los sectores que generan los GEI, y la concentración de aportes a los GEI de las regiones a nivel mundial.

Los principales aportantes de GEI son la región de Asia, Europa y los Estados Unidos; y el sector de energía es la principal causa de la emisión de gases de efecto invernadero, seguido por la actividad de la agricultura. Dentro de los gases de efecto invernadero, el dióxido de carbono es el que tiene la mayor concentración.

### Figura A.1

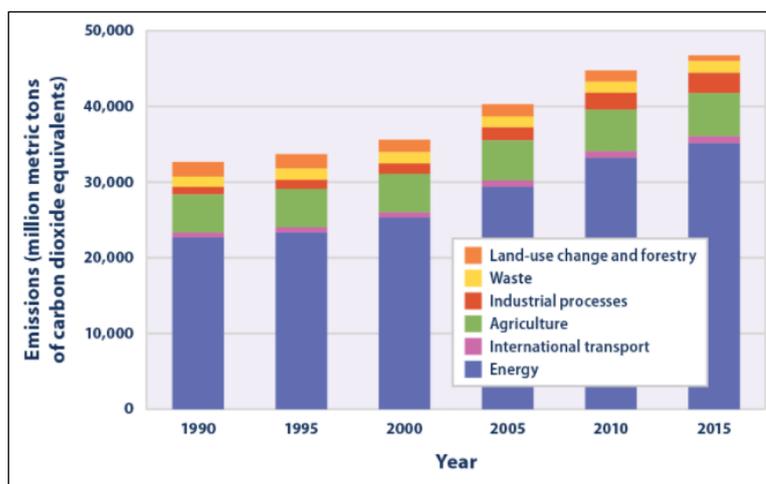
*Emisiones de CO2 por continente*



Fuente: EPA USA (United States Environmental Protection Agency, 2021)

### Figura A.2

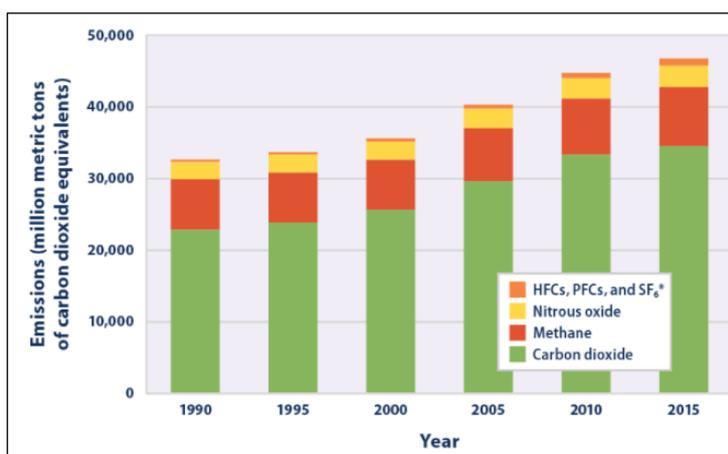
*Emisiones de CO2 por Sector*



Fuente: EPA USA (United States Environmental Protection Agency, 2021)

### Figura A.3

*Emisiones de CO<sub>2</sub> por tipo de gas de efecto invernadero*



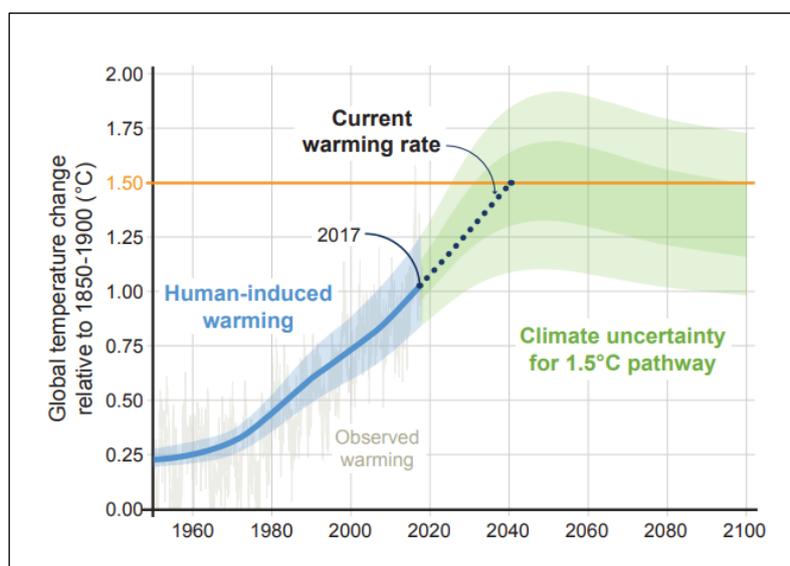
Fuente: EPA USA (United States Environmental Protection Agency, 2021)

Las consecuencias del calentamiento global registradas en los últimos años van desde fríos extremos, calor extremo, incendios, tormentas, inundaciones, sequías, incremento del nivel del mar, y contaminación del aire. En las principales ciudades de países en desarrollo como la ciudad de México, Lima, Santiago de Chile, Bogotá, Caracas se ha encontrado un nivel superior al permitido de material particulado (Sicari Bravo, 2021).

La temperatura de la tierra desde sus inicios ha tenido variaciones de temperatura, pero no se ha desviado notoriamente como el incremento que ha ocurrido en las últimas décadas, en lo cual las proyecciones actuales indican que a finales de siglo se podría elevar a más de 2° C si es que no se toman las medidas adecuadas actualmente. De realizar una gestión sostenible en relación con la emisión de gases de efecto invernadero se podrá tener un incremento por debajo de los 2°C y así frenar las abruptas consecuencias que pueden ocurrir en las próximas décadas.

#### Figura A.4

*Cambio de Temperatura global al 2100*



Fuente: IPCC (Aragon, y otros, pág. 82)

Para frenar este incremento progresivo de la temperatura global del planeta, la organización de naciones unidas ha creado el sistema de convenciones marco contra el cambio climático, la primera convención fue en el 1992 y a partir de ahí, año tras año se han dado diferentes convenciones entre todos los países que la componen. Un hecho histórico de la lucha contra el cambio climático tuvo lugar en Kyoto en 1995, donde se establecieron metas de

reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, pero solo para los países desarrollados porque son los mayores emisores de gases de efecto invernadero; dicho protocolo fue aprobado en 1997 y entró en vigor a partir del 2005 debido al proceso de ratificación de los integrantes. Los objetivos más resaltantes toman lugar en 2 periodos, el primero establece la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 5% en el periodo de 2008 al 2012 y el segundo establece una reducción del 18% del 2013 al 2020; ambos periodos en referencia a los niveles de 1990. Es válido mencionar que las partes o integrantes no son las mismas para ambos períodos.

En la convención marco del 2015 en París sucede otro hecho trascendental en la lucha contra el cambio climático, el acuerdo de París establece la participación de todas las partes por primera vez en la historia y el principal objetivo es la lucha contra el cambio climático y acelerar las acciones necesarias para un futuro con bajas emisiones de CO<sub>2</sub>. Parte del objetivo es mantener el incremento de la temperatura de la tierra en un nivel no mayor a 2°C hasta finales del presente siglo y tratar de limitarlo a 1.5°C, ambos en relación con los niveles preindustriales. Este objetivo de urgencia va de acuerdo con los niveles proyectados por la IPCC en la cual el panorama no se ve alentador a finales de siglo. (Naciones Unidas, s.f.)

Estas convenciones marco o cumbre de países, que tienen como objetivo neutralizar las emisiones de carbono y mantener la temperatura de la tierra entre 1.5° C y 2°C a finales de siglo, se van a seguir dando y en ellas cada país detallará las acciones que vienen realizando para cumplir el objetivo. Sin embargo, hoy en día tales acciones necesitan intensificarse aún más, especialmente en los países que emiten mayores niveles de gases de efecto invernadero.

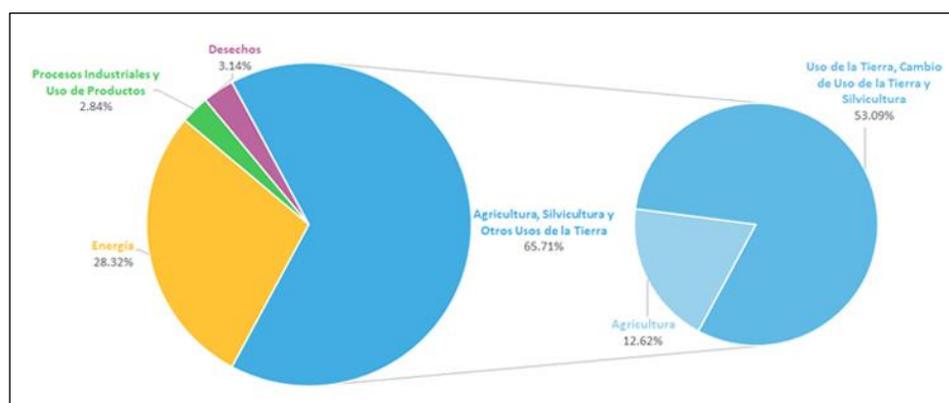
El programa de las naciones unidas para el desarrollo (PNUD) estableció los objetivos para el desarrollo sostenible en el 2012, y en el 2015 coincidió con los acuerdos de la cumbre de París. Se establecieron 17 objetivos de desarrollo sostenible (ODS) y tienen como ejes temáticos la lucha contra el cambio climático, igualdad de género, erradicar la pobreza,

fomento de paz, prosperidad con la finalidad de brindar un futuro sostenible y sin desigualdades para las próximas generaciones (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, s.f.).

En el caso peruano, según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero INGEI 2016, el sector que mayor aporta a los gases de efecto invernadero en el Perú es la agricultura, el uso de tierra, el cambio del uso de la tierra y la silvicultura (65.71%). En el 2016, se emitieron 205 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente y estas representaron el 1% de las emisiones globales. El sector energía aporta un 28%; sin embargo, el 36% de estas emisiones pertenecen al sector transporte.

### Figura A.5

*Fuentes de emisiones de CO<sub>2</sub> Perú - 2016*



Fuente: Elaboración Propia con información de INGEI 2016 (Ministerio del Ambiente, s.f.)

Las emisiones de GEI del sector agricultura y del uso de tierras es un aspecto importante para tener en cuenta en la lucha contra el cambio climático. El termino acaparamiento de tierras aparece como un principal agente emisor del calentamiento global, en algunos casos se busca la adquisición de enormes terrenos para la creación de biocombustibles dando lugar a la deforestación, sin darse cuenta de que se puede generar más GEI que con la quema de combustibles debido a los fertilizantes que se emplea y produce para la creación de estos biocombustibles (óxido nitroso) (Lodovica Toffoletto , 2020).

## **Anexo 2: Conceptos teóricos**

A continuación, vamos a describir algunos conceptos que son utilizados dentro del desarrollo de la presente investigación.

