

UNIVERSIDAD ESAN



Propuesta de planificación minero – energética para la generación y transmisión

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

Silvia Rosa Levano Chumpitaz.....

Ronald Gamarra Santos.....

Jhoel Feliciano Osorio Chacón.....

Henry Kenny Rios Abreu

Programa de la Maestría en Gestión de la Energía

Lima, 02 de setiembre del 2023

Propuesta de planificación minero – energética para la generación y transmisión

INFORME DE ORIGINALIDAD

1 %	3 %	1 %	0 %
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	www.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	1 %
2	www.cne.cl Fuente de Internet	1 %

Excluir citas Activo
Excluir bibliografía Activo

Excluir coincidencias < 1%

Este trabajo de investigación

Propuesta de planificación minero – energética para la generación y transmisión

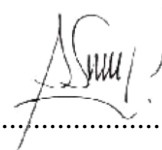
ha sido aprobado.



.....
Dicky Edwin Quintanilla Acosta (Jurado)



.....
Raúl Ricardo Pérez - Reyes Espejo (Jurado)



.....
Leónidas Sayas Poma (Asesor)

Universidad ESAN

2023

Dedicatoria

Para Elena mi madre mi mejor ejemplo, para Eudaldo mi padre quien siempre me acompaña, para mi hermana Milagros, para mi sobrino Christopher y para Jesús mi compañero.

Silvia Rosa Lévano Chumpitaz

Para Karla y Zoe Micaela, por el apoyo, soporte y ánimo constante. Para mis padres Ronald y Adela por el apoyo en mis esfuerzos, para mis hermanos, sobrinos y para los que siempre estuvieron y están ahí.

Ronald Gamarra Santos

A Dios, mi familia, en especial mi Madre, y a todos quienes me inspiraron. Sigamos en la búsqueda de soluciones creativas para dejar un mundo más sostenible.

Jhoel Feliciano Osorio Chacón

¡Gracias, mamá por marcar mi sendero de superación y crecimiento!
¡A mi querida familia, por acompañarme y darme fortaleza en el proceso!

“El ideal siempre está más allá”

Henry Kenny Rios Abreu

Agradecimiento

Al profesor Leonidas Sayas por su guía invaluable y a nuestras familias por su soporte constante.

Silvia Rosa Lévano Chumpitaz

Ingeniera civil, Maestría en Gestión de la Energía, con más de 15 años de experiencia en las áreas de Supervisión de Mantenimiento de Centrales Hidráulicas, Térmicas y Ciclo Combinado. Proyectos de obras civiles que dan soporte al área de distribución eléctrica MT-BT. Gestión con las áreas de electricidad, mecánicos eléctricos, electrónicos.

FORMACIÓN

2020- 2023 **ESAN Graduate School of Business**

Magíster en Gestión de la Energía

2013-2014 **Escuela Superior de Administración de Negocios**

Diplomado en Gerencia de Proyectos de Construcción-PMI

2009 **Universidad Nacional de Ingeniería**

Ingeniero Civil

EXPERIENCIA

2022 - 2023 Satel Perú (Servicios auxiliares de telecomunicación del Perú S.A)

Supervisión “Elaboración de estudio de Preinversión del proyecto: “Mejoramiento del servicio de energía eléctrica mediante soterrado de redes de media y baja tensión de la zona monumental de la ciudad de Huancayo, distrito de Huancayo, provincia de Huancayo, departamento de Junín”.

Supervisión “Servicio de montaje de celdas autosoportadas del tipo interior, a prueba de arco interno para sustitución de celdas existentes en la SE Caraz y SE Carhuaz en 13.8 Kv de las provincias de Huaylas y Carhuaz, Región Ancash”.

Responsable del equipo de Proyectos civiles de la empresa, gestionando el desarrollo de los proyectos civiles dentro la concesión de ENEL DISTRIBUCION. Diseño de proyectos de ingeniería en el área civil para la construcción de Subestaciones eléctrica.

2020 – 2022 Applus

Responsable del equipo de Proyectos civiles de la empresa, gestionando el desarrollo de los proyectos civiles dentro la concesión de ENEL DISTRIBUCION. Diseño de proyectos de ingeniería en el área civil para la construcción de Subestaciones eléctricas.

SEMINARIOS

Peru Hydraulics. Modelamiento hidráulico de ríos y canales con HEC-RAS

Tecsup. Curso de inducción y orientación general de seguridad

Asociación Electrónica Peruana. Diseño de sistema puesta a tierra aplicado a redes de MT, BT, AT, redes de datos, equipos electrónicos y biomédicos.

Ronald Gamarra Santos

Magíster en Gestión de la Energía por ESAN. Magíster en Dirección y Gestión de Empresas MBA por la Universidad de Tarapacá Chile. Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco. Experiencia en gestión de proyectos, mantenimiento y operación de sistemas de distribución y transmisión eléctrica. Conocimientos de inglés y dominio de las herramientas de gestión empresarial. Mi objetivo profesional es continuar mi crecimiento y desarrollo en el campo de los proyectos energéticos, aplicando mis conocimientos y habilidades para aportar de manera sustancial al éxito de diversas iniciativas en el sector de la energía.

FORMACIÓN

2020 – 2023 ESAN Graduate School of Business.

Magíster en Gestión de la Energía.

2011 – 2013 Universidad de Tarapacá Chile.

Magíster en Dirección y Gestión de Empresas MBA mención en Gestión de la Energía. Aprobado con Distinción.

2006 – 2007 Universidad de Tarapacá Chile.

Egresado del Magíster en Ingeniería Eléctrica mención en Sistemas de Potencia.

1994 – 2000 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco.

Bachiller en Ingeniería Eléctrica.

EXPERIENCIA

2022 – 2023 Electro Sur Este. Gerente de Proyectos.

2016 – 2021 Electro Sur Este. Gerente Regional de Madre de Dios.

2010 – 2016 Electro Sur Este. Supervisor Especialista de Mantenimiento de Redes Eléctricas en la División de Mantenimiento de la Gerencia de Ingeniería

2005 – 2010 Electro Sur Este. Supervisor de Operación y Mantenimiento en la División de Ingeniería y Comercialización de la Gerencia Regional de Apurímac

DIPLOMADOS

2017 – 2018 **Instituto de Regulación y Finanzas FRI - Universidad ESAN**

Diplomado de Especialización en Mercados y Regulación Tarifaria en Energía.

2016 **Universidad de Piura**

Diplomado del VIII Business Process Management BPM.

2015 – 2016 **Universidad Peruana Los Andes - Instituto Peruano de Mantenimiento
IPEMAN**

Diplomado Gerencia de Operaciones y Administración del Mantenimiento Clase Mundial.

2013 **Utrivium Escuela de Negocios y Gobierno.**

Diplomado en Contrataciones del Estado.

Jhoel Feliciano Osorio Chacón

Maestría en Gestión de la Energía por ESAN. Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional del Callao. Experiencia en mercados eléctricos, calidad y eficiencia energética. Dirección comercial de equipos cuentas clave (B2B) en el segmento de gas natural y soluciones energéticas.

FORMACIÓN

UNIVERSIDAD ESAN

Dic. 2020 – Sep. 2023: **Maestría de Gestión de la Energía**

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

Jul. 2010 – Jul. 2015: **Ingeniería Eléctrica**

EXPERIENCIA

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

Oct. 2022 – Actualidad: **Sub-Gerente de Comercios e Inmobiliarias**

Jun. 2021 – Sep. 2022: **Coordinador Comercial**

May. 2019 – May. 2021: **Key Account Manager**

CESI ENERGY S.A.C.

Ene. 2018 – Abr. 2019: **Key Account Manager**

Ago. 2016 – Dic. 2017: **Analista Calidad de Energía y Mercados Eléctricos**

EDEGEL S.A.A. (Enel Generación Perú)

Feb. 2015 – Jul. 2016: **Short and Medium Term Planning/PO/EMP**

SEMINARIOS

UNIVERSIDAD ESAN

Abr. 2019 – Dic. 2019: **Key Account Management**

Henry Kenny Rios Abreu

Maestría en Gestión de la Energía por ESAN. Abogado de la PUCP. Experiencia de a actividades minero-energéticas en los ámbitos público y privado. Inglés avanzado y dominio de las herramientas computacionales de gerencia. Aspiración de desarrollo profesional en gerencia de proyectos energéticos.

FORMACIÓN

2020 - 2023 ESAN Graduate School of Business

Magíster en Gestión de la Energía.

2004 – 2006 Escuela de Graduado – PUCP

Egresado de la Maestría en Gerencia Social

1990 - 1998 Pontificia Universidad Católica del Perú - PUCP

Bachiller en Derecho.

EXPERIENCIA

Autoridad de Transporte Urbano para Lima y Callao

Enero 2022 – Actualidad Asesor de la Subdirección de Servicios de Transporte Especial y Servicios Complementarios.

Gobierno Regional de Lima

Agosto 2021 – Octubre. 2021 Sub-Gerente Regional de Asesoría Jurídica

Autoridad de Transporte Urbano para Lima y Callao

Jul. 2020 – Mayo 2021 Coordinador administrativo y legal en la Dirección de Operaciones

Jun. 2020 – Jul. 2021 Coordinador administrativo y legal en la Dirección de Fiscalización y Sanción

Ministerio del Interior

Oct. 2017 – Ene. 2020 Coordinador de Prevención y Gestión de Conflictos Sociales en la Dirección General de Orden Público.

Ministerio de Energía y Minas

Jun. 2015 – Dic. 2016 Especialista social de la Oficina General de Gestión Social.

Dic. 2016 – Set. 2017 Coordinador social de la Oficina General de Gestión Social.

Gran Tierra Energy

Set. 2011 – Mar. 2015 Analista legal e institucional.

Autoridad Nacional del Agua

Oct. 2009 – Jun. 2011 Asesor legal

Defensoría del Pueblo

Ago. 2007 – Oct. 2009 Comisionado en la Adjuntía de Servicios Públicos y Medio Ambiente.

Oct. 2002 – Jul. 2007 Comisionado en la Oficina Defensorial de Loreto

Maraví & Santillana Abogados

Mar. 2000 – Ene. 2002 Abogado Asociado

DIPLOMADOS

Gestión de Hidrocarburos (2016 – 2017 UP).

Gestión y Evaluación de Estudios de Impacto Ambiental (2011 USAM)

Interculturalidad e Identidades (2009 -2010 - UNEG).

Derechos de los indígenas y de las minorías culturales (2009 – Universidad de Alcalá).

Gobernabilidad y Gerencia Política (2006 - PUCP).

Derechos Humanos (2006 – Universidad de Alcalá).

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	xxii
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Problemática.....	3
1.3. Formulación de Preguntas de Investigación.....	8
1.4. Objetivos de la Tesis	8
1.4.1. <i>Objetivo general</i>	8
1.4.2. <i>Objetivos específicos</i>	8
1.5. Alcances y limitaciones	9
1.6. Justificación	9
1.7. Contribución.....	10
1.8. Metodología	10
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	11
2.1. Marco Normativo del Sector Eléctrico.....	11
2.1.1. <i>Generación</i>	12
2.1.2. <i>Transmisión</i>	16
2.1.3. <i>Planificación</i>	18
2.2. Evolución del Sector Eléctrico y Actividad minera	24
2.2.1. <i>Situación de la minería peruana</i>	24
2.2.2. <i>Situación de la electricidad en la actividad minera</i>	30
2.2.3. <i>Problemas en el Sistema Eléctrico</i>	32
CAPÍTULO III. BENCH MARKING	44
3.1. Colombia.....	45
3.1.1. <i>Marco Normativo del Sector Eléctrico</i>	46
3.1.2. <i>Ente Rector</i>	47
3.1.3. <i>Aranceles</i>	48
3.1.4. <i>Contribución del Sector Minero al PBI nacional</i>	48
3.1.5. <i>Organismo Especializado en Planificación</i>	50
3.2. Chile	56
3.2.1. <i>Marco Normativo del Sector Eléctrico</i>	62
3.2.2. <i>Ente Rector</i>	64
3.2.3. <i>Aranceles</i>	64
3.2.4. <i>Contribución del Sector Minero al PBI nacional</i>	64
3.2.5. <i>Política Energética Nacional 2050</i>	65

3.3. Canadá	67
3.3.1. Marco normativo del Sector Eléctrico	67
3.3.2. Ente rector	68
3.3.3. La Generación Eléctrica en Canadá	68
3.3.4. La Minería en Canadá	70
3.3.5. Aranceles	71
3.3.6. Contribución del Sector Minero al PBI nacional	71
3.3.7. Órgano Especializado en Planificación	71
3.4. Brasil	77
3.4.1. Marco Normativo del Sector	78
3.4.2. Ente Rector	81
3.4.3. Aranceles	81
3.4.4. Contribución del Sector Minero al PBI nacional	81
3.4.5. Organismo Especializado en Planificación	83
3.5. Australia	86
3.5.1. Marco Normativo del Sector	86
3.5.2. Ente Rector	89
3.5.3. Aranceles	90
3.5.4. Contribución del Sector Minero al PBI nacional	90
3.5.5. Organismo Especializado en Planificación	94
3.6. Análisis de benchmarking	96
3.6.1. Colombia	96
3.6.2. Chile	98
3.6.3. Canadá	100
3.6.4. Brasil	101
3.6.5. Australia	103
3.6.6. Matriz de benchmarking	104
CAPÍTULO IV. PROPUESTA DE CAMBIO REGULATORIO	107
4.1. Consideraciones Previas	107
4.1.1. Normatividad e instituciones existentes	107
4.1.2. Estructura del Poder Ejecutivo	111
4.2. Planificación minero-energética	114
4.2.1. Organismo técnico especializado	115
4.2.2. Autonomía	116

CAPÍTULO V. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL IMPACTO ECONÓMICO Y SOCIAL QUE LA PLANIFICACIÓN MINERA ENERGÉTICA PUEDE TENER EN EL PERÚ.....	119
5.1. Estructura y metodología de evaluación.....	119
5.2. Identificación y modelamiento de datos de entrada.....	120
5.3. Evaluación Financiera	129
5.4. Análisis de sensibilidad.....	130
5.5. Evaluación Final.....	134
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES	135
ANEXO	139
I. Propuesta de creación de agencia de financiamiento y licitación para las obras de transmisión (AFLOT).....	139
BIBLIOGRAFÍA.....	143

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Círculo Virtuoso Minero Energético	2
Gráfico 2. Contribución de la Minería al PBI Nacional (Porcentajes).....	7
Gráfico 3. Evolución de la Capacidad Instalada de Generación de Energía 1994 – 2021	12
Gráfico 4. Potencia Efectiva por Tipo de Generación (MW)	14
Gráfico 5. Potencia Efectiva por Tipo de Recurso Energético (MW)	15
Gráfico 6. Crecimiento Anual de Consumo de Electricidad.....	16
Gráfico 7. Evolución de Centrales con Recursos Energéticos Renovables 2009-2021	16
Gráfico 8. Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040	19
Gráfico 9. Variables Macroeconómicas.....	26
Gráfico 10. Principales Minerales Explotados, Producción Anual y Ranking Mundial.....	27
Gráfico 11. Exportaciones por Sectores (US\$ millones FOB)	27
Gráfico 12. Cartera de Proyectos de Construcción de Mina 2019-2030.....	28
Gráfico 13. Evolución Anual de Inversiones Míneras (US\$ Millones)	30
Gráfico 14. SAIFI Total a Setiembre 2020	32
Gráfico 15. SAIDI Total a Setiembre 2020	33
Gráfico 16. Ejecución del Plan de Inversiones en Transmisión 2017-2021	34
Gráfico 17. Resultados de Supervisión del PIT a diciembre de 2021.....	35
Gráfico 18. Ejecución del PIT a diciembre de 2021	35
Gráfico 19. Inversiones en Millones S/. Año 2019 por empresa distribuidora	38
Gráfico 20. Uso de recursos de Empresas públicas	39
Gráfico 21. Elementos de Análisis.....	44
Gráfico 22. Mapa de Colombia.....	45
Gráfico 23. Principales Minerales de Colombia	46
Gráfico 24. Estructura institucional – Sector Eléctrico Colombiano	47
Gráfico 25. Evolución del PBI Anual en Colombia.....	49
Gráfico 26. Participación de la minería en el PBI de Colombia	49
Gráfico 27. Estructura Orgánica UPME	52
Gráfico 28. Funciones UPME.....	52
Gráfico 29. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 – 2021	54
Gráfico 30. Mapa de Chile.....	56
Gráfico 31. Líneas de Transmisión Eléctrica Chile	57
Gráfico 32. Evolución de la Inversión en Transmisión Eléctrica Chile.....	58
Gráfico 33. Kilómetros de Líneas de Transmisión Instaladas en el SEN por Tensión Nominal kV.....	58
Gráfico 34. Capacidad Instalada de Generación Bruta	58
Gráfico 35. Capacidad Instalada en el SEN y SSMM	59
Gráfico 36. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica Bruta Nacional en MW.....	59
Gráfico 37. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica Bruta en el Sistema Nacional en MW	59
Gráfico 38. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica Bruta en los Sistemas Medianos en MW	60
Gráfico 39. Evolución de la Generación Eléctrica Bruta por Sistema en GWh.....	60
Gráfico 40. Proyección de demanda	61
Gráfico 41. Contribución del Sector Mínera en el PBI de Chile	64
Gráfico 42. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 – 2021	66
Gráfico 43. Mapa de Canadá.....	67

Gráfico 44. Evolución del PBI en Canadá	71
Gráfico 45. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 – 2021	75
Gráfico 46. Mapa de Brasil	77
Gráfico 47. Capacidad instalada de generación eléctrica.....	79
Gráfico 48. Generación eléctrica	80
Gráfico 49. Capacidad Instalada de generación eléctrica 2021 (MW; %)	80
Gráfico 50. Líneas de transmisión	81
Gráfico 51. Evolución Anual del PIB Brasil 1996 - 2021	82
Gráfico 52. Rentas Mineras: Porcentaje de Aporte de Minería en Brasil	82
Gráfico 53. Mapa de Australia	86
Gráfico 54. PBI Australia 2002 - 2022	92
Gráfico 55. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 – 2021	95
Gráfico 56. Evolución del PBI Anual en Colombia.....	97
Gráfico 57. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 - 2021	98
Gráfico 58. Contribución del Sector Minero en el PBI de Chile	99
Gráfico 59. Chile Capacidad Instalada y Generación	100
Gráfico 60. Evolución del PBI en Canadá	101
Gráfico 61. Rentas Mineras: Porcentaje de Aporte de Minería en Brasil	102
Gráfico 62. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 - 2021 ..	104
Gráfico 63. Estructura del Poder Ejecutivo.....	111
Gráfico 64. Clasificación de Organismos Públicos.....	112
Gráfico 65. Demanda de Energía	120
Gráfico 66. Crecimiento por sector.....	121
Gráfico 67. Proyectos Mineros al 2032 a)	122
Gráfico 68. Proyectos Mineros al 2032 b)	123
Gráfico 69. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional 2021	124
Gráfico 70: Plan de Transmisión al 2032.....	125
Gráfico 71. Plan de Inversión hasta el 2028	126
Gráfico 72. Plan de Inversión hasta el 2032	127
Gráfico 73. Escenarios de Evaluación	128
Gráfico 74. Costo Marginal Promedio Anual del SEIN (US\$/MWh)	129
Gráfico 75. Flujo de caja del proyecto Autoridad de Planificación Minero Energético - APMEN	130
Gráfico 76 . VAN.....	131
Gráfico 77. TIRe	132
Gráfico 78. Payback.....	133

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Potencia Efectiva por Tipo de Generación (MW).....	13
Cuadro 2. Potencia Efectiva por de Tipo Recurso Energético (MW).....	14
Cuadro 3. Producción de Energía y Máxima Demanda – 2021	15
Cuadro 4. Evolución del Sistema de Transmisión 2005 – 2021 (km).....	17
Cuadro 5. Longitud de Líneas de Transmisión del SEIN	18
Cuadro 6. Volumen de Producción de Minerales en Perú del 2000 al 2022 (Primer Trimestre)	28
Cuadro 7. Principales Indicadores Macroeconómicos	29
Cuadro 8. Cotización de los Principales Metales.....	29
Cuadro 9. Inversiones Mineras (US\$).....	30
Cuadro 10. Ejecución Detallada del Plan de Inversiones en Transmisión 2017-2021.....	34
Cuadro 11. Resultados de Supervisión del PIT 2021-2025 a Enero de 2023	36
Cuadro 12. Evolución de la Generación de Electricidad en Colombia.....	54
Cuadro 13. Evolución de la Generación de Electricidad en Chile	66
Cuadro 14. Evolución de la Generación de Electricidad en Canadá.....	75
Cuadro 15. Evolución del PBI Anual en Australia	91
Cuadro 16. Evolución de la Generación de Electricidad en Australia	95
Cuadro 17. Matriz de resumen benchmarking	105

GLOSARIO

ACL: Ambiente de Contratación Local.

ACR: Ambiente de Contratación Regulada.

AER: Australian Energy Regulator.

AEMC: Australian Energy Market Commission.

AEMO: Australian Energy Market Operator.

ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica.

CAPEX: Capital expenditure (inversión en capital).

CCEE: Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica.

CER: Canada Energy Regulator.

CNE: Consejo Nacional de Energía.

COAG: Council of Australian Governments.

CREG: Comisión de Regulación de Energía.

CEPLAN: Centro Nacional de Planeamiento Estratégico.

COES - SINAC: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

Comisión Multisectorial para la reforma del Subsector Electricidad: Comisión creada mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM para realizar propuestas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del sector eléctrico.

Distribución: Etapa en la cual la energía se transporta al usuario final mediante redes de distribución.

EDE: Empresa de Distribución del Estado

Electricidad: Es una forma energía.

Energía: Es la capacidad de un sistema de realizar un trabajo.

EPE: Empresa de Pesquisa Energética.

Generación: Producción de electricidad mediante diferentes tipos de tecnología

GW: Giga Watt.

INEI: Instituto Nacional de Estadística e Informática.

FONAFE: Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado.

Mantenimiento: Actividad que busca mantener un bien en condiciones de realizar la tarea requerida.

MEF: Ministerio de Economía y Finanzas.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

Ministerio de Energía y Minas: Organismo responsable de dirigir, regular y fomentar las actividades mineras y energéticas del país¹

MINEM: Ministerio de Energía y Minas

Minería: Actividad económica extractiva explota los minerales en el suelo y el subsuelo.

MME: Ministerio de Minas y Energía

MW: Mega Watt.

NEL: National Electricity Law.

NEB: National Energy Board (Comisión Nacional de Energía).

NEM: National Electric Market.

ONG: Organismo no gubernamental.

ONS: Operador Nacional del Sistema.

Operación: Es la etapa de un proyecto en el que desarrolla la actividad para cual fue concebida.

OPEX: Operational expenditure, costos operativos.

OSCE: Organismo Supervisor de las Inversiones del Estado.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Minería y Energía.

PCH: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Planificación: En un proceso que busca priorizar la atención de necesidades a través de un marco estratégico.

PBI: Producto Bruto Interno.

PIT: Plan de Inversiones de Transmisión.

RER: Recursos Energéticos Renovables.

SEACE: Sistema Electrónico de Contrataciones con el Estado.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SSMM: Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos.

SSPD: Supervisión de Servicios Públicos Domiciliarios.

¹ Decreto Ley N° 17271, publicado el 7 de diciembre de 1968.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

SWIS: Sistema Interconectado del Suroeste.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

Transmisión: Transporte de energía eléctrica por las redes de alta tensión.

UPME: Unidad de Planeación Minera y Energética.

VAN: Valor actual neto.

RESUMEN EJECUTIVO

Durante las últimas tres décadas, el sector minero y eléctrico de nuestro país han experimentado un crecimiento constante. Sin embargo, a pesar de este avance sostenido, subsisten deficiencias que han sido tratadas de manera puntual y temporal, sin lograr la deseada eficiencia en el funcionamiento del sistema eléctrico.

Desde la perspectiva de los autores, el contexto actual exige la implementación de medidas más estructurales y menos contingentes, con una planificación a largo plazo en generación y transmisión de energía. Esto implica aprovechar las fortalezas de nuestro país, como la demanda de nuestros minerales, para generar sinergias que contribuyan a mejorar y expandir la capacidad de generación, transmisión y distribución eléctrica.

Es crucial destacar que la necesidad de abordar la implementación del Plan de Inversiones por parte de las empresas de distribución estatales se ve obstaculizada por las limitaciones en el financiamiento y ejecución, derivadas del marco de contrataciones del Estado. Esto ha generado fallos en el sistema. Además, el valor de los costos reconocidos en los planes de inversión limita la participación de posibles oferentes, al estar por debajo del valor de mercado y, por ende, poco atractiva para su participación.

Además, la necesidad de garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico ha llevado a la adopción de medidas ineficientes, como las declaraciones de grave deficiencia, que son consecuencia de la falta de capacidad para implementar los planes de inversión y que afectan a todos los usuarios a través del Sistema Interconectado Nacional.

Frente a esta coyuntura, los autores han realizado un análisis comparativo sobre cómo se aborda la planificación en países como Colombia, Chile, Canadá, Brasil y Australia. En Colombia, se lleva a cabo a través de un Organismo Técnico Especializado con autonomía de gestión, presupuestaria, y en contrataciones, que planifica de manera vinculante las inversiones del Estado. En Chile, resulta del proceso de su política energética, construido de forma participativa en todos los niveles de gobierno bajo la conducción del Ministerio de Energía. En Canadá, la Comisión de Energía de Canadá supervisa y regula la planificación en coordinación con las provincias, que cuentan con sus propios órganos de planificación. En Brasil, se estableció hace 19 años un organismo

responsable de dictar directrices, políticas, estrategias y de articular con todos los operadores, reguladores y agentes del sistema eléctrico y otros sectores energéticos para generar una planificación de una infraestructura energética sostenible en el país.

Del mismo modo, en Australia, el organismo responsable desempeña un papel fundamental en la planificación energética. Su labor de planificación energética es esencial para garantizar la confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad del suministro de energía en el país, especialmente en un contexto de transición hacia fuentes de energía más limpias y renovables.

En vista de lo anterior, se ha evaluado las particularidades de cada país y se ha considerado presentar una propuesta que recoja la experiencia de la UPME en Colombia, así como la incorporación de características técnicas y de autonomía en la propuesta de un Organismo Técnico Especializado denominado APMEN – Autoridad de Planificación Minera Energética, que estaría adscrita a la Presidencia del Consejo de Ministros.

Finalmente, los autores realizaron un análisis económico de su propuesta de crear una Agencia de Planificación Minero-Energética. Concluyeron que esta medida es viable y que permitirá generar eficiencias en la gestión del sector eléctrico, logrando ahorros superiores al 8% en el costo de la energía. Esto, a su vez, redundará en una infraestructura con óptima operatividad que garantice la confiabilidad del sistema eléctrico.

Resumen elaborado por los autores

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

La generación de energía en el país inició en la Provincia de Huaraz (Yangas), con la construcción de la primera central hidroeléctrica en 1884, hasta la fecha han transcurrido 138 años, en los que el sector eléctrico ha generado gran crecimiento como consecuencia de la aplicación de la energía, la demanda generada y que es esencial para el desarrollo de las actividades esenciales y de actividades productivas.

Desde su origen el crecimiento del sector eléctrico ha estado vinculado a las actividades productivas en particular al sector minero, generando un círculo virtuoso de desarrollo de actividades que a su vez demandaran una mayor cantidad de energía, impulsando un ciclo de desarrollo. Al respecto, el profesor Quintanilla señala que desde el año 1992 hasta el año 2018 el sector eléctrico, creció cinco veces con relación a valores previos a la reforma de 1992 (Quintanilla, 2019).

Este crecimiento, para ser sostenible, requiere no solo sustentarse en la demanda coyuntural, sino que requiere de una planificación buscando generar sinergias con los proyectos mineros e industriales para reducir los costos de inversión haciendo que su implementación sea más eficiente, además de fortalecer el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para que sea más sostenible y seguro, además de priorizar la generación para brindar acceso a energía para generar el desarrollo de actividades productivas con un efecto procíclico, en beneficio de todos los usuarios.

Gráfico 1. Círculo Virtuoso Minero Energético



Fuente: Elaboración Propia.

El contexto actual en el cual crece la demanda del cobre para el cambio de la matriz energética, debido a las medidas que vienen adoptando los países para prevenir la aceleración del cambio climático, genera condiciones tecnológicas y de mercado para el crecimiento de los sectores minero y eléctrico, por lo cual es importante considerar la sinergia que pueden generar ambas. No obstante, advertimos que no se toma en cuenta, de manera específica, esta conjunción para la planificación del crecimiento del sector eléctrico y para la promoción de los proyectos mineros.

Para este fin, la minería tiene un papel preponderante para el desarrollo de nuestro país a nivel económico y energético, siendo esta la que origina la principal demanda del sector eléctrico y hace posible que el suministro llegue a las poblaciones aledañas a los proyectos mineros y que por lo general son las más alejadas, permitiendo la sostenibilidad de la inversión en el sector, generando un círculo virtuoso de inversión que genera condiciones para un mayor desarrollo y mayor inversión, o como diría el profesor Quintanilla energía pro cíclica.

Así mismo, la planificación minero energética permitirá un crecimiento eficiente del sector sustentado en la demanda sostenible, que asimismo asegurará la operación y

mantenimiento, afianzando la seguridad, calidad y confiabilidad del sistema eléctrico, previniendo fallas y fortaleciendo la calidad de la provisión del servicio de energía.

La planificación de la transmisión se realiza por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), que propone los planes de transmisión que luego serán aprobados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Minería y Energía (OSINERGMIN), y programa los despachos considerando los costos más eficientes para la generación sobre la base a la demanda contingente. En ese sentido, se realiza con un horizonte muy corto, y no se aprovecha de la sinergia que se genera entre la minería y la energía, limitando el impacto positivo que podría tener para nuestro país.

En nuestro país la planificación tiene como ente rector al CEPLAN, sin embargo, este organismo especializado no se involucra mucho en el desarrollo del sector eléctrico, siendo su principal tarea proveer de lineamientos y metodología para la planificación participativa, orientado a mejorar el nivel de vida de la población.

1.2. Problemática

No contamos con una política clara en energía, a diferencia de nuestros vecinos del sur que vienen implementando su política energética al 2050, con indicadores claros y que fue construida, bajo la dirección del Ministerio de Energía con actores de los ámbitos público y privado de todos los niveles de gobierno. Situación que nos hace cuestionarnos sobre la sostenibilidad del desarrollo del sector eléctrico, al carecer de una visión política clara y una lógica de planificación de largo plazo, respondiendo en la práctica a acciones contingentes que no atienden los problemas de fondo en el sector eléctrico, sin priorizar soluciones permanentes, es decir, buscando soluciones eficientes y eficaces.

En ese sentido, advertimos estos problemas en el sector eléctrico:

- **Falla en el sistema de transmisión por interrupciones.** De acuerdo con los registros de Osinergmin de setiembre de 2020 más del 80% de interrupciones, considerando los indicadores SAIFI y SAIDI se presentan en empresas de distribución del Estado.

- **Deficiencias en la ejecución del Plan de Inversiones en Transmisión (PIT).** En los resultados de la supervisión del PIT 2017 – 2021 Osinergmin advirtió que, de 1045 elementos programados, 444 elementos que, corresponden al 42.86% no están concluidos, representan a empresas del Estado y tuvieron que ser reprogramados para en el Plan de Inversión de Transmisiones 2021 – 2025.
- **Problemas de capacidad de gestión financiera de las empresas del Estado.** Los resultados de la supervisión del PIT permitieron advertir que existe limitada capacidad de gestión financiera de las empresas de distribución del Estado, que tienen que seguir los procesos de contratación establecidas para las empresas del Estado y que limita el cumplimiento de los planes de inversión.
- **Afectación a la confiabilidad, calidad y seguridad del sistema eléctrico y generación de sobre costos para la operación del sistema eléctrico.** Las deficiencias en la ejecución del PIT, afectan también la generación y transmisión de energía comprometiendo la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Para atender esta situación, el MINEM emitió un Decreto Supremo en el cual se *“Implementan medidas que brinden confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, para asegurar así el abastecimiento oportuno de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados”*², dispuso que, tras la declaración de una situación de grave deficiencia, a través de una Resolución Ministerial, una empresa pública se encargue del abastecimiento oportuno y cargando los costos a los usuarios del sistema interconectado nacional, generando un incentivo perverso para la ineficiencia y sobre costos que son asumidos por todo el sistema.

En relación con lo señalado, la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040³, buscaba establecer un sistema energético confiable, regular, continuo y eficiente; sin embargo, de la revisión de la política energética se puede advertir lo siguiente:

² Decreto Supremo 044-2014-EM, publicado el 17 de diciembre de 2014.

³ Decreto Supremo N° 064-2010-EM, publicada el 24 de junio de 2010.

- Tras su implementación la política no ha sido actualizada y no tenemos un plazo para su actualización.
- Establece nueve prioridades y no precisa indicadores.
- No contamos con información que permita evidenciar los avances en la implementación de la política.
- Su proceso de desarrollo y sus objetivos no han sido socializados con otros actores y otros niveles de gobierno.

Por otro lado, se creó la Comisión Multisectorial de naturaleza temporal para la reforma del Subsector Electricidad, dependiente del Ministerio de Energía y Minas, que en su artículo 1° define su objeto: “...realizar un análisis minucioso del mercado de electricidad y del marco normativo relacionado a los Subsectores Electricidad e Hidrocarburos, en lo relacionado a la provisión de energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a fin de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.”⁴; conformado por representantes de los MINEM, MEF y OSINERGMIN, quienes en un lapso de 24 meses deberían presentar informes técnicos sobre medidas para incorporar buenas prácticas y estándares internacionales al Subsector Eléctrico que asegure su sostenibilidad; y, propuestas de mejoras necesarias para la operación “sostenible y eficiente” del sector eléctrico.

Sin embargo, no se pudo cumplir con el objeto de la Comisión Multisectorial, por razones que podrían estar vinculadas con la pandemia que vivimos desde el año 2020, siendo prorrogada su vigencia por un plazo de 18 meses adicionales⁵, a partir del 12 de julio de 2021. No obstante, a pesar de la prórroga y habiendo transcurrido más de 18 meses, aún no se han emitido los informes técnicos que sustenten medidas para garantizar la sostenibilidad del Subsector Electricidad hasta la fecha.

Al respecto, como lo señalamos previamente consideramos que para garantizar la sostenibilidad y seguridad del sector eléctrico es necesario vincularlo al desarrollo del

⁴ Resolución Suprema N° 006-2019-EM, publicada el 20 de junio de 2019.

⁵ Resolución Suprema N° 003-2021-EM, publicado el 30 de enero de 2021.

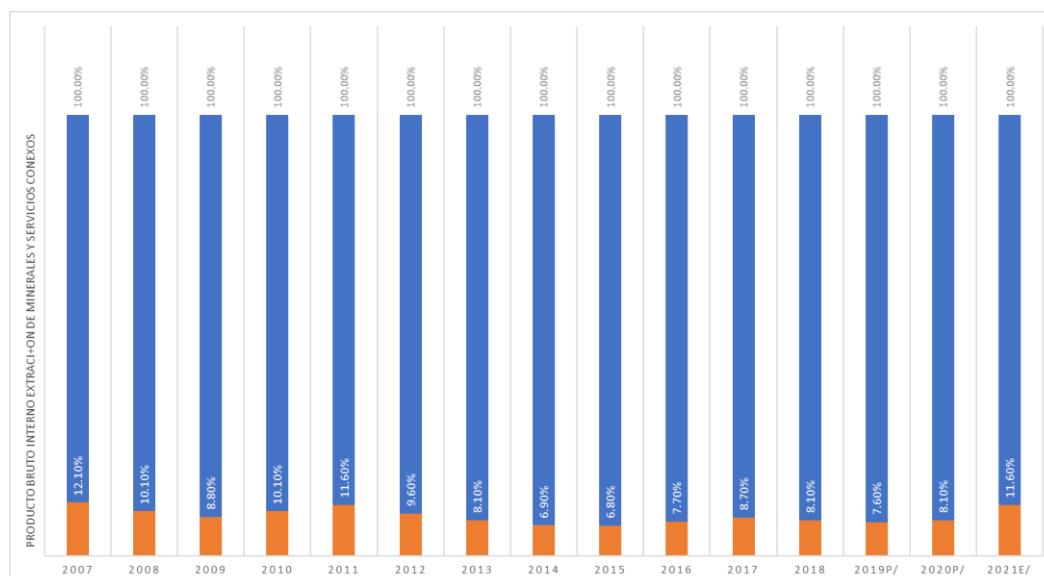
sector minero, a través de una planificación de mediano y largo plazo la generación y la transmisión, generando sinergias con la demanda de energía por parte de la industria minera, a través de una órgano especializado que permita por un lado planificar la inversión en generación y transmisión, buscar el financiamiento que se requiere la inversión, operación y mantenimiento de la generación y transmisión, y asegurar que la ejecución se realice en el marco de lo planificado.

Para el presente documento no se ha considerado la planificación en la distribución debido a que es obligación de las empresas distribuidoras atender los requerimientos de los usuarios en el ámbito de su concesión y fuera del área de concesión de cada una de las empresas de distribución es el Ministerio de Energía y Minas mediante la Dirección General de Electrificación Rural DGER la responsable de atender la brecha de electrificación rural. Las Empresas de Distribución deben asegurarse de contar la potencia y energía suficiente para cubrir la demanda, a través de contratos con empresas generadoras por un período mínimo de dos años. Siendo que nos enfocamos en la planificación de la generación y transmisión de energía, que pueda llegar al usuario final a través de la concesionaria.

¿Y, porqué consideramos importante vincular la sostenibilidad y seguridad del sistema eléctrico al desarrollo de la actividad minera? Porque la minería tiene un rol importante en el PBI del país, que en los últimos años ha contribuido con el desarrollo nacional⁶, siendo que debido al cambio de matriz energética se requerirá de minerales como el cobre, del cual somos uno de los principales productores, su contribución a la economía nacional seguirá siendo importante como se puede advertir del Gráfico 2.

⁶ En los últimos años su contribución al PBI fue en promedio de 9.1% desde el año 2007 al 2021, y en el año 2021 de 11.6%.

Gráfico 2. Contribución de la Minería al PBI Nacional (Porcentajes)



Elaboración: Propia

Fuente: INEI.

En ese sentido, consideramos necesario analizar los ejemplos de otros países como Colombia, que tiene un organismo especializado para la planificación minera energética⁷; y el caso de Chile⁸, que ha programado el desarrollo de su sector sobre la base de un proceso participativo que ha definido prioridades a largo plazo.

De otro lado, advertimos que no existen incentivos o medidas suficientes para un adecuado desarrollo del sistema eléctrico, cuyo beneficiario final debe ser el usuario, lo cual afecta la calidad en el suministro, el precio de la energía y la sostenibilidad misma del sistema eléctrico, puesto que se dictan medidas orientadas de forma particular a una parte del sistema⁹, lo cual pone en riesgo la sostenibilidad del sistema, y más aun limitando la competitividad del país y su capacidad para atraer inversiones mineras. Entre las medidas que se pueden tomar:

- a) Regular la depreciación acelerada para nuevas inversiones en infraestructura de generación y transmisión.

⁷ Unidad de Planeación Minero Energética.

⁸ Unidad Técnica de Planificación Minero Energética.

⁹ A la generación, transmisión, distribución o comercialización.

- b) Establecer mecanismos que permitan acelerar los procesos de contratación que las empresas de distribución y generación estatales, que se deben ajustar a los plazos y procesos de la Ley de Contratación del Estado y su Reglamento.
- c) Incrementar la capacidad de inversión de las empresas de generación y distribución estatales en proyectos de generación distribuida, a través de la ampliación del plazo de endeudamiento en la banca comercial.

1.3. Formulación de Preguntas de Investigación

Luego de haber planteado el problema, se presentan las preguntas de investigación:

- a. ¿Qué criterios han guiado la planificación en la generación y transmisión de energía eléctrica y como debería vincularse la planificación al desarrollo de los proyectos mineros?
- b. ¿Qué ejemplos de planificación en generación y transmisión eléctrica podemos encontrar en nuestra región y en otros países del mundo?
- c. ¿Podemos establecer un órgano responsable de la planificación energética que aproveche la sinergia de la actividad minera?
- d. ¿Qué beneficios traería el establecimiento de este órgano y que impacto tendría el desarrollo del proyecto de la economía de la población?

1.4. Objetivos de la Tesis

1.4.1. Objetivo general

Proponer un organismo técnico especializado en planificación minera y energética, responsable de la planificación de la generación y transmisión de energía eléctrica, asegurando su expansión y sostenibilidad.

1.4.2. Objetivos específicos

- a. Analizar la situación actual en el Perú con relación al marco regulatorio en electricidad, así como la evolución de los sectores mineros y eléctricos.
- b. Realizar un benchmarking sobre planificación minero-energética con relación a la política regulatoria, aranceles y unidad orgánica en Colombia, Chile, Canadá, Brasil y Australia.

- c. Evaluar una propuesta de cambio regulatorio que recoja experiencias similares de otros países.
- d. Evaluar el impacto económico y social que la planificación minera energética puede tener en el Perú.

1.5. Alcances y limitaciones

A continuación, presentaremos los alcances y limitaciones del presente documento:

- a. El proyecto recogerá la experiencia de otros países y las contribuciones que se pueden adaptar en el Perú para la planificación de largo plazo en la generación eléctrica, contribuyendo al desarrollo de la actividad minera y en consecuencia al desarrollo local y nacional.
- b. Determinar la pertinencia de implementar un organismo técnico especializado responsable del planeamiento de la generación eléctrica que contribuya con el desarrollo de los sectores minero-energético, y que tenga como objetivo final el beneficio de la población.

1.6. Justificación

Nuestro país cuenta con una Política Energética Nacional, sin embargo, su contribución para el establecimiento de la planificación a mediano y largo plazo de las inversiones en generación y transmisión, en relación con el desarrollo de los proyectos mineros es deficiente debido a la falta de objetivos e indicadores claros. Esta restricción, tiene como consecuencia la limitación en la priorización y definición de proyectos de generación y transmisión a largo plazo y que la visión del país para la generación eléctrica sea contingente, limitando a su vez la generación de condiciones favorables a la inversión minera y en consecuencia planificar la inversión minera, ya que la misma está ligada a la disminución de costos en energía que se encuentran íntimamente ligadas a los proyectos de generación y transmisión.

El presente trabajo de tesis intenta hacer un acercamiento a una propuesta de un organismo técnico especializado responsable de la planificación de la generación eléctrica y minera, que tenga responsabilidades, alcances y objetivos definidos para cubrir esta necesidad.

1.7. Contribución

Consideramos que la presente tesis contribuirá a definir procesos eficientes para la determinación y priorización de inversión en generación y transmisión de energía eléctrica, contribuyendo a la sostenibilidad, seguridad y confiabilidad energética en el país e incentivando la inversión en proyectos mineros por la competitividad de nuestro país, generando un círculo virtuoso que mantenga el desarrollo de los sectores mineros y energéticos aprovechando el contexto internacional que favorece la demanda del cobre para el cambio de matriz energética.

1.8. Metodología

La tesis se plantea de forma investigativa y demostrativa, con un carácter estratégico dado que se proponen mecanismos en el marco regulatorio para el incentivo de una planificación de generación eléctrica a través de la creación de un organismo técnico especializado responsable de la planificación minero-energética para mejorar la confiabilidad, calidad y seguridad energética en nuestro país.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

A continuación, vamos a presentar el marco teórico de la planificación eléctrica en nuestro país, así como de la regulación, lo cual nos permitirá realizar un análisis de la situación de la planificación eléctrica con relación a:

- Generación y transmisión.
- El rol que desempeñan en la planificación el MINEM, el OSINERGMIN y el COES SINAC; adicionalmente, el Centro de Nacional de Planeamiento Estratégico (CEPLAN) y la Comisión Multisectorial para la reforma del Subsector Electricidad; y,
- La evolución del sector eléctrico desde la emisión de la Ley de Concesiones eléctricas en 1992, desarrollándose en paralelo y en relación a la actividad minera.

2.1. Marco Normativo del Sector Eléctrico

La Ley de Concesiones Eléctricas¹⁰, en su artículo 1° establece el marco normativo para la regulación de “... *actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica*”; y, que estas pueden “...*ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras y constituidas con arreglo a las leyes peruanas*”.

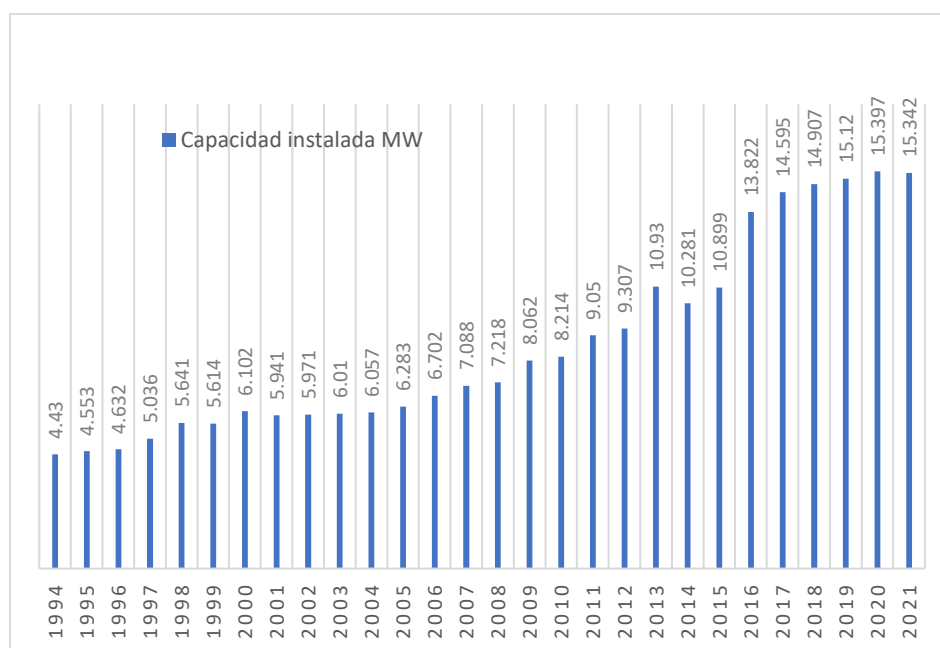
En ese marco, la Ley de Concesiones Eléctricas establece los roles del MINEM, el OSINERGMIN y el COES para su implementación, los cuales serán desarrollados más adelante, cuando veamos el rol que desempeñan con relación a la planificación eléctrica.

Sobre la implementación de la norma, podemos señalar que, se dio en un contexto de crisis económica con un aparato estatal y empresas públicas sobredimensionados, buscando reducir el aparato estatal y promoviendo las inversiones privadas en generación y transmisión. Como consecuencia de su implementación la capacidad de generación pasó de 4,375 MW en 1993 a 15,342 MW en 2021, es decir, incrementando

¹⁰ Decreto Ley N° 25844, Publicado el 19 de noviembre de 1992.

la capacidad de generación del país en más del 300% en 18 años, como se puede advertir del Gráfico 3.

Gráfico 3. Evolución de la Capacidad Instalada de Generación de Energía 1994 – 2021



Fuente: (Expansión, s. f.)

2.1.1. Generación

La Ley de Concesiones Eléctricas señala las modalidades y las reglas de promoción para el desarrollo de la actividad de generación, mientras que el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas¹¹ señala los requisitos para que una persona jurídica pueda participar en el mercado eléctrico.

Las actividades de generación se realizan a través del sistema de concesiones, cuando la capacidad de generación eléctrica es mayor a 500 KW se establecen concesiones definitivas y autorizaciones para la ejecución de estudios.

Salvo que las concesiones sean otorgadas como consecuencia de una licitación, con un plazo de 30 años o por el plazo establecido en la licitación, su duración es indefinida.

¹¹ Decreto Supremo N.º 009-93-EM, publicado el 11 de enero de 1994.

En el Perú, las fuentes de generación eléctrica son principalmente hidráulicas y térmicas. De acuerdo con el COES¹², en la Estadística de Operación del año 2020, la energía eléctrica generada en el país fue 49,186.64 GWh, correspondiendo 59.56% a fuentes hídricas y 35.12% de fuentes térmicas.

Entre las principales centrales hidroeléctricas del país se encuentran las centrales de Mantaro, Yuncan, Carhuaquero, Huanza y Machupicchu, entre otras. Además, el Perú cuenta con centrales térmicas que utilizan gas natural¹³, petróleo y carbón¹⁴ para la generación de energía eléctrica.

En los últimos años, en nuestro país el Gobierno ha impulsado la diversificación de la matriz energética, fomentando la inversión en energías renovables no convencionales, como la energía solar y eólica. Sin embargo, su contribución aún es limitada, representando en el año 2020 solo el 1% de la generación eléctrica total del país.

La matriz de generación eléctrica en nuestro país se puede apreciar de los cuadros y gráficos siguientes:

Cuadro 1. Potencia Efectiva por Tipo de Generación (MW)

Tipo de Generación	Potencia Efectiva (MW)	Participación (%)
Hidroeléctrica	5,228.690	40.717
Termoeléctrica	6,918.275	53.875
Solar	282.275	2.198
Eólico	412.200	3.210
Total	12,841.440	100.000

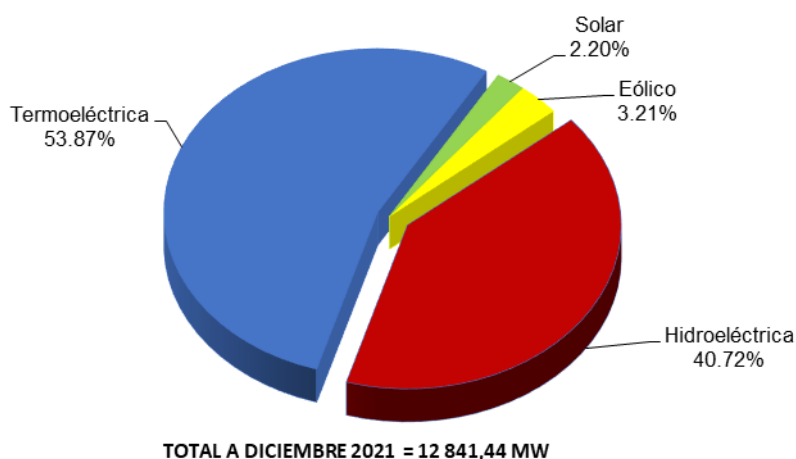
Fuente: Reporte Anual de Estadística Relevante COES SEIN.

¹² https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Publicaciones%2FEstadisticas%20Anuales%2F2020%2FExcel%2FCapitulo%2001_Estad%20Relevante%20del%20SEIN.xlsx En:

¹³ Como la central térmica de Chilca.

¹⁴ La central térmica de Ilo es la única que utiliza carbón en el país.

Gráfico 4. Potencia Efectiva por Tipo de Generación (MW)



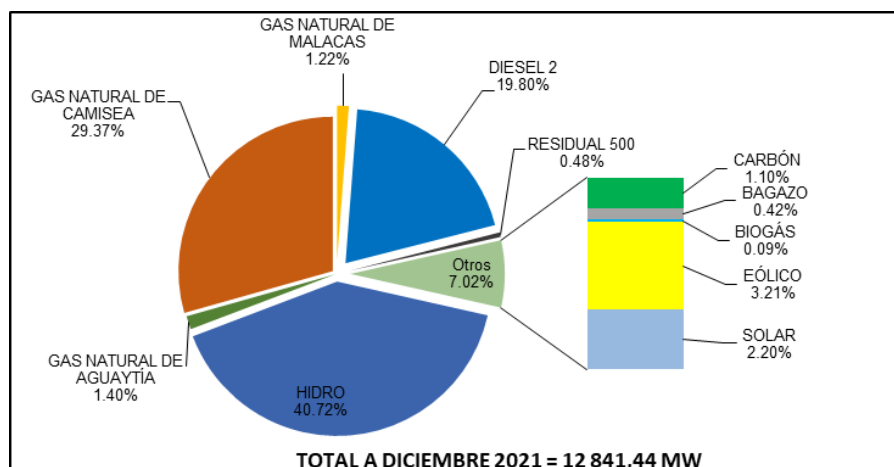
Fuente: Reporte Anual de Estadística Relevante COES SEIN.

Cuadro 2. Potencia Efectiva por de Tipo Recurso Energético (MW)

Ítem	Tipo de Recurso Energético	Potencia Efectiva (MW)	(%)
1	Hidro	5,228.69	40.72
2	Gas Natural de Aguaytía	180.16	1.40
3	Gas Natural de Camisea	3,772.11	29.37
4	Gas Natural de Malacas	156.14	1.22
5	Diesel 2	2,542.31	19.80
6	Residual 500	61.17	0.48
7	Carbón	140.71	1.10
8	Bagazo	53.72	0.42
9	Biogás	11.96	0.09
10	Eólico	412.20	3.21
11	Solar	282.28	2.20
Total		12,841.44	100.00

Fuente: Reporte Anual de Estadística Relevante COES SEIN.

Gráfico 5. Potencia Efectiva por Tipo de Recurso Energético (MW)



Fuente: Reporte Anual de Estadística Relevante COES SEIN.

Cuadro 3. Producción de Energía y Máxima Demanda – 2021

Área	Producción de Energía (GWh)					Importación desde Ecuador	Total
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Solar	Eólica			
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	

Área	Máxima Demanda * (MW)					Importación desde Ecuador	Total
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Solar	Eólica			
Norte	572.26	119.52		65.34		757.12	
Centro	3,419.96	2,221.31	-	219.42		5,860.69	
Sur	555.22	-	-			555.22	
Total	4,547.43	2,340.83	-	284.76	-	7,173.03	

Nota: (*) Corresponde a la demanda de potencia en bornes de generación correspondiente a horas punta.

Fuente: Reporte Anual de Estadística Relevante COES SEIN. Estadística de Operación 2021

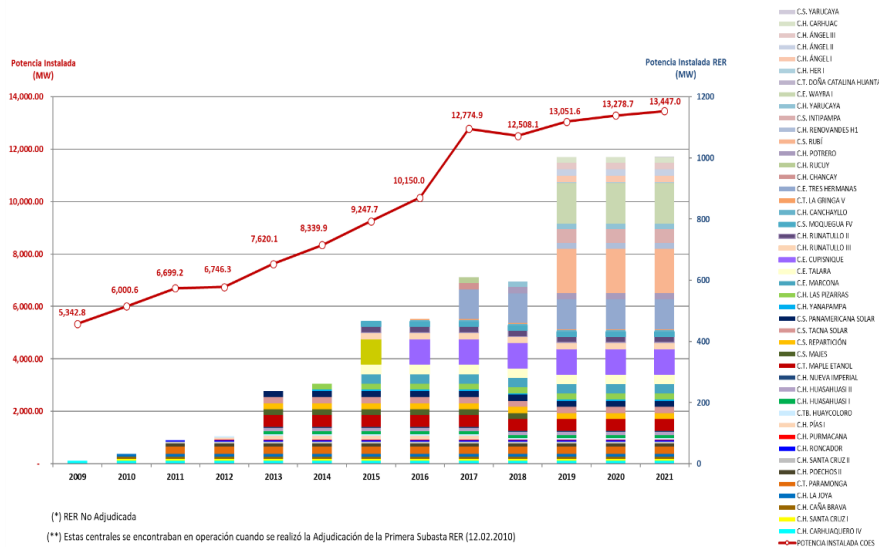
Gráfico 6. Crecimiento Anual de Consumo de Electricidad



Fuente: Reporte Anual de Estadística Relevante COES SEIN.

Adicionalmente, como se puede advertir del Gráfico N° 07, se advierte un incremento constante de la generación con RER.

Gráfico 7. Evolución de Centrales con Recursos Energéticos Renovables 2009-2021



Fuente: Reporte Anual de Estadística Relevante COES SEIN.

2.1.2. Transmisión

De igual manera, la Ley y el Reglamento citados¹⁵ señalan los requisitos para participar en la actividad de transmisión eléctrica. Adicionalmente, es obligación de

¹⁵ Modificado por el Reglamento de Transmisión y modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Supremo N.º 027-2007-EM publicado el 17 de mayo de 2007.

cada concesionario preparar un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión en un horizonte mínimo de diez años para su presentación ante Osinergmin.

La energía es transportada a través del SEIN y en los sistemas aislados, no se requiere de una concesión salvo que la infraestructura afecte bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbres.

Las concesiones son indefinidas salvo que sean otorgadas como consecuencia de una licitación, siendo su vigencia por un plazo de 30 años o de acuerdo con el plazo señalado en la licitación.

En el Cuadro N° 04 se presenta la evolución del sistema de transmisión eléctrica en nuestro país, asimismo se puede apreciar un crecimiento sustancial a partir del año 2011.

Cuadro 4. Evolución del Sistema de Transmisión 2005 – 2021 (km)

Año	Longitud de Líneas de Transmisión por Nivel de Tensión (Km)				
	500 kV	220 kV	138 kV	< 75 kV	Total
2005		5,845.30	2,670.60	1,220.70	9,736.60
2006		5,924.50	2,870.90	1,220.70	10,016.10
2007		5,963.10	2,878.80	1,244.40	10,086.30
2008		6,381.40	2,890.80	1,336.10	10,608.30
2009		8,153.80	3,212.60	1,698.80	13,065.20
2010		8,265.90	3,738.50	1,884.40	13,888.80
2011*	89.8	9,661.60	4,381.00	7,020.20	21,152.60
2012*	611.8	9,770.90	4,386.20	7,219.40	21,988.40
2013*	1,509.80	10,058.90	4,417.90	7,366.10	23,352.70
2014*	1,832.30	10,740.60	4,540.50	7,698.90	24,812.20
2015*	1,832.30	11,621.10	4,554.30	7,802.20	25,809.90
2016*	1,965.10	12,174.30	4,608.50	8,010.60	26,758.50
2017*	2,877.30	12,631.30	4,846.10	8,181.90	28,536.50
2018*	2,878.70	12,902.90	4,855.50	8,394.40	29,031.40
2019*	2,878.70	13,631.40	4,914.20	8,573.70	29,997.90
2020*	2,878.70	13,504.20	4,915.40	8,609.30	29,907.50
2021*	2,878.70	13,222.10	4,977.90	7,887.90	28,966.60

Nota: (*) Se ha considerado líneas de transmisión existente de las empresas distribuidoras y Usuarios libres integrantes; como también, no integrantes del COES.

Fuente: Reporte Anual de Estadística Relevante COES SEIN

En el Cuadro N° 05, se presenta la extensión de las Líneas de Transmisión en el Sistema Principal de Transmisión y en el Sistema Secundario de Transmisión.

Cuadro 5. Longitud de Líneas de Transmisión del SEIN

Líneas de Transmisión	500 kV	220 kV	138 kV	<75 kV
	Total	Total	Total	Total
Sistema Principal de Transmisión	2,735.90	6,577.92	552.27	0
Sistema Secundario de Transmisión (*)	142.76	6,644.76	4,425.65	7,887.92
Total	2,878.66	13,222.68	4,977.92	7,887.92

Nota: (*) Considera el sistema secundario de REP, empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres integrantes y no integrantes del COES.

Fuente: Reporte Anual de Estadística Relevante COES SEIN

2.1.3. Planificación

El rol de planificación de la transmisión le corresponde al, que propone ante OSINERGMIN un “*Plan de Transmisión*” para un período de 10 años, una vez aprobado es obligatorio. Este proceso involucra a las empresas del sector que previamente presentan un plan, el COES SINAC y OSINERMIN, y que sirve de insumo para la convocatoria a inversiones en transmisión.

En el año 2010, se establece la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040¹⁶, el mismo que propone en su visión que el “...*sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continúa*”.

Presenta nueve objetivos para materializar esta visión, sin embargo, cuando analizamos la política se puede advertir lo siguiente:

- Es un documento desarrollado por expertos del Ministerio de Energía y Minas, es decir, su proceso de desarrollo y los objetivos que buscan, no han sido

¹⁶ Mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM.

internalizados por otros niveles de gobierno o por organizaciones de la sociedad civil.

- Cuenta con nueve objetivos, lo que implica establecer demasiadas prioridades para su logro eficiente, más aún si no establece indicadores claros que permitan evidenciar los avances en su implementación.
- Si bien establece su vigencia hasta el año 2040, la política no establece un plazo para su actualización.

Gráfico 8. Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040



Fuente: Decreto Supremo N° 064-2010-EM.

Como se puede advertir la planificación que se realiza ahora, es sólo sobre la transmisión, involucra a las empresas del sector que evalúan el crecimiento de la demanda y presentan un plan de transmisión. Sin embargo, consideramos que la planificación eléctrica involucra la generación y transmisión de la energía eléctrica del país, desde una perspectiva más integral, en los puntos siguientes:

“(…)

- *Producción de electricidad.*

- Disponibilidad de los insumos que se requieren (renovables, hidrocarburos e hidroeléctricos)
- Transmisión (líneas, transformadores, etc.)
- Actividades de extracción y refinación de hidrocarburos.
- Disponibilidad para energía eléctrica.
- Infraestructura de transporte.¹⁷

A continuación, desarrollamos los roles de las instituciones señaladas, además del CEPLAN y de la Comisión Multisectorial para la reforma del Subsector Electricidad.

2.1.3.1. MINEM

El artículo 63° del Reglamento de Organización y Funciones del MINEM¹⁸, señala que corresponde a la Dirección General de Electricidad “...participar en la formulación de la política energética en el ámbito del Subsector Electricidad; proponer y/o expedir, según sea el caso, la normatividad necesaria del Subsector Electricidad; promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; y coadyuvar a ejercer el rol concedente a nombre del Estado para el desarrollo sostenible de las actividades eléctricas”.

2.1.3.2. OSINERGMIN

Fue creado mediante Ley N° 26734¹⁹, el artículo 1 define su naturaleza “...como organismo fiscalizador de las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos siendo parte integrante de Sistema Supervisor de la Inversión en Energía compuesto por la Comisión de Tarifas Eléctricas, el Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía”.

Mediante Ley N° 28964²⁰, se modifica su nombre a OSINERGMIN y se amplía su rol fiscalizador a la minería.

¹⁷ En: https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Sistema%20de%20Planificacion%20Energetica%20Nacional2_0.pdf?cv=1

¹⁸ Decreto Supremo 031-2007-EM publicado el 26 de junio de 2007.

¹⁹ Publicado el 31 de diciembre de 1996.

²⁰ Publicado el 24 de enero de 2007.

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas establece en su artículo 63°, literal a), numeral V que OSINERGMIN revisa y aprueba el Plan de Inversiones elaborado por el COES SINAC.

2.1.3.3. COES SINAC

Fue creado con la Ley de Concesiones Eléctricas²¹ y desarrollado por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, con la “...*finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo*”²².

A su vez, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que OSINERGMIN precisa en su artículo 63°, literal a), numeral V que elabora el Plan de Inversiones sobre la base un estudio de planificación de la expansión con un mínimo de diez (10) que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

De acuerdo con lo expuesto, previo a la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas el desarrollo del sector eléctrico fue débil, estableciendo el sistema de concesiones mecanismos para la inversión en el sector que se alineó con la inversión minera, por la demanda de minerales, en especial el cobre, generando un crecimiento sinérgico en ambos sectores.

Sin embargo, si bien nuestro marco normativo hizo posible esta sinergia, se ha mantenido la estructura de la planificación del sector eléctrico vinculado a la proyección de las empresas y no se ha profundizado en la relación sinérgica existente entre la minería y la energía como elemento prioritario para la expansión y sostenibilidad. Más aún, cuando el cambio de la matriz energética va a demandar cobre hacerla posible y

²¹ Aunque fue derogado por la única disposición complementaria de la Ley de Eficiencia Energética, Ley 28832, publicada el 23 de julio de 2006.

²² En: <https://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/QuienesSomos>

existe una oportunidad única para nuestro país como segundo exportador de cobre mundial.

Por lo cual advertimos la necesidad de implementar la planificación para el desarrollo de la generación y transmisión, a través de un órgano especializado, siguiendo en la ruta de Colombia, como se describe más adelante.

2.1.3.4. CEPLAN

Fue creada por la Ley del Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico y del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico²³. Al respecto:

- El Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico (SINAPLAN) se crea como un “...conjunto articulado e integrado de órganos, subsistemas y relaciones funcionales cuya finalidad es coordinar y viabilizar el proceso de planeamiento estratégico nacional para promover y orientar el desarrollo armónico y sostenido del país”²⁴.
- CEPLAN se crea “...como organismo de derecho público cuya finalidad es constituirse como el órgano rector y orientador del Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico. Sus competencias son de alcance nacional y constituye un pliego presupuestario”²⁵.

Con relación a su rol, CEPLAN es un organismo técnico especializado adscrito a la PCM y órgano rector del SINAPLAN, “...conduciéndolo de manera participativa, transparente y concertada, contribuyendo así al mejoramiento de la calidad de vida de la población y al desarrollo sostenible del país”²⁶.

Como se puede advertir, la perspectiva y metodología de CEPLAN están orientados al mejoramiento del nivel de vida de la población, utilizando herramientas de planificación participativa, sin embargo, no es parte de su actividad la gestión de información especializada en materia de generación, transmisión y distribución

²³ Decreto Legislativo N° 1088, publicado el 28 de junio de 2008.

²⁴ Ibid.

²⁵ Ibid.

²⁶ En: <https://www.gob.pe/institucion/ceplan/institucional>

eléctrica, y de la contribución del sector energético en su visión de desarrollo del país. Adicionalmente, tampoco participa en el proceso de planificación en transmisión que actualmente se desarrolla en el sector eléctrico.

2.1.3.5. Comisión Multisectorial para la reforma del Subsector Electricidad

La Comisión Multisectorial²⁷ entró en vigencia el 11 de julio de 2019, para “...realizar un análisis minucioso del mercado de electricidad y del marco normativo relacionado a los Subsectores Electricidad e Hidrocarburos, en lo relacionado a la provisión de energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a fin de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica”.

En un contexto de 12 años de haber transcurrido la introducción de reformas, para formular propuestas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad en generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, con un plazo de 24 meses desde su instalación para la presentación de su propuesta.

Las funciones que tiene están definidas en el artículo segundo, siendo:

“(...)

- a) *Medidas que proyecten al Subsector Eléctrico dentro de estándares y buenas prácticas internacionales y aseguren su desarrollo sostenible.*
- b) *Propuestas respecto de todas aquellas mejoras que identifique como necesarias, con la finalidad de procurar la operación sostenible y eficiente del Subsector Electricidad con plena sujeción a los principios de predictibilidad, seguridad jurídica e igualdad.*

(...)”

Su conformación está definida en el artículo tercero, siendo el siguiente

“(...)

²⁷ Resolución Suprema N ° 006-2019-EM, publicada el 20 de junio de 2019.

- i. *Dos (2) representantes del Ministerio de Energía y Minas, siendo uno de ellos o la titular del Viceministerio de Electricidad, quien preside la Comisión Multisectorial;*
 - ii. *Dos (2) representantes del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN;*
 - iii. *Un (1) representante del Ministerio de Economía y Finanzas.*
- (...)"

Pese al plazo establecido para presentar resultados, se prorrogó²⁸ la vigencia de la Comisión por un plazo de 18 meses adicionales, hasta el 12 de junio de 2024.

2.2. Evolución del Sector Eléctrico y Actividad minera

2.2.1. Situación de la minería peruana

La actividad minera en el Perú se ha desarrollado desde la época prehispánica, continuando durante colonia generando importantes ingresos para el virreinato y continuó teniendo importancia económica a desde la independencia con un rol significativo en el Producto Bruto Interno (PBI).

De acuerdo con el INEI, en el año 2018, la minería contribuyó con el 15.4% al PBI. Además, es una importante fuente de empleo, generando alrededor de 420 mil puestos de trabajo directos e indirectos, aproximadamente el 5.6% del empleo total en el país.

Perú quintuplicó su producción anual de cobre, de medio millón a dos millones de toneladas de cobre, en las dos últimas décadas, gracias a las inversiones lo que le permitió ser el segundo productor de cobre del mundo. Adicionalmente, se explotan el oro, la plata, el cobre y el zinc.

La minería también contribuye directamente al desarrollo económico del país. Por ejemplo, el sector contribuyó con un 60% de la inversión extranjera directa (IED) en el Perú durante el año 2018. Esta inversión extranjera directa se ha traducido en mejoras en la infraestructura, como carreteras, puentes, ferrocarriles y puertos, lo cual ha contribuido a la productividad y competitividad del país.

²⁸ Resolución Suprema N° 001-2023-EM, publicado el 13 de enero de 2023.

En Perú, el Estado no participa como operador minero, por tanto, son las inversiones privadas (consorcios) las responsables del crecimiento del sector minero en nuestro país. Ello fue posible gracias al marco regulatorio establecido por el Texto único Ordenado de la Ley General de Minería²⁹ que permitió aprovechar el potencial geológico, a través de concesiones, que permanece estable salvo por la introducción de estándares sociales, ambientales y modificación del régimen fiscal. Manteniendo condiciones positivas para la inversión.

La mayor parte de la inversión privada proviene del exterior: China, Canadá, Suiza, Australia, Estados Unidos, Holanda, entre otras. El principal producto minero de nuestro país es el cobre, nuestras amplias reservas han permitido su desarrollo e incrementar su producción significativamente, convirtiendo al Perú en uno de los países más atractivos para la inversión, con una cartera de 49 proyectos mineros por un valor de US\$58,500 millones, que serán valorizados en los próximos años.³⁰ Sin embargo, por la conflictividad social proyectos mineros con un valor de US\$12,000 han sido postergados, requiriendo atención del Estado al respecto

En su publicación del año 2017, el índice Fraser consideró a nuestro país como el país más atractivo para la inversión minera en América Latina y el Caribe. Ello permite advertir que los cambios estructurales y políticos implementados desde la década del noventa permitieron mejorar las condiciones para la inversión en el país.

En ese sentido, contar con energía a precios competitivos permitirá que nuestro país continúe siendo un destino favorecido para la inversión minera, considerando que la energía tiene un componente procíclico favorecerá el desarrollo de esa industria minera y contribuirá al desarrollo de otros procesos productivos, condiciones que debemos considerar para que nuestro futuro sea viable³¹.

En el Gráfico N° 9 presentamos la contribución de la producción minera al PBI nacional desde el año 2013 hasta el año 2022, habiendo contribuido con US\$ 276,356 millones.

²⁹ Decreto Supremo N° 014-92-EM, publicado el 4 de junio de 1992.

³⁰ Junio 2022, Anuario Minero 2021, Reporte estadístico, Ministerio de Energía y Minas – Perú

³¹ Quintanilla, 2019

Por otro lado, el valor de los aranceles para minerales en nuestro país del 0% de acuerdo 2022 con lo regulado por el Ministerio de Economía y Finanzas en los Aranceles de Aduanas³².

Gráfico 9. Variables Macroeconómicas

VARIABLES MACROECONÓMICAS

PERIODO	PBI	PBI MINERO	INFLACIÓN	TIPO CAMBIO*	EXPORTACIONES	EXPORT. MIN.**	IMPORTACIONES	BAL. COMERCIAL
	Var.% Anual	Var.% Anual	Var.% Anual	Soles por US\$	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$
2013	5.85%	4.26%	2.80%	2.70	42,861	24,511	42,356	504
2014	2.38%	-2.23%	3.25%	2.84	39,533	21,209	41,042	-1,509
2015	3.25%	15.71%	3.54%	3.19	34,414	19,649	37,331	-2,916
2016	3.95%	21.19%	3.60%	3.38	37,082	22,461	35,128	1,953
2017	2.52%	4.48%	2.81%	3.26	45,422	28,169	38,722	6,700
2018	3.98%	-1.74%	1.32%	3.29	49,066	29,528	41,870	7,197
2019	2.15%	-0.84%	2.14%	3.34	47,980	28,943	41,106	6,875
2020	-11.02%	-13.84%	1.83%	3.50	42,905	26,593	34,713	8,192
2021	13.30%	10.48%	3.97%	3.88	63,106	40,313	48,354	14,752
2022								
Ene.	2.87%	3.53%	5.68%	3.89	5,472	3,125	4,239	1,233
Feb.	4.81%	-2.11%	6.15%	3.79	5,733	3,479	3,971	1,762
Mar.	3.78%	-2.93%	6.82%	3.74	5,635	3,073	4,633	1,002
Abr.	3.98%	-4.58%	7.96%	3.74	5,376	3,413	4,980	396
May.	2.55%	-9.92%	8.09%	3.76	5,025	3,092	4,442	584
Jun.	3.51%	1.31%	8.81%	3.75	5,954	3,748	4,926	1,027
Jul.	1.60%	-6.05%	8.74%	3.90	4,890	2,768	4,938	-48
Ago.	1.74%	-4.16%	8.40%	3.87	5,597	3,085	5,246	351
Set.	1.66%	0.05%	8.53%	3.90	5,665	3,319	4,848	817
Oct.	2.01%	3.54%	8.28%	3.98	5,278	3,025	4,823	455
Nov.	1.68%	5.90%	8.45%	3.88	4,934	2,853	4,662	271
Dic.	Nd	Nd	8.46%	3.83	Nd	Nd	Nd	Nd

Fuente: Boletín estadístico minero 12-2022.