### ***Despacho.***

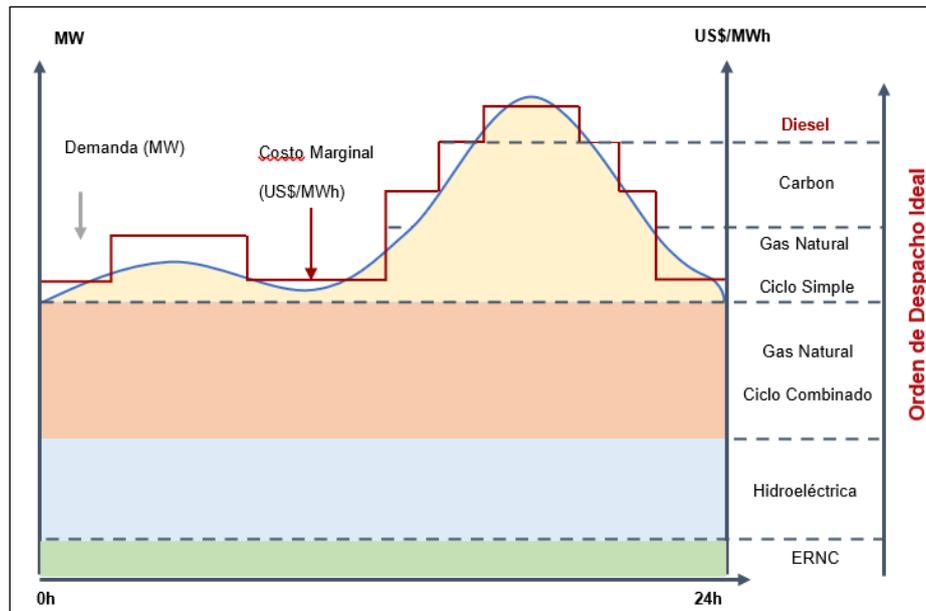
La electricidad no se puede almacenar a costos razonables, por lo que para mantener el equilibrio permanente entre la oferta y demanda se deben tomar varias decisiones, y la decisión de cómo operar el parque de generación se llama “despacho”. Si esta decisión se adopta buscando el costo mínimo de operación, se le denomina “despacho económico”. Para el caso del sistema eléctrico peruano se han agregado otros objetivos como calidad y seguridad a través del artículo 12 de Ley 28832, que asigna al COES (Estatuto COES, 2020) *la coordinación de la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos...*

De este modo, se busca que la central generadora de menor costo variable de generación opere el mayor tiempo posible. Por su parte, la central generadora de mayor costo variable deberá operar el menor tiempo posible, idealmente, sólo en horas punta.

En la siguiente figura, se muestra una clasificación ideal de tecnologías en un despacho de energía, en el cual se visualiza la tecnología renovable no convencional en la base de la curva de carga debido a tener beneficio de prioridad según el Decreto Legislativo N° 1002.

### **Figura A.6**

*Despacho ideal según costo variable por tecnología*



Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, en las actuales condiciones del SEIN donde se observa una predominancia de tecnologías hidroeléctricas y térmicas, el despacho hidrotérmico óptimo de corto plazo (diario o semanal) se calcula utilizando un modelo de programación llamado Yupana elaborado en un entorno GAMS, que resuelve el problema de despacho minimizando el costo total de operación mediante la descomposición de Benders.

Este costo total, es la suma de los costos presentes más los costos futuros, que se aterriza en la decisión de cuánta agua almacenar para usarse en el futuro para generar energía, con la finalidad de minimizar el costo total de generación de manera equilibrada y considerando las restricciones operativas eléctricas e hidráulicas (Gil Sagás, 2001, pág. 22)

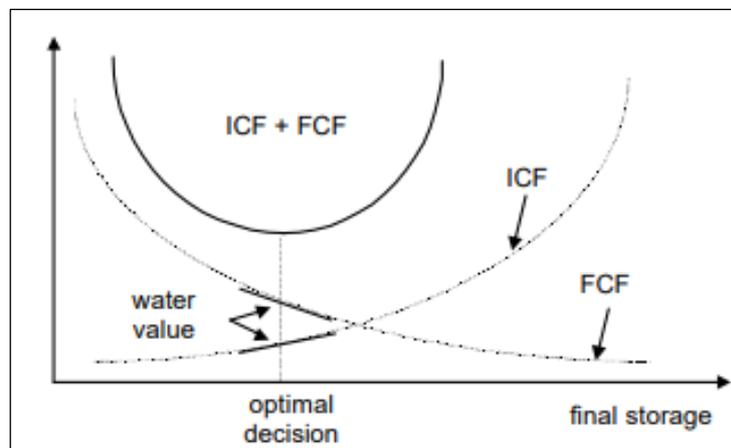
La coordinación hidrotérmica de corto plazo radica en decidir la cantidad de agua que se usará de los embalses en cada etapa, del horizonte de programación; y, para el caso peruano son etapas media-horaria y horizontes diarios y semanales

De manera similar para evaluaciones de mediano y largo plazo, generalmente se utilizan modelos computacionales estocásticos para la simulación de la operación hidrotérmica

tomando en cuenta las características operativas y restricciones de los grupos generadores y líneas de transmisión eléctrica. Uno de ellos es el modelo “Planeamiento Estocástico con Restricciones en Operaciones de Sistemas Eléctricos (PERSEO)”, el cual tiene como objetivo optimizar el despacho del SEIN buscando la solución que minimice los costos operativos ante diferentes escenarios hidrológicos, considerando algunas características operativas de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, detalles de las redes de transmisión y la demanda, representada mediante curvas de duración mensual (Uribe Gonzáles, Cámac Gutiérrez, & Ormeño Salcedo). Existen otros modelos computacionales para la simulación del mercado eléctrico a mediano y largo plazo como el “Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP)”, MODPLAN, PLEXOS, entre otros.

**Figura A. 7**

*Despacho Hidrotérmico Óptimo*



Fuente: (Pereira, Campodónico, & Kelman, 1998)

El objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la función de costo futuro de operación (FCF) obtenida del modelo de mediano plazo, haciendo un encadenamiento de los modelos; y, de la función de costo inmediato de operación (CIF), que se obtiene a partir de la simulación del modelo de corto plazo. El punto óptimo de operación, se denomina valor agua

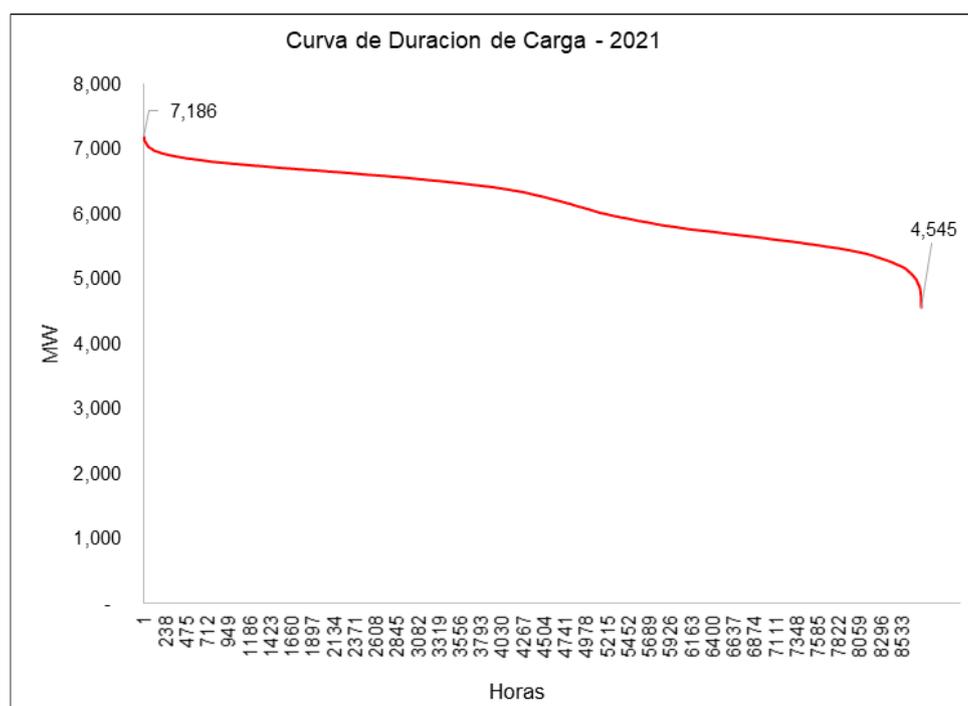
y será aquel donde los costos incrementales sean iguales en magnitud (Pereira, Campodónico, & Kelman, 1998, pág. 4).

### *Curva de Duración*

Es otra forma de representar la curva de carga, la cual muestra durante cuánto tiempo está presente un determinado nivel de demanda de potencia. Visualizar las unidades de generación en la curva de duración facilita la identificación del tiempo de operación de estas centrales y por tanto el costo de generación respectivo.

### **Figura A.8**

*Curva de duración anual del SEIN – 2021*



Fuente: COES – Elaboración Propia con información del COES (COES, 2021)

En la curva de duración se aprecia que la mínima demanda del SEIN fue de 4,545 MW y la máxima demanda del SEIN fue de 7,186 MW; y, se tiene un factor de carga promedio de 0.85 que corresponde al comportamiento de la demanda libre y regulada.

### **Anexo 3: Descripción del modelo de optimización**

Con la finalidad de determinar el mix de la generación al 2040, se utilizó como base el modelo reducido uninodal de minimización de costos brindado por el Ing. Luis Espinoza, el cual es un modelo en dos periodos horarios, con perfil y magnitud de demanda al 2018, con opción para la oferta de tecnologías de térmicas que usan gas a ciclo simple y ciclo combinado, Diesel e hidro; y, restricciones de participación mínima por tecnología y capacidad de transporte de gas. Este modelo de optimización en Excel lo hemos adaptado a las condiciones requeridas para el objetivo de la tesis haciendo las siguientes consideraciones con opciones para activar restricciones según escenario a evaluar:

Proyección de demanda al 2040 en barra de transferencia de generación considerando una producción al 2021 de 54 GWh, con una tasa de crecimiento promedio anual de 3.7%, lo que resulta 108 TWh-año y una máxima demanda de 14,487 MW al 2040. Esta demanda la modelamos en 5 bloques horarios considerando la información de medidores del COES cada cuarto de hora, un factor de carga de 85%; y, los bloques horarios según el Programa de Operación de Mediano Plazo del COES, los cuales se detallan en la siguiente tabla.

**Tabla A.1**

*Bloques Horarios COES*

<b>BQ</b>	<b>Nombre</b>	<b>Horarios</b>
1	Punta Maxima	<19:00 - 19:30]
2	Media Maxima	<11:00 - 12:00]
3	Punta	<18:00 - 23:00]
4	Media	<08:00 - 18:00]
5	Base	<23:00 - 08:00]

Fuente: Programa de Operación de Mediano Plazo COES (COES, 2022)

De esta manera, la proyección de demanda al 2040 tiene el siguiente comportamiento en factor de carga y porcentaje de duración según los bloques horarios descritos en la tabla anterior.

**Tabla A.2**

*Modelamiento de la Demanda en 5 bloques*

Bloque	Factor de Carga (%)	% de duración
<b>1</b>	92%	2.08%
<b>2</b>	91%	4.17%
<b>3</b>	91%	18.75%
<b>4</b>	89%	37.50%
<b>5</b>	78%	37.50%
<b>Total</b>	<b>85%</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: Elaboración propia con información del COES (COES, 2021)

Se consideraron para las opciones de ofertas de generación los datos de inversión, costo nivelado y costo de desarrollo por tipo de tecnología hidroeléctrica, térmicas de gas a ciclo simple y ciclo combinado, solar, solar con baterías y eólica, los cuales se describen en el punto 5.1. Además, para los costos operativos se consideraron los Costos Variables vigentes al 2021 según información del COES del programa semanal de operación, que para el caso de las centrales térmicas se toman en cuenta los costos variables de las últimas centrales térmicas en operación comercial, para el caso de las centrales hidroeléctricas se consideró el valor del canon del agua y para las centrales solares y eólicas sus costos variables son cero según prioridad en el despacho por actual normativa peruana.