Nuestro país fue considerado uno de los diez países más ricos del mundo en minerales en 2019, el segundo productor mundial de cobre, plata y zinc; tercer producto de plomo; cuarto productor de estaño y molibdeno y octavo productor de oro como se puede apreciar en el Gráfico N° 10.

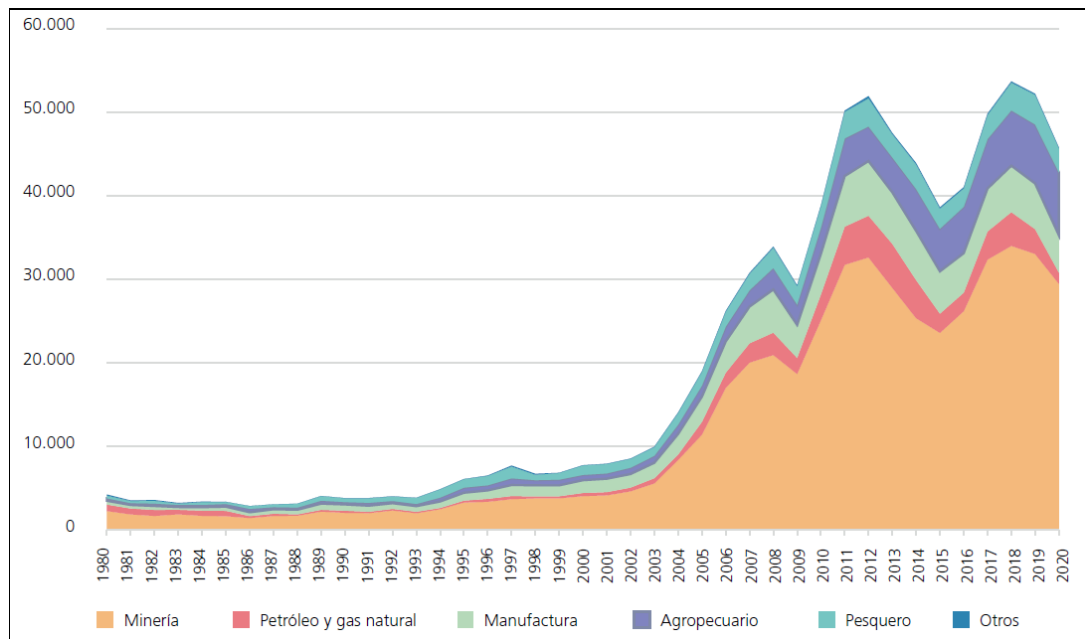
³² Aprobado por decreto supremo N° 404-2021-EF.

Gráfico 10. Principales Minerales Explotados, Producción Anual y Ranking Mundial



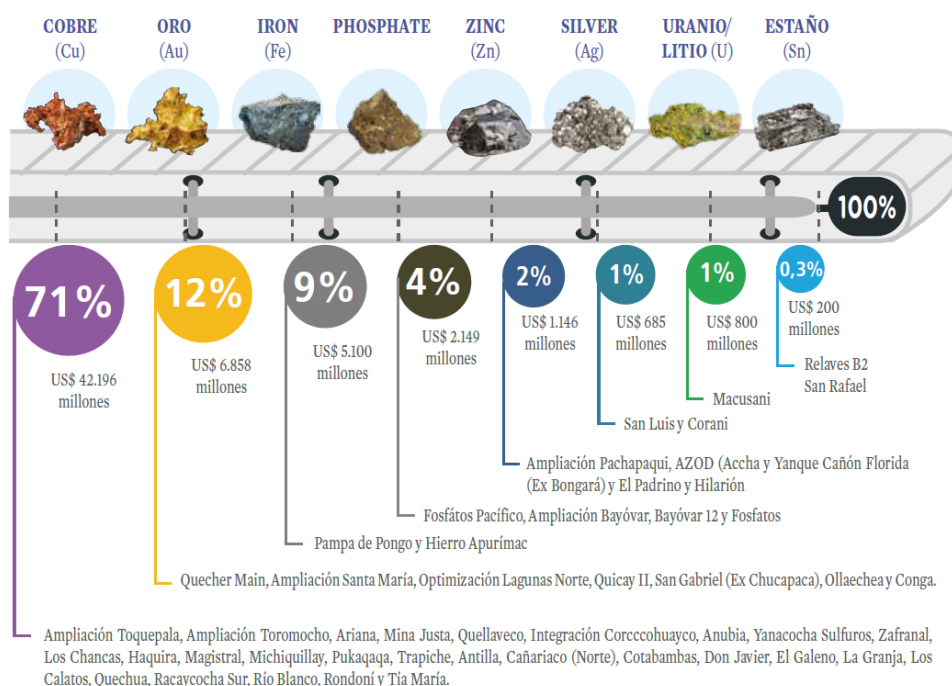
Fuente: MINEM.

Gráfico 11. Exportaciones por Sectores (US\$ millones FOB)



Fuente: MINEM.

Gráfico 12. Cartera de Proyectos de Construcción de Mina 2019-2030



Fuente: MINEM.

Cuadro 6. Volumen de Producción de Minerales en Perú del 2000 al 2022 (Primer Trimestre)

PERIODO	COBRE TMF	ORO g finos	ZINC TMF	PLATA kg finos	PLOMO TMF	HIERRO TMF	ESTAÑO TMF	MOLIBDENO TMF
2000	553,924	132,585,078	910,303	2,437,706	270,576	2,812,785	37,410	7,193
2001	722,355	138,522,109	1,056,629	2,571,114	289,546	3,087,015	38,182	9,499
2002	844,553	157,529,919	1,232,997	2,869,639	305,651	3,104,952	38,815	8,613
2003	842,605	172,624,630	1,373,792	2,923,686	309,164	3,540,659	40,202	9,590
2004	1,035,574	173,223,817	1,209,006	3,059,817	306,211	4,315,128	41,613	14,246
2005	1,009,899	208,001,718	1,201,671	3,205,673	319,368	4,638,029	42,145	17,325
2006	1,048,472	202,825,999	1,203,364	3,470,661	313,332	4,785,000	38,470	17,209
2007	1,190,274	170,235,885	1,444,361	3,501,462	329,165	5,185,254	39,019	16,787
2008	1,267,867	179,870,473	1,602,597	3,685,931	345,109	5,160,707	39,037	16,721
2009	1,276,249	183,994,692	1,512,931	3,922,708	302,459	4,418,768	37,503	12,297
2010	1,247,184	164,084,389	1,470,450	3,640,465	261,990	6,042,644	33,848	16,963
2011	1,235,345	166,186,717	1,256,383	3,418,862	230,199	7,010,938	28,882	19,141
2012	1,298,761	161,544,666	1,281,282	3,480,857	249,236	6,684,539	26,105	16,790
2013	1,375,641	151,486,072	1,351,273	3,674,283	266,472	6,680,659	23,668	18,140
2014	1,377,642	140,097,028	1,315,475	3,768,147	277,294	7,192,592	23,105	17,018
2015	1,700,817	146,822,907	1,421,218	4,101,568	315,525	7,320,807	19,511	20,153
2016	2,353,859	153,005,897	1,337,081	4,375,337	314,422	7,663,124	18,789	25,757
2017	2,445,584	151,964,040	1,473,073	4,417,987	306,784	8,806,452	17,790	28,141
2018	2,437,035	140,210,984	1,474,383	4,160,162	289,123	9,533,871	18,601	28,034
2019	2,455,440	128,413,463	1,404,382	3,860,306	308,116	10,120,007	19,853	30,441
2020	2,150,126	88,053,944	1,334,570	2,723,879	241,548	8,893,972	20,647	32,185
2021	2,299,277	96,585,647	1,532,043	3,309,647	264,124	12,149,274	26,995	34,148
2022 (ene-mar)	553,749	22,334,151	344,512	738,966	61,668	2,799,945	6,819	8,276
Enero	199,255	7,759,352	106,555	254,482	20,627	795,348	2,410	2,733
Febrero	172,334	7,114,750	117,083	243,038	20,571	874,253	2,043	2,760
Marzo	182,160	7,460,049	120,875	241,446	20,470	1,130,344	2,366	2,783

(*) Información preliminar. Incluye producción aurífera estimada de mineros artesanales de Madre de Dios, Puno, Piura y Arequipa.

Fuente: Dirección de Gestión Minera, DGM/ Fecha de consulta: 27 de abril de 2022.

Elaboración: Dirección de Promoción Minera, DGPSM.

Cuadro 7. Principales Indicadores Macroeconómicos

PERIODO	PBI	PBI MINERO	INFLACIÓN	TIPO CAMBIO*	EXPORTACIONES	EXPORT. MIN.**	IMPORTACIONES	BAL. COMERCIAL
	Var.% Anual	Var.% Anual	Var.% Anual	Soles por US\$	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$
2013	5.85%	4.26%	2.80%	2.70	42,860.64	24,511.39	42,356.18	504.45
2014	2.38%	-2.23%	3.25%	2.84	39,532.68	21,209.02	41,042.15	-1,509.47
2015	3.25%	15.71%	3.54%	3.19	34,414.35	19,648.60	37,330.79	-2,916.44
2016	3.95%	21.19%	3.60%	3.38	37,081.74	22,461.17	35,128.40	1,953.34
2017	2.52%	4.48%	2.81%	3.26	45,421.59	28,169.35	38,722.08	6,699.52
2018	3.98%	-1.74%	1.32%	3.29	49,066.48	29,527.87	41,869.94	7,196.53
2019	2.15%	-0.84%	2.14%	3.34	47,980.44	28,943.48	41,105.53	6,874.91
2020	-11.02%	-13.84%	1.83%	3.50	42,905.29	26,592.67	34,713.26	8,192.03
2021	13.30%	9.68%	3.97%	3.88	63,106.33	40,313.49	48,353.92	14,752.41
2022								
Ene.	2.86%	3.61%	5.68%	3.89	5,206.44	2,833.51	4,248.59	957.85
Feb.	4.92%	-2.08%	6.15%	3.79	5,664.34	3,390.32	4,012.88	1,651.46
Mar.	Nd	Nd	6.82%	3.74	Nd	Nd	Nd	Nd

Fuente: BCRP, Cuadros Estadísticos Mensuales. Elaborado por Ministerio de Energía y Minas.

Promedio del cambio interbancario.

** Incluye valor de exportaciones metálicas y no metálicas.

Nd: No disponible a la fecha.

Información disponible a la fecha de elaboración de este boletín.

Cuadro 8. Cotización de los Principales Metales

PERIODO	COBRE	ORO	ZINC	PLATA	PLOMO	ESTAÑO	HIERRO	MOLIBDENO
	Ctvs. US\$/lb. LME	US\$/oz tr LBMA	Ctvs. US\$/lb. LME	US\$/oz tr London Fix	Ctvs. US\$/lb. LME	Ctvs. US\$/lb LME	US\$/TM TSI	US\$/lb LME
2013	332.1	1,409.5	86.6	23.8	97.1	1,011.7	135.2	10.3
2014	311.3	1,266.1	98.2	19.1	95.1	993.0	96.7	11.4
2015	249.2	1,159.8	87.5	15.7	80.9	728.9	55.0	6.7
2016	220.6	1,249.8	95.0	17.1	84.9	816.7	57.9	6.5
2017	279.7	1,257.9	131.4	17.0	105.1	911.9	70.7	8.2
2018	295.9	1,268.9	132.5	15.7	101.7	914.1	69.5	11.9
2019	272.1	1,393.7	115.5	16.2	90.7	845.6	93.4	11.3
2020	280.3	1,771.0	102.8	20.5	82.8	778.3	108.9	8.7
2021	422.6	1,799.2	136.4	25.1	100.1	1,482.3	159.2	15.9
2022								
Ene.	443.4	1,816.3	163.7	23.1	106.3	1,896.3	131.2	19.0
Feb.	450.9	1,857.7	165.3	23.5	104.3	2,001.1	142.0	19.0
Mar.	464.4	1,947.4	180.3	25.2	107.0	2,007.1	150.2	19.2

Fuente: BCRP, Cuadros Estadísticos Mensuales. Elaborado por Ministerio de Energía y Minas.

Promedio del cambio interbancario.

** Incluye valor de exportaciones metálicas y no metálicas.

Nd: No disponible a la fecha.

Información disponible a la fecha de elaboración de este boletín.

Cuadro 9. Inversiones Mineras (US\$)

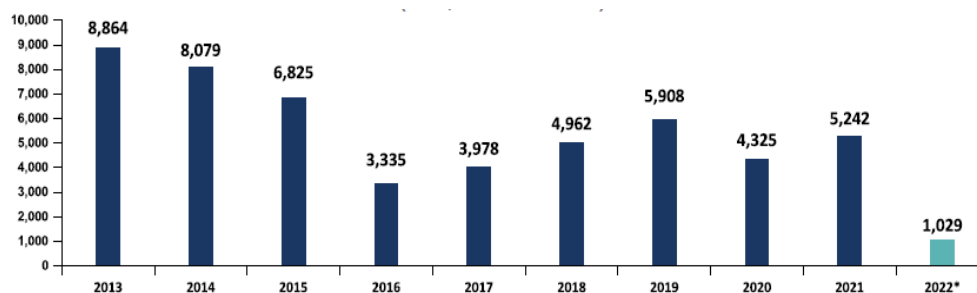
PERIODO	PLANTA BENEFICIO	EQUIPAMIENTO MINERO	EXPLORACIÓN	INFRAESTRUCTURA	DESARROLLO Y PREPARACIÓN	OTROS	TOTAL
2000	364,712,526	134,006,849	53,822,254	235,452,422	47,233,302	179,336,591	1,014,563,944
2001	203,780,068	439,041,747	75,252,292	347,989,506	127,548,743	215,782,073	1,409,394,430
2002	87,638,714	96,554,214	48,579,876	124,155,763	29,345,195	42,398,074	428,671,836
2003	43,234,625	49,350,861	29,833,129	53,040,773	18,433,272	41,018,096	234,910,756
2004	64,309,155	56,722,253	47,032,189	46,008,521	12,574,359	94,914,087	321,560,564
2005	30,458,306	161,210,851	83,709,674	252,961,181	29,544,632	277,352,585	835,237,230
2006	63,538,746	124,092,578	102,387,499	640,626,630	64,837,125	273,461,734	1,268,944,312
2007	63,768,994	125,551,262	136,592,095	336,788,377	50,179,973	197,918,361	910,799,062
2008	141,038,944	176,688,012	167,839,351	321,482,441	131,980,228	328,783,686	1,267,812,661
2009	319,825,374	499,659,327	393,600,074	376,380,329	196,060,821	504,747,514	2,290,273,440
2010	416,011,993	518,078,947	615,815,227	827,591,969	510,276,007	443,780,328	3,331,554,471
2011	1,124,827,734	776,151,268	869,366,744	1,406,825,781	788,187,748	1,412,256,088	6,377,615,364
2012	1,140,068,755	525,257,850	905,401,645	1,797,233,970	638,740,607	2,491,504,593	7,498,207,420
2013	1,414,373,690	789,358,144	776,418,375	1,807,744,001	404,548,165	3,671,179,592	8,863,621,966
2014	889,682,461	557,607,616	625,458,907	1,463,521,224	420,086,095	4,122,853,398	8,079,209,701
2015	446,220,610	654,233,735	527,197,097	1,227,816,025	374,972,373	3,594,226,251	6,824,666,091
2016	238,198,426	387,635,216	377,040,495	1,079,332,226	349,652,787	902,976,247	3,334,835,398
2017	288,970,985	494,979,585	493,151,013	1,587,982,495	389,701,253	723,545,746	3,978,331,076
2018	1,425,437,360	660,548,271	431,269,530	1,080,570,099	755,185,111	608,828,124	4,961,838,494
2019	1,337,608,412	1,040,705,741	355,681,265	1,336,519,800	1,117,881,994	720,097,787	5,908,494,999
2020	1,440,816,623	744,024,629	215,749,759	858,753,509	389,591,504	676,445,238	4,325,381,262
2021	1,405,729,204	748,310,151	329,447,136	1,400,582,093	592,090,719	765,976,827	5,242,136,130
2022 (ene-mar)	274,511,548	101,783,274	72,986,660	249,225,565	153,740,907	177,136,785	1,029,384,739
Enero	81,381,043	28,851,540	18,607,794	56,761,491	36,096,305	57,618,298	279,316,471
Febrero	84,290,097	39,541,060	25,767,770	80,852,315	50,118,600	43,630,988	324,200,830
Marzo	108,840,408	33,390,674	28,611,096	111,611,759	67,526,002	75,887,499	425,867,438

Fuente: Dirección de Promoción Minera - Ministerio de Energía y Minas.

Información proporcionada por los Titulares Mineros a través del ESTAMIN.

Las cifras han sido ajustadas a lo reportado por los Titulares Mineros al 27 de abril de 2022.

Gráfico 13. Evolución Anual de Inversiones Mineras (US\$ Millones)



Fuente: Dirección de Promoción Minera - Ministerio de Energía y Minas.

Información proporcionada por los Titulares Mineros a través del ESTAMIN.

Las cifras han sido ajustadas a lo reportado por los Titulares Mineros al 27 de abril de 2022.

2.2.2. Situación de la electricidad en la actividad minera

Como se ha señalado previamente, la minería y la electricidad son esenciales para nuestro desarrollo económico, la electricidad genera condiciones favorables para promover la inversión y aprovechar los valiosos recursos minerales, además de ser

esencial para el desarrollo de la actividad económica y la atención de servicios esenciales, mientras que la minería genera los recursos necesarios para aprovechar las diversas fuentes de generación de energía, permitiendo que el ciclo se mantenga y sea sostenible, cumpliendo la energía un rol procíclico de crecimiento sostenible.

Por lo cual, es fundamental para continuar en la senda del desarrollo que el gobierno mantenga la inversión en ambos sectores para mantener viable el crecimiento económico que permita generar recursos para invertir en servicios esenciales, además de generar fuentes de empleo. Y mantener los altos niveles de contribución, que en los últimos años representó el 10% del PBI y el 60% de las inversiones.

Realizando un análisis de la producción del cobre y la energía en el período 2004 – 2017, por un lado, la producción de cobre incrementó en una tasa de anual promedio de 7,4% mientras que la electricidad creció en un 6,7%, lo cual nos permite advertir la importante relación que existe entre ambas y la sinergia que generan³³.

Sin embargo, además de generar condiciones para la inversión en energía es necesario establecer condiciones para mantener la calidad del suministro y la eficiencia de los costos, a través de inversión planificada para aprovechar las condiciones de demanda a mediano y largo plazo, las nuevas tecnologías y las fuentes de generación renovables. Adicionalmente, la minería presenta retos relacionados a la sostenibilidad social, uso de nuevas tecnologías, uso de energía de fuentes renovables,

Es importante señalar que nuestro país tiene uno de los precios de electricidad más competitivos de la región, lo cual representa entre 15% y 20% de los costos de un proyecto minero. Entre las causas de estos precios competitivos están:

- a. Las fuentes de generación eléctrica son económicas con fuentes de gas natural y energías renovables.
- b. Existe un marco regulatorio para la promoción de la inversión.
- c. La inversión privada generó una alta tasa de crecimiento.
- d. Contamos con infraestructura para la transmisión y el transporte de gas.

³³ Septiembre 2022, Boletín estadístico minero, Ministerio de Energía y Minas – Perú

e. Contamos con instituciones que supervisan y regulan las actividades en minería y energía.

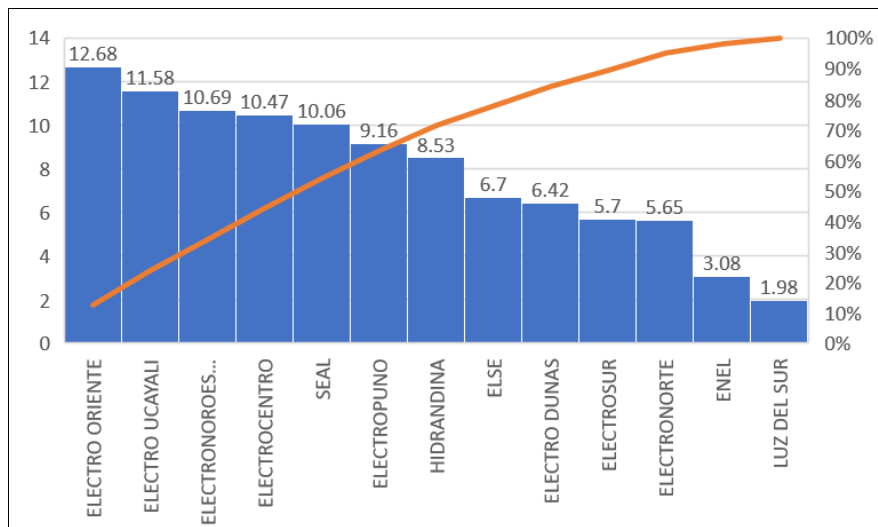
2.2.3. Problemas en el Sistema Eléctrico

Se presenta un análisis de los problemas identificados en el sistema de transmisión:

2.2.3.1. Problemas de fallas el Sistema de Transmisión por interrupciones

De acuerdo con los registros del observatorio de Osinergmin de setiembre 2020 el mayor índice de fallas se produjo en empresas distribuidoras del Estado, como se puede advertir del análisis de Pareto, los mayores índices de interrupciones se presentan en las empresas distribuidoras Electro Oriente con 12.68, Electro Ucayali con 11.58 y Electro Noroeste con 10.69 interrupciones. Advirtiendo que más del 80% de interrupciones se dan en general en las empresas distribuidoras del Estado.

Gráfico 14. SAIFI Total a Setiembre 2020

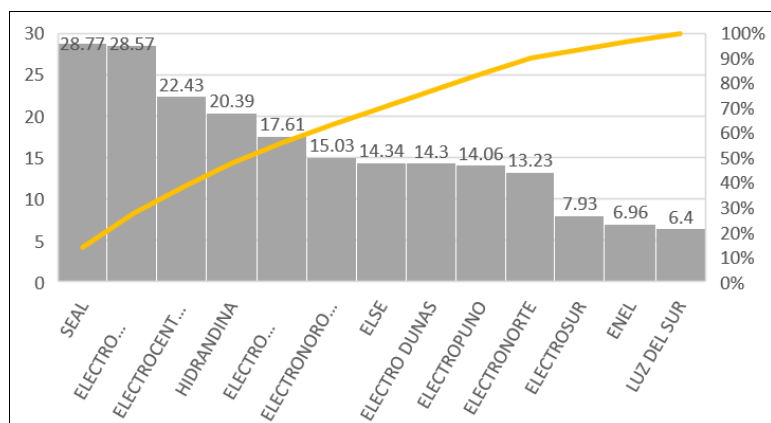


Fuente: Osinergmin.

Elaboración: Propia

Con relación a la duración de las interrupciones, nuevamente más del 80% se presentan en las empresas de distribución del Estado, quienes también presentan el mayor índice de duración teniendo SEAL, Electro Oriente y Electrocentro 28.77, 28.57 y 22.43, respectivamente.

Gráfico 15. SAIDI Total a Setiembre 2020



Fuente: Osinergmin.

Elaboración: Propia

2.2.3.2. Deficiencias en la de ejecución del Plan de Inversiones de Transmisión

Osinergmin señala que, constituye el “*Plan de Inversiones de transmisión (PIT)* está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión (elementos: líneas de transmisión, transformadores de potencia, celdas y equipos de compensación), requeridos a entrar en operación dentro de un período de fijación de peajes y compensaciones”³⁴.

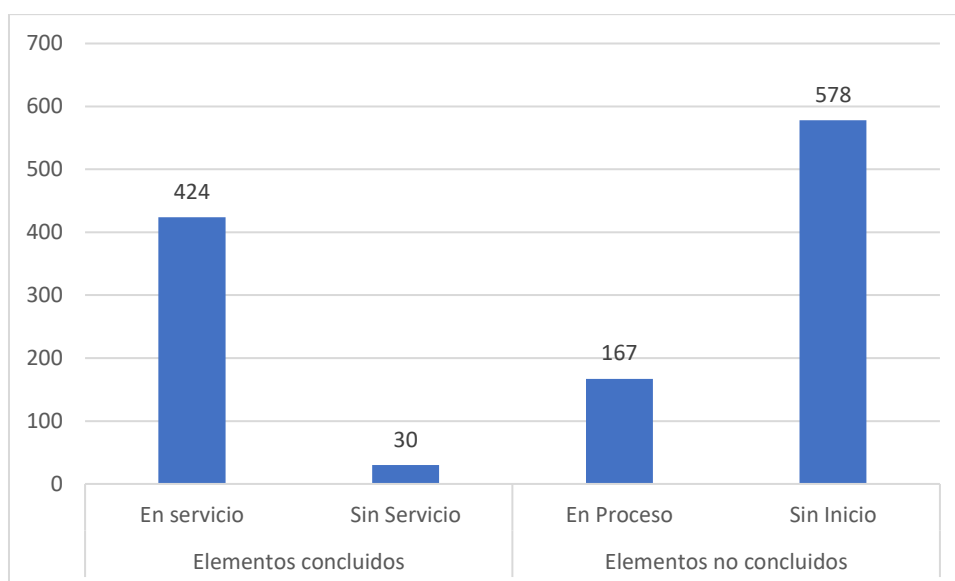
A la fecha está vigente el Plan de Inversiones 2021-2025, con vigencia, aprobada por Resolución N° 126-2020, desde el 1 de mayo de 2021 hasta el 30 de abril de 2025.³⁵.

Con relación al Plan de Supervisión del PIT 2017 – 2021, que corresponde al período mayo 2017 – abril 2021, Osinergmin realizó una evaluación de los resultados advirtiendo que 48% correspondía a empresas privadas, mientras 52% correspondió a empresas estatales. En el cual, conforme se aprecia del gráfico 6, se aprobó la implementación de 1045 elementos de los cuales 592 (57.14%) están concluidos y 444 elementos (42.86%) están no concluidos. Por otro lado, 447 elementos fueron reprogramados para el PIT 2021 - 2025.

³⁴ En: <http://becas.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/plan-inversiones#:~:text=El%20Plan%20de%20Inversiones%20de,fijaci%C3%B3n%20de%20peajes%20y%20compensaciones>

³⁵ En: <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/plan-inversiones#:~:text=El%20Plan%20de%20Inversiones%20de,fijaci%C3%B3n%20de%20peajes%20y%20compensaciones>

Gráfico 16. Ejecución del Plan de Inversiones en Transmisión 2017-2021



Fuente: Osinergmin.

Elaboración: Propia

Es importante destacar, que el déficit en la implementación de los elementos del PIT corresponde a empresas distribuidoras del Estado, como se puede apreciar en el Cuadro 10.

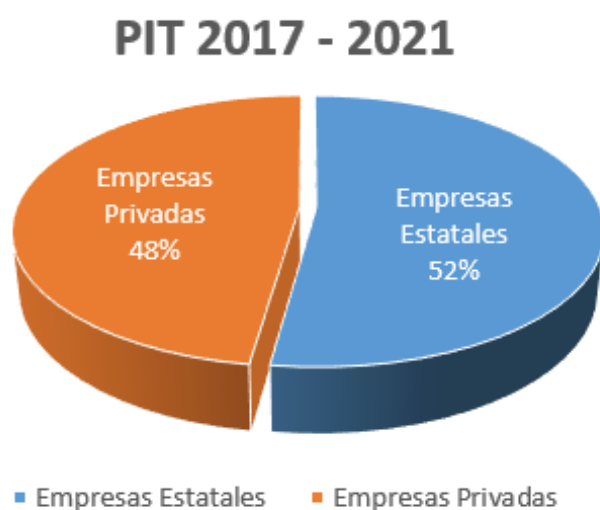
Cuadro 10. Ejecución Detallada del Plan de Inversiones en Transmisión 2017-2021

CONCESIONARIA	2017			2018			2019			2020			2021			2022			TOTAL PIT-2017-2021		
	p	c	%	p	c	%	p	c	%	p	c	%	p	c	%	p	c	%	p	c	%
COELVISAC	0	0	0%	0	0	0%	11	11	100%	0	0	0%	14	14	100%	0	0	0%	25	25	100.0%
EGASA	0	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	1	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	1	0	0.0%
ELECTRO DUNAS	2	2	100%	0	0	0%	6	6	100%	1	1	100%	8	8	100.00%	18	2	0%	35	19	54.29%
ELECTRO ORIENTE	7	0	0%	14	0	0%	1	0	0%	8	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	30	0	0.0%
ELECTRO PUNO	12	0	0%	31	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	1	0	0%	0	0	0%	44	0	0.0%
ELECTRO SUR	0	0	0%	0	0	0%	4	1	0%	34	5	0%	0	0	0%	0	0	0%	38	6	15.8%
ELECTRO SUR ESTE	0	0	0%	0	0	0%	13	13	100%	19	0	0%	2	0	0%	14	11	78.57%	48	24	50.00%
ELECTRO UCAYALI	0	0	0%	1	1	100%	0	0	0%	11	0	0%	12	0	0%	0	0	0%	24	1	4.17%
ELECTROCENTRO	0	0	0%	8	5	62.50%	23	1	4.35%	18	1	5.56%	11	0	0%	0	0	0%	60	7	11.67%
ENEL DP	33	33	100%	61	61	100%	62	62	100%	30	30	100.00%	7	7	100.00%	2	0	0.00%	195	193	98.97%
ENOSA	11	5	45.45%	57	24	42.11%	8	3	37.50%	13	1	0%	2	1	0%	0	0	0%	91	34	37.36%
ENSA	17	17	100%	19	14	73.68%	0	0	0%	2	0	0%	10	0	0%	0	0	0%	48	31	64.58%
HIDRANDINA	3	3	100.00%	19	3	15.79%	9	0	0%	33	2	6.06%	21	1	4.76%	5	5	0%	90	14	15.56%
LLUZ DEL SUR	32	32	100%	93	93	100%	27	27	100%	30	30	100%	41	41	100%	0	0	0%	223	223	100.0%
SEAL	0	0	0%	1	0	0%	1	1	100%	13	4	0%	65	6	9.23%	0	0	0%	80	11	13.75%
STATKRAFT	0	0	0%	2	2	100%	0	0	0%	2	2	0%	0	0	0%	0	0	0%	4	4	100.00%
Total	117	92	78.68%	306	203	66.34%	165	125	75.76%	215	76	35.35%	194	78	40.21%	89	18	46.15%	1086	592	57.14%

Fuente: Osinergmin.

Elaboración: Osinergmin.

Gráfico 17. Resultados de Supervisión del PIT a diciembre de 2021

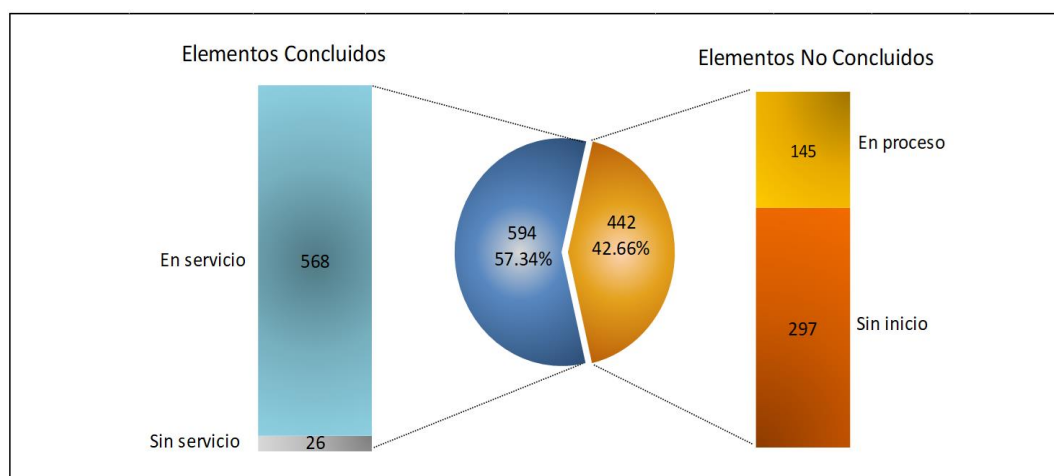


Fuente: Osinergmin.

Elaboración: Osinergmin.

De acuerdo con lo señalado por Osinergmin: “Del Plan de Inversiones, iniciado desde mayo 2017, se tiene aprobado la implementación de 1,045 elementos, de estos el 57.34% (594 elementos) están concluidos, de los cuales 568 elementos se encuentran en servicio y 26 sin servicio; el 42.66% (442 elementos) no se encuentran concluidos, de los cuales 145 elementos aún permanecen en ejecución y 297 elementos están sin inicio (...);” como se muestra en el gráfico 18

Gráfico 18. Ejecución del PIT a diciembre de 2021



Fuente: Osinergmin.

Elaboración: Osinergmin.

Como se puede apreciar en el Cuadro 11, de los resultados de la supervisión del PIT 2021 – 2025, de los 447 elementos previstos, 91 están pendientes de implementar, es decir el 20.36% concluidos en un período de dos años, quedando cerca del 80% pendiente para un período de 5 años, como se aprecia a continuación:

Cuadro 11. Resultados de Supervisión del PIT 2021-2025 a Enero de 2023

CONCESIONARIAS	Total PIT-2021-2025		
	N° Elementos	En servicio	%
COELVISAC	4	4	100.00%
CONELSUR	17	0	0.00%
EGESUR	3	0	0.00%
ELECTRO SUR ESTE	8	0	0.00%
ELECTRO UCAYALI	10	0	0.00%
ELECTROCENTRO	46	2	4.35%
ELECTRODUNAS	38	5	13.16%
ELECTROPUNO	17	0	0.00%
ELECTROSUR	10	1	10.00%
ELOR	2	0	0.00%
ENEL	109	32	29.36%
ENOSA	32	12	37.50%
ENSA	23	2	8.70%
HIDRANDINA	52	0	0.00%
LUZ DEL SUR	54	26	48.15%
SEAL	17	2	11.76%
STATKRAFT	5	5	100.00%
Total	447	91	20.36%

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Osinergmin

Causas de Incumplimientos de Plan de Inversiones en Transmisión:

De acuerdo con los diferentes informes que analizan las causas de los incumplimientos de la implementación de inversiones aprobadas en el Plan de Inversiones por parte de las EDE, se tienen porcentajes de avance en el caso del Plan de Inversiones en Transmisión 2017-2021 del 11% (información a enero del 2023).

Estos resultados son sin lugar a duda la suma de diferentes factores, para el proceso del Plan de Inversiones del 2021-2025, el Ministerio de Energía y Minas reactivar “...la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del Sistema Complementario de Transmisión”³⁶ la reasignación de estos proyectos a diferentes actores del mercado eléctrico en el Perú, hasta en dos oportunidades sin éxito, pese a realizarse la licitación

³⁶ Decreto Supremo N° 018-2021-EM, publicado el 20 de julio de 2021.

con mayores costos a los reconocidos por los módulos estándar que se asigna y aprueba en el Plan de Inversiones.

Consideramos que estos bajos porcentajes de ejecución y cumplimiento se deben a diversos factores entre los que podemos mencionar:

- a) Los procesos logísticos mediante los cuales se busca la ejecución e implementación de los proyectos aprobados para las EDE dentro del PIT están sujetos a la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento³⁷, los mismos que tienen procesos demasiado prolongados y estrictos, razón por la cual los procesos muchas veces derivan en nullos, desiertos o resueltos.
- b) Las EDE no tienen capacidad de endeudamiento a largo plazo, por lo que sus flujos financieros se ven limitados a ejecuciones para la implementación de sus PIT, ya que los mismos requieren presupuestos altos.
- c) Los costos reconocidos por los módulos estándar aprobados por OSINERGMIN para la implementación del PIT, en la mayoría de los casos reconocen costos muy por debajo de los costos de mercado de equipos, materiales y mano de obra.
- d) La inadecuada planificación eléctrica que se realiza en las EDE, no cataliza de manera adecuada los procesos de crecimiento de la demanda eléctrica en determinadas zonas, esto conlleva a que los Proyectos en Planes de Inversión sean presentados netamente por cumplimiento a los procesos establecidos por el Regulador y no por cubrir las reales necesidades de las EDE por cubrir sus demandas en el tiempo.
- e) El PIT busca cubrir la demanda eléctrica mediante el equipamiento, montaje, construcción y puesta en operación de elementos que están ligados a un rubro en el que normalmente no tiene especialización en las EDE, ya que normalmente están especializados en distribución y comercialización.
- f) Al ser Proyectos que reconoce costos de módulos estándares no genera expectativas de ejecución por parte de los privados, que esperan una mayor remuneración de sus inversiones a costos reales.

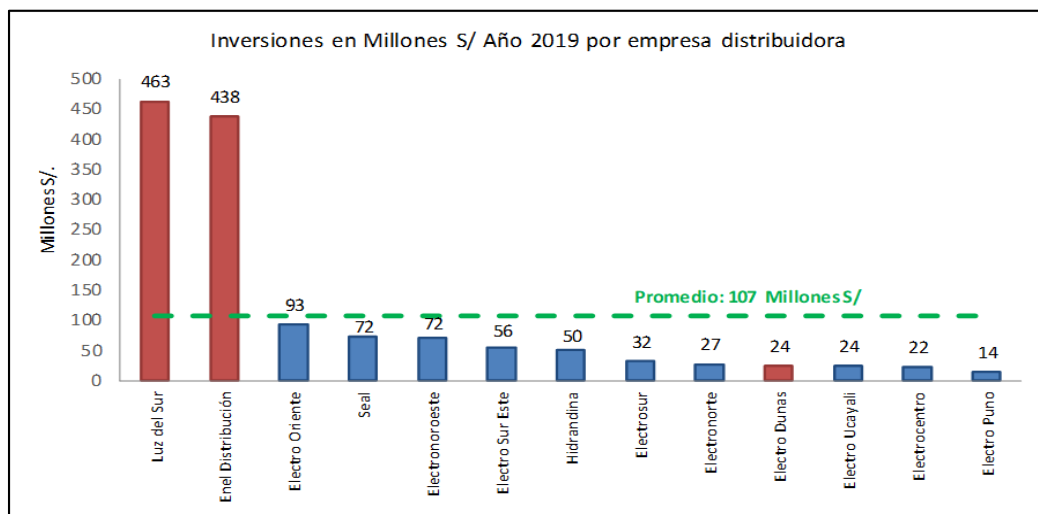
³⁷ Ley N° 30225 y Decreto Supremo N° 350-2015-EF.

- g) Las multas por incumplimientos en la implementación de los PIT representan un desincentivo para los privados.

2.2.3.3. *Problemas de capacidad de gestión financiera de las empresas del Estado*

Los resultados de la supervisión del PIT, además de advertir la limitada ejecución de los elementos del sistema de transmisión, permitieron advertir que existe una limitada capacidad de gestión financiera de las empresas de distribución del Estado, lo cual permite entender el déficit en la ejecución, conforme se advierte del Gráfico 19.

Gráfico 19. Inversiones en Millones S/. Año 2019 por empresa distribuidora



Fuente: Osinergmin.

Elaboración: Osinergmin.

Al respecto, es necesario precisar que las EDE se desarrollan en el marco del FONAFE, persona jurídica de derecho público que pertenece al MEF, regulado mediante la Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado y su Reglamento³⁸, la cual define sus objetivos en el artículo 3° del Reglamento:

“(…)

- a) *Normar y dirigir la actividad empresarial del Estado.*
- b) *Administrar los recursos derivados de la titularidad de las acciones del Estado.*

³⁸ Ley N° 27170 y Decreto Supremo N° 072-2000-EF.

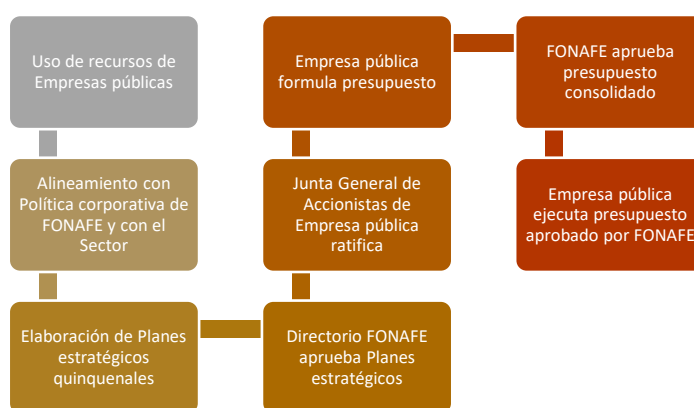
- c) *Llevar un registro y custodiar los títulos representativos del capital de las empresas del Estado.*
- d) *Dirigir el proceso presupuestario y la gestión de las empresas bajo su ámbito de conformidad con las normas, directivas y acuerdos que se emitan para esos efectos.”*

En ese sentido, el Decreto Legislativo que promueve la eficiencia de la actividad empresarial del Estado y su Reglamento³⁹, establecen principios que orientan la transparencia y eficiencia de las empresas públicas y prescriben que los recursos del Estado deben utilizarse en concordancia con la política, regulación y planes definidos por FONAFE.

Lo cual limita la capacidad de endeudamiento de las EDE para la adquisición de bienes e inversiones, que requieren contar con autorización previa de FONAFE, que es responsable la gestión de las empresas públicas pero que no necesariamente cuenta con especialistas en el sector energía que conozcan de las prioridades del sector eléctrico y de sus necesidades.

En ese sentido, el uso de los recursos de las empresas del Estado para ser aprobado pasa por el siguiente proceso:

Gráfico 20. Uso de recursos de Empresas públicas



Elaboración: Propia

³⁹ Decreto Legislativo N° 1031 y Decreto Supremo N° 176-2010-EF.

Fuente: Decreto Supremo N° 072-2000-EF.

Esta situación genera que los procesos de endeudamiento, compra e inversión en las empresas distribuidoras del Estado no se desarrollen con la eficiencia y agilidad que requiere la sostenibilidad y seguridad del sistema de transmisión.

2.2.3.4. *Afectación a la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico y generación de sobrecostos al Sistema Eléctrico.*

La complejidad de los procesos en FONAFE contribuye a la demora en la ejecución de los PIT, que a su vez afectan la generación y transmisión de energía comprometiendo la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Para prevenir la afectación a la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico el MINEN, implementó “... *medidas que brinden confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, para asegurar así el abastecimiento*”⁴⁰ disponiendo que una empresa pública asuma el abastecimiento oportuno y cargando los costos a la demanda que es atendida por el sistema nacional, generando un incentivo perverso para la ineficiencia en la planificación y falta de ejecución del PIT, que generan sobrecostos que son asumidos por todo el sistema.

En aplicación del Decreto Supremo 044-2014-EM, entre los años 2015 y 2023, se declararon en grave deficiencia diversas EDE a lo largo del país, que se detallan a continuación:

- Departamento San Martín.
 - Se declaró en grave deficiencia al Sistema Eléctrico de San Martín⁴¹ por falta de capacidad de generación y de transporte de la Línea de Transmisión 138 kV Tingo María – Aucayacu – Tocache, desde julio de 2015 hasta mayo de 2016 a cargo de Electro Oriente.

⁴⁰ Decreto Supremos N° 044-2014-EM, publicado el 17 de diciembre de 2014.

⁴¹ Resolución Ministerial N° 368-2015-MEM/DM.

- Se amplió la declaratoria⁴² desde setiembre de 2016 hasta el ingreso de la nueva línea 220 kV Carhuaquero – Cajamarca Norte – Caclic – Moyobamba.
- Departamento Loreto.
 - Se declaró en grave deficiencia al sistema⁴³, desde abril hasta diciembre de 2015, a cargo de Electro Oriente.
 - Se amplió la declaratoria⁴⁴ hasta julio de 2016.
 - Se amplió la declaratoria⁴⁵ desde agosto de 2016 hasta el ingreso de la nueva central térmica de Iquitos.
 - Se declaró en grave deficiencia⁴⁶ al sistema, desde el 16 de marzo de 2022 hasta el 18 de junio 2023, a cargo de Electro Oriente.
- Departamento Amazonas.
 - Se declaró en grave deficiencia⁴⁷ al Sistema Eléctrico Sistema Eléctrico de Bagua - Jaén – San Ignacio por falta de capacidad de generación y de transporte de la Línea de Transmisión 138 kV Cutervo – Nuevo Jaén, a cargo de Electro Oriente, desde julio de 2015 hasta mayo de 2016.
- Departamento Tumbes
 - Se declaró en grave deficiencia⁴⁸ al Sistema Eléctrico de Piura por falta de capacidad de producción y transporte a partir de marzo de 2017 hasta el 31 de mayo de 2017, a cargo de Electronoroeste.
- Departamento Piura
 - Se declaró en grave deficiencia⁴⁹ al Sistema Eléctrico Paita – Sullana por falta de capacidad de producción y transporte desde el 27 de setiembre de 2019 hasta el 30 de noviembre de 2020, a cargo de Electronoroeste.
- Departamento Ancash

⁴² Resolución Ministerial N° 159-2016-MEM/DM.

⁴³ Resolución Ministerial N° 222-2015-MEM/DM

⁴⁴ Resolución Ministerial N° 283-2015-MEM/DM.

⁴⁵ Resolución Ministerial N° 265-2016-MEM/DM

⁴⁶ Mediante Resolución Ministerial N° 096-2022-MEM/DM.

⁴⁷ Resolución Ministerial N° 328-2015-MEM/DM.

⁴⁸ Resolución Ministerial N° 027-2017-MEM/DM.

⁴⁹ Resolución Ministerial N° 277-2019-MEM/DM.

- Se declaró en grave deficiencia⁵⁰ al Sistema Eléctrico de Huarney por un período de 30 días desde, el 24 de marzo de 2017, a cargo de Hidrandina S.A.
- Departamento Ica
 - Se declaró en grave deficiencia⁵¹ al Sistema Eléctrico correspondiente a la Subestación Independencia, por falta de capacidad de producción y/o transporte, desde el 26 de setiembre hasta el 31 de diciembre de 2022, o hasta la fecha que la Subestación Chincha Nueva u otra equivalente sea puesta en operación comercial, a cargo de EGESUR.
 - Se amplió la declaratoria⁵² hasta el 10 de setiembre de 2023. o hasta la fecha que la Subestación Chincha Nueva u otra equivalente sea puesta en operación comercial.
 - Se declaró en grave deficiencia⁵³ al Sistema Eléctrico Nasca, por falta de capacidad de producción y/o transporte, desde el 14 de enero hasta la puesta en servicio de la S.E. Cahuachi (antes denominada Subestación Nasca Nueva de 220/60 kV), a cargo de ADINELSA S.A.
- Departamento Ayacucho
 - Se declaró en grave deficiencia⁵⁴ al Sistema Eléctrico de Puerto Maldonado, por falta de capacidad de producción y/o transporte, desde el 10 de agosto de 2015 hasta el ingreso de la reserva fría de Generación Eléctrica Puerto Maldonado, a cargo de Electro Sur Este S.A.A.
- Departamento Ucayali
 - Se declaró en grave deficiencia⁵⁵ al Sistema Eléctrico de Pucallpa, por falta de capacidad de producción y/o transporte de la Línea de Transmisión 183kV Aguaytía – Pucallpa (L-1125), a cargo de Electro Ucayali S.A.
- Departamento La Libertad

⁵⁰ Resolución Ministerial N° 120-2017-MEM/DM.

⁵¹ Resolución Ministerial N° 276-2019-MEM/DM

⁵² Resolución Ministerial N° 304-2022-MEM/DM.

⁵³ Resolución Ministerial N° 013-2023-MEM/DM.

⁵⁴ Resolución Ministerial N° 386-2015-MEM/DM.

⁵⁵ Resolución Ministerial N° 117-2015-MEM/DM.

- Se declaró en grave deficiencia⁵⁶ al Sistema Eléctrico asociado al eje Trujillo Sur, Huaca del Sol, Virú y Chao en 60 kV, por falta de capacidad de transporte, desde el 5 de marzo de 2023 hasta la puesta en servicio del proyecto Subestación Chao Temporal 220/60 kV de responsabilidad de la empresa Hidrandina S.A., prevista como máximo el 30 de setiembre de 2024, a cargo de Hidrandina S.A.

⁵⁶ Resolución Ministerial N° 090-2023-MEM/DM

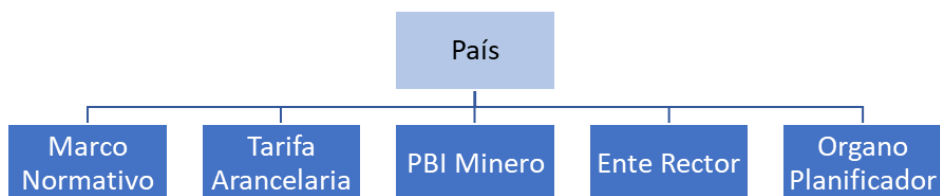
CAPÍTULO III. BENCH MARKING

A continuación, analizaremos la experiencia de otros países en planificación energética en países de la región, con el objetivo de encontrar elementos comunes y aquellos que los diferencian la regulación en planificación minera energética en países de la región y el mundo, y como está relacionado a sus visiones de desarrollo.

Motivo por el cual, para el desarrollo de este capítulo se han considerado como elementos sustanciales, la participación de la actividad minera nacional, su participación en el mercado internacional de minerales, los aranceles⁵⁷ que aplica para la importación, verificar si realiza planificación minero energética, es decir, considera el desarrollo de la actividad minera para la expansión de la generación y transmisión de energía, si cuenta con un órgano especializado responsable de esa actividad y cuáles son las consideraciones que definieron la constitución de ese órgano.

Con el propósito de realizar el benchmarking hemos considerado a Colombia, Chile y Canadá, países que se caracterizar por tener una importante actividad minera que nos puede orientar en la búsqueda de establecer una propuesta particular.

Gráfico 21. Elementos de Análisis



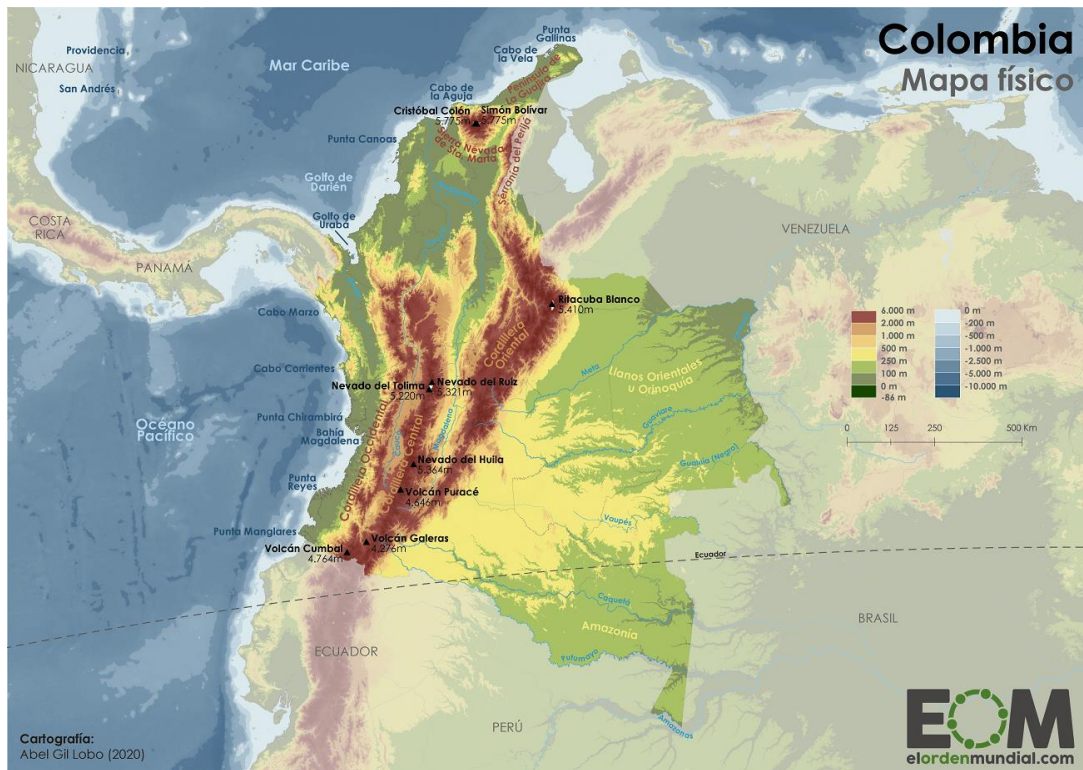
Fuente: Elaboración propia.

⁵⁷ La RAE define el arancel como: “Tarifa oficial determinante de los derechos que se han de pagar en varios servicios, como el de costas judiciales, aduanas, etc., o establecida para remunerar a ciertos profesionales.”

3.1. Colombia

En su parte continental se ubica en la zona ecuatorial, con una extensión territorial de alrededor de 1'141.748 Km², siendo el cuarto país en extensión en América del Sur. Limita a la vez con los océanos Pacífico y Atlántico, y con Venezuela, Brasil, Perú, Ecuador y Panamá⁵⁸.

Gráfico 22. Mapa de Colombia



Fuente: Gil Abel (2021)

Benavides y otros (2018) señalan que el mercado eléctrico se liberalizó con la emisión de las Leyes 142 y 143 de 1994 que permitió “*precios competitivos en la producción, regulados por incentivos en la transmisión y distribución, los avances institucionales en regulación (creación de la CREG⁵⁹) y en supervisión de las firmas reguladas (SSPD⁶⁰)*” (p.11). No obstante, se presentan desafíos que requiere “*aumentar la competencia, diversificar el portafolio de generación, ayudar a monetizar los*

⁵⁸ En: <https://colombiapais.com/pagina-informacion/ubicacion-colombia/ubicacion-de-colombia.html>.

⁵⁹ Comisión de Regulación de Energía.

⁶⁰ Supervisión de Servicios Públicos Domiciliarios.

*recursos locales embebidos en las redes de distribución y modernizar la arquitectura de mercado y la regulación”:*⁶¹

Con relación a la minería, Angarita (2023) advierte un decrecimiento en su rendimiento en la última década, siendo su contribución a la economía colombiana de US \$ 62.237 miles de millones de dólares americanos. Siendo su producción minera más importante en carbón, oro, esmeraldas, hierro y níquel⁶².

Gráfico 23. Principales Minerales de Colombia



Fuente: Angarita (2023), P. 24.

3.1.1. Marco Normativo del Sector Eléctrico

Los noventa significó un cambio para la regulación del sistema eléctrico colombiano (Fainboim y otros, 2000), pasando del paradigma público, caracterizado por una gestión ineficiente que en 1990 había generado una deuda por US\$ 5,200 MM (Cinco mil millones de dólares americanos) que representaba la tercera parte de la deuda pública y que obligó, entre otras medidas a racionar la energía.

Como consecuencia, el sector eléctrico transitó hacia un paradigma de mercado, caracterizado por la desintegración vertical, manteniendo la competencia a nivel de generación y comercialización para incentivar la competencia, promoviendo el crecimiento de la interconexión y la atención a zonas aislada, mientras se mantenían monopolios a nivel de transmisión y comercialización debido a sus características de escala y para mantener la eficiencia.

⁶¹ Benavides, J., Cadena, Á., González, J. J., Hidalgo, C., & Piñeros, A. (2018). Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada, P. 11-13.

⁶² En: https://www.capitalcolombia.com/index.php?sec=trm_precio_dolar_en_colombia&pag=ano&consulta=2022.

En ese contexto, el Ministerio de Minas y Energía fue reestructurado⁶³, se creó la Unidad de Planeación Minera y Energética (UPME) a partir de la Comisión Nacional de Energía en y, en 1994, se aprobó la “Ley de servicios públicos domiciliarios”⁶⁴, que crea y define la estructura del CREG; y la “Ley que establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional”⁶⁵, que establece los parámetros de calidad de la UPME, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

Gráfico 24. Estructura institucional – Sector Eléctrico Colombiano



Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

3.1.2. Ente Rector

La institución encargada de dirigir la política nacional en cuanto a minería, hidrocarburos e infraestructura energética es el Ministerio de Minas y Energía, cuyo titular es designado por el presidente. Desde el 7 de agosto de 2022 hasta la fecha de elaboración del presente documento, la titular del Despacho es Irene Vélez Torres.

Asimismo, le corresponde al Ministerio asegurar el uso más eficiente y eficaz de los recursos naturales no renovables, velando por la protección del ambiente, velando

⁶³ Decreto 2119 de 1992.

⁶⁴ Ley 142.

⁶⁵ Ley 143.

por su conservación, restauración y desarrollo sostenible de acuerdo a los criterios de la autoridad ambiental.

3.1.3. Aranceles

En el Arancel de Aduanas y otras disposiciones⁶⁶ se precisa que los derechos arancelarios corresponden a un porcentaje del valor de la importación (ad valorem) y que las exportaciones son libres de gravámenes salvo que existan disposiciones especiales sobre la materia.

Los aranceles que se aplican a los combustibles minerales y del gas son del 5%.

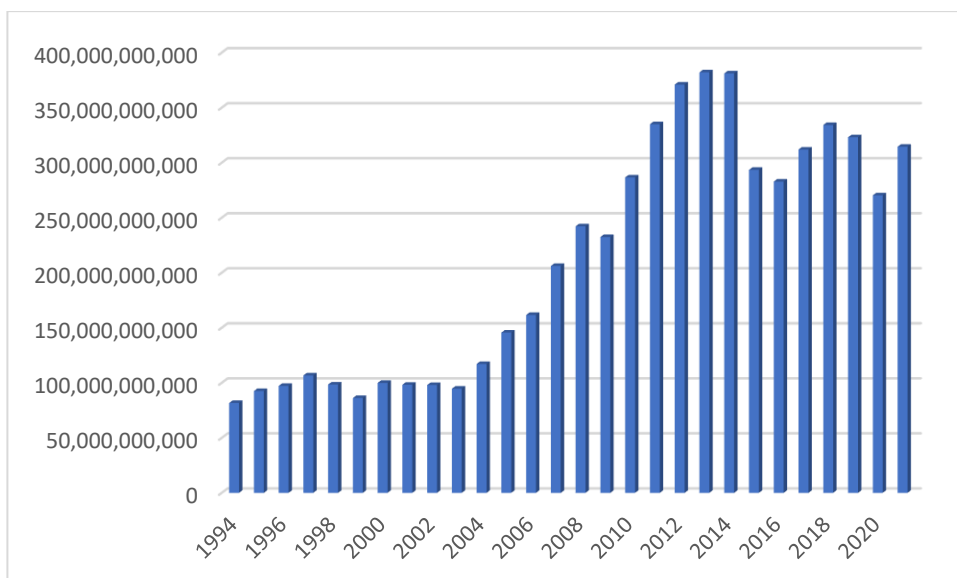
3.1.4. Contribución del Sector Minero al PBI nacional

De acuerdo con el Banco Mundial, el PBI en Colombia en 1960 fue de 4 mil millones de dólares aproximadamente, mientras que en 2021 fue de treientos catorce mil millones de dólares.

De 2012 a 2021 hubo una reducción del PBI en Colombia que pasó de treientos setenta mil millones de dólares a treientos catorce mil millones de dólares, como se puede advertir del gráfico siguiente.

⁶⁶ Decreto 1881 del 30 de diciembre de 2021 del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.

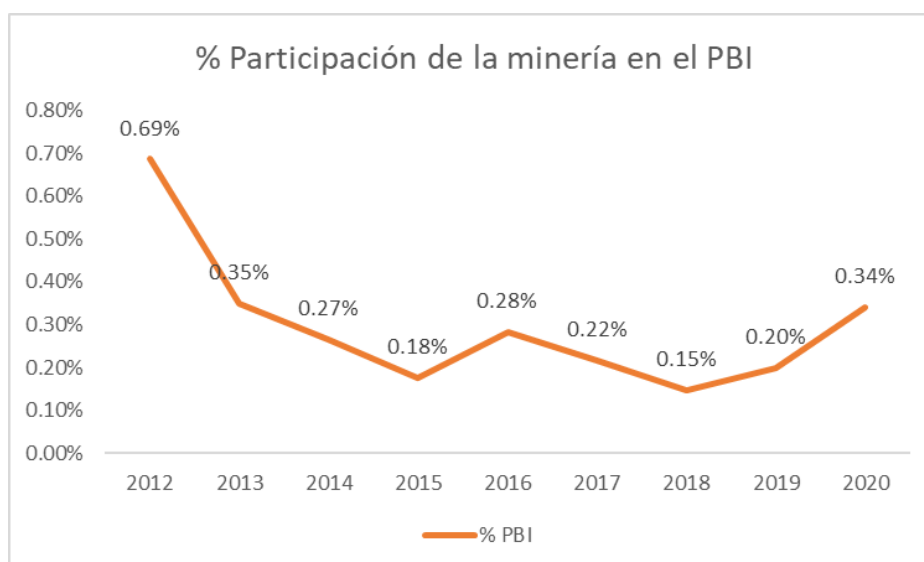
Gráfico 25. Evolución del PBI Anual en Colombia



Fuente: Banco Mundial.

Así mismo, de acuerdo con la información del Banco Mundial, con relación a la participación de la actividad minera en el PBI colombiano, este no excedió del 1% en el período desde el año 2012 hasta el año 2020, de acuerdo con la información que reporta el Banco Mundial como se puede advertir del gráfico siguiente:

Gráfico 26. Participación de la minería en el PBI de Colombia



Fuente: Banco Mundial.

3.1.5. Organismo Especializado en Planificación

La UPME es una unidad técnica y administrativa especial, con autonomía presupuestal, de contratación y administración de personal, tiene los objetivos planificar, apoyar y evaluar de manera integral el desarrollo de la minería y la energía, se encuentra adscrita al Ministerio de Minas y Energía al cual apoya en la formulación de políticas y regulaciones nacionales.

Adicionalmente, la UPME estructura los procesos de licitaciones pública, así como de la selección de los postores para la ejecución de obras del Sistema de Transmisión Nacional (STN) de Colombia, de igual manera, la selección del postor para cada proyecto, además de realizar el seguimiento a la ejecución de los proyectos de transmisión y distribución de la electricidad.

3.1.5.1. Principales Características

Como se ha señalado, la UPME significó un cambio de paradigma en Colombia, debido a la ineficiencia generada por el esquema público señalado y la necesidad de atender los requerimientos energéticos del país, se creó la UPME mediante la Ley 143 del año 1994, como el órgano especializado responsable de la planificación de los sectores minero energético para desarrollar y aprovechar los recursos mineros y energéticos en Colombia. Las principales características de esta institución son:

- Régimen jurídico especial. En materia de contrataciones y administración de personal, para simplificar su proceso de contratación además de aplicar los fideicomisos para administrar y ejecutar sus contratos, y asegurar el cumplimiento de sus objetivos, sin embargo, se establecieron mecanismos de control y estándares altos en la contratación para garantizar el cumplimiento de los principios de contratación del estado, como se puede apreciar del Reglamento Interno de Contratación de la Unidad de Planeación Minero-Energética⁶⁷.
- Autonomía. El artículo 13 de la Ley 143 establece que la UPME tiene autonomía presupuestal, mientras que el artículo 15 señala que se designará un

⁶⁷ Resolución 176 DE 2016, publicada en el Diario Oficial el 1 de abril de 2016

director general que cuente con las características siguientes, “*ser colombiano y ciudadano en ejercicio*”, contar con título universitario⁶⁸ y contar con preparación y experiencia técnica reconocida⁶⁹ por un período superior a seis (6) años.

- Recursos presupuestales. A su vez, el artículo 14 de la referida Ley señala que el presupuesto “...*será presentado al Ministerio de Minas y Energía para su incorporación en el mismo, su distribución anual se hará mediante resolución expedida por el Ministerio de Minas y Energía y refrendada por el director general de Presupuesto Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público...*”⁷⁰.
- Transparencia. En cumplimiento de la “Ley de Transparencia y del Derecho a la Información Pública Nacional”⁷¹ la UPME implementó una sección de transparencia⁷² en donde cualquier interesado puede conocer información de la institución como:
 - Información institucional.
 - Normativa.
 - Contratación.
 - Planeamiento, presupuesto e informes.
 - Trámites y servicios.
 - Participación.
 - Open data.
 - Información para grupos de interés.
 - Información específica que debe ser reportada por la entidad.

Al respecto, consideramos lo señalado por el profesor Quintanilla con relación a la autonomía de los organismos reguladores, que a efectos de optimizar su proceso de regulación⁷³, requiere contar con características como: independencia para prevenir que grupos de interés afecten sus decisiones; autonomía institucional para prevenir el riesgo

⁶⁸ “En ingeniería, economía o administración de empresas y estudios de posgrado”.

⁶⁹ “Haber desempeñado cargos de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector energético nacional o internacional”.

⁷⁰ Cabe agregar que este presupuesto está afectado a “la Empresa Colombiana de Petróleos -Ecopetrol-, por la Empresa Colombiana de Carbón -Ecocarbón-, Financiera Energética Nacional -FEN- e Interconexión Eléctrica S.A. -ISA- por partes iguales”, las cuales afectan esos presupuestos a las partidas correspondientes.

⁷¹ Ley 1712 de 2014.

⁷² En: <https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/Transparencia-y-Acceso-a-Informacion-Publica.aspx>

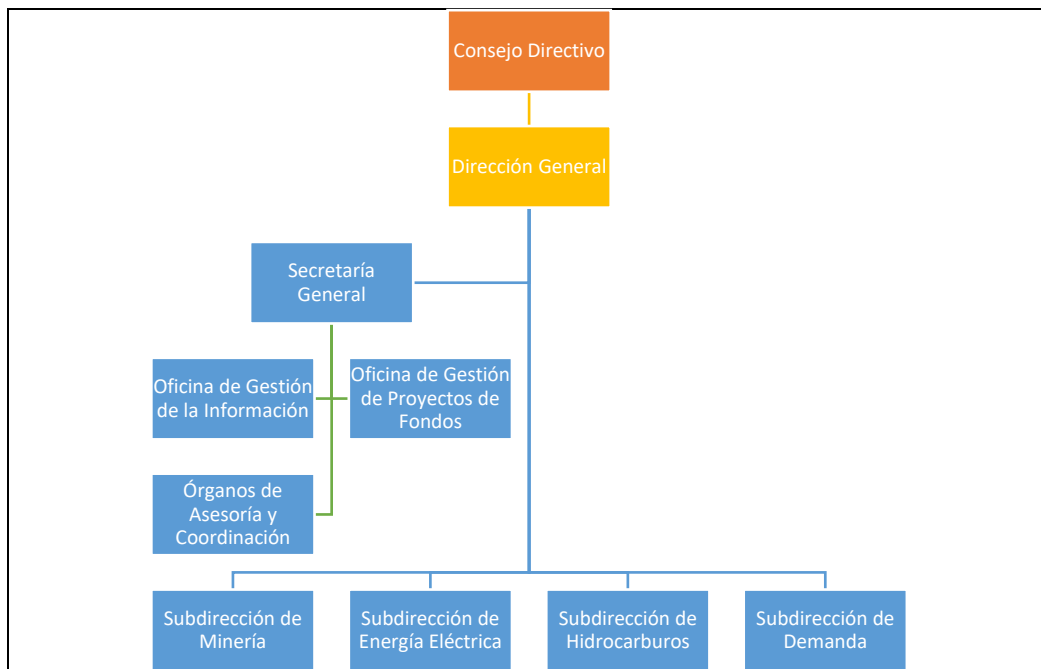
⁷³ En: Quintanilla Acosta, E. (2004). Autonomía institucional de los organismos reguladores: revisión de literatura.

de ser politizados y prevenir además ser capturados; y, autonomía presupuestal que le permita actuar eficaz y eficientemente previniendo que sus actos puedan ser condicionadas.

Así mismo, el profesor Quintanilla destaca la accountability como la capacidad del titular de la institución de responder por la gestión de la institución y la capacidad de hacer transparente la gestión, a través de reportes de gestión y de informes periódicos que permitan verificar los logros institucionales.

La estructura de la UPME está definida por el Decreto 1258 de 2013, como se puede advertir del gráfico siguiente:

Gráfico 27. Estructura Orgánica UPME



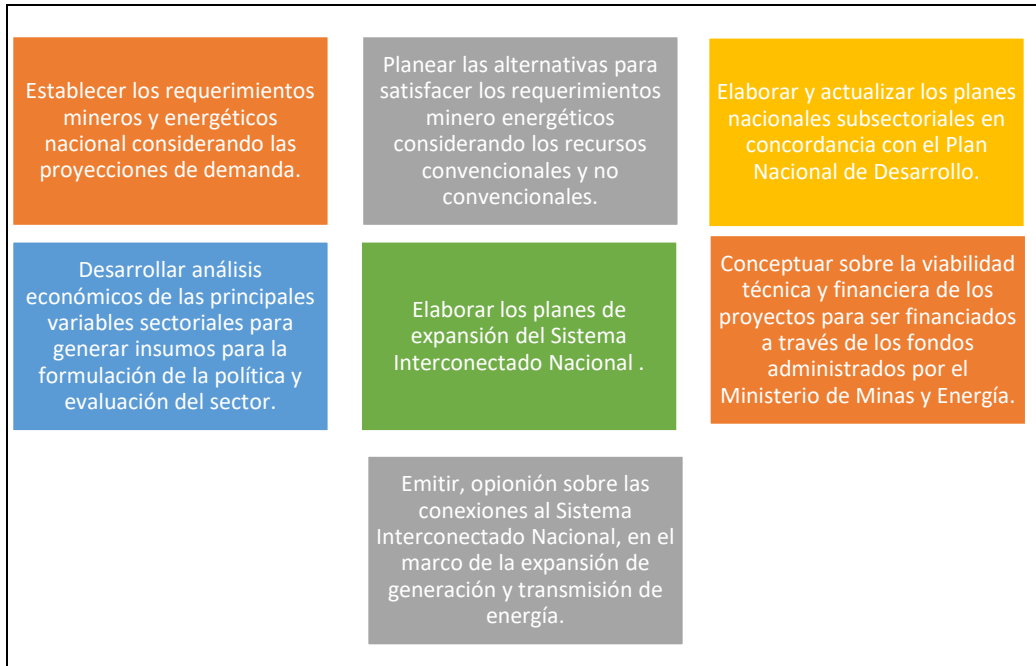
Elaboración: Propia.

Fuente: Decreto 1258 de 2013

3.1.5.2. *Funciones*

De acuerdo con el Decreto 1258 de 2013, como se puede apreciar en el gráfico siguiente tiene entre otras, las funciones siguientes.

Gráfico 28. Funciones UPME



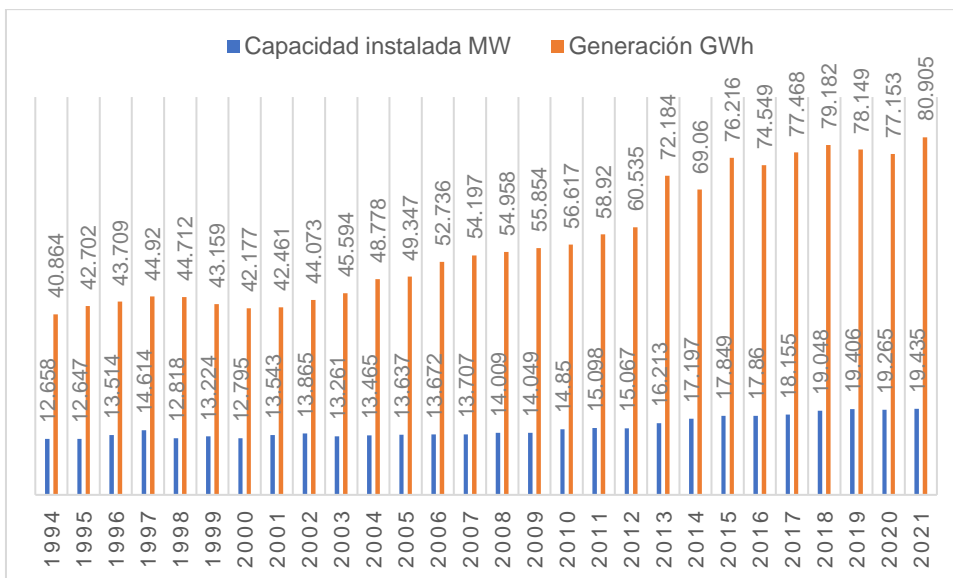
Elaboración: Propia.