Además, también considerando la información de medidores del COES de las actuales centrales eólicas y solares en operación, se construyó perfiles de generación típico para las centrales solares y eólicas, según las siguientes tablas, los cuales serán incluidos dentro del modelo de optimización como restricciones obligatorias para estos tipos de tecnología.

**Tabla A.3**

*Perfil de generación Solar*

Bloque	Producción Solar (%)
1	0%
2	86%
3	0%
4	67%
5	9%
<b>Total general</b>	<b>32%</b>

Fuente: Elaboración Propia con información del COES (COES, 2021)

Se puede apreciar que las centrales solares tienen un alto factor de carga en el bloque 2 y 4, que corresponden a las horas entre las 8:00 y 18:00 horas, periodo con mayor presencia de radiación solar, lo cual representa una desventaja para este tipo de tecnología.

**Tabla A.4**

*Factor de carga por bloque horario de la tecnología solar*

Bloque	Producción Eólico (%)
1	69%
2	53%
3	60%
4	61%
5	40%
<b>Total general</b>	<b>53%</b>

Fuente: Elaboración Propia con información del COES (COES, 2021)

Sin embargo, las centrales eólicas presentan un mejor perfil de generación que las solares, debido que el recurso del viento es mas constante en el día; y, sobre todo en el Peru, donde las centrales eólicas en promedio tienen un factor de planta del 53%.

El presente modelo además cuenta con una restricción de Reserva Firme Objetivo de 33% considerando la reserva fría del SEIN requerida en el 2022 y detallada en el punto 5.3.3, una restricción por transporte de gas considerando el proyectó SIT-Gas y ampliaciones de capacidad, con lo cual se estima una capacidad máxima de 1,100 MMPCD para abastecimiento solo al mercado de generadores eléctricos. Asimismo, se considera un Costo de la Regulación Secundaria de Frecuencia la cual es directamente proporcional a la intermitencia de las tecnologías solar y eólica, analizado en el punto 5.3.5; y, una restricción de mantener la inercia equivalente del SEIN en cada bloque horario a la inercia promedio de una central hidroeléctrica, lo cual se detallará en el punto 5.3.4.

Luego se analiza la oferta de generación al 2022, la oferta comprometida actual a entrar en operación comercial en el corto y mediano plazo, y se estima que centrales llegarían al 2040 con costos hundidos y en condiciones de operar, según detalle de la siguiente tabla.

**Tabla A.5**

*Oferta de generación al 2040*

MW	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-bateria	Eolico	Total
Oferta al 2022 (MW)	5,265	3,086	1,752	2,542	286	0	449	13,380
Oferta con Costo Hundido para el 2040 (MW)	5,265	2,000	500	500	286	0	449	9,000

Fuente: Elaboración Propia con información del COES (COES, 2022)

Según esta premisa, se tiene que el total de la potencia instalada al 2021, de 5,265 MW, será oferta hidroeléctrica que llegaría al 2040 con costos hundidos, lo que representa el 28% de la generación total requerida al 2040, la cual será prioritariamente despachada debido al costo variable reducido de este tipo de tecnología. Asimismo, se considera que las empresas

propietarias de estas instalaciones hidroeléctricas, junto con las solares y eólicas, realizarán las inversiones necesarias para ampliar la vida útil de sus centrales y que puedan llegar al 2040 operando sin restricciones, todo ello considerando el foco de negocio de los generadores que conlleva a invertir en repotenciación en lugar de nuevos activos.

Desde el punto de vista tarifario y dentro de la función de minimización de costos se incluye la reducción de la tarifa de usuario final considerando que las Distribuidoras podrán licitar energía por bloques, y los resultados de estas impactarán directamente en el precio nivel generación, similar al caso chileno. Asimismo, se considera dentro de la función de minimización de costos el incentivo a las tecnologías solar y eólica a través de una prima RER pagada por la demanda a través de la tarifa de electricidad, la cual será gestionada de manera óptima según las magnitudes preliminares del precio sombra, que consideramos equivalente al costo marginal del SEIN. De los resultados, esta componente de impacto a la tarifa es poco representativo, debido que los costos de desarrollo de las tecnologías eólica y solar son lo suficiente competitivos para poder competir con otras tecnologías convencionales; sin embargo, se mantuvo esta restricción debido a que el actual marco regulatorio contempla esta opción.

También en la función de optimización se incluye un costo de emisiones de CO<sub>2</sub> como externalidad, valorizado a un precio de mercado de emisiones de 35US\$/tCO<sub>2</sub> al 2040, tomando como referencia el valor de la Política Energética de Chile al 2030 (Ministerio de Energía, 2022); y, con factores de emisión de CO<sub>2</sub> por tipo de tecnología, los cuales se describirán en el punto 5.2. Con estas premisas se puede calcular el factor de emisión del SEIN y comparar la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> del SEIN en los diferentes escenarios.

Finalmente, se considera que los costos de redes son socializados y cubiertos por la demanda independientemente del tipo de tecnología nueva a instalar, por lo cual esta variable no se considera dentro de la función de optimización.

A continuación, se describe la función de minimización y sus componentes:

$$FO = \text{Min}(CI + CO + \text{Externalidades})$$

$$FO = \text{Min}(CI + CO + \text{Cinter} + \text{CTCO2} + \text{Subsidios} + \text{Imp.Tarifa})$$

- FO: Función Objetivo
- CI: Costo de Inversión
- CO: Costo de Operación
- Cinter: Costo de la intermitencia asociado al costo de la reserva secundaria adicional por mayor penetración intermitente.
- CTCO2: Costo por las de emisiones de CO2
- Subsidios: Diferencia entre el precio sombra y los costos de desarrollo de las tecnologías eólica y solar, según marco normativo actual.
- Imp. Tarifa: Reducción o aumento de la tarifa de usuario final considerando que las Distribuidoras podrán licitar energía por bloques, y los resultados de estas impactarán directamente en el precio nivel generación, similar al caso chileno.

Este modelo se desarrolla en una plataforma de Excel con un solver de programación lineal, pero uno de los retos posteriores a la investigación es mejorar el modelo con mayores detalles, según requerimientos o variables a utilizar.

## Anexo 4: Factores de demisión de CO<sub>2</sub>

Figura A.9

Factores de emisión de CO<sub>2</sub> por combustible

TABLE 1.4 DEFAULT CO <sub>2</sub> EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION <sup>1</sup>						
Fuel type English description	Default carbon content (kg/GJ)	Default carbon oxidation factor	Effective CO <sub>2</sub> emission factor (kg/TJ) <sup>2</sup>			
			Default value <sup>3</sup>	95% confidence interval		
	A	B	$C = \frac{A+B+44}{12+1000}$	Lower	Upper	
Crude Oil	20.0	1	73 300	71 100	75 500	
Orimulsion	21.0	1	77 000	69 300	85 400	
Natural Gas Liquids	17.5	1	64 200	58 300	70 400	
Gasoline	Motor Gasoline	18.9	1	69 300	67 500	73 000
	Aviation Gasoline	19.1	1	70 000	67 500	73 000
	Jet Gasoline	19.1	1	70 000	67 500	73 000
Jet Kerosene	19.5	1	71 500	69 700	74 400	
Other Kerosene	19.6	1	71 900	70 800	73 700	
Shale Oil	20.0	1	73 300	67 800	79 200	
Gas/Diesel Oil	20.2	1	74 100	72 600	74 800	
Residual Fuel Oil	21.1	1	77 400	75 500	78 800	
Liquefied Petroleum Gases	17.2	1	63 100	61 600	65 600	
Ethane	16.8	1	61 600	56 500	68 600	
Naphtha	20.0	1	73 300	69 300	76 300	
Bitumen	22.0	1	80 700	73 000	89 900	
Lubricants	20.0	1	73 300	71 900	75 200	
Petroleum Coke	26.6	1	97 500	82 900	115 000	
Refinery Feedstocks	20.0	1	73 300	68 900	76 600	
Other Oil	Refinery Gas	15.7	1	57 600	48 200	69 000
	Paraffin Waxes	20.0	1	73 300	72 200	74 400
	White Spirit & SBP	20.0	1	73 300	72 200	74 400
Other Petroleum Products	20.0	1	73 300	72 200	74 400	
Anthracite	26.8	1	98 300	94 600	101 000	
Coking Coal	25.8	1	94 600	87 300	101 000	
Other Bituminous Coal	25.8	1	94 600	89 500	99 700	
Sub-Bituminous Coal	26.2	1	96 100	92 800	100 000	
Lignite	27.6	1	101 000	90 900	115 000	
Oil Shale and Tar Sands	29.1	1	107 000	90 200	125 000	
Brown Coal Briquettes	26.6	1	97 500	87 300	109 000	
Patent Fuel	26.6	1	97 500	87 300	109 000	

Fuel type English description	Default carbon content (kg/GJ)	Default carbon oxidation Factor	Effective CO <sub>2</sub> emission factor (kg/TJ) <sup>2</sup>			
			Default value	95% confidence interval		
				Lower	Upper	
	A	B	$C=A+B+44/12 \times 1000$			
Natural Gas	15.3	1	56 100	54 300	58 300	
Municipal Wastes (non-biomass fraction)	25.0	1	91 700	73 300	121 000	
Industrial Wastes	39.0	1	143 000	110 000	183 000	
Waste Oil	20.0	1	73 300	72 200	74 400	
Peat	28.9	1	106 000	100 000	108 000	
Solid Biofuels	Wood/Wood Waste	30.5	1	112 000	95 000	132 000
	Sulphite lyes (black liquor) <sup>5</sup>	26.0	1	95 300	80 700	110 000
	Other Primary Solid Biomass	27.3	1	100 000	84 700	117 000
	Charcoal	30.5	1	112 000	95 000	132 000
Liquid Biofuels	Biogasoline	19.3	1	70 800	59 800	84 300
	Biodiesels	19.3	1	70 800	59 800	84 300
	Other Liquid Biofuels	21.7	1	79 600	67 100	95 300
Gas biomass	Landfill Gas	14.9	1	54 600	46 200	66 000
	Sludge Gas	14.9	1	54 600	46 200	66 000
	Other Biogas	14.9	1	54 600	46 200	66 000
Other non-fossil fuels	Municipal Wastes (biomass fraction)	27.3	1	100 000	84 700	117 000

Notes:

<sup>1</sup> The lower and upper limits of the 95 percent confidence intervals, assuming lognormal distributions, fitted to a dataset, based on national inventory reports, IEA data and available national data. A more detailed description is given in section 1.5

<sup>2</sup> TJ = 1000GJ

<sup>3</sup> The emission factor values for BFG includes carbon dioxide originally contained in this gas as well as that formed due to combustion of this gas.

<sup>4</sup> The emission factor values for OSF includes carbon dioxide originally contained in this gas as well as that formed due to combustion of this gas

<sup>5</sup> Includes the biomass-derived CO<sub>2</sub> emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO<sub>2</sub> emitted from the kraft mill lime kiln.