Fuente: Decreto 1258 de 2013

3.1.5.3. *Desarrollo del sector eléctrico*

Desde la creación de la UPME hasta el año 2021, la capacidad instalada en Colombia ha crecido en un 65%, desde 12,658 MW en 1994 hasta 19,435 en 2021; mientras que la generación en el mismo período ha crecido en 98%, desde 40,864 GW en 1994 hasta 80,095 GW en 2021, como se puede apreciar del gráfico líneas abajo.

Gráfico 29. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 – 2021



Elaboración: Propia

Cuadro 12. Evolución de la Generación de Electricidad en Colombia

Evolución de la Generación de Electricidad en Colombia			
Ítem	Año	Capacidad Instalada MW	Generación GWh
1	1994	12.658	40.864
2	1995	12.647	42.702
3	1996	13.514	43.709
4	1997	14.614	44.92
5	1998	12.818	44.712
6	1999	13.224	43.159
7	2000	12.795	42.177
8	2001	13.543	42.461
9	2002	13.865	44.073
10	2003	13.261	45.594
11	2004	13.465	48.778
12	2005	13.637	49.347
13	2006	13.672	52.736
14	2007	13.707	54.197
15	2008	14.009	54.958
16	2009	14.049	55.854
17	2010	14.85	56.617
18	2011	15.098	58.92
19	2012	15.067	60.535
20	2013	16.213	72.184
21	2014	17.197	69.06

Evolución de la Generación de Electricidad en Colombia			
Ítem	Año	Capacidad Instalada MW	Generación GWh
22	2015	17.849	76.216
23	2016	17.86	74.549
24	2017	18.155	77.468
25	2018	19.048	79.182
26	2019	19.406	78.149
27	2020	19.265	77.153
28	2021	19.435	80.905

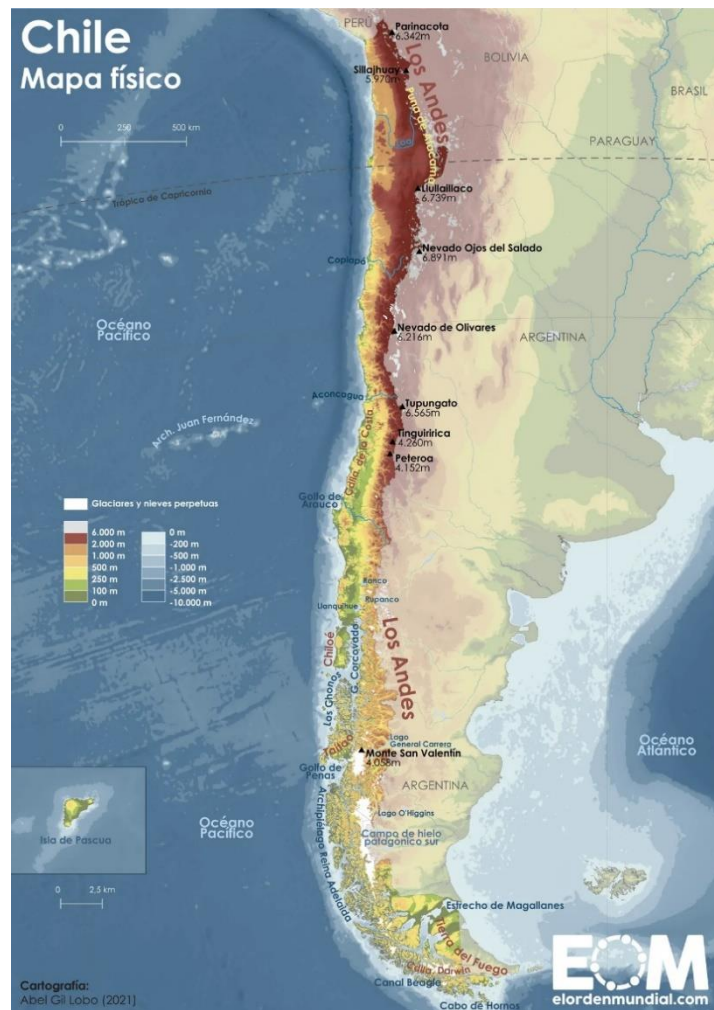
Elaboración: Expansión/Datosmacro (s. f.)

Como se puede advertir desde la creación de la UPME la capacidad de generación y la generación de energía eléctrica han incrementado, con una clara una tendencia a crecer, salvo la caída en la generación para los años 2019 y 2020 ocasionados por la pandemia, pero que se recupera en el año 2021.

3.2. Chile

Chile está localizado en la zona sur occidental de América del Sur, con una extensión territorial de alrededor de 756 626,4 km². Limita el océano Pacífico y con Perú, Bolivia y Argentina⁷⁴.

Gráfico 30. Mapa de Chile



Fuente: Gil Abel (2021)

En las últimas décadas, Chile experimentó un cambio significativo en su mercado eléctrico, lo cual implicó el aumento de su capacidad de generación y a la diversificación de fuentes de energía para generar electricidad.

Estructura del mercado eléctrico chileno

⁷⁴ En: <https://www.memoriachilena.gob.cl/602/w3-article-94271.html>

Dos segmentos componen el mercado eléctrico chileno: el mercado regulado y el mercado libre. El mercado regulado está dirigido a los clientes residenciales y pequeñas empresas con precios estables y predecibles, mientras que el mercado libre está destinado a grandes clientes comerciales e industriales que tienen la capacidad de elegir a su proveedor de energía y negociar precios.

En términos de generación de energía, el mercado eléctrico chileno es altamente diversificado. Las principales fuentes de energía son la hidroelectricidad, la energía térmica, la energía eólica y la energía solar. Chile cuenta con una extensa red de transmisión de alta tensión que conecta las centrales eléctricas con los centros de consumo.

La Red Eléctrica Chilena

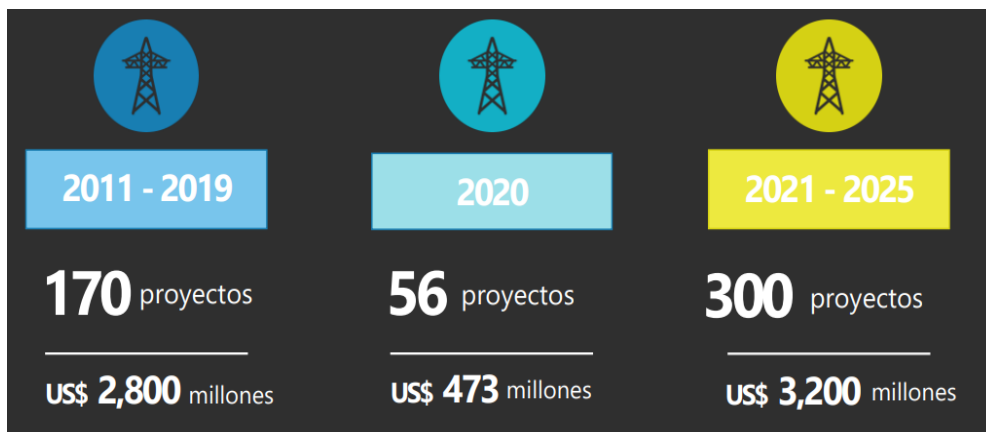
Los componentes del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile incluye instalaciones de generación eléctrica, transmisión y consumo que se extiende desde el norte en Arica hasta la Isla Grande de Chiloé en el sur, con 35.501 km de líneas de transmisión y capacidad instalada en el 2021 de 31.056 MW, correspondiendo 30.862 al SEN.

Gráfico 31. Líneas de Transmisión Eléctrica Chile



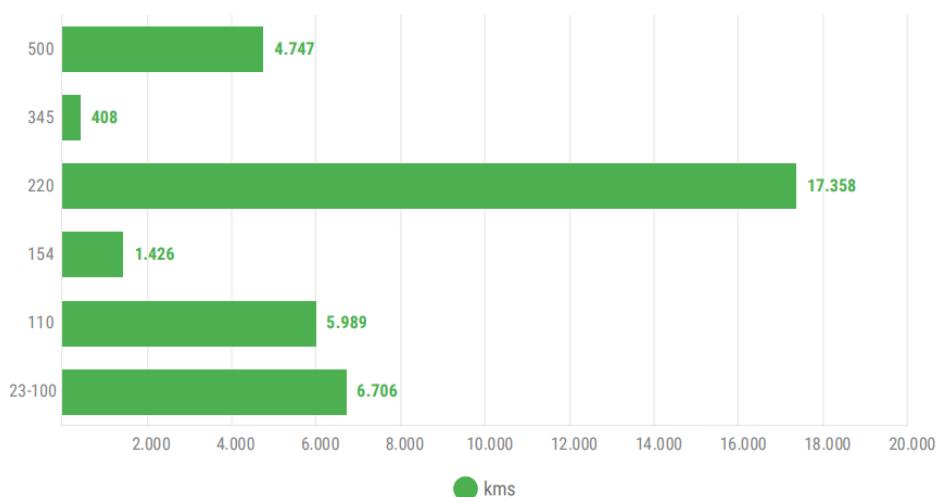
Fuente: CIGRE CHILE.

Gráfico 32. Evolución de la Inversión en Transmisión Eléctrica Chile



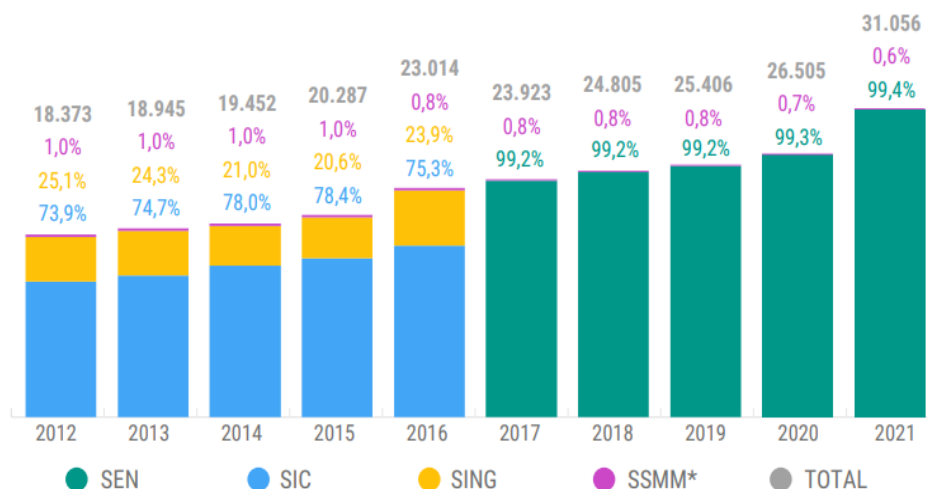
Fuente: CIGRE CHILE.

Gráfico 33. Kilómetros de Líneas de Transmisión Instaladas en el SEN por Tensión Nominal kV



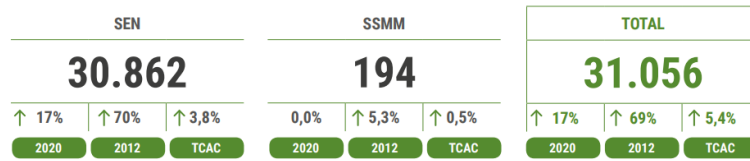
Fuente: Anuario Estadístico Energía 2021 - Consejo Nacional de Energía de Chile.

Gráfico 34. Capacidad Instalada de Generación Bruta



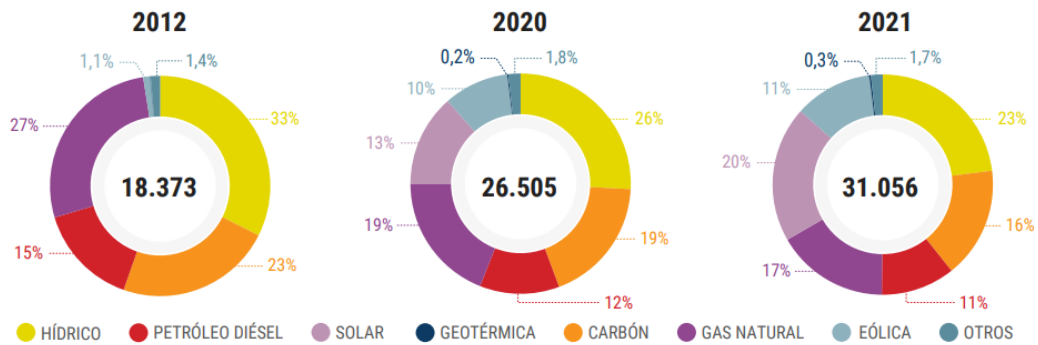
Fuente: Anuario Estadístico Energía 2021 - Consejo Nacional de Energía de Chile

Gráfico 35. Capacidad Instalada en el SEN y SSMM⁷⁵



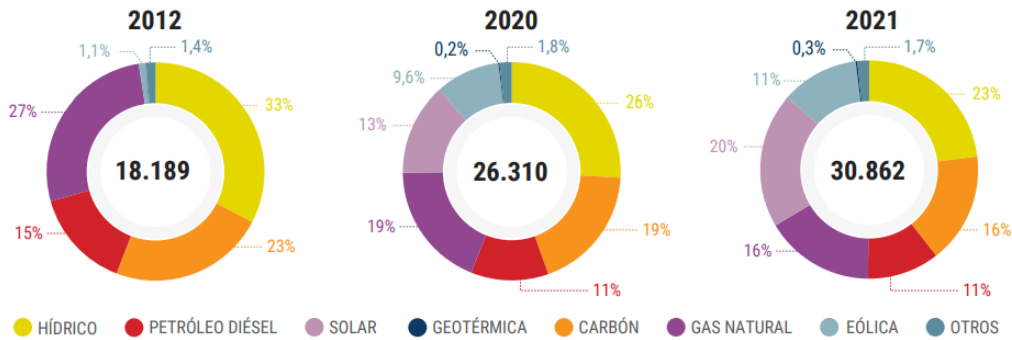
Fuente: Anuario Estadístico Energía 2021 - Consejo Nacional de Energía de Chile.

Gráfico 36. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica Bruta Nacional en MW



Fuente: Anuario Estadístico Energía 2021 - Consejo Nacional de Energía de Chile.

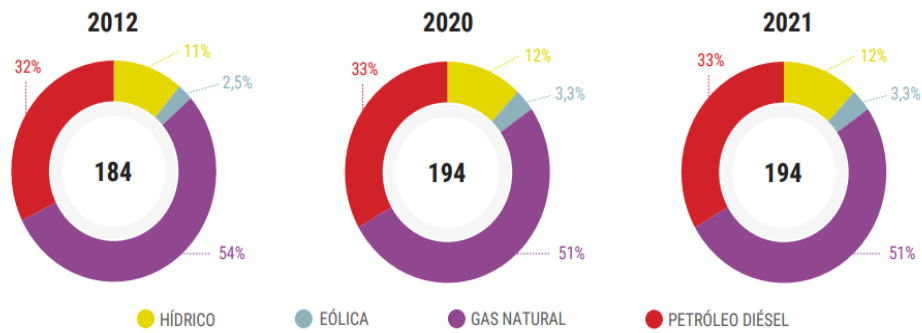
Gráfico 37. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica Bruta en el Sistema Nacional en MW



Fuente: Anuario Estadístico Energía 2021 - Consejo Nacional de Energía de Chile.

⁷⁵ Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos (SSSM), los cuales consideran la generación eléctrica en los sistemas medianos de Aysén, Magallanes y Los Lagos. No está considerada la generación bruta de energía en Isla de Pascua.

Gráfico 38. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica Bruta en los Sistemas Medianos en MW

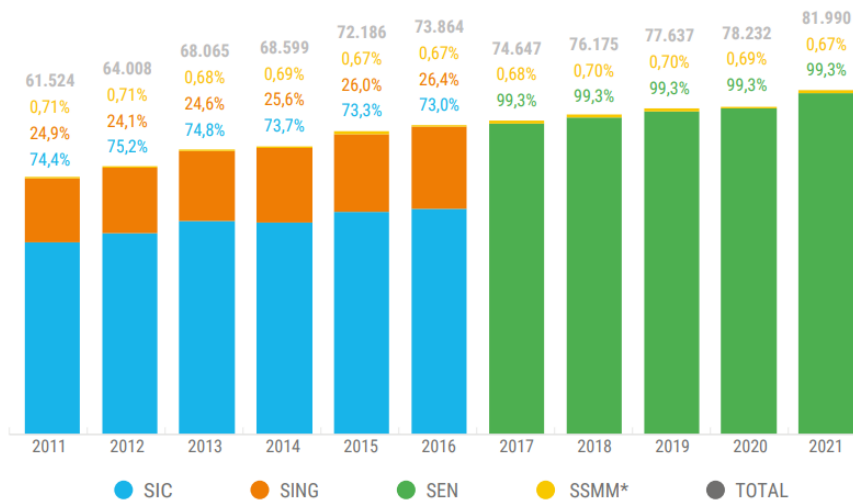


Fuente: Anuario Estadístico Energía 2021 - Coordinador Eléctrico Nacional de Chile.

Generación eléctrica

De acuerdo con el Consejo Nacional de Energía, el Anuario Estadístico de Energía 2021, en el año 2021 en el SEN se generó un total de 81,443 GWh, que equivale al 99,3% del total generado, distribuidos en: 55% termoeléctrica, 18% hidráulica y 27% de energía renovable no convencional, representando “un aumento del 4,8% respecto del año 2020, con una tasa de crecimiento anual compuesta de 2,9% durante los últimos 10 años 2020, con una tasa de crecimiento anual compuesta de 2,9% durante los últimos 10 años” (p.57).

Gráfico 39. Evolución de la Generación Eléctrica Bruta por Sistema en GWh

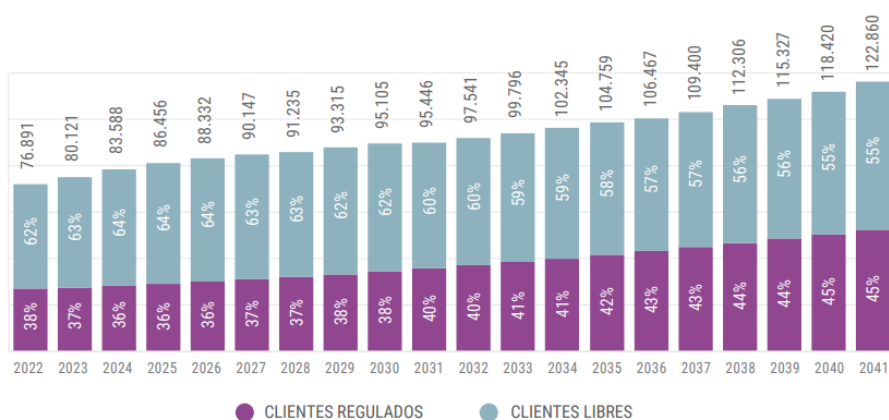


Fuente: Anuario Estadístico Energía 2021 - Consejo Nacional de Energía de Chile.

Proyección de Demanda

El CNE proyecta de forma anual la demanda considerando clientes libres y regulados, para la previsión de la demanda elabora dos informes, un Informe de Previsión de demanda y un Informe de Licitaciones, respectivamente, respectivamente. Siendo utilizada la información para los procesos que realiza “como la determinación de precios de nudo, fijación de cargos, procesos licitatorios, entre otros” (p.62).

Gráfico 40. Proyección de demanda



Fuente: Anuario Estadístico Energía 2021 - Consejo Nacional de Energía de Chile.

Desafíos del mercado eléctrico chileno

A pesar de sus avances diversificando sus fuentes de energía, el mercado eléctrico chileno enfrenta varios desafíos. Uno de los principales desafíos es la necesidad de mejorar la eficiencia energética y reducir el consumo de energía. A pesar de que Chile ha adoptado políticas y programas para fomentar la eficiencia energética, el consumo de energía sigue siendo alto.

Otro desafío importante es la necesidad de ampliar la capacidad de transmisión de energía para satisfacer la creciente demanda. A medida que la economía chilena se expande, la demanda de energía eléctrica también aumenta, lo que requiere una mayor inversión en infraestructura de transmisión de energía. Además, el mercado eléctrico chileno está expuesto a las fluctuaciones de precios del mercado mundial del petróleo, lo que puede afectar el equilibrio en los precios de la energía.

Oportunidades del mercado eléctrico chileno

A pesar de los desafíos con relación a la transformación de la matriz de generación eléctrica, que incluyen como indica Humberto Verdugo que “*la restricción que está en el sistema de transmisión, la estrechez hídrica, la dependencia de los combustibles fósiles, el sistema tarifario, y el desarrollo de energías renovables no convencionales al ritmo de los requerimientos energéticos presentes*”⁷⁶; que enfrenta el mercado eléctrico chileno, existen numerosas oportunidades para impulsar su crecimiento y desarrollo. Una de las principales oportunidades es el potencial de la energía renovable. Chile tiene un gran potencial para la energía solar y eólica, lo que puede ayudar a diversificar aún más la matriz energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.⁷⁷

Otra oportunidad son las tecnologías de almacenamiento de energía. La capacidad de almacenar energía es fundamental para garantizar la estabilidad del suministro de energía, especialmente en momentos de alta demanda o cuando las fuentes de energía renovable no están disponibles. El desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía puede ayudar a garantizar un suministro de energía estable y confiable.

3.2.1. Marco Normativo del Sector Eléctrico

Ley General de Servicios Eléctricos⁷⁸

La Ley General de Servicios Eléctrico de 1982 (Blanco, 2012), se dio en medio de un proceso de reforma, en el cual se redefinió la relación entre el Estado y la sociedad, cambiando las bases de la economía, partiendo de un “*Estado/benefactor*” que tenía diversos roles como: brindador de servicios, empresario, regulador y fiscalizador, caracterizado por su ineficiencia y problemas de presupuesto para cumplir con sus diversos roles.

La introducción de la Ley General de Servicios Eléctricos permitió:

- El libre acceso de los privados al negocio eléctrico.

⁷⁶ En: <https://www.revistaei.cl/2023/01/24/seminario-sobre-desafios-del-sector-energetico-para-2023-aborda-problemas-de-transmision-y-distribucion-e-impulso-a-ernc/>

⁷⁷ <https://www.bnamericas.com/es/noticias/crisis-energetica-agrava-desafios-que-enfrenta-el-sector-electrico-chileno>

⁷⁸ En 1982 se publicó en el Diario Oficial el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, que “Aprueba modificaciones al D.F.L. N° 4, de 1959, Ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica».

- Certeza jurídica, al delimitar las reglas a seguir por los particulares.
- La imposición de servidumbre en propiedad ajena para la construcción de instalaciones de transmisión eléctrica.

Se presentaron algunas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos:

- En 1999 se dictó la Ley N° 19,613 con el objetivo de “fortalecer el régimen de fiscalización del sector eléctrico”, a través del fortalecimiento de la fiscalización, aumento del monto de las multas y la eliminación de la “sequía o fallas de centrales eléctricas” como causales de caso fortuito o fuerza mayor⁷⁹.
- En 2004 se dictó la Ley N° 19,940 para regular sistemas de transporte, cambiar el régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos y actualizar la Ley General de Servicios Eléctricos
- En 2005 se dictó la Ley N° 20,018, que busca crear condiciones de estabilidad para los inversionistas en generación⁸⁰,
- En 2010 mediante Ley N° 20,402 se modifica la Ley de creación del Ministerio de Energía⁸¹.

Ley y plan de eficiencia energética⁸²

Esta Ley dispone la elaboración quinquenal de un Plan Nacional de Eficiencia Energética a cargo del Ministerio de Energía con la reducción de intensidad energética de al menos 10% en el 2030 con relación al 2019. Siendo los contenidos mínimos del Plan: *“eficiencia energética residencial; estándares mínimos y etiquetado de artefactos; eficiencia energética en la edificación y el transporte; eficiencia energética y ciudades inteligentes; eficiencia energética en los sectores productivos y educación y capacitación en eficiencia energética”*⁸³.

Siendo un paso clave para articular los esfuerzos y alcanzar la carbono neutralidad al 2050, y con la meta de reducir en más un 35% los gases de efecto invernadero.

⁷⁹ Que desincentivaron la inversión.

⁸⁰ Los generadores no convencionales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares, con excedentes de potencia inferior a 20.000 kilowatts, quedan exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal.

⁸¹ Decreto Ley N° 2,224 de 1978.

⁸² Ley N° 21,305, publicada el 13 de febrero de 2021.

⁸³ En: <https://energia.gob.cl/ley-y-plan-de-eficiencia-energetica>

3.2.2. Ente Rector

Como se indicó en los párrafos precedentes el ente rector del sector energía es el Ministerio de Energía creado mediante Decreto Ley N° 2,224 de 1978.

Con relación a la minería se creó el Ministerio de Minas⁸⁴ y a los pocos meses se cambió la denominación a Ministerio de Minería⁸⁵.

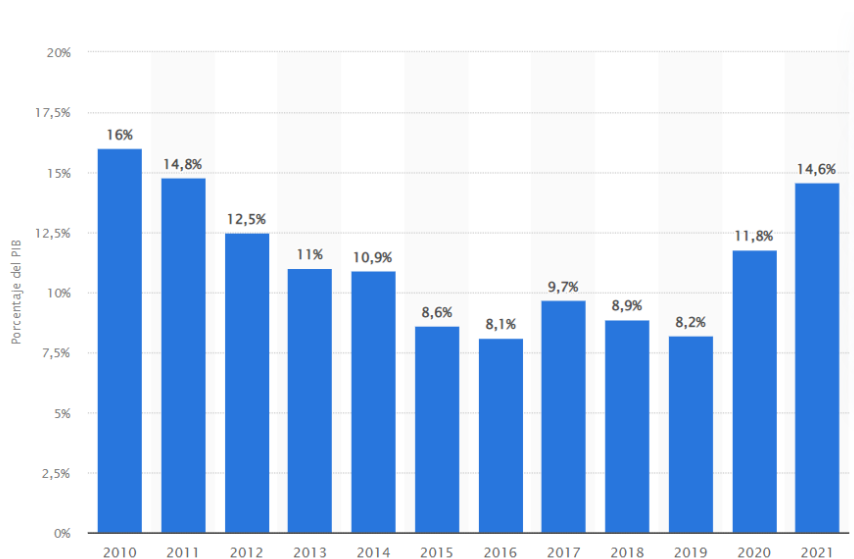
3.2.3. Aranceles

Los aranceles en Chile están en la Resolución Exenta N° 7258 del 26 de diciembre del 2014, en donde se precisa que los aranceles se aplican a las importaciones y son del orden del 6%.

3.2.4. Contribución del Sector Minero al PBI nacional

Participación del sector minero en el PBI de Chile de 2010 a 2021.

Gráfico 41. Contribución del Sector Minero en el PBI de Chile



Fuente: Statista (s. f.)

⁸⁴ Decreto con Fuerza de Ley N° 16, publicado el 21 de marzo de 1953.

⁸⁵ Decreto con Fuerza de Ley N° 231, publicado el 23 de julio de 1953.

3.2.5. Política Energética Nacional 2050

Mediante Decreto 148 publicado, publicado el 16 de febrero de 2016, Chile aprobó su Política Energética Nacional 2050, la cual fue producto de un proceso participativo a cargo del Ministerio de Energía que consideró tres segmentos de participación: un Comité Consultivo a nivel técnico y de expertos, mesas temáticas con los sectores involucrados en energía; y, una plataforma ciudadana para permitir la participación ciudadana.

La Política busca que hasta el año 2050 un porcentaje equivalente al 70% del total de generación eléctrica nacional provenga de energías renovables, esta política se actualiza cada cinco años y está sustentada en:

- Seguridad y calidad de suministro.
- Energía como motor de desarrollo.
- Compatibilidad con el medio ambiente.
- Eficiencia y educación energética.

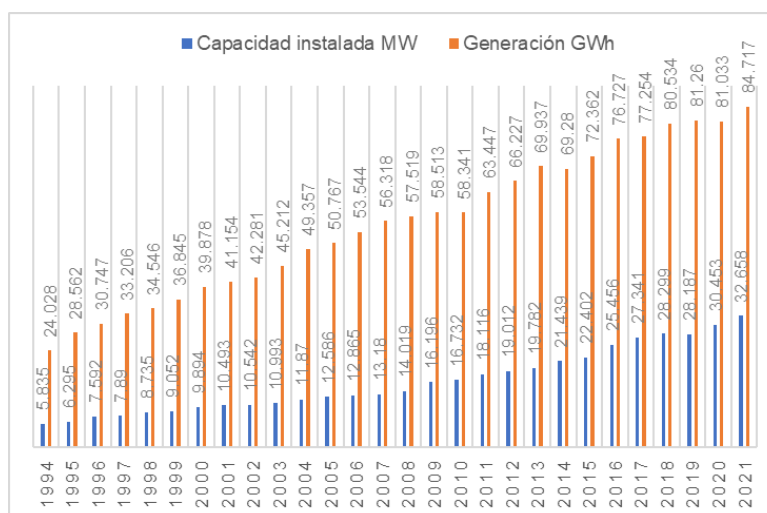
La política energética nacional fue actualizada en marzo del año 2022, a través de un proceso participativo de dos años a cargo del Ministerio de Energía, el mismo que ha desarrollado con la participación de diferentes actores del sector energético tales como: la ciudadanía, sociedad civil, ONGs, el sector público, el sector privado, la academia y miembros de los pueblos indígenas.

En la actualización se incluyen acuerdos que consideran un análisis de los cambios a nivel nacional y global, permitiendo revalidar la visión y consensos establecidos en la política.

3.2.5.1. Desarrollo del sector eléctrico

Desde el año 1994 hasta el año 2021 la capacidad de generación aumentó de 5,835 MW hasta 32,658 MW, es decir hubo un incremento de 460%; mientras que la generación incrementó desde 24,028 GWh hasta 84,717 GWh, lo cual implica un incremento del 253%.

Gráfico 42. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 – 2021



Elaboración: Propia

Cuadro 13. Evolución de la Generación de Electricidad en Chile

Evolución de la Generación de Electricidad en Chile				
Ítem	Año	Capacidad Instalada MW	Generación GWh	
1	1994	5.835	24.028	
2	1995	6.295	28.562	
3	1996	7.592	30.747	
4	1997	7.89	33.206	
5	1998	8.735	34.546	
6	1999	9.052	36.845	
7	2000	9.894	39.878	
8	2001	10.493	41.154	
9	2002	10.542	42.281	
10	2003	10.993	45.212	
11	2004	11.87	49.357	
12	2005	12.586	50.767	
13	2006	12.865	53.544	
14	2007	13.18	56.318	
15	2008	14.019	57.519	
16	2009	16.196	58.513	
17	2010	16.732	58.341	
18	2011	18.116	63.447	
19	2012	19.012	66.227	
20	2013	19.782	69.937	
21	2014	21.439	69.28	
22	2015	22.402	72.362	
23	2016	25.456	76.727	
24	2017	27.341	77.254	
25	2018	28.299	80.534	

Elaboración: Datos macro (s. f.)

3.3. Canadá

Gráfico 43. Mapa de Canadá



Fuente: Gil Abel (2020)

3.3.1. Marco normativo del Sector Eléctrico

Canadá está ubicado en el norte de América, limita en el norte con Alaska, en el oeste con el Océano Pacífico, en el sur con Estados Unidos y en el oeste con el Océano Atlántico, es una federación compuesta por diez provincias y tres territorios. La minería es en gran medida una actividad económica que se rige bajo una gobernanza regional en Canadá.

La normativa de Canadá está reglamentada en la Ley del Consejo Nacional de la Energía actualizada en agosto del 2019. Las nuevas reglamentaciones y las actualizaciones de las reglamentaciones existentes se están implementando a través de un enfoque por etapas.

Cada decisión u orden tomada por la Junta Nacional de Energía se considera que se ha tomado en virtud de la Ley Reguladora de Energía de Canadá y puede hacerse cumplir como tal. Todo certificado, licencia o permiso emitido por la Junta Nacional de

Energía se considera que ha sido emitido en virtud de la Ley Reguladora de Energía de Canadá.

3.3.2. *Ente rector*

La Planificación Eléctrica en Canadá esta encargada a la Agencia Canadiense de Planificación Eléctrica mediante la Comisión de Regulación de Energía de Canadá (CRE), la cual es una agencia federal independiente que tiene como objetivo regular y supervisar en los ámbitos de la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica en el país. Fue establecida en 1996 bajo la Ley de Regulación de Energía de Canadá y es responsable de garantizar que el suministro de energía eléctrica sea seguro, confiable y asequible para los canadienses. Esta agencia trabaja para proteger los intereses de los consumidores y promover la competencia en el mercado eléctrico.

Entre las responsabilidades de la CREC se encuentran la aprobación de tarifas de electricidad, la emisión de licencias y permisos para instalaciones eléctricas, la supervisión de la seguridad y el cumplimiento de la regulación y normatividad establecida para las empresas de servicios públicos.

La CRE tiene un papel importante en la planificación eléctrica y energética a largo plazo de Canadá, trabajando con otras organizaciones y gobiernos para asegurar que la infraestructura energética del país esté en línea con las necesidades presentes y futuras de los consumidores, así como de las políticas gubernamentales en materia de energía.

La CRE trabaja en estrecha colaboración con las provincias de Canadá para desarrollar políticas y regulaciones consistentes para promover la eficiencia, la confiabilidad y la seguridad del sistema eléctrico. También trabaja para garantizar que los consumidores tengan acceso a un suministro de electricidad seguro, confiable y a precios razonables.

Entre las principales funciones de la CRE se incluyen la emisión de licencias para generación y transmisión de energía eléctrica, la fijación de tarifas y precios para los servicios eléctricos, la supervisión de la seguridad, continuidad y la confiabilidad del sistema eléctrico, así como la promoción de la eficiencia energética y el desarrollo de fuentes de energía renovables.

3.3.3. *La Generación Eléctrica en Canadá*

En Canadá, la generación eléctrica es una combinación de diferentes fuentes de energía, entre las principales fuentes de energía utilizadas podemos para la generación de electricidad podemos mencionar:

1. **Hidroeléctrica:** La energía hidroeléctrica como principal fuente de energía utilizada para la generación de electricidad en Canadá. Representa alrededor del 60% de la capacidad instalada y del total de la producción de electricidad. Canadá cuenta con una gran cantidad de ríos y lagos, lo que la hace un país ideal para la producción de energía hidroeléctrica.
2. **Nuclear:** La energía nuclear es la segunda fuente más importante de energía eléctrica en Canadá. Representa alrededor del 15% de la capacidad instalada y del total de la producción de electricidad. Canadá cuenta con 18 reactores nucleares, que se encuentran en Ontario y New Brunswick.
3. **Combustibles fósiles:** La energía generada a partir de combustibles fósiles representa aún alrededor del 20% de la capacidad instalada y del total de la producción de electricidad en Canadá. La mayoría de la energía generada a partir de combustibles fósiles se produce teniendo como matriz de generación el gas natural.
4. **Energía renovable:** Canadá también cuenta con una creciente capacidad de generación de electricidad con fuentes energía renovables como la eólica, solar, geotérmica y de biomasa. En el año 2020, la generación eléctrica a partir de la energía renovable representaba aproximadamente el 8% de la capacidad instalada y del total de la producción de electricidad.

Como se puede advertir, la generación de electricidad en Canadá es una combinación de diferentes fuentes de energía, siendo la energía hidroeléctrica la fuente más importante, seguida de la energía nuclear y los combustibles fósiles. Además, la capacidad de generación de energía renovable está en constante crecimiento en el país. En Canadá se produce principalmente a partir de fuentes renovables y no renovables. Según la Agencia de Energía de Canadá, en 2020, la generación eléctrica total fue de 642.8 terawatts-hora (TWh), con la siguiente distribución por fuente de energía:

- Hidroeléctrica: 60.2% (386.7 TWh)
- Nuclear: 14.7% (94.5 TWh)
- Gas natural: 8.7% (55.8 TWh)
- Eólica: 6.6% (42.4 TWh)
- Biomasa: 2.2% (14.1 TWh)
- Carbón: 1.5% (9.7 TWh)

- Solar: 1.1% (7.1 TWh)
- Petróleo: 0.1% (0.5 TWh)

Como se puede ver, la generación hidroeléctrica es la fuente de energía más utilizada en Canadá, lo que se debe en parte a las abundantes fuentes de agua dulce del país. Además, la energía nuclear también juega un papel importante en la generación eléctrica canadiense, y se encuentra en segundo lugar en términos de porcentaje de producción.

En los últimos años, la energía solar y eólica han experimentado un rápido crecimiento en Canadá, gracias en parte a la disminución de los altos costos de producción y los incentivos gubernamentales para fomentar su uso. Sin embargo, las fuentes de combustibles fósiles, como el gas natural y el carbón, todavía se utilizan en menor medida, y se espera que su uso disminuya aún más en el futuro a medida que Canadá trabaje para alcanzar sus objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

3.3.4. La Minería en Canadá

La minería es una importante industria en Canadá y es un sector clave de la economía del país. Canadá es un importante productor mundial de una amplia gama de minerales, incluyendo oro, plata, cobre, zinc, níquel, hierro, uranio, potasa, diamantes y muchos otros; en ese sentido es el principal productor de uranio y potasa del mundo y es el segundo productor de níquel y cobre. En el país existen leyes y regulaciones estrictas destinadas a garantizar que la actividad minera sea realizada de manera responsable y sostenible.

Algunas de las principales empresas mineras en Canadá incluyen Barrick Gold, Teck Resources, First Quantum Minerals, Cameco y Vale Canada, entre otras. Estas empresas operan minas en todo el país, desde las regiones árticas y subárticas del norte hasta las provincias del este y oeste de Canadá.

En general, la minería en Canadá es vista como una industria importante y estratégica para el país, pero también es una industria que enfrenta muchos desafíos y controversias en relación con su impacto ambiental y social. Al ser considerado un sector importante para la economía del país y en el año 2018 contribuyó con el 5% del PIB. La industria minera canadiense emplea a más de 400,000 personas en todo el país y genera ingresos por más de 100 mil millones de dólares canadienses cada año. La

mayoría de las empresas mineras canadienses son de propiedad privada, aunque algunas son propiedad del gobierno y otras son públicas.

Gráfico 44. Evolución del PBI en Canadá



Fuente: Trading Economics (s. f.)

3.3.5. Aranceles

De acuerdo con la tarifa de aduanas, el arancel promedio en Canadá es del 4.8%. Los bienes más protegidos son el alimentario con 30% y el textil con 18%.

3.3.6. Contribución del Sector Minero al PBI nacional

El PBI de Canadá en el 2020 fue de \$1,650,000,000,000.00 (Un billón seiscientos cincuenta mil millones y 00/100 US\$), y el aporte de la minería fue de \$49,500,000,000.00 (Cuarenta y nueve mil quinientos millones y 00/100 US\$).

3.3.7. Órgano Especializado en Planificación

La agencia encargada de la planificación eléctrica en Canadá es la Regulador de Energía de Canadá (en inglés, Canadá Energy Regulator, CER). Anteriormente se denominaba Comisión Nacional de Energía (en inglés, National Energy Board, NEB).

Como antecedente, la CER es una agencia independiente del gobierno de Canadá que tiene como objetivo regular y supervisar los aspectos relacionados con la energía

en el país. La CER tiene el mandato de promover la eficiencia energética, el uso responsable de los recursos energéticos y la seguridad y protección del medio ambiente.

Entre las principales responsabilidades de la CER se encuentran la regulación de la producción, el transporte y la distribución de energía eléctrica y gas natural, la supervisión del mercado de energía y la promoción de la innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías y recursos energéticos. La CER también se encarga de establecer políticas y programas para fomentar el uso de energías renovables y por consiguiente la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La CER se rige por la Ley de Energía de Canadá y está compuesta por un presidente y hasta cuatro miembros designados por el gobierno federal. La agencia tiene su sede en Ottawa y cuenta con oficinas en diversas regiones del país para garantizar una presencia y una atención adecuada a las necesidades de las comunidades locales.

La CER supervisa y regula la industria energética de Canadá. Se encarga de regular la producción, el transporte y la distribución de energía, incluyendo la electricidad, el petróleo y el gas natural.

La planificación eléctrica en Canadá se lleva a cabo a nivel provincial y territorial, por lo que cada jurisdicción tiene su propia entidad encargada de la planificación y la regulación eléctrica. En Ontario, por ejemplo, la Comisión de Energía de Ontario es responsable de la planificación eléctrica, mientras que, en Quebec, es la Régie de l'énergie quién se encarga.

En Canadá, la planificación de la generación eléctrica es responsabilidad de las provincias y territorios individuales, en lugar del gobierno federal. Por lo tanto, cada provincia y territorio tiene su propia política y regulaciones en cuanto a la planificación de la generación eléctrica.

Sin embargo, hay algunas políticas nacionales que se aplican a la generación eléctrica en todo el país. Una de ellas es la Política energética de Canadá de 2019, que establece algunos objetivos para el sector eléctrico del país, entre ellos:

1. Dar celeridad hacia la transición en una economía de bajas emisiones de carbono reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero por generación de energía eléctrica en un 90% para 2030.
2. Incrementar y fomentar la participación de las fuentes de energías renovables en el suministro de energía, especialmente de la energía hidroeléctrica y eólica.

3. Promover la innovación en tecnologías limpias, apoyar las iniciativas de investigación y desarrollo de tecnologías avanzadas de energía limpia.
4. Asegurar la seguridad y la fiabilidad del suministro eléctrico en todo el país.
5. Fomentar la colaboración entre las provincias y territorios, y el gobierno federal para garantizar la coordinación y la eficacia en la planificación de la generación eléctrica.
6. En Canadá, la planificación de la generación eléctrica es responsabilidad de cada provincia y territorio, ya que el suministro de energía eléctrica es gestionado en gran medida por los gobiernos provinciales. Sin embargo, el gobierno federal tiene un papel importante en la promoción de políticas energéticas sostenibles y en la regulación del sector eléctrico a nivel nacional.
7. En general, la planificación de la generación eléctrica en Canadá se basa en una combinación de fuentes de energía, que incluyen hidroeléctrica, nuclear, eólica, solar, térmica a gas y biomasa. Cada provincia y territorio tiene su propia combinación de fuentes de energía, que depende de factores como la disponibilidad de recursos naturales, la demanda de energía y las políticas gubernamentales.

Canadá tiene un conjunto de políticas y regulaciones para la planificación de la generación eléctrica que tienen en cuenta factores como la seguridad energética, la eficiencia, la sostenibilidad y la innovación. A continuación, se presentan algunas de las políticas clave relacionadas con la planificación de la generación eléctrica en Canadá:

1. Política de energía limpia: En 2016, el gobierno federal de Canadá presentó una política de energía limpia para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético en Canadá. La política establece un objetivo para que el 90% de la electricidad generada en Canadá sea libre de emisiones de carbono para 2030.
2. Ley de Energía Verde: La Ley de Energía Verde de Ontario es una ley que establece objetivos y requisitos de generación de energía renovable en la provincia de Ontario. La ley establece un objetivo de generación de energía renovable del 50% para 2025.
3. Regulaciones sobre el carbón: En 2018, el gobierno federal de Canadá anunció que prohibiría la construcción de nuevas centrales eléctricas de carbón y

eliminaría gradualmente la generación de electricidad a partir de carbón en todo el país para 2030.

4. Programas de incentivos: El gobierno de Canadá ha establecido varios programas de incentivos para promover la inversión en energía renovable y la eficiencia energética. Por ejemplo, el programa Clima Acción de Canadá proporciona financiamiento para proyectos que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero en Canadá.
5. Planificación a largo plazo: Las empresas eléctricas y los reguladores provinciales y territoriales de Canadá deben elaborar planes a largo plazo para la generación y distribución de energía. Estos planes deben incluir objetivos de generación de energía renovable y reducción de emisiones, así como una evaluación de las necesidades futuras de energía y las opciones de generación.

En resumen, Canadá tiene políticas y regulaciones sólidas para la planificación de la generación eléctrica que tienen como objetivo fomentar la energía limpia, la eficiencia energética y la sostenibilidad.

En términos de políticas, el gobierno federal ha establecido objetivos ambiciosos para la transición hacia una economía baja en carbono y ha implementado medidas para promover la eficiencia energética y la energía renovable en todo el país. Además, existen varios programas gubernamentales que ofrecen incentivos financieros y fiscales para proyectos de energía limpia, así como medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético.

En resumen, la planificación de la generación eléctrica en Canadá es una responsabilidad compartida entre el gobierno federal y las provincias y territorios, y se basa en una combinación de fuentes de energía que varía según la región. La política gubernamental se centra en promover la energía renovable y la eficiencia energética, así como en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

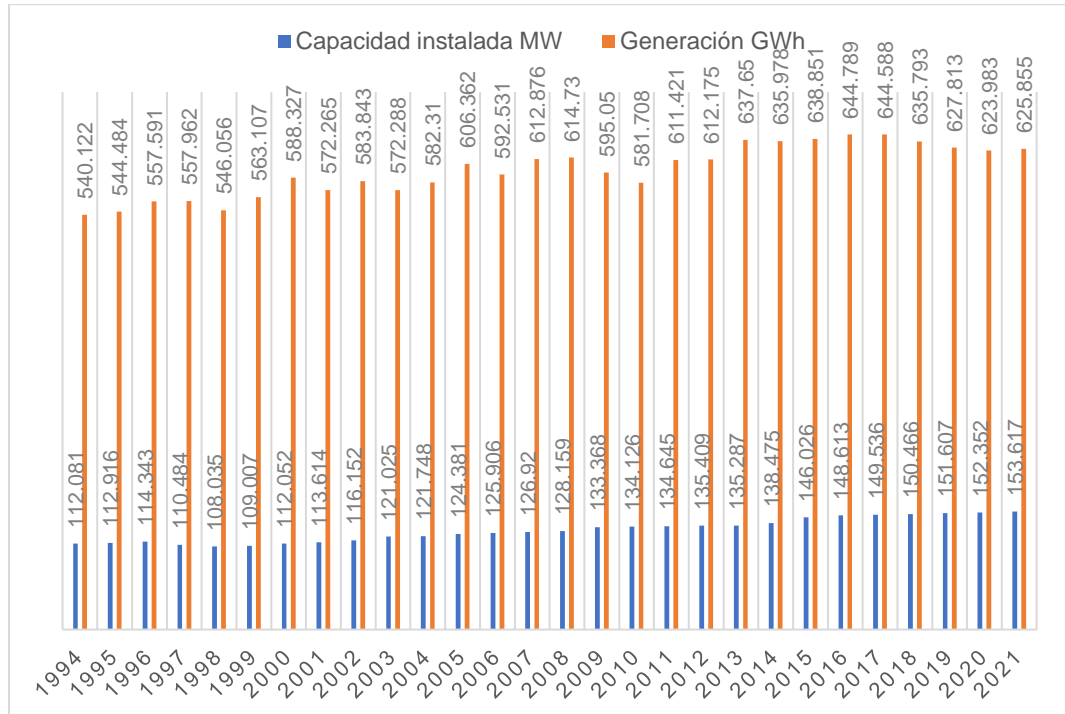
El trabajo se completó a principios de 2020. El nuevo plan estratégico ha sido una fuerza impulsora para la asociación desde su adopción por parte de la Junta Directiva de Electricity Canada en junio de 2020.

3.3.7.1. *Desarrollo del sector eléctrico*

Desde el año 1994 hasta el año 2021 la capacidad de generación aumentó de 103,652 MW hasta 153,617 MW, es decir hubo un incremento de 37%; mientras que la

generación incrementó desde 588,327 GWh hasta 625,855 GWh, lo cual implica un incremento del 8%, lo cual implica una mejora en la eficiencia energética.

Gráfico 45. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 – 2021



Elaboración: Propia

Cuadro 14. Evolución de la Generación de Electricidad en Canadá

Evolución de la Generación de Electricidad en Canadá				
Ítem	Año	Capacidad Instalada MW	Generación GWh	
1	1994	112.081	540.122	
2	1995	112.916	544.484	
3	1996	114.343	557.591	
4	1997	110.484	557.962	
5	1998	108.035	546.056	
6	1999	109.007	563.107	
7	2000	112.052	588.327	
8	2001	113.614	572.265	
9	2002	116.152	583.843	
10	2003	121.025	572.288	
11	2004	121.748	582.31	
12	2005	124.381	606.362	
13	2006	125.906	592.531	
14	2007	126.92	612.876	

Evolución de la Generación de Electricidad en Canadá			
Ítem	Año	Capacidad Instalada MW	Generación GWh
15	2008	128.159	614.73
16	2009	133.368	595.05
17	2010	134.126	581.708
18	2011	134.645	611.421
19	2012	135.409	612.175
20	2013	135.287	637.65
21	2014	138.475	635.978
22	2015	146.026	638.851
23	2016	148.613	644.789
24	2017	149.536	644.588
25	2018	150.466	635.793
26	2019	151.607	627.813
27	2020	152.352	623.983
28	2021	153.617	625.855

Elaboración: Datosmacro (s. f.)

3.4. Brasil

Es el quinto país más extenso del mundo y el primero de América Latina, tiene una extensión de más 8,5 millones de km², con tres unidades fisiográficas: “*el gran macizo brasileño que cubre los dos tercios meridionales del país, caracterizado por amplias mesetas y cordilleras muy erosionadas; la cuenca del Amazonas, que ocupa la mayor parte del tercio norte y que se caracteriza por ser una amplia depresión; y el macizo guayanés o de las Guayanas, en el extremo norte del país*”⁸⁶.

Gráfico 46. Mapa de Brasil



Fuente: Gil Abel (2021)

Vieira y otros (1999) refieren que en la década de los noventa Brasil fue objeto de un proceso de liberalización en el mercado de la energía eléctrica, que inició en el año 1990 con la promulgación de la Ley N° 8031 del 12 de abril del mismo año que tenía como principal objetivo la privatización para conseguir recursos para afrontar la deuda pública. Sin embargo, de acuerdo con los autores, este proceso se dio sin una regulación adecuada que permitió que los inversionistas mejoraran su rentabilidad, a través del mejoramiento de su posición de dominio del mercado pero que no redundó en la mejora

⁸⁶ <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/mapa-fisico-brasil/>

de la calidad del servicio y que tuvo como resultado una crisis y el racionamiento de energía en el año 2001.

Con relación a la minería, María Laura Barreto y otros (2002) señalan que la actividad minera inició en el siglo XVII con la explotación de oro, actividad que duro un siglo y durante este período Brasil se convirtió en el primer productor de oro, en el presente la actividad minera continúa, enfrentándose a retos ambientales y sociales.

3.4.1. Marco Normativo del Sector

El sector eléctrico en Brasil tiene como objetivo fundamental garantizar el suministro de energía eléctrica que demandan sus usuarios buscando la optimización de tarifas, considerando el desafío de diseñar, construir, mantener y operar una infraestructura eléctrica de generación, transmisión y distribución acorde a las necesidades del país.

La matriz de generación eléctrica es mayormente hidroeléctrica, representando el 64% de la capacidad instalada del país, seguida de la generación termoeléctrica (gas natural, carbón mineral, combustibles fósiles, biomasa y combustible nuclear), con una participación del 22%. Mientras que el 14% de la generación restante es suministrada desde fuentes renovables, provenientes de generación de plantas de energía eólica y de la importación de energía de otros países.

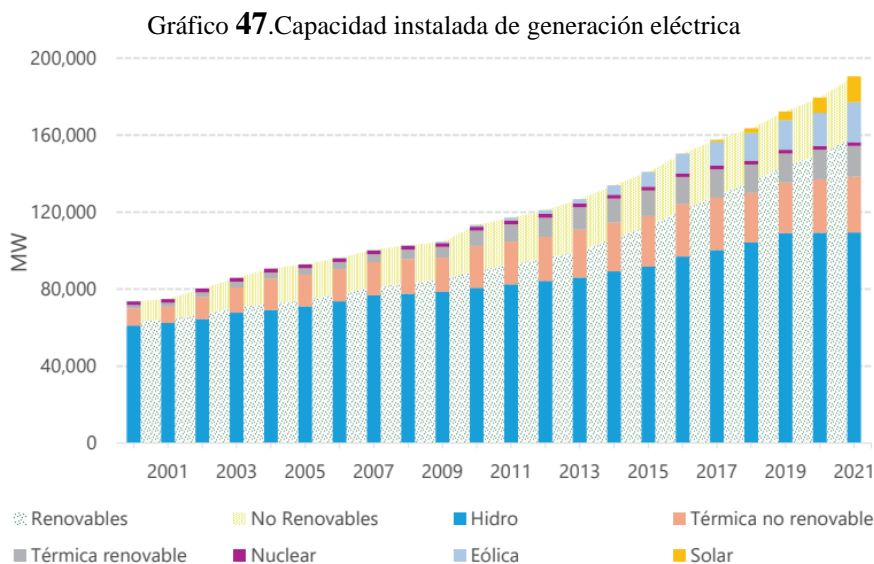
El modelo de operación del sistema eléctrico brasileño es de distribución centralizado a través de un Operador Nacional del Sistema (ONS), que gestiona los centros de generación, así como las instalaciones de transmisión (líneas, subestaciones y demás equipos), permitiendo el intercambio de la energía producida en todas las regiones, excepto en los sistemas aislados, situados principalmente en la región norte. El sistema de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN); es una gran red de transmisión de más de 100,000 kilómetros (km) de extensión.

Generación de energía:

Las fuentes de generación eléctrica son predominantemente hidroeléctricas, Brasil también enfrenta retos en el proceso de transición energética debido a la participación de fuentes de energía intermitente.

“En abril de 2020, había en Brasil 875 centrales hidroeléctricas, 615 parques eólicos, 114 plantas fotovoltaicas y 401 centrales termoeléctricas (286 de las cuales eran plantas de biomasa)”⁸⁷.

Con relación a la capacidad instalada en el SIN, en el 2001 fue de 78,809 MW y en 2021 fue de 204,909 con un crecimiento del 259%:

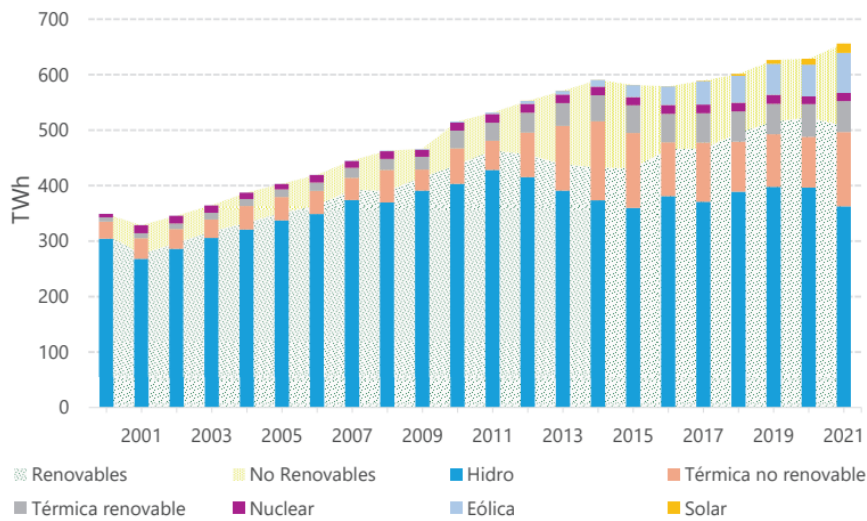


Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2022. OLADE.

Por otro lado, la generación de energía eléctrica también incremento en ese período de 323,168 GW en el 2001 a 662,595 GW en el 2021, con un incremento de 205%, como se puede advertir del gráfico siguiente:

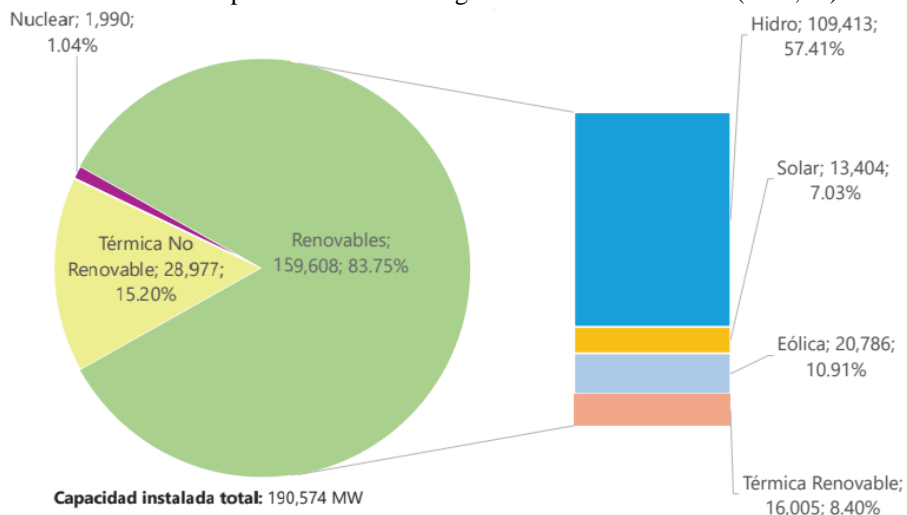
⁸⁷ En: <https://www.metron.energy/cs/blog/panorama-del-mercado-energetico-de-la-energia-en-el-brasil/>

Gráfico 48. Generación eléctrica



Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2022. OLADE

Gráfico 49. Capacidad Instalada de generación eléctrica 2021 (MW; %)



Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2022. OLADE.

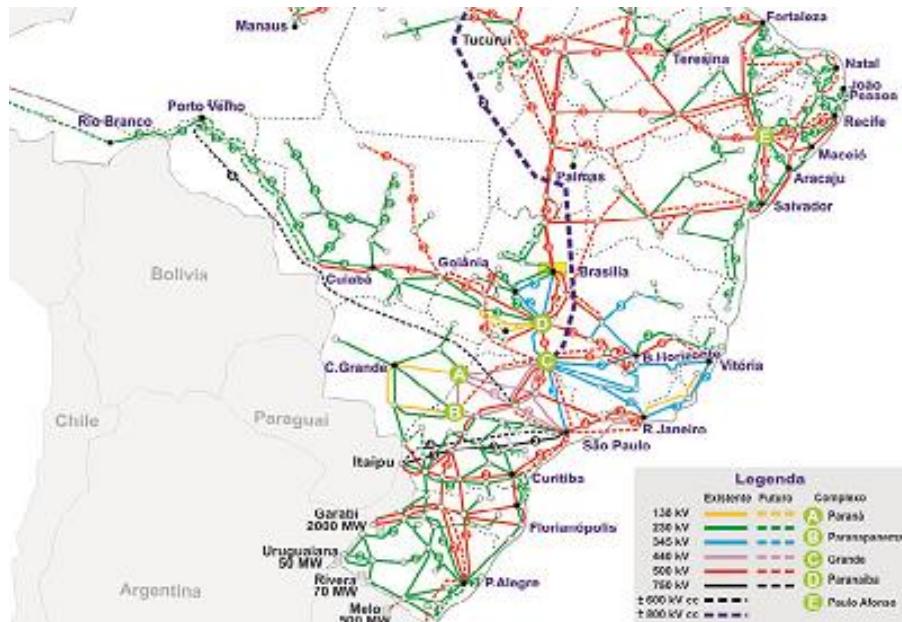
Transmisión

Un país con la extensión geográfica de Brasil requiere un sistema de transmisión eléctrica robusto, extenso y confiable, con una extensión de 141,756 km de Líneas de Transmisión.

“El SIN se compone de cuatro subsistemas: sur, sudeste/centro-oeste, noreste y la mayor parte de la región norte. (...) La línea que divide cada submercado está determinada por los límites de intercambio presentes en el sistema de transmisión.

La operación y mantenimiento de las líneas de transmisión se realiza con contratos de concesión a 30 años que son remunerado a través de la Recaudación Anual Permitida y pagado por todos los usuarios del SIN.

Gráfico 50. Líneas de transmisión



Fuente: <https://www.metron.energy/es/blog/panorama-del-mercado-energetico-de-la-energia-en-el-brasil/>

3.4.2. Ente Rector

El Ministerio de Minas y Energía (MEM), es el organismo federal que conduce las políticas energéticas del país.

3.4.3. Aranceles

Los aranceles que se aplican a los minerales son del 6%⁸⁸.

3.4.4. Contribución del Sector Minero al PBI nacional

El PBI en el período 1996 – 2021 creció en promedio 2.13%, siendo su pico más alto en el año 2010 con 7.5%, mientras que su rendimiento más bajo se dio en el año

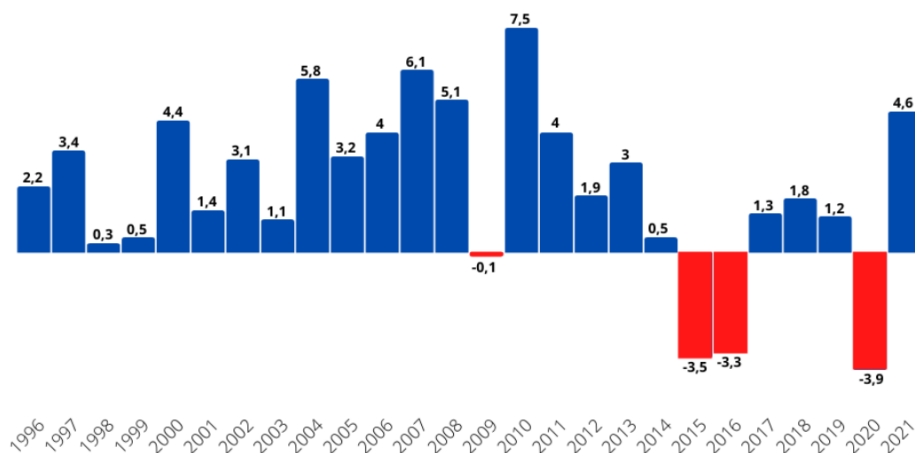
88

En:

<https://wits.worldbank.org/CountryProfile/es/Country/BRA/StartYear/2015/EndYear/2019/TradeFlow/Import/Partner/wld/Produc/t/All-Groups/indicador/AHS-MXMM-RT>

2020 con -3.9%, que podría ser imputado a las consecuencias de la pandemia de la COVID-19, cuyo detalle se puede apreciar en el gráfico siguiente:

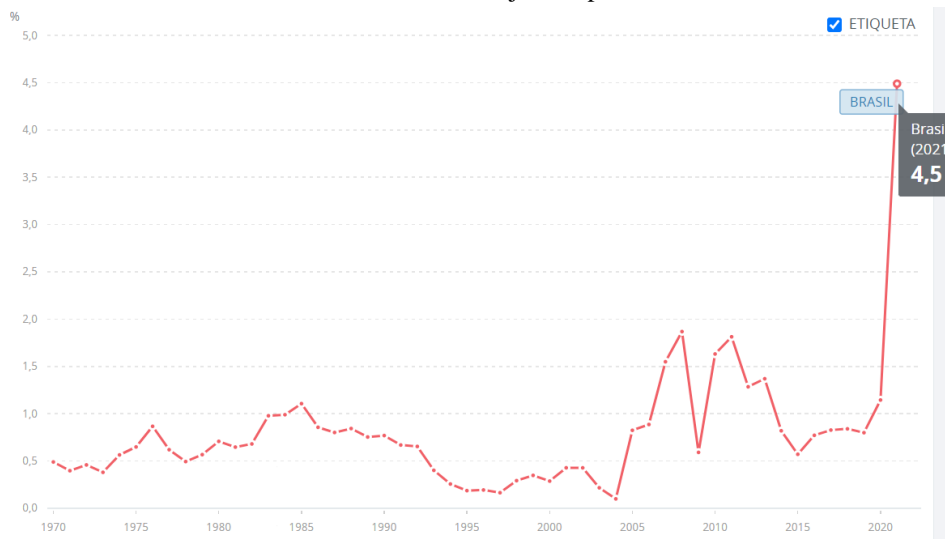
Gráfico 51. Evolución Anual del PIB Brasil 1996 - 2021



Fuente: <https://www.ibge.gov.br/>

Por otro lado, la contribución de la minería con relación al PBI en el período 1996 – 2020 fue en promedio de 0.97%, siendo su pico más alto en el año 2020 con 4.5%, mientras que su rendimiento más bajo se produjo en los años 1996, 1997 y 2003 con 0.2%.

Gráfico 52. Rentas Mineras: Porcentaje de Aporte de Minería en Brasil



Fuente: <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MINR.RT.ZS?locations=BR>

3.4.5. Organismo Especializado en Planificación

La EPE es el Organismo Especializado en Planificación e investigación energética en Brasil, tiene como objetivo apoyar las políticas energéticas planteadas por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil, mediante investigaciones y estudios acerca de la planificación energética, los mismos que incluyen electricidad, petróleo, gas natural y sus derivados y biocombustibles, desde los aspectos de ingeniería, económicos-financieros, políticas y normatividad medio ambiental.

La EPE fue creada mediante la Ley N° 10.847, el 15 de marzo de 2004, es un organismo 100% estatal, creado con el objetivo de asegurar las bases para el desarrollo sostenible de la infraestructura energética del país. Su principal rol desde su creación es consolidar la implementación de las políticas energéticas del país, alineados en el ámbito del Consejo Nacional de Política Energética y el Ministerio de Minas y Energía, con una muy articulada relación con los demás agentes y operadores del mercado eléctrico brasileño.

“Uno de los principales factores para la creación de la EPE fueron los racionamientos y apagones ocurridos a principios de la década (2000 y 2001, ver Escândalo do apagão), atribuidos en parte a la falta de planificación. EPE es una entidad independiente, no subordinada a ninguna empresa, únicamente vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Atribuciones de la Empresa de Pesquisa Energética - EPE:

La EPE no restringe sus funciones sólo al sector eléctrico, sino a toda el área energética, y sus atribuciones son:

Presentar al Consejo Nacional de Política Energética, anualmente, los Planes Decenales de Expansión del Sector Energético, y cada dos años, los Planes Energéticos Nacionales de Largo Plazo, así como, en cualquier momento, otros estudios que sean de interés para CNPE para el ejercicio de sus atribuciones, de conformidad con el Decreto N° 6327 del 27 de diciembre de 2007⁸⁹:

- *“Realizar estudios y proyecciones de la matriz energética brasileña;*
- *Elaborar y publicar el balance energético nacional;*

⁸⁹ En: https://pt.wikipedia.org/wiki/Empresa_de_Pesquisa_Energ%C3%A9tica

- *Identificar y cuantificar los recursos energéticos potenciales;*
- *Apoyar y participar en articulaciones relacionadas con el uso energético de ríos con países vecinos;*
- *Realizar estudios para determinar el aprovechamiento óptimo del potencial hidráulico;*
- *Obtener la licencia ambiental preliminar y la declaración de disponibilidad de agua requeridas para las licitaciones de proyectos de generación hidroeléctrica y transmisión eléctrica, seleccionados por la EPE;*
- *Elaborar los estudios necesarios para el desarrollo de planes de expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica en el corto, mediano y largo plazo;*
- *Promover estudios para apoyar la gestión de la relación entre reserva y producción de hidrocarburos en Brasil, con miras a la autosuficiencia sostenible;*
- *Promover estudios de mercado para definir escenarios de oferta y demanda de petróleo, sus derivados y productos petroquímicos;*
- *Desarrollar estudios de impacto social, viabilidad técnico-económica y socioambiental de emprendimientos eléctricos y de fuentes renovables;*
- *Seguimiento de la ejecución de proyectos y estudios de viabilidad realizados por agentes interesados y debidamente autorizados;*
- *Elaborar estudios relacionados con el plan maestro para el desarrollo de la industria del gas natural en Brasil;*
- *Desarrollar estudios para evaluar e incrementar el uso de energía proveniente de fuentes renovables;*
- *Apoyar y participar en articulaciones orientadas a la integración energética con otros países;*
- *Promover estudios y producir información para apoyar planes y programas de desarrollo energético ambientalmente sostenible, incluida la eficiencia energética;*
- *Promover planes de objetivos orientados al uso racional y conservación de la energía, pudiendo establecer alianzas de cooperación para este fin;*
- *Promover estudios encaminados a apoyar programas de modernización y capacitación de la industria nacional, buscando maximizar su participación en el esfuerzo por suministrar los bienes y equipos necesarios para la expansión del sector energético.*

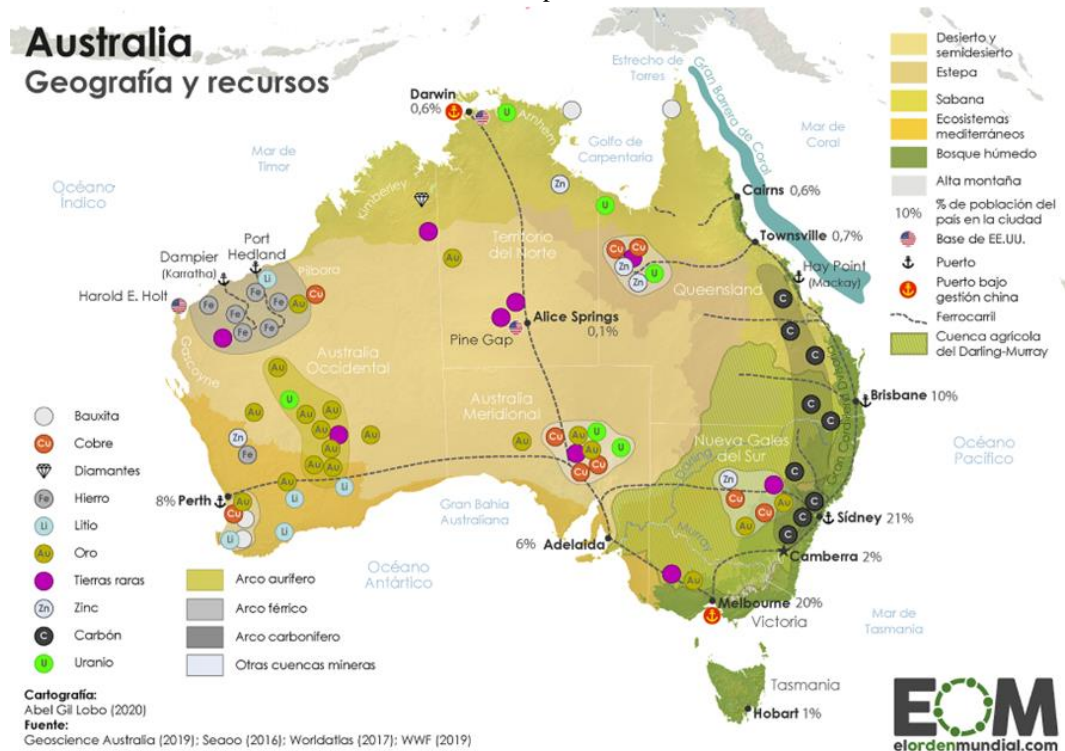
- *Desarrollar estudios para incrementar el uso del carbón mineral nacional*⁹⁰.

⁹⁰ <https://www.epe.gov.br/pt>

3.5. Australia

Su nombre oficial es la Mancomunidad de Australia (en inglés, Commonwealth of Australia), incluye la parte continental del continente australiano, la isla de Tasmania y numerosas islas menores. Tiene una extensión de 7, 741,220 km²⁹¹.

Gráfico 53. Mapa de Australia



Fuente: Gil Abel (2020)

3.5.1. Marco Normativo del Sector

El mercado eléctrico de Australia es un sistema que gestiona la generación, transmisión y distribución de electricidad en el país. Australia tiene un mercado de electricidad diverso y descentralizado que varía en su estructura según los estados y territorios. Los principales componentes del mercado eléctrico australiano incluyen:

Generación: Australia cuenta con una mezcla de fuentes de energía para la generación de electricidad, que incluyen carbón, gas natural, energía hidroeléctrica, energía eólica, energía solar y otras fuentes. La proporción de cada fuente de energía varía según la región y la política energética de cada estado o territorio.