Fuente: (Garg , Kazunari, & Pulles, 2006)

## **Anexo 5: Regulación Secundaria de Frecuencia con penetración de ERNC**

### **Cálculo de Magnitud de Reserva Secundaria para el SEIN**

El procedimiento Técnico del COES, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 003-2020-OS/CD, publicada el 18 de enero de 2020, establece los criterios y metodologías para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) que incluye la Determinación y Asignación de la RSF por medio de un Estudio Anual elaborado por el COES y aprobado por OSINERGMIN, donde uno de los entregables directos es el cálculo de la magnitud de reserva total para la RSF requerida por el SEIN para cada año.

La metodología para el cálculo de la magnitud de RSF requerida se basa en el error estadístico medio horario entre lo proyectado y ejecutado, con un horizonte anual, de la variable demanda y oferta de generación RER del tipo no gestionable (solar, eólica y mareomotriz), que para la situación actual del SEIN y planteamiento de la tesis será solo la energía eólica y solar. Además, se tiene que excluir los periodos donde se presenta desconexión de carga debido a fallas de generación y transmisión, específicamente se excluyen los periodos donde se presentaron fallas que originaron interrupción de suministro mayores a 10 MW con duración superior a 30 minutos.

Para ambas variables: i) demanda y ii) oferta RER eólica y solar, se presentan dos series de desviaciones, una positiva (SP) y otra serie negativa (SN), y para ambas series se considera que el error de predicción posee una distribución estadística del tipo normal truncada en cero el extremo izquierdo para SP y por la derecha para SN.

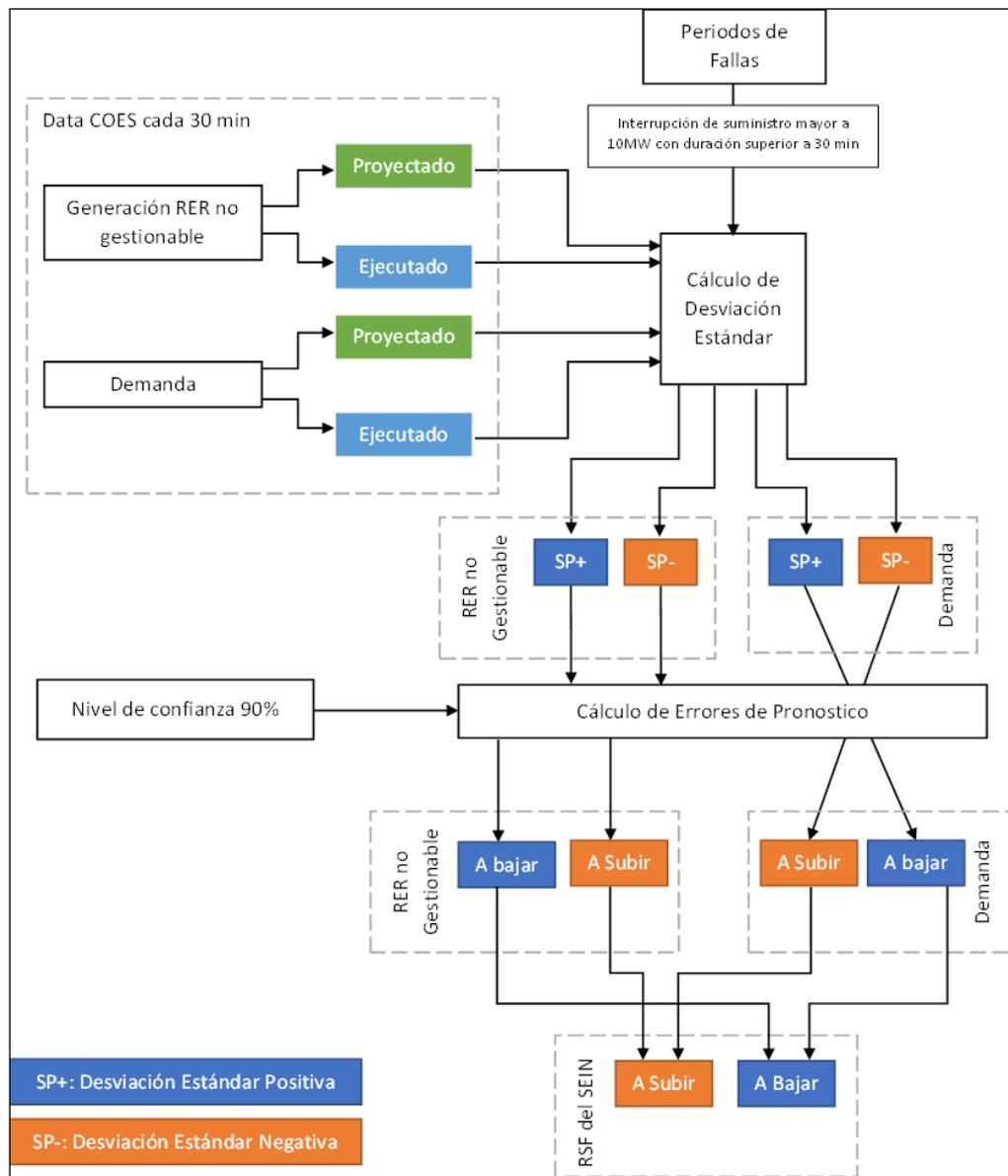
La magnitud de reserva requerida se determina como la potencia necesaria para cubrir una desviación de la variable correspondiente a un determinado nivel de confianza “p”, el cual no deberá ser inferior al 90 %.

La magnitud de RSF se define como la sumatoria de desviaciones estadísticas calculadas de las variables de demanda y oferta RER no gestionable. A continuación, se

muestra un flujograma con los principales pasos del cálculo de la magnitud de reserva secundaria.

**Figura A.10**

*Flujograma con los pasos del cálculo de la magnitud de reserva secundaria*



Fuente: Elaboración Propia con Información del COES (COES - PR22)

Estas magnitudes de reserva a subir y bajar, deben ser definidas, de ser necesario y a criterio del COES, con detalle de periodos hidrológicos (avenida y estiaje), bloques horarios (mínima, media y máxima) o subdivisiones menores. Como referencia se muestran las magnitudes de RSF aprobadas por el COES para el 2021 y 2022:

**Tabla A.6**

*Desviaciones positivas y negativas*

Año	Desviaciones Positivas (MW) Reserva Secundaria a bajar	Desviaciones Negativas (MW) Reserva Secundaria a subir
2021	206,0	175,0

Fuente: COES/D/DO/SEV-INF-012-2021 (COES-SEV, 2021)

Para el año 2021 se definieron 2 magnitudes de RSF, una a subir y una a bajar, a subir cuando la central esté disponible a aumentar su producción y a bajar cuando la central esté disponible para bajar su producción.

**Tabla A.7**

*RSF a subir y bajar por bloque horario y estacionalidad*

PERIODO ESTACIONAL	BLOQUE HORARIO	Reserva Secundaria a bajar (MW)	Reserva Secundaria a subir (MW)
AVENIDA	06:00 – 11:00	184	189
	11:00 – 19:00	175	192
	19:00 – 22:00	157	192
	22:00 – 06:00	175	184
ESTIAJE	06:00 – 11:00	194	170
	11:00 – 19:00	162	167
	19:00 – 22:00	149	174
	22:00 – 06:00	173	154

Fuente: COES/D/DO/SEV-INF-012-2021 (COES-SEV, 2021)

Para el año 2022 se definieron 16 valores de magnitudes de RSF diferenciados a subir, a bajar, en cuatro bloques horarios y dos bloques estacionales. Estas magnitudes tienen un

coeficiente de variación de solo 8% (desviación estándar: 14 MW y promedio: 174), asimismo, su promedio ponderado equivale a 175 MW.

Para fines prácticos para la proyección de RSF adicional por mayor participación eólica y solar, se calculará solo una magnitud promedio de RSF, considerando que el detalle de las magnitudes diferencias por bloques horarios y estacionales son necesarias para una evaluación de corto plazo; cosa que se puede omitir para una evaluación en el largo plazo asociado a los fines de este documento. Asimismo, la matriz de exclusiones por desconexiones se mantiene constantes para todos los años de proyección.

La metodología indicada se aplicó para diferentes porcentajes de participación de energía eólica y solar en el año 2040, y para el año 2022 para demostrar que los cálculos con las consideraciones indicadas no varían en gran medida con los resultados publicados por el COES. Los años analizados con su respectiva participación RER se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla A.8**

*Estimación de producción por tecnología*

PRODUCCION (GWh)	DEMANDA (GWh)	Delta Demanda sobre 2022 (%)	RER Total (%)	RER-eólico (%)	RER-solar (%)	RER-Total (GWh)	RER-eólico (GWh)	RER-solar (GWh)
53,974	52,013		4.9%	3.4%	1.5%	2,641	1,838	803
108,346	104,410	101%	2.4%	1.7%	0.7%	2,641	1,838	803
108,346	104,410	101%	10.7%	10.0%	0.7%	11,638	10,835	803
108,346	104,410	101%	20.7%	20.0%	0.7%	22,472	21,669	803
108,346	104,410	101%	30.7%	30.0%	0.7%	33,307	32,504	803
108,346	104,410	101%	40.7%	40.0%	0.7%	44,142	43,338	803
108,346	104,410	101%	50.7%	50.0%	0.7%	54,976	54,173	803
108,346	104,410	101%	60.7%	60.0%	0.7%	65,811	65,008	803
108,346	104,410	101%	11.7%	1.7%	10.0%	12,673	1,838	10,835
108,346	104,410	101%	21.7%	1.7%	20.0%	23,507	1,838	21,669
108,346	104,410	101%	31.7%	1.7%	30.0%	34,342	1,838	32,504
108,346	104,410	101%	41.7%	1.7%	40.0%	45,176	1,838	43,338
108,346	104,410	101%	51.7%	1.7%	50.0%	56,011	1,838	54,173
108,346	104,410	101%	61.7%	1.7%	60.0%	66,846	1,838	65,008
108,346	104,410	101%	10.0%	5.0%	5.0%	10,835	5,417	5,417
108,346	104,410	101%	20.0%	10.0%	10.0%	21,669	10,835	10,835
108,346	104,410	101%	30.0%	15.0%	15.0%	32,504	16,252	16,252
108,346	104,410	101%	40.0%	20.0%	20.0%	43,338	21,669	21,669
108,346	104,410	101%	50.0%	25.0%	25.0%	54,173	27,087	27,087
108,346	104,410	101%	60.0%	30.0%	30.0%	65,008	32,504	32,504

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se muestra la desviación estándar por errores de pronóstico de la demanda y de la generación eólica y solar en magnitudes de potencia, para cada caso de evaluación con su respectiva participación RER.

**Tabla A.9**

*Desviación estándar por errores de pronóstico*

RER Total (%)	RER-eólico (%)	RER-solar (%)	Desviación estándar por errores de pronóstico			
			Demanda (MW)		Generación RER (MW)	
			SP+	SN-	SP+	SN-
4.9%	3.4%	1.5%	130.4	132.0	43.00	41.6
2.4%	1.7%	0.7%	130.4	132.0	43.00	41.6
10.7%	10.0%	0.7%	130.4	132.0	233.90	227.5
20.7%	20.0%	0.7%	130.4	132.0	466.97	453.4
30.7%	30.0%	0.7%	130.4	132.0	700.28	679.2
40.7%	40.0%	0.7%	130.4	132.0	933.59	905.2
50.7%	50.0%	0.7%	130.4	132.0	1,166.97	1,131.0
60.7%	60.0%	0.7%	130.4	132.0	1,400.32	1,356.9
11.7%	1.7%	10.0%	130.4	132.0	336.07	234.6
21.7%	1.7%	20.0%	130.4	132.0	681.49	473.0
31.7%	1.7%	30.0%	130.4	132.0	1,027.04	713.2
41.7%	1.7%	40.0%	130.4	132.0	1,371.66	954.1
51.7%	1.7%	50.0%	130.4	132.0	1,717.70	1,194.6
61.7%	1.7%	60.0%	130.4	132.0	2,062.74	1,435.7
10.0%	5.0%	5.0%	130.4	132.0	180.67	155.0
20.0%	10.0%	10.0%	130.4	132.0	361.35	310.1
30.0%	15.0%	15.0%	130.4	132.0	542.02	465.1
40.0%	20.0%	20.0%	130.4	132.0	722.70	620.1
50.0%	25.0%	25.0%	130.4	132.0	903.37	775.2
60.0%	30.0%	30.0%	130.4	132.0	1,084.05	930.2

Fuente: Elaboración Propia

El error de pronóstico positivo de la demanda y el error de pronóstico negativo de la generación RER genera un requerimiento de reserva secundaria a subir; y, el error de pronóstico negativo de la demanda y el error de pronóstico positivo de la generación RER genera un requerimiento de reserva secundaria a bajar. Es decir que la suma errores de pronóstico de demanda y generación RER generan un requerimiento de reserva secundaria a subir y bajar como se muestra en la siguiente tabla.

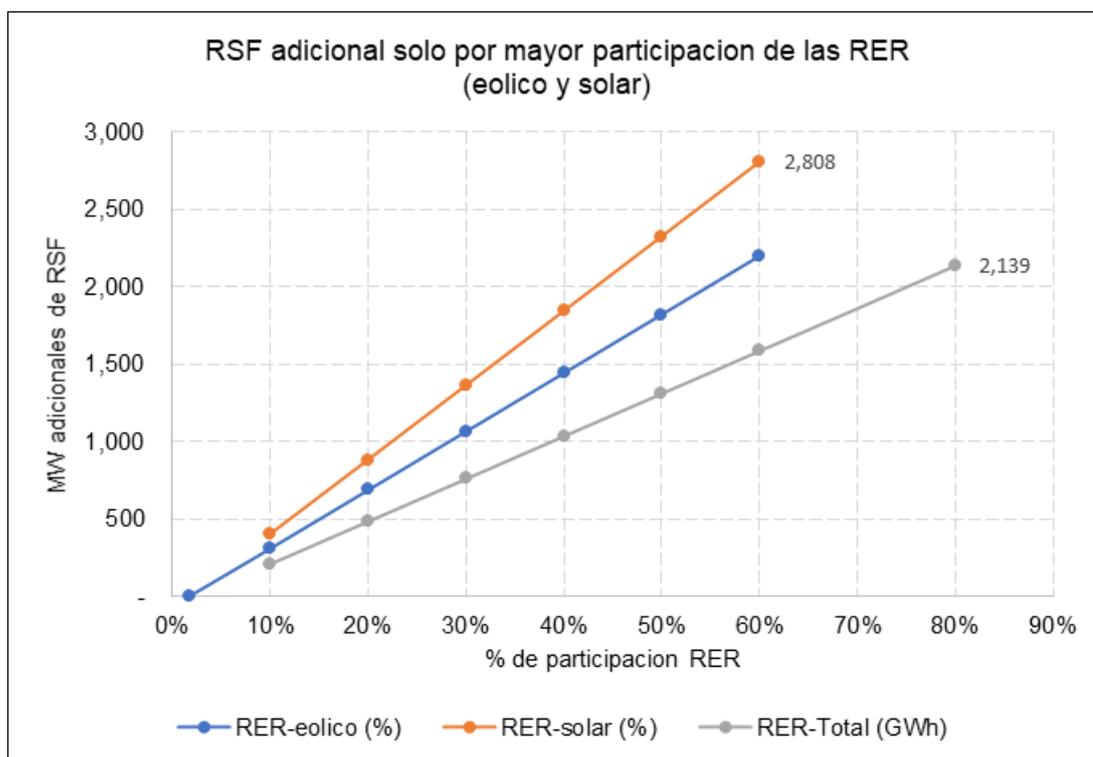
**Tabla A.10***Proyección de RSF a subir y bajar*

RER Total (%)	RER-eolico (%)	RER-solar (%)	RSF (MW)					
			Errores de pronóstico demanda		Errores de pronóstico generación RER		RSF a bajar (MW)	RSF a subir (MW)
			a bajar	a subir	a bajar	a subir	a bajar	a subir
<b>4.9%</b>	3.4%	1.5%	214.52	217.17	68.39	70.73	283	288
<b>2.4%</b>	1.7%	0.7%	214.52	217.17	68.39	70.73	283	288
<b>10.7%</b>	10.0%	0.7%	214.52	217.17	374.23	384.77	589	602
<b>20.7%</b>	20.0%	0.7%	214.52	217.17	745.76	768.16	960	985
<b>30.7%</b>	30.0%	0.7%	214.52	217.17	1,117.27	1,151.97	1,332	1,369
<b>40.7%</b>	40.0%	0.7%	214.52	217.17	1,488.98	1,535.76	1,704	1,753
<b>50.7%</b>	50.0%	0.7%	214.52	217.17	1,860.53	1,919.67	2,075	2,137
<b>60.7%</b>	60.0%	0.7%	214.52	217.17	2,232.16	2,303.52	2,447	2,521
<b>11.7%</b>	1.7%	10.0%	214.52	217.17	385.90	552.84	600	770
<b>21.7%</b>	1.7%	20.0%	214.52	217.17	778.14	1,121.05	993	1,338
<b>31.7%</b>	1.7%	30.0%	214.52	217.17	1,173.16	1,689.48	1,388	1,907
<b>41.7%</b>	1.7%	40.0%	214.52	217.17	1,569.50	2,256.38	1,784	2,474
<b>51.7%</b>	1.7%	50.0%	214.52	217.17	1,965.20	2,825.62	2,180	3,043
<b>61.7%</b>	1.7%	60.0%	214.52	217.17	2,361.67	3,393.21	2,576	3,610
<b>10.0%</b>	5.0%	5.0%	214.52	217.17	255.03	297.21	470	514
<b>20.0%</b>	10.0%	10.0%	214.52	217.17	510.07	594.42	725	812
<b>30.0%</b>	15.0%	15.0%	214.52	217.17	765.10	891.63	980	1,109
<b>40.0%</b>	20.0%	20.0%	214.52	217.17	1,020.14	1,188.84	1,235	1,406
<b>50.0%</b>	25.0%	25.0%	214.52	217.17	1,275.17	1,486.05	1,490	1,703

Fuente: Elaboración Propia

Ahora vamos a calcular el promedio de la reserva secundaria (a subir y bajar) para cada escenario de participación e identificar la reserva secundaria adicional que requeriría el SEIN para el 2040 sin considerar el error de pronóstico de la demanda.

**Figura A.11***RSF adicional por mayor participación RER*

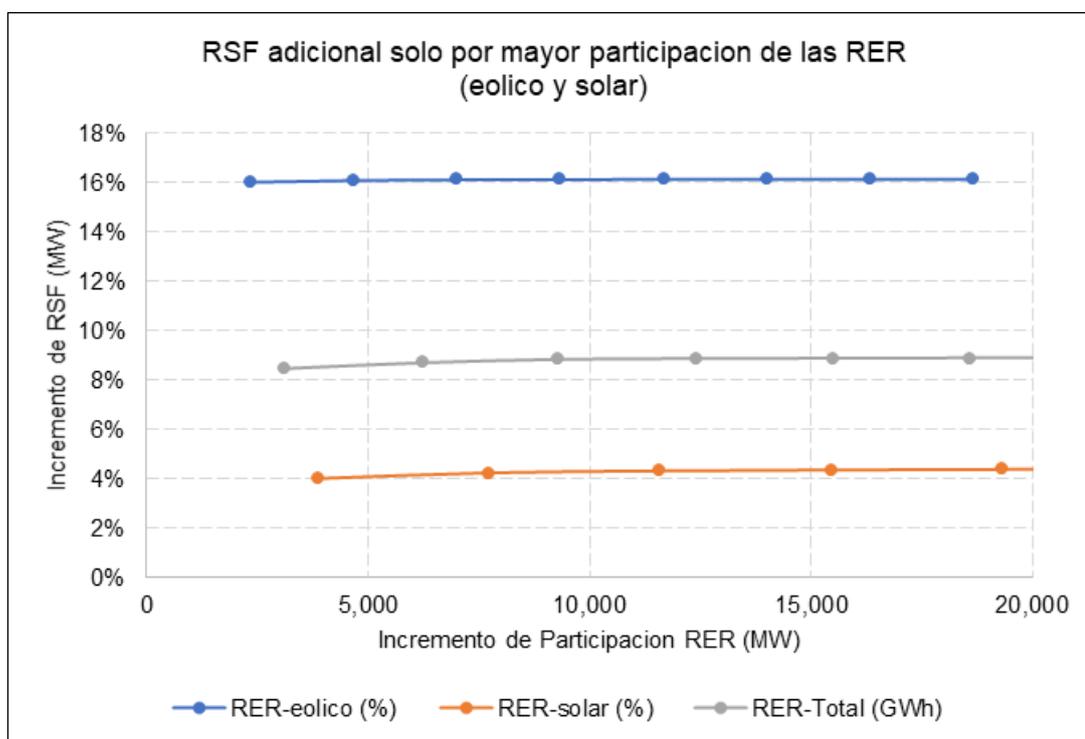


Fuente: Elaboración Propia

La Figura muestra que el requerimiento adicional de reserva secundaria varía dependiendo del tipo de tecnología de participación RER, eólica, solar o mixta, debido que la intermitencia de las centrales eólicas es mayor a la intermitencia que pueda generar una central solar; que el factor de planta de una central eólica es casi el doble de una central solar. De esta manera ante una participación RER del 60% la reserva adicional necesaria para el SEIN varía desde 1,587 MW - con solo crecimiento de energía eólico – hasta 2,808 MW -con solo crecimiento de energía eólica. Asimismo, en la siguiente figura se muestra la reserva secundaria adicional para el SEIN en proporción a la nueva capacidad eólica y solar, considerando factores de planta de 32% y 53% para solares y eólicas, respectivamente, los cuales son los promedios de las actuales centrales en el SEIN.

**Figura A.12**

*RSF adicional en % solo por mayor participación eólico y solar*



Fuente: Elaboración Propia

De la Figura N° 30 se infiere que el incremento de la reserva secundaria del SEIN equivale al 16% del aumento de solo capacidad eólica, al 4% del aumento de solo capacidad solar; y, si las dos tecnologías se desarrollan conjuntamente, este incremento disminuye a 9%. Estos porcentajes podrían ser menores si los errores de predicción disminuyeran en el tiempo, sobre todo para las energías eólicas; sin embargo, esto genera una inversión que podría ser costeadada por el inversionista con un incentivo de cargo por inflexibilidad. Como referencia se tiene un ratio de 6.5% de aumento de reserva ante una expansión mixta, eólico y solar, pero en un escenario de mercado desarrollado; y, suponiendo una reducción moderada de los errores de pronóstico en un 30 %, este número se reduce al 4% si ambas tecnologías se implementan simultáneamente (Hirth & Ziegenhagen, 2015, pág. 1040). Para fines de la tesis vamos a

mantener las magnitudes de reserva adicional calculadas sin considerar mejoras en los errores pronósticos, debido que no se esquematiza un incentivo de cargo por inflexibilidad al 2040.