⁹¹ En: <https://es.wikipedia.org/wiki/Australia>

Transmisión: La electricidad generada se transmite a través de una red de líneas de alta tensión que conectan las plantas de generación con las redes de distribución y, en última instancia, con los consumidores. En Australia, las redes de transmisión están operadas por empresas de servicios públicos estatales y privadas.

Distribución: Las redes de distribución entregan la electricidad a los hogares, las empresas y las industrias. Hay empresas de distribución eléctrica que operan en diferentes regiones de Australia, y su estructura varía según la ubicación geográfica.

Mercado mayorista: El mercado mayorista de electricidad en Australia es operado por la Australian Energy Market Operator (AEMO). Este mercado permite a los generadores de electricidad ofertar su energía y a los compradores adquirirla a través de subastas y acuerdos bilaterales. El precio de la electricidad en el mercado mayorista puede variar según la oferta y la demanda en tiempo real.

Es importante destacar que Australia ha estado trabajando en la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles, como la energía solar y eólica, para reducir sus emisiones de carbono y abordar los desafíos del cambio climático. Además, la participación de los consumidores en la generación de energía a través de paneles solares y otros sistemas de generación distribuida ha aumentado en los últimos años.

Mercado Eléctrico Nacional (NEM)

El NEM es un mercado mayorista de electricidad donde los generadores venden la electricidad y la compran los minoristas (que la venden a los consumidores) o clientes a gran escala. Opera en uno de los sistemas eléctricos interconectados más largos del mundo, que se extiende desde Queensland hasta Australia del Sur y Tasmania.

El mercado y el sistema eléctrico conectan Nueva Gales del Sur, el Territorio de la Capital Australiana, Queensland, Australia del Sur, Victoria y Tasmania; La energía se genera y utiliza en cada región y se comercializa entre regiones. Australia Occidental y el Territorio del Norte no están conectados al NEM, principalmente debido a la distancia entre las redes.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Al igual que el NEM, el MEM es un mercado de electricidad que permite las ventas mayoristas de electricidad entre generadores y minoristas, clientes de gran escala y

participantes del lado de la demanda. El mercado suministra energía al suroeste de WA y opera en el Sistema Interconectado del Suroeste (SWIS). El Mecanismo de Capacidad de Reserva, exclusivo del MEM, garantiza que haya suficiente generación para satisfacer la demanda en todo momento.

Hay aproximadamente 88 Participantes del MEM, entre Generadores de Mercado, Operadores de Red y Clientes del Mercado.

Legislación y regulación

El sistema energético de Australia opera dentro de un marco legislativo y regulatorio que busca promover la inversión, operación y uso eficiente de los servicios energéticos para los intereses a largo plazo de los consumidores en relación con el precio, la calidad, la seguridad y la confiabilidad.

El marco incluye leyes, reglamentos y normas nacionales (que, como política energética, son competencia de los estados y deben aplicarse a nivel estatal y territorial), así como directrices, normas y procedimientos. El papel y las funciones de la AEMO están prescritos en las leyes nacionales de energía.

Regulación eléctrica

El sistema y los mercados eléctricos en la mayoría de los estados y territorios australianos se rigen por la Ley Nacional de Electricidad (NEL) y las Normas Nacionales de Electricidad (NER). Australia Occidental tiene un marco legislativo similar, pero separado.

Ley Nacional de Electricidad (NEL)

La NEL está contenida en un Anexo de la Ley Nacional de Electricidad (Australia del Sur) de 1996. Establece el marco de gobernanza y las obligaciones clave para el Mercado Nacional de Electricidad (NEM), incluido el papel y las funciones de la AEMO, así como la regulación del acceso a la electricidad. redes. Está respaldado por el Reglamento Nacional de Electricidad (Australia del Sur).

La NEL se aplica como ley en Nueva Gales del Sur, Queensland, Victoria, Australia del Sur, Tasmania y el Territorio de la Capital de Australia mediante estatutos

de aplicación. El Territorio del Norte también ha aplicado la NEL con variaciones que se adaptan a los requisitos locales.

Normas Nacionales de Electricidad (NER)

Las Normas Nacionales de Electricidad se elaboran en el marco de la NEL y rigen el funcionamiento de la NEM. Determinan cómo las empresas pueden operar y participar en los sectores competitivos de generación y venta minorista, y también rigen la regulación económica de las redes de transmisión y distribución de electricidad.

Entre otras funciones, proporcionan el marco regulatorio y los procesos para las operaciones del mercado, la seguridad del sistema eléctrico, las conexiones y el acceso a la red, los precios de los servicios de red en el NEM y la planificación de la transmisión nacional. En Victoria, sin embargo, se modifican las normas nacionales para las conexiones de red y muchas de las funciones de proveedor de servicios de red se asignan a AEMO.

El Mercado Mayorista de Energía (WEM) se establece en virtud de la Ley de la Industria Eléctrica de 2004 y el Reglamento de la Industria Eléctrica (Mercado Mayorista de Electricidad) de 2004.

3.5.2. *Ente Rector*

AEMO es el organismo responsable de la planificación eléctrica y la gestión de la red eléctrica, es una organización independiente que opera en los estados y territorios del este y sureste de Australia, así como en el Territorio del Norte y Australia Occidental.

La AEMO tiene la responsabilidad de garantizar la confiabilidad y la seguridad del suministro eléctrico en Australia. Esto incluye la planificación de la infraestructura eléctrica, la gestión de la red eléctrica y la coordinación de la generación y el consumo de electricidad en su área de operación. Además, la AEMO también administra el mercado mayorista de electricidad en Australia y juega un papel importante en la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles.

Es importante destacar que Australia tiene un sistema eléctrico descentralizado, con diferentes operadores y reguladores en cada estado y territorio, pero la AEMO desempeña un papel clave en la coordinación y planificación a nivel nacional.

El sistema energético de Australia está gobernado por una serie de organismos y agencias, incluidos tres organismos de mercado: AEMO, la Comisión del Mercado de Energía de Australia (AEMC) y el Regulador de Energía de Australia (AER), por sus siglas en inglés.

Supervisado por el Consejo de Energía del Consejo de Gobiernos Australianos (COAG), este marco de gobernanza separa la toma de decisiones sobre políticas gubernamentales, regulación energética y operación del sistema energético.

Si bien los organismos del mercado trabajan en estrecha colaboración para apoyar la inversión eficiente y el funcionamiento del sistema energético de Australia (incluida la colaboración como parte de la Junta de Seguridad Energética (ESB), cada uno de los organismos es un tomador de decisiones independiente con funciones, responsabilidades y potestades.

3.5.3. Aranceles

La Organización Mundial de Comercio señala que Australia aplica un arancel promedio de 6.7% para los minerales.

3.5.4. Contribución del Sector Minero al PBI nacional

La evolución del Producto Bruto Interno (PBI) de Australia ha experimentado cambios a lo largo de los años, y su crecimiento ha sido influenciado por una variedad de factores económicos y externos, como se describe a continuación:

- **1980s y 1990s:** Durante las décadas de 1980 y 1990, Australia experimentó una serie de reformas económicas que llevaron a un período de crecimiento económico sostenido. Estas reformas incluyeron la liberalización de los mercados financieros, la desregulación de la economía y la apertura comercial. Como resultado, Australia experimentó un crecimiento económico constante durante este período.
- **Años 2000:** En la primera década del siglo XXI, Australia continuó experimentando un crecimiento económico saludable. Esto se debió en parte al auge de los precios de las materias primas, ya que Australia es un importante exportador de recursos naturales como el mineral de hierro y el carbón, que

experimentaron una fuerte demanda a nivel global, especialmente por parte de China.

- **Crisis financiera global (2008):** Australia fue relativamente resistente a los efectos devastadores de la crisis financiera global de 2008. El gobierno australiano implementó políticas fiscales y monetarias efectivas para estimular la economía, incluyendo recortes de tasas de interés y programas de estímulo.
- **Recursos naturales:** El sector de recursos naturales, especialmente la minería, continuó siendo una parte significativa de la economía australiana durante este período. Sin embargo, la economía australiana también diversificó su base económica hacia sectores como la tecnología, la educación y el turismo.
- **Fluctuaciones en los precios de las materias primas:** La economía australiana ha sido sensible a las fluctuaciones en los precios de las materias primas a lo largo de los años. Los altibajos en los precios de los minerales y otros productos básicos pueden tener un impacto directo en la salud económica del país.
- **Demografía y migración:** La inmigración ha desempeñado un papel importante en la economía australiana, aportando mano de obra y contribuyendo al crecimiento de la población. La demanda interna, impulsada en parte por la inmigración, también ha sido un factor de crecimiento económico.
- **Desafíos económicos recientes:** Australia enfrentó desafíos económicos relacionados con eventos como los incendios forestales y la pandemia de COVID-19. El gobierno implementó medidas de estímulo económico para mitigar los impactos negativos de la pandemia.

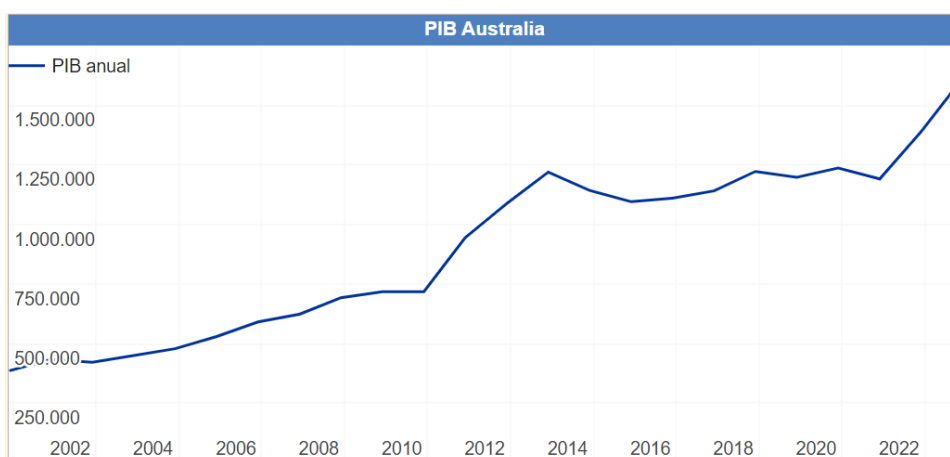
Cuadro 15. Evolución del PBI Anual en Australia

Año	PIB Anual M€	Var. PIB (%)
1999	385.933	3,9%
2000	432.847	2,0%
2001	421.801	4,0%
2002	450.085	3,1%
2003	478.445	4,2%
2004	529.681	3,2%
2005	591.222	2,7%
2006	623.412	3,8%
2007	692.762	3,6%

Año	PIB Anual M€	Var. PIB (%)
2008	718.408	1,9%
2009	718.312	2,2%
2010	945.506	2,4%
2011	1.088.643	3,9%
2012	1.220.773	2,6%
2013	1.143.725	2,6%
2014	1.096.142	2,2%
2015	1.111.277	2,7%
2016	1.141.807	2,3%
2017	1.223.452	2,9%
2018	1.199.358	2,2%
2019	1.237.282	-0,1%
2020	1.192.244	2,2%
2021	1.391.089	3,6%
2022	1.614.888	3,6%

Elaboración: Expansión/Datosmacro (s. f.)

Gráfico 54. PBI Australia 2002 - 2022



Fuente: Statista (s. f.)

La minería es una parte significativa de la economía de Australia y ha desempeñado un papel importante en su desarrollo económico a lo largo de la historia. Australia es conocida por su riqueza en recursos naturales, incluyendo minerales, metales y recursos energéticos. Aquí te proporciono una visión general de la minería en Australia:

- **Recursos minerales:** Australia es uno de los principales productores mundiales de una amplia variedad de minerales y metales, incluyendo mineral de hierro, carbón, oro, cobre, níquel, bauxita, plomo y zinc, entre otros. La producción y exportación de estos recursos contribuyen significativamente a la economía del país.

- **Minería de mineral de hierro:** Australia es uno de los mayores exportadores de mineral de hierro del mundo, y la minería de hierro es una parte crucial de su sector minero. Gran parte de esta producción se envía a Asia, especialmente a China.
- **Carbón:** Australia también es uno de los principales exportadores de carbón, tanto térmico como metalúrgico. El carbón térmico se utiliza principalmente para la generación de energía, mientras que el carbón metalúrgico se utiliza en la producción de acero.
- **Oro:** La minería de oro ha sido una parte importante de la historia de Australia y sigue siendo relevante en la actualidad. Australia es uno de los mayores productores de oro del mundo.
- **Tecnología y eficiencia:** La industria minera australiana ha invertido en tecnología y prácticas sostenibles para aumentar la eficiencia y reducir el impacto ambiental. Esto incluye el uso de equipos avanzados, la automatización y la implementación de prácticas de gestión ambiental.
- **Empleo y comunidades locales:** La minería también desempeña un papel importante en la creación de empleo en áreas rurales y remotas de Australia. Las comunidades locales a menudo dependen de la minería para su subsistencia, y las empresas mineras suelen tener programas de responsabilidad social corporativa para apoyar a estas comunidades.
- **Desafíos ambientales:** A pesar de los avances en la gestión ambiental, la minería puede tener impactos negativos en el medio ambiente, como la degradación del suelo, la contaminación del agua y la destrucción de hábitats naturales. El gobierno australiano implementa regulaciones y normativas estrictas para mitigar estos impactos.
- **Ciclismo de los precios de las materias primas:** La economía australiana es sensible a las fluctuaciones en los precios de las materias primas, y los altibajos en los precios de los recursos minerales pueden tener un impacto directo en la salud económica del país.

En resumen, la minería desempeña un papel crucial en la economía de Australia y contribuye significativamente a sus exportaciones y crecimiento económico. Sin embargo, también plantea desafíos ambientales y sociales que requieren una gestión cuidadosa y sostenible.

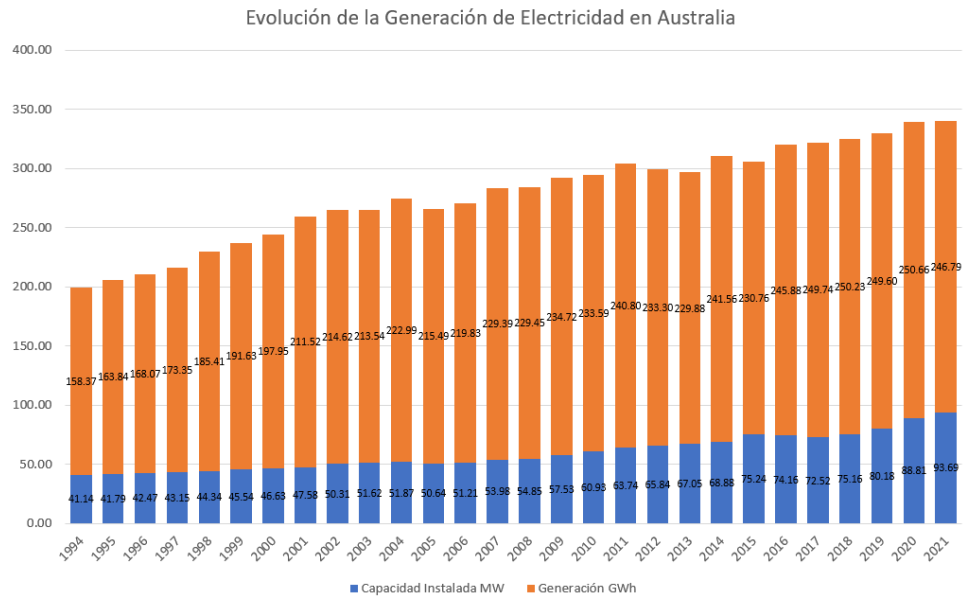
3.5.5. Organismo Especializado en Planificación

La AEMO es una institución que juega un papel fundamental en la gestión y operación del mercado de energía eléctrica en Australia, sus principales funciones incluyen:

- Operación del mercado de energía: Opera el mercado mayorista de energía en Australia, asegurando que la generación de electricidad y la demanda se equilibren en tiempo real. Esto implica garantizar que haya suficiente energía disponible para satisfacer la demanda en todo momento.
- Planificación y desarrollo de la red eléctrica: Trabaja en la planificación a largo plazo de la red eléctrica australiana. Esto implica identificar las necesidades futuras de infraestructura, como líneas de transmisión y subestaciones, para garantizar un suministro de energía confiable y eficiente.
- Facilitación de la integración de energías renovables: Dado el crecimiento de las energías renovables en Australia, AEMO desempeña un papel clave en la integración de fuentes de energía renovable, como la energía solar y eólica, en la red eléctrica.
- Gestión de emergencias y seguridad del suministro: Se encarga de gestionar situaciones de emergencia en el suministro eléctrico y garantizar la seguridad del sistema eléctrico en condiciones extremas, como tormentas o apagones.
- Recopilación y análisis de datos: Recopila y analiza una gran cantidad de datos relacionados con el mercado de energía y el sistema eléctrico. Estos datos son utilizados para tomar decisiones informadas sobre la operación y planificación de la red eléctrica.

La capacidad instalada de generación en 1994 fue de 41,141 MW incrementando hasta 93,685 MW en 2021, con un incremento de 227%. Mientras que generación para ese período fue de 158,368 GW en 1994 y de 246,786 GW en 2021, con un incremento de 155%.

Gráfico 55. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 – 2021



Elaboración: Propia

Cuadro 16. Evolución de la Generación de Electricidad en Australia

Ítem	Año	Capacidad Instalada MW	Generación GWh
1	1994	41.141	158.368
2	1995	41.789	163.841
3	1996	42.472	168.068
4	1997	43.148	173.354
5	1998	44.335	185.41
6	1999	45.539	191.63
7	2000	46.626	197.95
8	2001	47.578	211.522
9	2002	50.31	214.623
10	2003	51.616	213.541
11	2004	51.869	222.987
12	2005	50.635	215.489
13	2006	51.214	219.831
14	2007	53.982	229.392
15	2008	54.852	229.451
16	2009	57.53	234.717
17	2010	60.934	233.59
18	2011	63.742	240.803
19	2012	65.836	233.296
20	2013	67.049	229.876
21	2014	68.884	241.555

Ítem	Año	Capacidad Instalada MW	Generación GWh
22	2015	75.239	230.764
23	2016	74.163	245.875
24	2017	72.52	249.739
25	2018	75.155	250.23
26	2019	80.176	249.595
27	2020	88.813	250.658
28	2021	93.685	246.786

Elaboración: Expansión/Datosmacro (s. f.)

3.6. Análisis de benchmarking

De lo indicado en los puntos anteriores con relación a la planificación minero-energética en Colombia, Chile y Canadá podemos señalar lo siguiente:

3.6.1. Colombia

Marco Normativo

Cuenta con un marco normativo que establece un organismo de planificación minero-energética dependiente jerárquicamente del Ministerio de Minas y Energía, que le asigna anualmente una partida presupuestal, que afecta el presupuesto de empresas estatales de energía y minería.

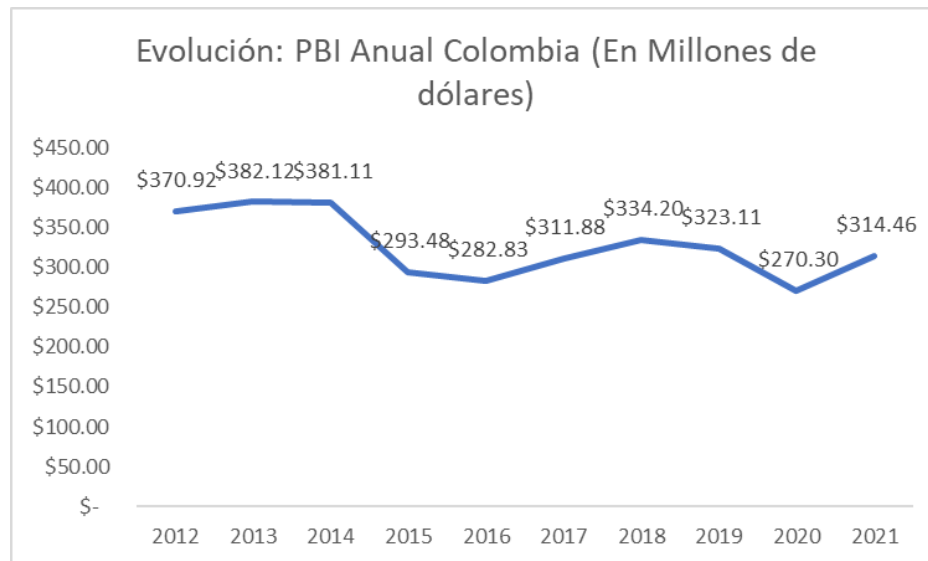
Tarifa arancelaria

Colombia cuenta con un arancel de 5% para la importación de bienes y la protección de su industria.

PBI Minero

En cuanto al PBI, desde el año 2012 hasta el año 2021 hubo una reducción del PBI que pasó de US\$ 370,921,317,942.56 (Trecientos setenta mil novecientos veintiún millones trescientos diecisiete mil novecientos cuarenta y dos y 34/100 dólares americanos) a US\$ 314,464,187,241.33 (Trecientos catorce mil cuatrocientos sesenta y cuatro millones ciento ochenta y siete mil doscientos cuarenta y uno y 33/100 dólares americanos), como se puede advertir del gráfico siguiente.

Gráfico 56. Evolución del PBI Anual en Colombia



Fuente: Banco Mundial.

En cuanto a la contribución de la actividad minera en el PBI colombiano, este no excedió del 1% en el período desde el año 2012 hasta el año 2020, de acuerdo con la información que reporta el Banco Mundial como se puede advertir del gráfico siguiente:

Ente Rector

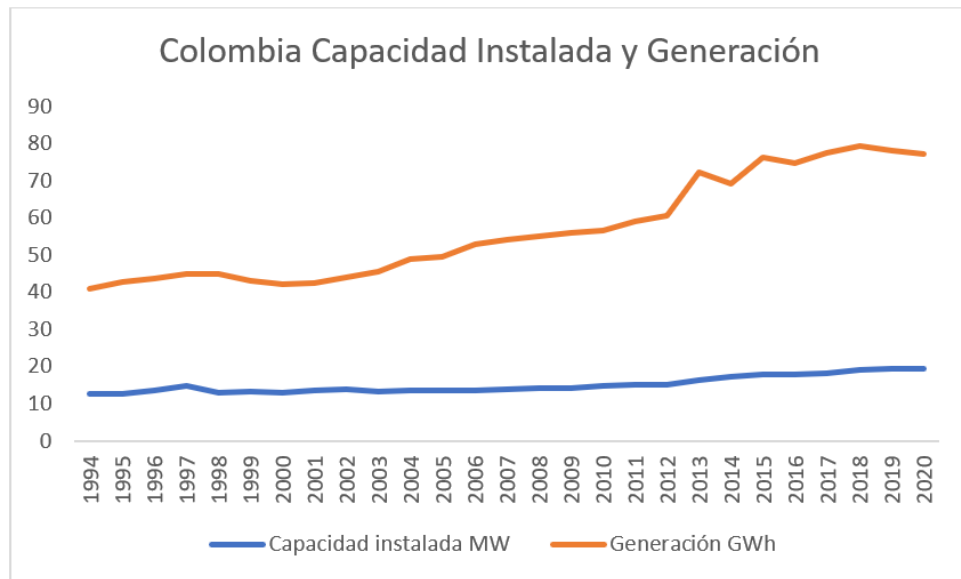
El ente rector es el Ministerio de Minas y Energía.

Órgano Planificador

El órgano planificador es la Unidad de Planeación Minero Energética, su misión es “Planear el desarrollo minero-energético, apoyar la formulación e implementación de la política pública y generar conocimiento e información para un futuro sostenible”.

En ese marco, cuenta con autonomía funcional para el cumplimiento de sus objetivos institucionales, y un régimen especial de contrataciones, que debe cumplir con los principios generales y constitucionales de la administración pública y del derecho público. Así como, para adoptar las reglas del derecho privado en sus contrataciones. Finalmente, cumple con reglas de transparencia para asegurar la rendición de cuentas de la gestión.

Gráfico 57. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 - 2021



Elaboración: Propia

Como se puede advertir desde la creación de la UPME la capacidad de generación y la generación de la energía eléctrica han incrementado, con una clara una tendencia a crecer, salvo la caída en la generación para los años 2019 y 2020 ocasionados por la pandemia, pero que se recupera en el año 2021.

3.6.2. Chile

Marco Normativo

Cuenta con un marco normativo que regula los servicios eléctricos en un mercado de libre competencia, con seguridad jurídica y el establecimiento de servidumbres para la construcción de infraestructura de transmisión.

La Política Energética Nacional 2050 establece los objetivos de desarrollo del sector energético chileno, caracterizado por asegurar la seguridad y calidad del suministro, considerar que la energía es el motor de desarrollo, el desarrollo de la energía sea compatible con el ambiente; y, la promoción de la eficiencia y la educación energética.

Por otro lado, la Ley de Eficiencia Energética que establece la obligación del Ministerio de Energía de elaborar el Plan Nacional Eficiencia Energética, actualizable cada cinco años para articular los esfuerzos y alcanzar la carbononeutralidad al 2050, con el objetivo de reducir en más de un 35% los gases de efecto invernadero.

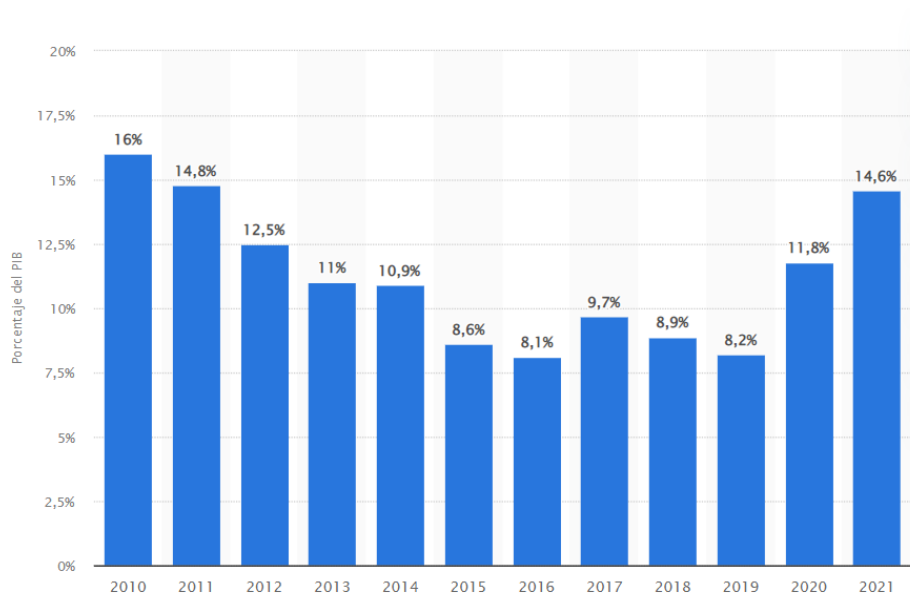
Tarifa arancelaria

Chile cuenta con un arancel de 6% para la importación de bienes y la protección de su industria.

PBI Minero

En cuanto al PBI, hubo un importante aporte del 16% en el año 2010, mientras que en el año 2021 fue de 14.6%, como se puede advertir del gráfico siguiente.

Gráfico 58. Contribución del Sector Minero en el PBI de Chile



Fuente: Statista (s. f.)

Ente Rector

El ente rector es el Ministerio de Energía.

Órgano Planificador

A diferencia de Colombia no existe un órgano especializado en planificación minero-energética, sin embargo, en febrero de 2016 aprobó su Política Energética Nacional 2050, construido participativamente bajo la dirección del Ministerio de Energía a través de un Comité Consultivo de expertos.

La Política busca que hasta el año 2050 el 70% de la generación eléctrica nacional sea de energías renovables se actualiza cada cinco años y se sustenta en cuatro pilares:

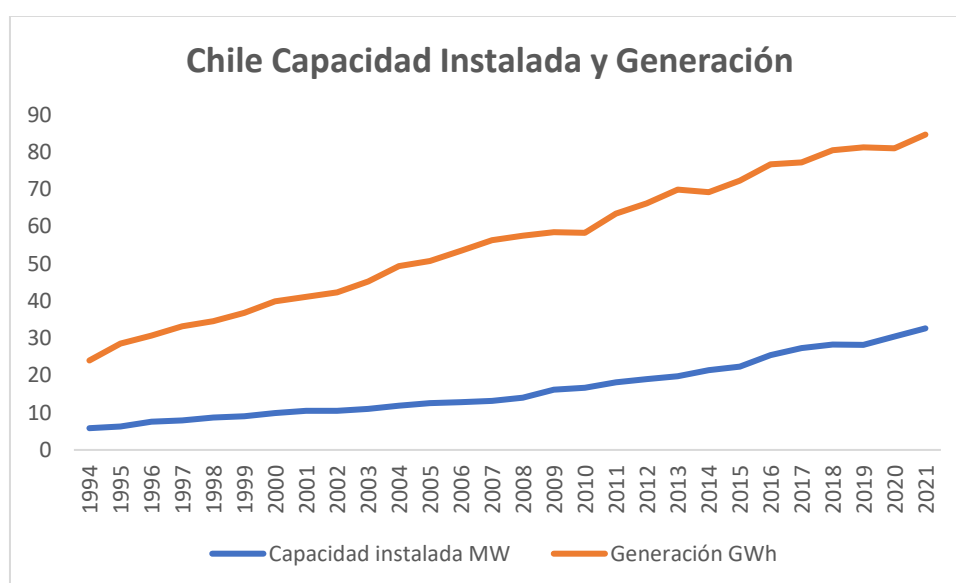
- “Seguridad y calidad de suministro”.
- “Energía como motor de desarrollo”.
- “Compatibilidad con el medio ambiente”.

- “Eficiencia y educación energética”.

La política energética nacional fue actualizada en marzo del año 2022, a través de un proceso participativo que duró dos años con distintos sectores a participar: la ciudadanía, ONGs, la sociedad civil, el sector privado, el sector público, la academia y miembros de los pueblos indígenas.

Desde el año 1994 hasta el año 2021 la capacidad de generación en Chile aumentó desde 5,835 MW hasta 32,658 MW, es decir hubo un incremento de 460%; mientras que la generación incrementó desde 24,028 GWh hasta 84,717 GWh, lo cual implica un incremento del 253%.

Gráfico 59. Chile Capacidad Instalada y Generación



Elaboración: Propia

3.6.3. *Canadá*

Marco Normativo

La normativa de energía se encuentra regulada en la Ley del Consejo Nacional de la Energía, la planificación está dirigida por la CREC que además aprueba tarifas, supervisa la construcción y operación de infraestructura y promueve la eficiencia energética, en coordinación con las provincias canadienses.

Tarifa arancelaria

Canadá cuenta con un arancel de 4.8% para la importación de bienes y la protección de su industria.

PBI Minero

En cuanto al PBI, en el año 2018 fue de 5%.

Gráfico 60. Evolución del PBI en Canadá



Fuente: Trading Economics (s. f.)

Ente Rector

La Comisión de Energía de Canadá.

Órgano Planificador

La Comisión de Energía de Canadá es un organismo federal independiente que supervisa y regula la industria energética, está compuesta por un presidente y hasta cuatro miembros designados por el gobierno federal, es responsable de la regulación del transporte de energía, la exploración y producción de petróleo y gas, y la construcción de infraestructuras energéticas como oleoductos y gasoductos.

La planificación eléctrica en Canadá se lleva a cabo a nivel provincial y territorial, por lo que cada provincia tiene su propia entidad encargada de la planificación y la regulación eléctrica.

3.6.4. Brasil

Marco Normativo

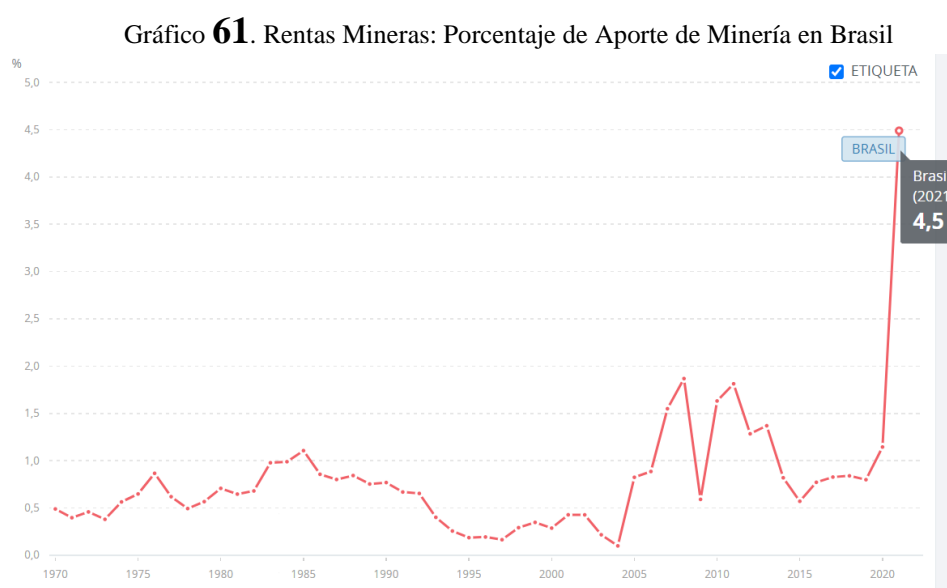
El sector eléctrico brasileiro cuenta con un sistema de distribución centralizado con el objetivo fundamental garantizar el suministro de energía eléctrica, buscando la optimización de tarifas, con una infraestructura eléctrica de generación, transmisión y distribución acorde con las necesidades del país.

Tarifa arancelaria

Brasil cuenta con un arancel de 6%.

PBI Minero

La contribución de la minería con relación al PBI en el período 1996 – 2020 fue en promedio de 0.97%, siendo su pico más alto en el año 2020 con 4.5%, mientras que su rendimiento más bajo se produjo en los años 1996, 1997 y 2003 con 0.2%.



Fuente: <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MINR.RT.ZS?locations=BR>

Ente Rector

El ente rector es el Ministerio de Minas y Energía.

Órgano Planificador

La EPE es el Organismo Especializado en Planificación e investigación energética en Brasil, tiene como objetivo apoyar las políticas energéticas planteadas por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil, mediante investigaciones y estudios acerca de la planificación energética, los mismos que incluyen electricidad, petróleo, gas natural y sus derivados y biocombustibles, desde los aspectos de ingeniería, económicos-financieros, políticas y normatividad medio ambiental.

En el 2001 la capacidad instalada era de 78,809 MW y en el 2021 fue de 204,909 MW, mientras que la generación para ese período fue de 323,168 GW y 662,595 GW, respectivamente

3.6.5. Australia

Marco Normativo

Australia tiene un mercado de electricidad diverso y descentralizado que varía en su estructura según los estados y territorios. Su marco legislativo y regulatorio busca promover la inversión, operación y uso eficiente de los servicios energéticos para los intereses a largo plazo de los consumidores en relación con el precio, la calidad, la seguridad y la confiabilidad.

Tarifa arancelaria

Australia cuenta con un arancel promedio para los minerales de 6.5% para la importación de bienes y la protección de su industria.

PBI Minero

En cuanto al PBI, desde el año 2012 hasta el año 2021 hubo una reducción del PBI que pasó de US\$ 370,921,317,942.56 (Trecientos setenta mil novecientos veintiún millones trescientos diecisiete mil novecientos cuarenta y dos y 34/100 dólares americanos) a US\$ 314,464,187,241.33 (Trecientos catorce mil cuatrocientos sesenta y cuatro millones ciento ochenta y siete mil doscientos cuarenta y uno y 33/100 dólares americanos), como se puede advertir del gráfico siguiente.