### **Costo de la reserva secundaria para el SEIN**

El PR-22 del COES establece los criterios y metodología para la prestación del servicio de RSF, el cual indica que las asignaciones de RSF las realiza el COES mediante el uso del software YUPANA<sup>14</sup> y con ofertas adquiridas a través de dos mercados:

i) para el mediano plazo se usa la Provisión Base (PB) que tiene el objetivo de asegurar la asignación de RSF para horizontes de tres años divididos en periodos de avenida y estiaje; mediante subastas realizadas por COES y calificaciones de precio de oferta.

ii) para el corto plazo se usa el Mercado de Ajuste (MA), que se realiza para horizontes diarios, teniendo por objeto ajustar la RSF a las necesidades de reserva del SEIN. Las ofertas al Mercado de Ajuste son presentadas por cada empresa, en magnitud (MW) y precio (S/. /kW-mes) hasta las 09:00 a.m. del día anterior.

Las ofertas de RSF se realizan a subir y/o a bajar, a subir cuando la central esté disponible a aumentar su producción y a bajar cuando la central esté disponible para bajar su producción. Estas ofertas son remuneradas por dos conceptos: i) la Asignación de Reserva (AR) que remunera la capacidad de RSF brindada al precio ofertado de RSF marginal (S/. /kW-mes), limitado a un precio máximo definido por Osinergmin, y el Costo de Oportunidad (CO) que remunera la energía dejada de inyectar por brindar el servicio de RSF. Cabe mencionar que actualmente no se remunera el CO por brindar RSF a bajar, sin embargo, se tiene pendiente de aprobación un nuevo PR-22 que sí reconoce el CO por brindar RSF a bajar.

---

<sup>14</sup> Elaborado en un entorno GAMS, que resuelve el problema de despacho minimizando el costo total de operación mediante la descomposición de Benders.

**Figura A.13***Mecanismo de remuneración de la RSF*

RSF	Actual PR-22		Propuesta del nuevo PR-22	
Costo	Asignación de Reserva (AR)	Costo de Oportunidad (CO)	Asignación de Reserva (AR)	Costo de Oportunidad (CO)
Subir	Potencia	Energía	Potencia	Energía
Bajar	Potencia	<b>Cero</b>	Potencia	Energía

Fuente: Elaboración Propia

La tendencia es que en las subastas de Provisión Base se asigna la totalidad de reserva secundaria requerida por el SEIN y a un precio de AR igual a cero, debido a la gran cantidad de oferta que existe en este mercado con centrales con capacidad de brindar RSF, de esta manera las centrales que postulan a las subastas buscan asegurar sus ingresos por CO y participar en el MA cada vez que sea posible. Sin embargo, en la práctica el 80% de la reserva del SEIN proviene del Mercado de Ajuste, debido que las centrales eléctricas adjudicadas en las subastas no están siempre disponibles (mantenimientos y fallas) y/o que el costo de operación de estas centrales es muy caro. Además, ya existe una propuesta de eliminar el mercado de PB debido que existe suficientes centrales en el MA para satisfacer la totalidad de la reserva a precios muy competitivos. Además, en el MA se valorizan las potencias de AR a un precio marginal según ofertas de cada empresa, limitadas a un precio máximo de 10,380 S./MW-mes, y en varias oportunidades esta variable es cero, debido a la gran competencia que se fomenta en este mercado. En el siguiente cuadro se muestra que el precio promedio asignado para la reserva a subir y bajar es de 44% y 88% del precio máximo, respectivamente.

**Tabla A.11***Precio promedio de RSF a subir y bajar*

Subir/Bajar	Mercado	Precio máximo	Precio Asignado Promedio 2021	%
Bajar	PB	-	-	
	MA	10,380	9,157	88%
Subir	PB	-	-	
	MA	10,380	4,618	44%

Fuente: Elaboración Propia

Para el año 2021 la magnitud de RSF fue en promedio de 190 MW, el costo de la reserva secundaria anual fue de S/. 54.7 millones; y, las centrales que brindaron este servicio fueron centrales hidroeléctricas y térmicas según detalle del siguiente cuadro.

**Tabla A.12**

*Costo de la RSF - 2021*

Costo de la RSF	Pago a Hidroeléctricos	Pago a Térmicas	Pago Total
AR (S/.)	17,019,930	9,387,889	26,407,819
CO (S/.)	26,669,910	1,609,215	28,279,125

Fuente: Elaboración Propia con Información del COES (COES, 2021)

Asimismo, la asignación de reserva es brindada en casi un 60% por las centrales hidroeléctricas, con mayor participación en época de estiaje, debido a las condiciones hidrológicas y la optimización de los recursos. Además, la energía valorizada por costo de oportunidad fue de 639 GWh, equivalente a un 39% de la energía total asociada a los 189 MW, esto es debido a las condiciones del SEIN y competencia del mercado.

**Tabla A.13**

*Asignación de RSF por mercado y bloque horario - 2021*

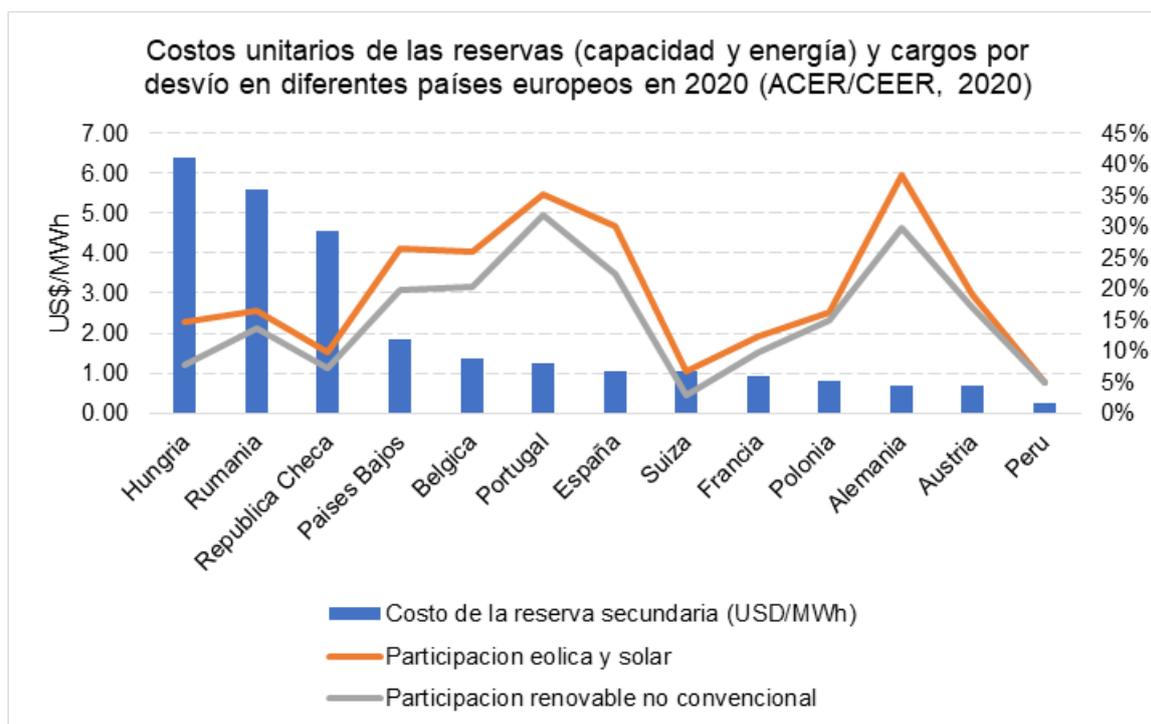
Subir/Bajar	Mercado	Avenida		Estiaje		Total general
		H	T	H	T	
Bajar	PB	3%	6%	3%	7%	18%
	MA	28%	13%	28%	13%	82%
9Subir	PB	4%	7%	3%	8%	21%
	MA	21%	19%	39%	0%	79%

Fuente: Elaboración Propia con información del COES (COES, 2021)

Como resumen se tiene que la valorización por el servicio complementario de RSF en el 2021, solo por AR, fue de S/. 26.4 millones para brindar en promedio 189 MW, lo que equivale a un precio promedio de ingreso de 2.99 US\$/kW-mes; adicionalmente la valorización de RSF en el 2021 por CO, fue de S/. 28.3 millones para valorizar una energía asociada a los 189 MW, 1,664 GWh, lo que equivale a un precio promedio de ingreso 4.39 US\$/MWh. La suma de estos dos precios es 8.49 US\$/MWh. Ahora vamos a identificar el costo unitario de la reserva como la división del costo y la producción total del SEIN, debido que este costo debe ser pagado por todos los generadores en proporción a su producción, lo que equivale a 0.26 US\$/MWh con un nivel de participación RER no convencional de 5%, un precio promedio bajo comparado con un el mercado de Europa, debido que la mayoría de estos mercados tienen mayor participación RER no convencional (ACER/CEER, 2021, pág. 59).

#### **Figura A.14**

*Costos unitarios de la reserva en Europa - 2021*



Fuente: Elaboración propia, datos de (ACER/CEER, 2021)

Asimismo, como referencia el costo de reserva del mercado eléctrico chileno con participación RER del 6% en el 2016 se estimó en 0.6 US\$/MWh (Synex, ICAI, & Estudios Energeticos Consultores, 2018, pág. 56). Por último, tenemos como referencia el costo de los Servicios Complementarios del mercado eléctrico chileno, donde se destaca el Control de Frecuencia, Control de Tensión, Control de Contingencias y Plan de recuperación de Servicios, equivalente a de 3 US\$/MWh promedio en el 2021 (Systep, 2021, pág. 2), con una participación eólica y solar de 22%,

Para realizar una proyección del costo adicional de la asignación de reserva secundaria del SEIN, por mayor penetración RER al 2040 y considerando que el costo de la reserva es asumido por los generadores en función de su producción y no es trasladado a la tarifa de usuario final, solo estimaremos el precio de la reserva secundaria adicional, considerando lo siguiente:

- El 100% de reserva secundaria requerida por el SEIN será cubierta al 80% por el MA y 20% por la PB.
- Las asignaciones de reserva secundaria tendrán una participación en porcentaje igual a la del año 2021, en función al aporte de hidroeléctricas, térmicas y en periodos estacionales.
- Los precios para AR en la PB serán 0 S/. /MW-mes.
- El precio máximo de AR disminuirá en 30% debido a mejoras tecnológicas en centrales térmicas y baterías.
- Las valorizaciones de AR a precio máximo a bajar y a subir se realizan en un 88% y 44% en el año evaluado, respectivamente. Las demás AR del año se realizan a precio cero.
- El costo de oportunidad se valoriza con una energía que corresponde a la potencia de AR, pero solo a subir.
- Los costos variables para las centrales hidroeléctricas y térmicas que brindan RSF serán 0.45 US\$/MWh y 35 US\$/MWh, este último asociado al costo variable de una central de Ciclo Simple que usa gas natural de Camisea.

Con las consideraciones indicadas se realizó el cálculo del precio de reserva secundaria en función de la potencia de reserva secundaria adicional necesaria por mayor participación eólica y solar, el cual es de 7.12 US\$/kW-mes y en términos de energía equivalente a esa reserva secundaria es 9.75 US\$/MWh.

Sin embargo, los valores calculados, podrían acotarse u omitirse totalmente debido a un cambio regulatorio que ya han adoptado otros países, que es de solicitar a las empresas eólicas y solares incluir equipos que permitan mitigar su intermitencia como requisito para el inicio de operación comercial, como el caso de Estados Unidos, Italia, Reino Unido (Synex, ICAI, & Estudios Energeticos Consultores, 2018, pág. 104) lo que se lograría cuando los costos

nivelados de estas tecnologías sean lo suficientemente competitivos para permitir la inversión en nuevos equipos de gestión de intermitencia, manteniendo los porcentajes de márgenes comerciales para los inversionistas. Este punto de inflexión lo podemos identificar cuando analicemos la proyección de costos nivelados.

## Anexo 6: Resultados de la participación de energía por escenario

Despacho Óptimo:

### PARTICIPACION POR ENERGIA

	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-bateria	Eolico
Participación (%)	28%	35%	6%	0%	19%	0%	13%

Despacho según Competitividad

### PARTICIPACION POR ENERGIA

	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-bateria	Eolico
Participación (%)	28%	45%	0%	0%	15%	0%	12%

Despacho según Seguridad

### PARTICIPACION POR ENERGIA

	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-bateria	Eolico
Participación (%)	28%	49%	2%	0%	13%	0%	9%

Despacho según Sostenibilidad

### PARTICIPACION POR ENERGIA

	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-bateria	Eolico
Participación (%)	28%	0%	0%	0%	12%	0%	60%

## Anexo 7: Resultados Capacidad Instalada nueva por escenario

Despacho Optimo:

VARIABLE: CAPACIDAD A INSTALAR

	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-bateria	Eolico	Total
Capacidad a Instalar (MW)	0	2,755	1,173	3,596	8,201	0	5,545	21,271

Despacho según Competitividad

VARIABLE: CAPACIDAD A INSTALAR

	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-bateria	Eolico	Total
Capacidad a Instalar (MW)	0	4,126	0	5,325	5,681	0	2,428	17,560

Despacho según Seguridad

VARIABLE: CAPACIDAD A INSTALAR

	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-bateria	Eolico	Total
Capacidad a Instalar (MW)	0	4,699	0	5,249	4,836	0	1,627	16,411

Despacho según Sostenibilidad

VARIABLE: CAPACIDAD A INSTALAR

	Hidro	Gas Natural CC	Gas Natural CS	Diesel CS	Solar	Solar-bateria	Eolico	Total
Capacidad a Instalar (MW)	0	0	0	2,643	4,407	0	13,609	20,660

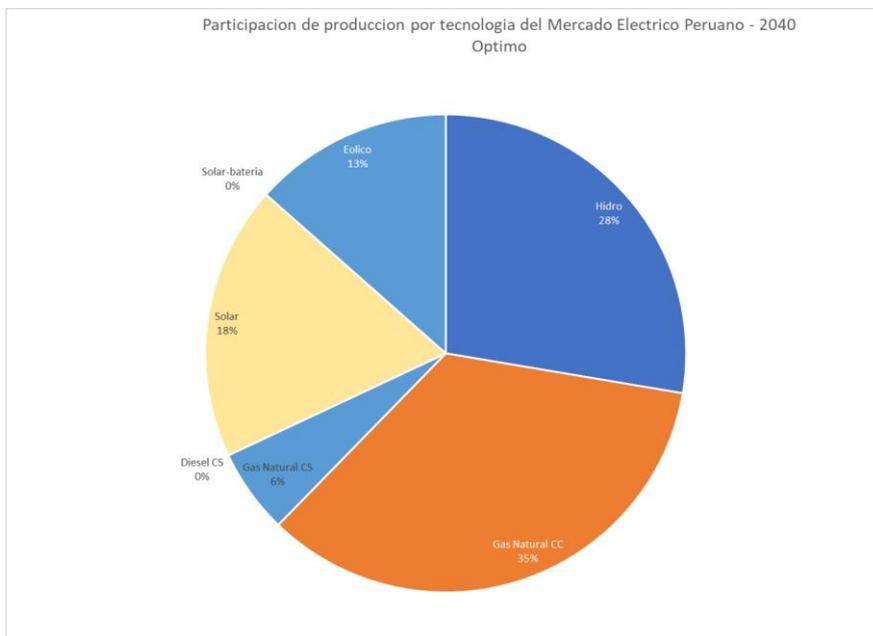
## Anexo 8: Resumen de indicadores y variables por escenario

**Tabla A.14**

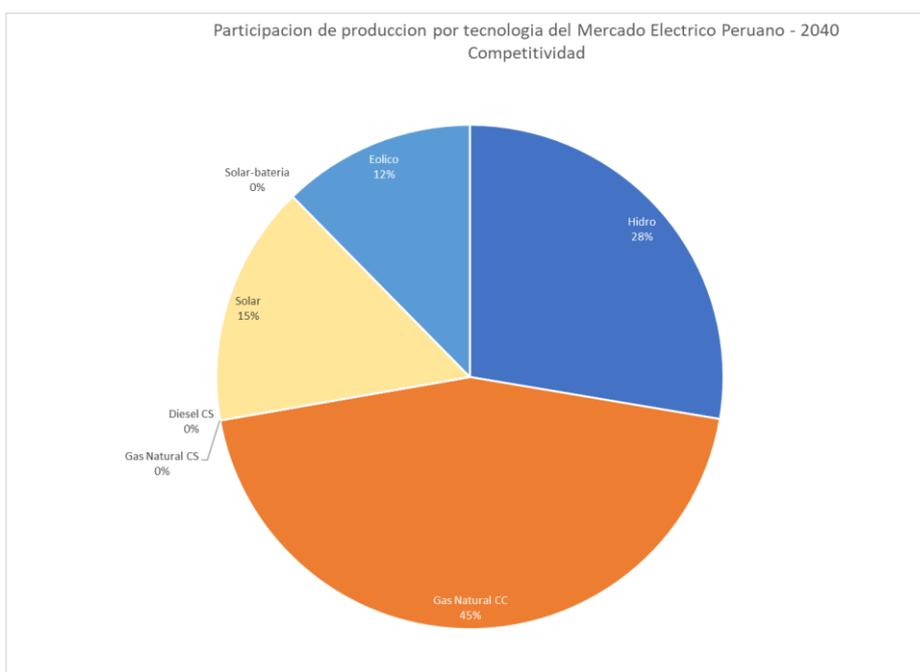
*Resultados del despacho por escenario*

INDICADORES y VARIABLES	Optimo	Seguridad	Competitividad	Sostenibilidad
Participación eólica	13%	9%	12%	60%
Participación solar	19%	13%	15%	12%
Participación eólica y solar	32%	22%	28%	72%
Inercia promedio SEIN	2.50	2.86	2.61	0.83
Factor de emisión promedio (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.172	0.249	0.222	0.042
Costo de Operación (Mio US\$)	1,011	1,180	1,022	15
Costo de Inversión (Mio US\$)	2,013	1,396	1,512	2,503
Costo de Externalidades (Mio US\$)	- 254	29	- 528	-
Costo Total (Mio US\$)	2,770	2,604	2,007	2,518
Costo Marginal (US\$/MWh)	32.948	32.097	30.498	27.751
Índice de Diversidad	86%	65%	68%	62%
MD / Capacidad Instalada	48%	57%	55%	49%
Capacidad Instalada antigua	9,000	9,000	9,000	9,000
Capacidad eólica nueva	5,545	1,627	2,428	13,609
Capacidad solar nueva	8,201	4,836	5,681	4,407
Capacidad Térmica nueva	9,177	9,948	9,451	2,643
Capacidad Instalada Total	30,271	25,411	26,560	29,660

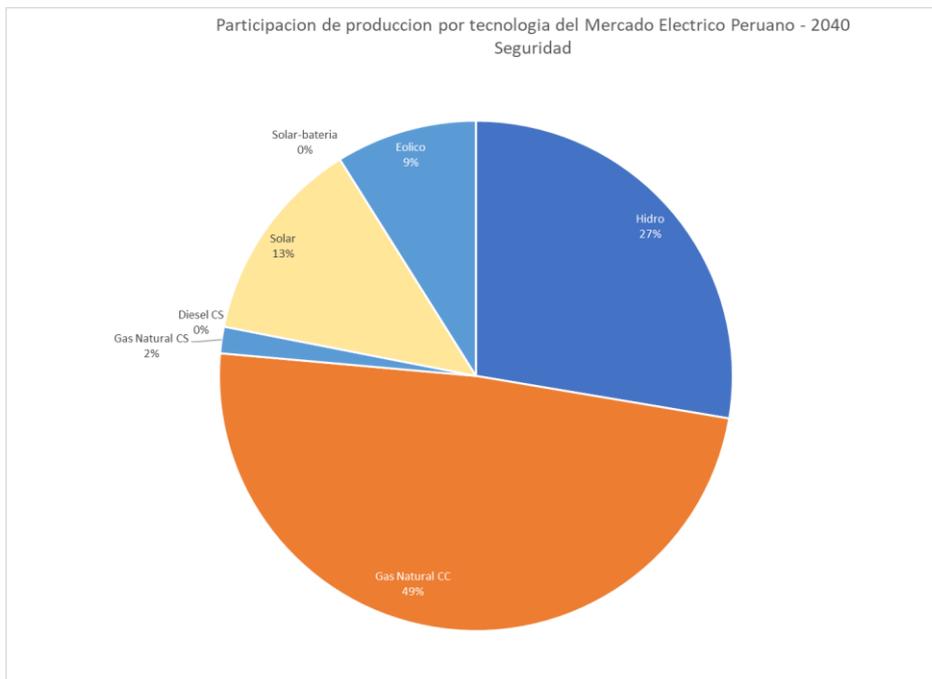
Fuente: Elaboración Propia

**Anexo 9: Resultados de participación de energía por escenario****Figura A.15***Despacho Optimo*

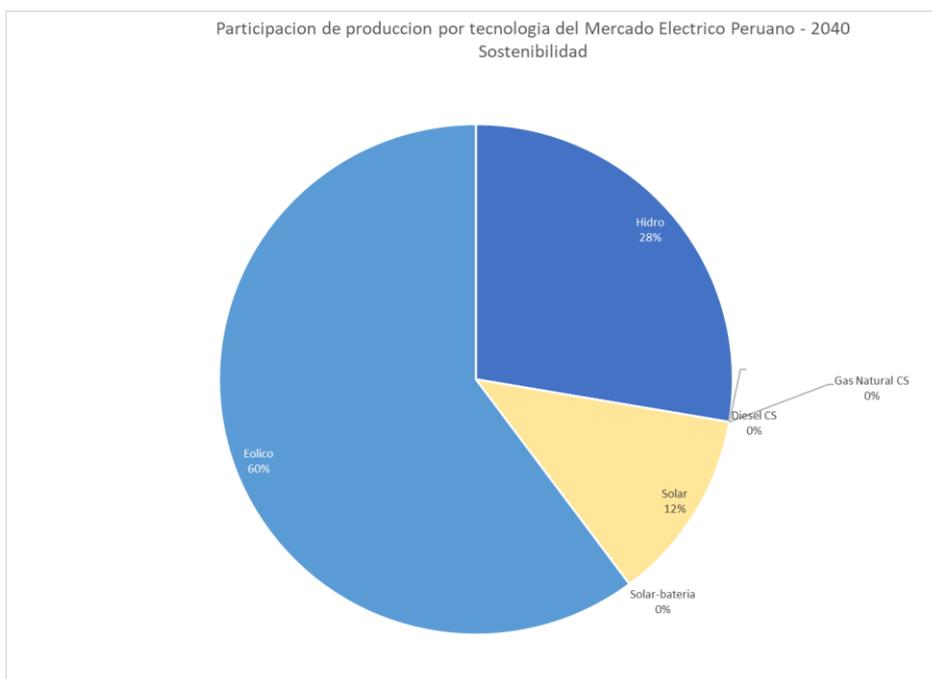
Fuente: Elaboración Propia

**Figura A.16***Despacho según Competitividad*

Fuente: Elaboración Propia

**Figura A.17***Despacho según Seguridad*

Fuente: Elaboración Propia

**Figura A.18***Despacho según Sostenibilidad*

Fuente: Elaboración Propia

## BIBLIOGRAFÍA

- ACER/CEER. (October de 2021). Annual Report on the Results of Monitoring the internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020.
- Alfredo, D., Raúl, G., & Fiorella, M. (2010). *Regulación y supervisión del Sector Eléctrico*. Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Annual Energy Outlook 2022. (Marzo de 2022). Levelized Costs of New Generation Resources.
- Aragon, F., Cramer, W., Humphreys, S., Kainuma, M., Kala, J., Mahowald, N., . . . Zickfeld, K. (s.f.). Special Report: Global Warming of 1.5 °C. The Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Battle, C. (2014). *Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos Herramientas y metodologías de evaluación del futuro de la operación, planificación y expansión*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- BCR. (Junio de 2019). Reporte de Inflación. *TARIFAS ELÉCTRICAS DE CLIENTES LIBRES Y CLIENTES REGULADOS*. Banco Central de Reserva del Perú.
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile - BCN. (Octubre de 2020). Componentes y determinación de la tarifa eléctrica para los clientes regulados. *Asesoría Técnica Parlamentaria Octubre de 2020*.
- Bloomberg. (16 de Diciembre de 2021). Actualización del costo nivelado de energía (LCOE) para 1er semestre de 2021.
- Carrene, M. (Enero de 2022). Los desafíos ambientales de Chile en 2022. Mongabay.
- Chahin Salcedo, R. (17 de Julio de 2020). Análisis de la formación de precios en una subasta de electricidad: Una aproximación para el caso Colombiano.
- COES - PR22. (s.f.). Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia - PR22. COES.
- COES. (2021). Estadística de Operación 2021.
- COES. (2021). *Estadísticas Anuales*. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica2021>
- COES. (Febrero de 2021). Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2023-2032.
- COES. (13 de 12 de 2021). Informe de Evaluación de Operación Diaria del SEIN.
- COES. (Febrero de 2021). Informe de la Operación Anual del SEIN. Perú.
- COES. (2021). *Liquidaciones LSCIO*. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/liquidaciones>
- COES. (2021). *Medidores de Generación*. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/mediciones/medidoresgeneracion>
- COES. (2021). *Programa Semanal de Operaciones - Costos Variables*. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/ProgOperacion/ProgSemanalOp>
- COES. (2022). Determinación de la Energía Firme y Verificación de Cobertura de la Energía Anual Comprometida. COES.
- COES. (Marzo de 2022). INFORME COES/DP-SPL-004-2022. *Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN*.
- COES. (2022). *Operación Comercial e Integración (anterior PR-20)*. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/OperacionComercial>
- COES. (Abril de 2022). *Programa Mediano Plazo Operación*. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/ProgOperacion/ProgMedianoPO>
- COES-SEV. (Septiembre de 2021). Determinación de la magnitud de Reserva Total requerida para la Regulación Secundaria.

- Comision Nacional de Energia. (s.f.). *Energia Abierta*. Obtenido de <http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/sustentabilidad/>
- Comité de Operación Económica del Sistema. (2022). *Consultar Informacion EPO*. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/Consultawebepo>
- Covarrubias, A. (1979). *La planificación de la ampliación de sistemas eléctricos*. Organismo Internacional de Energía Atómica.
- cOW. (s.f.).
- Dammert Lira, A., Molinelli Aristondo, F., & Carbajal Navarro, M. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Osinergmin.
- De la Cruz Sandoval, R., & García Carpio, R. (2003). *La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política*.
- DS N° 027-2007-EM. (17 de mayo de 2007). Reglamento de la Transmisión.
- DS N° 064-2010. (24 de noviembre de 2010). Aprueban la política energética nacional del Perú 2010-2040.
- Garcia de Fonseca, L., Parikh, M., & Manghani, R. (s.f.). Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Garg, A., Kazunari, K., & Pulles, T. (2006). Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC.
- Gil Sagás, E. (2001). *Programación de la Generación de Corto Plazo en Sistemas Hidrotérmicos usando Algoritmos Genéticos*.
- GIZ y Ministerio de Energía. (2021). Las Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno. Chile: GIZ y Ministerio de Energía.
- Hirth, L., & Ziegenhagen, I. (2015). Renewable and Sustainable Energy Reviews. *Balancing power and variable renewables*.
- International Renewable Energy Agency. (2020). Renewable power generation costs in 2019. IRENA.
- International Renewable Energy Agency. (2020). Renewable Power Generation Costs in 2020. IRENA.
- International Renewable Energy Agency. (s.f.). *Insights on Renewables*. Obtenido de <https://www.irena.org/>
- Jewell, J. (2011). The IEA Model of Short-term Energy Security. International Energy Agency.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*.
- La Republica. (26 de Octubre de 2021). El Gobierno Nacional anunció las nueve empresas que estarán a cargo de 11 proyectos que entrarán a generar energía en 2023. *La Republica*.
- Lazard. (28 de Octubre de 2021). Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage.
- Leiva Lopez, A. (25 de Enero de 2021). Los inversores en energías renovables en España: litigiosidad y nuevo marco retributivo. *Revista Digital de Derecho Administrativo*.
- Ley 25844. (19 de 11 de 1992). LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS. MINEM.
- Ley 28832. (23 de julio de 2006). Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.
- Lodovica Toffoletto, G. (2020). *El acaparamiento de tierras y el cambio climático*. Fundación Heinrich Böll.
- MINEM. (2014). *Plan Energético Nacional 2014-2025*. Ministerio de Energía y Minas.
- Ministerio de Energia - Gobierno de Chile. (2021). Anuario Estadístico de Energia - 2020.
- Ministerio de Energia. (Febrero de 2022). Política Energetica Nacional - Actualización 2022.
- Ministerio de Minas y Energia. (Enero de 2020). Plan Energetico Nacional 2020-2050. *La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible*.

- Ministerio del Ambiente. (s.f.). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2016*. Obtenido de <https://infocarbono.minam.gob.pe/annios-inventarios-nacionales-gei/ingei-2016/>
- Molinelli Aristondo, F. (2018). *Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual* N° 8. Indecopi.
- Naciones Unidas. (s.f.). Obtenido de <https://www.un.org/es/global-issues/climate-change>
- OSINERGMIN. (s.f.). *Cuarta Subasta RER para el SEIN*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/cuarta-subasta>
- OSINERGMIN. (s.f.). *Primera Subasta RER para el SEIN*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/primera-subasta-2>
- OSINERGMIN. (s.f.). *Segunda Subasta RER para el SEIN*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/segunda-subasta>
- OSINERGMIN. (s.f.). *Tercera Subasta RER para el SEIN*. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/subastas/tercera-subasta>
- Oxilia, V., & Blanco, G. (2016). *Política energética, Guía Práctica*. OLADE.
- Paredes, J. (2017). *Contribucion de las Energias Renovables Variables a la Seguridad Energetica en America Latina*.
- Pereira, M., Campodónico, N., & Kelman, R. (1998). *Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models*.
- PR-13\_Determinación de la Energia Firme y Verificación de la Cobertura de la Energía Anual Comprometida. (25 de febrero de 2015). COES.
- Presidencia de la Republica. (Agosto de 2018). Con nueva subasta, Gobierno Nacional superó en más del 50% la meta en energías renovables. *Presidencia*.
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. (s.f.). Obtenido de <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals>
- Red Electrica de España. (2021). *El Sistema Electrico Español*. España: RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA.
- Red Electrica de España. (2021). *El sistema electrico español 2020*.
- Reporte Mensual del Sector Electrico. (Febrero de 2022). Systep.
- RM-129-2009-EM-DM. (7 de marzo de 2009). *Criterios y metodologías para la elaboración del plan de transmisión*”.
- Secretaría de Estado de Energía. (Febrero de 2021). *Estrategia de Almacenamiento Energetico*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD).
- Sicari Bravo, P. (2021). *Amenazas del cambio climático, métricas de mitigación y adaptación en ciudades de América Latina y el Caribe*.
- Sovacool, B., & Mukherjee, I. (2011). *Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach*.
- Stigler, G. (1968). *The Organization of Industry*.
- Stirling, A. (1994). *Energy Policy. Diversity and ignorance in electricity supply investment*.
- Synex, I., ICAI, U., & Estudios Energeticos Consultores. (Febrero de 2018). *Diseño del mercado para gran participacion de generacion variable en el sistema electrico de Chile*.
- Systep. (Junio de 2021). *Reporte Mensual del Sector Electrico*.
- Tapia, J. P. (Marzo de 2022). *Licitaciones de suministro a clientes regulados: pasado, presente y desafíos*.
- Tay Bayramoglu, A., & Yildirim, E. (2017). *The Relationship between Energy Consumption and Economic Growth in the USA: A Non-Linear ARDL Bounds Test Approach*. *Energy and Power Engineering*. Department of Economics, Zonguldak, Turkey.

- Transición Energética de Chile. (Febrero de 2022). Política Energética Nacional - Actualización 2022. Ministerio de Energía.
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (s.f.). Subastas de largo plazo.
- United Nations. (31 de Agosto de 2018). Framework Convention on Climate Change. *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*.
- United States Environmental Protection Agency. (2021). *Climate Change Indicators: Global Greenhouse Gas Emissions*. Obtenido de <https://www.epa.gov/climate-indicators/climate-change-indicators-global-greenhouse-gas-emissions>
- Uribe Gonzáles, M., Cámac Gutiérrez, D., & Ormeño Salcedo, V. (s.f.). *Manual Técnico: Uso del Modelo PERSEO*. Osinergmin.
- Vasquez Cordano, A., Tamayo Pacheco, J., & Salvador Jácome, J. (2017). *La Industria de la Energía Renovable en el Perú*. Osinergmin.
- Vijay Singh, H., Bocca, R., Gomez, P., Dahlke, S., & Brazilian, M. (2019). The energy transitions index. *An analytic framework for understanding the evolving global energy system*. Energy Strategy Reviews.
- WEEDY, B., CORY, B., JENKINS, N., EKANAYAKE, J., & STRBAC, G. (2012). *Electric Power Systems*. WILEY.
- WEF. (2012). Energy for Economic Growth. *Energy Vision Update*. World Economic Forum.
- World Economic Forum. (2021). *Fostering Effective Energy Transition*.
- XM Colombia. (2021). Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2021.