En cuanto a la contribución de la actividad minera en el PBI colombiano, este no excedió del 1% en el período desde el año 2012 hasta el año 2020, de acuerdo con la información que reporta el Banco Mundial como se puede advertir del gráfico siguiente:

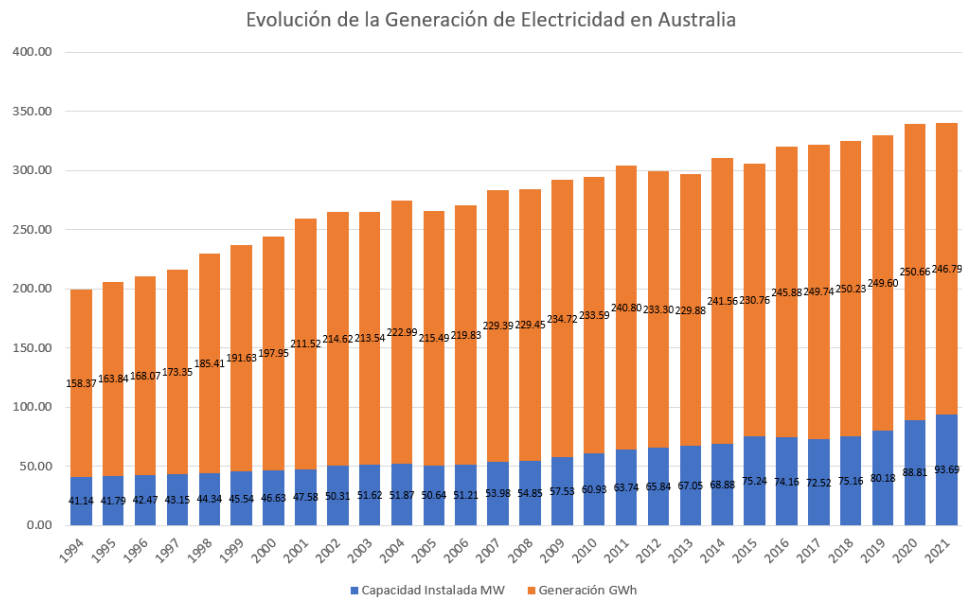
Ente Rector

El Consejo de Energía del Consejo de Gobiernos Australianos (COAG).

Órgano Planificador

El organismo responsable de la planificación eléctrica y la gestión de la red eléctrica es la Australian Energy Market Operator (AEMO). Tiene la responsabilidad de garantizar la confiabilidad y la seguridad del suministro eléctrico en Australia. Esto incluye la planificación de la infraestructura eléctrica, la gestión de la red eléctrica y la coordinación de la generación y el consumo de electricidad en su área de operación

Gráfico 62. Evolución de la Capacidad Instalada y la Generación de Energía 1994 - 2021



Elaboración: Propia

La capacidad instalada de generación en 1994 fue de 41,141 MW incrementando hasta 93,685 MW en 2021, con un incremento de 227%. Mientras que generación para ese período fue de 158,368 GW en 1994 y de 246,786 GW en 2021, con un incremento de 155%.

3.6.6. Matriz de benchmarking

A continuación, presentamos una matriz que resume las condiciones de los países objeto de análisis con relación a su participación en la actividad minera, su ranking mundial, el porcentaje de aranceles, si es que el referido realiza planificación minera energética y si para esa labor cuenta con un órgano planificación especializado. Advirtiéndose que:

Cuadro 17. Matriz de resumen benchmarking

País	Actividad Minera	Ranking	% Aranceles	Planificación minera energética	Órgano planificador	%Aumento o Disminución Generación (del 1994 al 2021)
Colombia	Sí	1° Esmeralda	5%	Sí	UPME	98%
Chile	Sí	1° Cobre, 7° Plata	6%	No ⁹²	-	253%
Canadá	Sí	5° Oro 7° Hierro	4.8%	Sí	CER	16%
Brasil	Sí	2° Hierro, 10° Oro	6%	Sí	EPE	205% ⁹³
Australia	Sí	1° Hierro, 3° Oro, 6° Plata	6.7%	Sí	AEMO	156%-
Perú	Sí	2° Cobre, Plata y Zinc, 6° Oro	0%	No	-	>300%

Elaboración: Propia

Los cinco países seleccionados tienen entre sus principales actividades económicas el desarrollo de la actividad minera, con un papel importante en el ranking minero internacional, en el caso de Colombia es el primer productor mundial de Esmeralda, Chile es el primer productor mundial de Cobre y 7° productor mundial de Plata, Canadá es el quinto productor mundial de Oro y 7° productor mundial de oro, Brasil es el segundo productor mundial de Hierro y 10° productor mundial de Oro y Australia primer productor mundial de Hierro, 3° productor mundial de Oro y 6° productor mundial de Plata todos con un importante aporte de la minería a su PBI.

Este importante ingreso económico permite priorizar recursos para el desarrollo de la capacidad de generación y transmisión de energía que requieren los respectivos países, asegurando el retorno de la inversión y la sostenibilidad de la infraestructura que

⁹² La planificación se realiza en el marco del Plan Energético 2050, liderado por el Ministerio de Energía y es estrictamente energético.

⁹³ En el período 2001 – 2021.

se requiere, proveyendo de energía eléctrica para el desarrollo de la actividad económica y para los servicios que requiere la población.

Adicionalmente, en el caso de Colombia y Chile cuentan con un arancel de 5%, mientras que Canadá tiene un arancel promedio de 4.8%, mientras que Brasil tiene un arancel del 6% y Australia un arancel promedio 6.7% a las importaciones para proteger su producción interna.

Durante el análisis desarrollado se ha podido advertir que Colombia, Canadá, Brasil y Australia cuentan con un órgano planificador, que les permite priorizar el desarrollo de la infraestructura para la generación y transmisión que requiere el país, y en el caso de Canadá una participación importante de los territorios regionales en su implementación.

Mientras que Chile, no cuenta con un órgano especializado en planificación, sin embargo esta se desarrolla a través de un proceso, dirigido por el Ministerio de Energía, de priorización de políticas nacionales, planifica el desarrollo del sector eléctrico a través de mecanismos de participación con diversos actores, a nivel nacional y local, para luego ejecutar y actualizar las metas establecidas, conforme se puede advertir de su Política Energética 2050, que actualmente cuenta con una actualización.

Finalmente, en todos los casos se aprecia un crecimiento de la generación, desde el año 1994 hasta el año 2021, teniendo Chile un mayor incremento porcentual, en segundo lugar Brasil, luego Australia y Canadá el menor. Se puede explicar el menor crecimiento de Canadá y Australia por la eficiencia energética.

CAPÍTULO IV. PROPUESTA DE CAMBIO REGULATORIO

En el presente capítulo se presentará la propuesta regulatoria, que se sustentará en el análisis realizado en el capítulo anterior, para presentar elementos que pueden ser incluidos en la propuesta de implementación de un organismo técnico especializado en planificación en el marco de la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, que aproveche la sinergia de la minería y energía, para promover el desarrollo y la expansión de la infraestructura eléctrica de generación y transmisión que requiere el país.

4.1. Consideraciones Previas

En este punto se presentarán las normas e instituciones existentes con relación al tema energético y la planificación, además de la normativa nacional que permita viabilizar la propuesta.

4.1.1. Normatividad e instituciones existentes

El funcionamiento del sector eléctrico se sustenta en diversas normas y los roles que tienen el MINEM como ente rector y normativo, el OSINERGMIN como ente supervisor y fiscalizador, el COES como responsable del despacho y los agentes del sector eléctrico. Todos ellos con el objetivo de brindar el acceso universal al suministro de energía, confiable, seguro y eficiente

En las líneas siguientes, se presentarán a las instituciones y la normativa que desarrollan actualmente la planificación y regulación en el sector eléctrico:

Instituciones:

MINEM: Es el ente rector del sector eléctrico⁹⁴, responsable de “... *mantener una infraestructura energética confiable...*” y de:

“(...)

5.1 Formular, planear, dirigir, coordinar, ejecutar, supervisar y evaluar la política nacional y sectorial bajo su competencia aplicable a todos los niveles de gobierno.

5.2 Regular la infraestructura pública de carácter y alcance nacional en materia de energía y de minería.

⁹⁴ En: Ley N° 30705 - Ley de organización y funciones del Ministerio de Energía y Minas.

(...).”

OSINERGMIN: Supervisa y fiscaliza el sector eléctrico, siendo responsable⁹⁵ de:

“(…)

a) *Velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario.*

b) *Fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesiones eléctricas y otras establecidas por la ley.*

c) *Supervisar y fiscalizar que las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería se desarrollen de acuerdo a los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.*

d) *Supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales relacionadas con la protección y conservación del ambiente en las actividades desarrolladas en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería.*

(...).”

COES: Se encuentra regulado en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas⁹⁶, es una institución privada con funciones pública de tal forma que realiza sus actividades “(...) *sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.*”⁹⁷

Normas

⁹⁵Ley N° 28964

⁹⁶Decreto Supremo N° 009-93-EM

⁹⁷ En: <https://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/QuienesSomos>

- Ley de Concesiones Eléctricas: Este dispositivo legal regula⁹⁸ “... las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.”
- Texto Único Ordenado de la Ley General de Minería: Por su parte desarrolla lo pertinente a la extracción de recursos minerales del suelo, subsuelo y dominio marítimo⁹⁹.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas: Desarrolla la Ley de Concesiones estableciendo las reglas para su funcionamiento en materia de generación, transmisión y distribución¹⁰⁰.

La Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040

Documento técnico con la visión de implementar un sistema energético “*que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continúa*”.¹⁰¹

El documento técnico estableció nueve objetivos¹⁰²:

“(...)

1. *Contar con una matriz energética diversificada, y con énfasis en las fuentes renovables, sostenibles y la eficiencia energética.*
2. *Contar con un abastecimiento energético competitivo.*
3. *Acceso universal al suministro energético.*
4. *Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.*
5. *Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.*
6. *Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.*
7. *Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente.*
8. *Fortalecer la institucionalidad del sector energético.*

⁹⁸ (Decreto Ley N° 25844, 1992).

⁹⁹ (Decreto Supremo N° 014-92-EM, 1992).

¹⁰⁰ Es menester señalar que nuestra normativa incluye la comercialización dentro de la distribución.

¹⁰¹ (Decreto Supremo N° 064-2010-EM). P. 2.

¹⁰² (Decreto Supremo N° 064-2010-EM). P. 2-3.

9. *Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.*”

Con relación a nuestra política es necesario indicar que, a diferencia de nuestro vecino país del sur, su construcción fue *resultado* de un proceso técnico en el cual no se advierte la participación de actores del sector o de otras instancias del Estado; y, en donde no se advierten mecanismos de monitoreo y seguimiento para conocer su avance o la necesidad de actualizar su contenido para cumplir con sus objetivos.

Plan Energético Nacional 2014 - 2025

Este documento de trabajo fue aprobado el 28 de noviembre de 2014, mediante la Resolución Ministerial N° 185-2014-MEM-DM, siendo elaborado por un Consejo Consultivo, en donde se presenta dos objetivos introducir una meta de plazo hasta 2025 e institucionalizar el planeamiento energético, para contar un “...*suministro energético seguro, confiable, oportuno y accesible para todos los sectores económicos y sociales del país que respetan el medio ambiente resulta determinante para el crecimiento económico hacia el desarrollo sostenible. el cual que tiene como objetivo garantizar un suministro de energía eléctrica sostenible, eficiente y seguro en el país*”.

El *documento* de trabajo contempla tres líneas de acción para satisfacer la demanda nacional de energía:

- “*Contar con un abastecimiento energético competitivo*”.¹⁰³
- “*Lograr la seguridad y el acceso universal al suministro energético*”.¹⁰⁴
- “*Desarrollar los recursos energéticos de manera óptima con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible*”.¹⁰⁵

Sin embargo, *es* preciso señalar que, al igual que con la política energética no encontramos mecanismos de seguimiento adecuado para su implementación.

¹⁰³ (Decreto Supremo N° 064-2010-EM). P. 28.

¹⁰⁴ (Decreto Supremo N° 064-2010-EM). P. 29.

¹⁰⁵ (Decreto Supremo N° 064-2010-EM). P. 29.

4.1.2. Estructura del Poder Ejecutivo

Para la implementación de un órgano especializado en planificación minero energético requiere considerar la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo¹⁰⁶, que procedemos a desarrollar a continuación:

Los objetivos de la Ley están definidos en su artículo 1°, señalando que “...*los principios y normas básicas de organización la estructura, además de guiar la actuación del Poder Ejecutivo...; la naturaleza y requisitos para la creación Entidades Públicas y los Sistemas Administrativos que orientan la función pública...*”.

Como se puede apreciar en el Gráfico 63, en la cúspide de la estructura del Poder Ejecutivo se encuentra la Presidencia de la República y en la base se encuentran las entidades públicas, es decir la propuesta que buscamos proponer se ubicaría en la base de la estructura del Poder Ejecutivo como se apreciará más adelante.

Gráfico 63. Estructura del Poder Ejecutivo



Fuente: Ley Orgánica del Poder Ejecutivo
Elaboración: Propia

¹⁰⁶ Ley N° 29158,

La citada Ley establece los principios que guían la actuación del Poder Ejecutivo son legalidad¹⁰⁷, servicio al ciudadano¹⁰⁸, inclusión y equidad¹⁰⁹, participación y transparencia¹¹⁰, organización e integración¹¹¹ y competencia¹¹². Y los requisitos para la creación de un organismo público, siendo los siguientes:

- Las establecidas en la “Ley de Modernización de la Gestión del Estado”¹¹³.
- Que sea aprobada en el “plan inicial de actuación del organismo por el Ministerio del Sector”.

Asimismo, la Ley estableció que las entidades públicas que integran el Poder Ejecutivo son desconcentradas y tienen competencia nacional, su creación se da por iniciativa del Poder Ejecutivo, mientras que cualquier modificación es acordada por el Consejo de ministros a través de un Decreto Supremo, están adscritos a un ministerio y son de dos tipos Organismos Ejecutores y Organismos Públicos Especializado como se puede apreciar en Gráfico 64:

Gráfico 64. Clasificación de Organismos Públicos



Fuente: Ley Orgánica del Poder Ejecutivo.

Elaboración: Propia.

¹⁰⁷ “Las actividades del personal que realiza labores en el Poder Ejecutivo debe realizarse en el marco de la Constitución, leyes y el ordenamiento jurídico nacional.

¹⁰⁸ La administración pública y el Poder Ejecutivo busca atender las necesidades de los ciudadanos y del interés de la nación.

¹⁰⁹ La administración pública y el Poder Ejecutivo buscan incluir a todas las personas y en especial, a aquellos que son excluidos y vulnerables, promoviendo su igualdad.

¹¹⁰ Para garantizar que los ciudadanos puedan vigilar la gestión del Estado.

¹¹¹ El Poder Ejecutivo está organizado de forma jerárquica y desconcentra, busca integrar a todos los niveles de gobierno y ejecuta sus funciones con imparcialidad y neutralidad.

¹¹² El Poder Ejecutivo cumple sus funciones de forma exclusiva y no realiza funciones que corresponden a otros niveles de gobierno.

¹¹³ Al respecto, la Ley de Modernización de la Gestión del Estado señala que se requiere opinión técnica de la Presidencia del Consejo de Ministros.

- Organismos Públicos Ejecutores, se crean para brindar un servicio específico y atender la necesidad de una magnitud de operaciones. Además, cuenta con las características siguientes:

“1. Están sujetos a los lineamientos técnicos del Sector del que dependen; y la formulación de sus objetivos y estrategias es coordinada con estos.

2. Su política de gasto es aprobada por la entidad de la que dependen, en el marco de la política general de gobierno.

3. No tienen funciones normativas, salvo que estén previstas en su norma de creación, o le fueran delegadas expresamente por el Ministerio del cual dependen.

4. Están dirigidos por un Jefe, cuyo cargo es de confianza. Por excepción, podrán contar con un Consejo Directivo, cuando atiendan asuntos de carácter multisectorial. En estos casos, su Consejo Directivo estará integrado sólo por los Ministros o los representantes de los sectores correspondientes.”

- Organismos Públicos Especializados, Ley del Poder Ejecutivo prevé dos tipos Reguladores y Técnicos Especializados, que se desarrollan a continuación:

- Organismos Reguladores. Se crean para regular mercados o para asegurar el funcionamiento de mercados no regulados, asegurando cobertura nacional.

“1. Se crean para actuar en ámbitos especializados de regulación de mercados o para garantizar el adecuado funcionamiento de mercados no regulados, asegurando cobertura de atención en todo el territorio nacional.

2. Están adscritos a la Presidencia del Consejo de Ministros.

3. Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, tienen funciones supervisoras, reguladoras, normativas, fiscalizadoras y sancionadoras; y de solución de controversias y reclamos, en los términos previstos por la Ley de la materia.

4. Definen sus lineamientos técnicos, sus objetivos y estrategias.

5. Determinan su política de gasto de acuerdo con la política general de Gobierno.

6. Están dirigidos por un Consejo Directivo. Sus miembros son designados mediante concurso público. La ley establece los requisitos y el procedimiento para su designación. Sólo podrán ser removidos en caso de falta grave e incompetencia manifiesta debidamente comprobada, y con el voto

aprobatorio del Consejo de Ministros. La Ley establece el procedimiento para su cese.

7. Defienden el interés de los usuarios con arreglo a la Constitución Política del Perú y la ley.”

- Organismos Técnico Especializado. Los dirige un Consejo Directivo, están sujetos a los lineamientos del Sector al que está adscrito, que también aprueba su política de gasto y se crean cuando existe la necesidad de:

“1. Planificar y supervisar, o ejecutar y controlar políticas de Estado de largo plazo, de carácter multisectorial o intergubernamental que requieren un alto grado de independencia funcional.

2. Establecer instancias funcionalmente independientes que otorgan o reconocen derechos de los particulares, para el ingreso a mercados o el desarrollo de actividades económicas; que resulten oponibles a otros sujetos de los sectores Público o Privado.”

4.2. Planificación minero-energética

En ese sentido, con relación a lo previsto en la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo la propuesta de un órgano especializado en planificación debe adscribirse a un Sector, que debe realizarse en el marco de una Ley de creación.

Siendo la actividad del Organismo Técnico Especializado propuesto, la planificación minero energética y esta función debe realizarse con autonomía, consideramos que debe, ser adscrita a la Presidencia del Consejo de Ministros, con la denominación de *“Autoridad de Planificación Minero Energético - APMEN”* para realizar una planificación que tenga por objetivo el crecimiento sostenible de nuestro sistema energético, la priorización de la inversión en generación y transmisión, aprovechando las sinergias existentes entre la minería y la energía, para garantizar la planificación adecuada y sostenible del sector minero y energético en el Perú, fortaleciendo el desarrollo económico del país y lograr el acceso universal a la energía.

Un antecedente a esta propuesta es el Documento de Trabajo: Plan Energético Nacional 2014 – 2025, que propone impulsar el planeamiento energético, más aún si consideramos que en nuestro país el incremento de la minería contribuyó a una mayor producción de electricidad, considerando la inversión en los proyectos de la industria

minera, que se generan por los altos precios del cobre en el escenario actual de cambio de matriz energética para prevenir las consecuencias del cambio climático.

Este escenario ha permitido el crecimiento del sector eléctrico, aprovechando la sinergia generada por los sectores minero y eléctricos, permitiendo a su vez el crecimiento de la actividad eléctrica con precios competitivos en un escenario de corto plazo, y adicionalmente, llevar energía a la población para sus actividades y los servicios que requieren los ciudadanos.

La importancia de la planificación minero-energética se sustenta en la capacidad de analizar escenarios existentes para prever la demanda de energía que requiere el sistema en un escenario de mediano y largo plazo, así como la infraestructura que se requiere en generación y transmisión para atender esta demanda de forma óptima, con costos competitivos y oferta suficiente para atender la demanda de la industria, asegurando no sólo que los proyectos de inversión sean sostenibles, y también más eficientes; y, asegurar la operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

En ese sentido, planificar la infraestructura eléctrica en el marco del cambio de matriz energética, tendrá como efecto garantizar la seguridad del sistema eléctrico nacional con fuentes diversas fuentes de energías que incluyen a las fuentes renovables.

Sobre este punto en los casos de Colombia y Canadá hemos podido advertir la existencia de un órgano que se encarga de esta función especializada, en el caso de Chile la planificación responde a un proceso participativo dirigido por el Ministerio de Energía que ha establecido la política, con indicadores claves para su desarrollo, y su actualización quinquenal para permitir el cumplimiento de los objetivos planteados.

En base al análisis del benchmarking y de la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo podemos señalar las características del APMEN:

4.2.1. Organismo técnico especializado

Consideramos clave que el Perú, cuente con un organismo técnico especializado en planificación minero energético, en cuanto le correspondería desarrollar planes y estrategias para velar por:

1. Eficiencia energética: Reduciendo el consumo de energía y el impacto al ambiente por la emisión de gases de efecto invernadero.

2. Modernización de la infraestructura eléctrica: Es necesario actualizar y modernizar las redes de electricidad que tienen décadas de Muchas de las redes eléctricas para asegurar una distribución segura y eficiente de la energía.
3. Innovación tecnológica: Promover el uso de nuevas tecnologías, así como su investigación y desarrollo.
4. Fortalecer la red eléctrica: Se encuentra expuesta a eventos climáticos, ataques cibernéticos y otros eventos inesperados.
5. Adopción de energías renovables: Aprovechando la potencialidad de nuestro país para generar energía renovable.

Para cumplir estas funciones, consideramos que su cuerpo orgánico debe estar conformado por personal especializado en todos los niveles como se indica a continuación

1. Su cuerpo Directivo, debe estar conformado por personal especializado, con grado de maestría y diez años de experiencia en el sector, que ingrese por concurso de méritos público por un lapso de 5 años no renovable, que garanticen una gestión de personas calificadas y por el otro el plazo necesario para que su gestión produzca resultados.
2. Y con relación al personal, se requiere que este sea calificado con experiencia y formación en planificación, minería, energía que ingrese a través de mecanismos que garanticen un riguroso proceso de selección.

4.2.2. Autonomía

Para poder desarrollar esta función técnica y especializada por la APMEN, se requiere que cuente con autonomía a distintos niveles:

4.2.2.1. A nivel funcional.

Esto implica que las actividades que desarrolla no tengan injerencia política o de alguna empresa del sector por lo cual se requiere tomar varias medidas:

1. A nivel jerárquico, debe ser adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros, como una institución especializada autónoma.

2. A nivel de dirección, sus integrantes deben ser expertos en la materia y ser designados como parte de un proceso de selección público por un período máximo de cinco años y no estar sujetos a mandato político.
3. A nivel orgánico, el personal que lo integre debe ser especialista en el tema y ser seleccionado como parte de un proceso de selección público.

4.2.2.2. *A nivel recursos.*

Se requiere que cuente con los recursos necesarios para poder cumplir con su labor, lo cual implica:

1. Contar con el presupuesto necesario para cumplir con sus funciones.
2. Contar con personal que requiere para cumplir con las metas que establezcan.
3. Contar con los bienes y equipos necesarios para su función.

4.2.2.3. *Actos vinculantes*

Los estudios e informes que realice en materia planificación deben ser desarrollados con criterios de eficiencia para fortalecer la sostenibilidad, seguridad, acceso y calidad del sistema eléctrico nacional, adicionalmente deben ser vinculantes y complementarse con la inversión privada, para garantizar el cumplimiento de los objetivos del organismo técnico especializado y la sostenibilidad del sector:

1. Estableciendo las prioridades nacionales de infraestructura en generación y transmisión.
2. Priorizando la inversión en infraestructura de generación y transmisión.
3. Promoviendo la inversión en la infraestructura que requiere el sistema eléctrico nacional y los sistemas aislados

4.2.2.4. *Financiamiento y Supervisión*

Adicionalmente, se requieren mecanismos que permitan el financiamiento, la ejecución de la infraestructura y la supervisión de la ejecución de la inversión, asegurando que esta se realice de forma eficiente y eficaz, con procesos de contratación propios que permitan superar las limitaciones de los procesos de contratación de la OSCE y de FONAFE, asegurando así la eficacia de los procesos de inversión.

El mecanismo más adecuado para facilitar, asegurar, y promover la inversión en la planificación es mediante la creación de fideicomisos, administrados por la APMEN. La metodología general del fideicomiso buscará asegurar la inversión y financiar proyectos de infraestructura, como, por ejemplo, líneas de transmisión y subestaciones.

Los fondos provendrán de inversores y se utilizarán para construir la infraestructura necesaria, orientado a cumplir el plan energético. Los ingresos generados por la operación de esta infraestructura se utilizarán para pagar a los inversionistas, emitiendo bonos con un porcentaje de rendimiento anual. Citamos un ejemplo práctico para el entendimiento de la metodología:

Para este fin, se propone el siguiente ejercicio: se necesita construir una nueva línea de transmisión que tiene un costo total de 100 millones de dólares. Se establece un fideicomiso para recaudar fondos de inversores, emitiendo bonos con un rendimiento del 5% anual.

1. Se recaudan 100 millones de dólares en el fideicomiso mediante la emisión de bonos.
2. Los bonos pagan un interés anual de 5 millones de dólares (100 millones x 0.05).
3. Los ingresos generados por la operación de la línea de transmisión, como las tarifas de transmisión, se utilizan para pagar los intereses y el principal de los bonos.
4. Se asegura la construcción del proyecto propuesto en el plan energético, fomentando dinamismo en la inversión, bajo modelos que en la actualidad ya se utilizan en nuestro mercado energético, bajo la administración autónoma de la APMEN.

Si bien el detalle de los procesos, así como su regulación, excede los objetivos de la tesis y consideramos que debe ser objeto de otra investigación. Al respecto, en el año 2021 OSINERGMIN presentó la propuesta de creación de la “Agencia de Financiamiento y Licitación para las obras de transmisión” (AFLOT)”, cuyos detalles se pueden apreciar en el Anexo 1 y puede servir de referencia para la investigación propuesta.

CAPÍTULO V. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL IMPACTO ECONÓMICO Y SOCIAL QUE LA PLANIFICACIÓN MINERA ENERGÉTICA PUEDE TENER EN EL PERÚ

5.1. Estructura y metodología de evaluación

Para la evaluación del impacto económico y social se optó por el Enfoque Costo Beneficio (ECB) desde una perspectiva de largo plazo con acciones y cambios regulatorios descritos en capítulo 4. A continuación, se describen los pasos para la evaluación social con Enfoque Costo Beneficio:

1. **Identificación y medición de los costos y beneficios sociales:** El primer paso será identificar y medir los costos y beneficios sociales a las propuestas planteadas en el capítulo. Los costos contemplarán los costos de inversión, costos operativos, costos ambientales, costos sociales, entre otros. Los beneficios incluirán los ahorros de energía, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, aumento del empleo, mejoras en la calidad del aire, entre otros.
2. **Valoración de los costos y beneficios sociales:** El siguiente paso se valorará los costos y beneficios en el mercado energético peruano. Esto implicará asignar un valor monetario a cada uno de los costos y beneficios identificados en el paso anterior.
3. **Cálculo del Valor Presente Neto Social:** El Valor Presente Neto Social (VPNS) será calculado sumando los beneficios presentes y descontados del proyecto y restando los costos presentes y descontados del proyecto. El descuento se realizará a una tasa de interés social que refleja el costo de oportunidad de los recursos y el riesgo del proyecto.
4. **Análisis de sensibilidad:** Se realizará un análisis de sensibilidad para identificar los factores clave que afectan el VPNS. Esto permitirá corroborar las decisiones de cambios planteados en el capítulo 4, así como entender mejor los riesgos y oportunidades asociados a la propuesta de cambios regulatorios.
5. **Evaluación Final de impacto social:** Finalmente, se realizará la evaluación del impacto social a las propuestas planteadas en el capítulo 4. Esto implicará evaluar los impactos positivos y negativos del proyecto en el mercado eléctrico

y su impacto en la sociedad, y determinar si las modificaciones propuestas son sostenibles y beneficioso para nuestro país.

En resumen, para realizar una evaluación social con Enfoque Costo Beneficio, se identificarán los costos y beneficios sociales, cuantificados y valorados para calcular el VPNS, pasando por un análisis de sensibilidad y evaluar el impacto en el mercado energético peruano, esto nos ayudará a tomar decisiones más acertadas desde un enfoque sostenible y eficiente para nuestro mercado energético.

5.2. Identificación y modelamiento de datos de entrada

Según fuente COES, las cargas más importantes de nuestro sistema eléctrico, incluido el sector minero, representan el 42% (18,199 GWh) de la demanda total del SEIN (2020), siendo la diferencia las cargas vegetativas (sector masivo), por este motivo, los cambios propuestos en el capítulo IV están propuestos a impulsar y gestionar eficientemente el costo de la energía en este sector.

Gráfico 65. Demanda de Energía

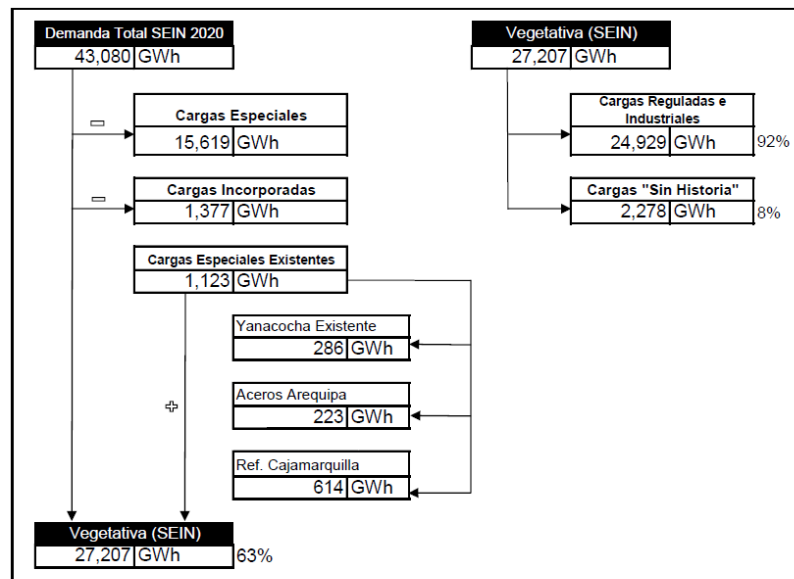


Figura D.2 Consumo de Energía en el SEIN del 2020 (Estructura de Cargas)

Fuente: COES

Analizando el aporte del crecimiento del PBI según el sector económico con proyección al largo plazo (2032), observamos que, el sector mimería obtendrá un crecimiento del 6.1% hacia el 2024, con proyección de sostener crecimientos del 2.7% hasta el 2032. Esto nos indica la importancia del sector minero hacia el largo plazo, y

por ello, reafirma la necesidad de gestionar eficientemente las condiciones energéticas y el acceso a energía competitiva.

Gráfico 66. Crecimiento por sector

Por sector	Crecimiento				Distribución	
	Realizado	Proyección			2020	2032
	2008-2020	2021-2024	2025-2032	2021-2032		
Agricultura y ganadería	3.5%	2.6%	2.9%	2.8%	6.8%	6%
Pesca y acuicultura	2.0%	-0.8%	0.0%	-0.3%	0.4%	0.3%
Minería e hidrocarburos	1.9%	6.1%	1.0%	2.7%	13.0%	12%
Manufactura	1.3%	4.8%	2.6%	3.4%	13.7%	14%
Electricidad y agua	4.5%	4.0%	3.0%	3.3%	2.2%	2%
Construcción	4.5%	2.4%	2.7%	2.6%	6.2%	6%
Servicios, comercio y otros	4.2%	3.7%	3.0%	3.3%	57.6%	59%
Total	3.3%	4.0%	2.7%	3.1%	100.0%	100%

Fuente: INEI, Proyecciones APOYO Consultoría. Elaboración: APOYO Consultoría

Según estudio publicado por COES, a partir del 2024, se espera el inicio de construcción y operación de nuevos proyectos mineros, con la excepción de aquellos con dificultades financieras y conflictividad social latente. Para mayor detalle de los proyectos considerados con visión hacia el 2032, son los siguientes:

Gráfico 67. Proyectos Mineros al 2032 a)

Tabla 9. Pipeline de proyectos mineros (Cartera de proyectos del Minem)

N°	Proyecto	Inversión (US\$ MM)	Estudio de factibilidad: completado o en elaboración	Respaldo de empresa solvente	Interés en el proyecto	Ausencia de conflictividad social
1	Quellaveco	5,300	✓	✓	✓	✓
2	Yanacocha Sulfuros	2,100	✓	✓	✓	✓
3	Ampliación Toromocho	1,355	✓	✓	✓	✓
4	Ampliación Shouxin	140	✓	✓	✓	✓
5	Tajo Chalcoobamba	130	✓	✓	✓	✓
6	Pampacancha	70	✓	✓	✓	✓
7	Integración Corocochuayco	590	✗	✓	✗	✗
8	Magistral	490	✓	✓	✓	✓
9	San Gabriel (Ex Chucapaca)	422	✓	✓	✓	✓
10	Optimización Inmaculada	136	✓	✓	✓	✓
11	Ampliación Pachapaqui	117	✓	✓	✗	✓
12	Ampliación Santa María	110	✓	✓	✓	✓
13	Pampa de Pongo	2,200	✓	✓	✓	✓
14	Corani	579	✓	✗	✓	✓
15	Ollachea	165	✓	✗	✓	✓
16	Los Chancas	2,600	✓	✓	✓	✓
17	Trapiche	1,000	✗	✓	✓	✓
18	Zafranal	1,263	✓	✓	✓	✓
19	Fosfatos Pacífico	831	✓	✓	✗	✓
20	Cañón Florida (Ex Bongará)	214	✓	✓	✗	✓
21	Pukaqaqa	655	✓	✓	✗	✗
22	Shalipayco	91	✗	✓	✗	✓
23	Haqira	1,860	✓	✗	✓	✗
24	El Galeno	3,500	✗	✓	✓	✗
25	Michiquillay	2,500	✗	✓	✓	✗
26	Tía María	1,400	✓	✓	✓	✗
27	Ariana	125	✓	✓	✓	✗
28	Cañariaco (Norte)	1,437	✓	✗	✓	✗
29	Río Blanco	2,500	✓	✓	✓	✗
30	Conga	4,800	✓	✓	✗	✗
31	San Luis	90	✓	✗	✗	✗
32	La Granja	5,000	✗	✓	✗	✗
33	Cotabambas	1,530	✗	✗	✓	✗
34	Quechua	1,290	✓	✗	✓	✓
35	Ampliación Bayóvar	300	✓	✓	✗	✓
36	Hilarión	585	✗	✓	✓	✓
37	Macusani	887	✗	✓	✓	✓
38	Fosfatos Mantaro	850	✓	✗	✗	✓
39	Hierro Apurímac	2,900	✓	✗	✓	✓

Fuente: COES

Para el presente análisis, se incluye 5 escenarios, estos orientados al comportamiento de la operación en los grandes proyectos en desarrollo hacia los siguientes años hasta el 2032.

Gráfico 68. Proyectos Mineros al 2032 b)

Tabla 9. Pipeline de proyectos mineros (Cartera de proyectos del Minem)

N°	Proyecto	Inversión (US\$ MM)	Estudio de factibilidad: completado o en elaboración	Respaldo de empresa solvente	Interés en el proyecto	Ausencia de conflictividad social
1	Quellaveco	5,300	✓	✓	✓	✓
2	Yanacocha Sulfuros	2,100	✓	✓	✓	✓
3	Ampliación Tormocho	1,355	✓	✓	✓	✓
4	Ampliación Sheuín	140	✓	✓	✓	✓
5	Tajo Chakobamba	130	✓	✓	✓	✓
6	Pampacancha	70	✓	✓	✓	✓
7	Integración Corcochuyayo	560	✗	✓	✗	✗
8	Magdalena	490	✓	✓	✓	✓
9	San Gabriel (Ex Chucapaca)	422	✓	✓	✓	✓
10	Optimización Inmaculada	130	✓	✓	✓	✓
11	Ampliación Pachapaguí	117	✓	✓	✗	✓
12	Ampliación Santa María	110	✓	✓	✓	✓
13	Pampa de Pongo	2,300	✓	✓	✓	✓
14	Corani	579	✓	✗	✓	✓
15	Ollachea	105	✓	✗	✓	✓
16	Los Chancas	2,600	✓	✓	✓	✓
17	Trapipe	1,000	✗	✓	✓	✓
18	Zañana	1,203	✓	✓	✓	✓
19	Fosfatos Pacífico	831	✓	✓	✗	✓
20	Cañón Florida (Ex Bongard)	214	✓	✓	✗	✓
21	Pukapaya	655	✓	✓	✗	✗
22	Shulpayco	91	✗	✓	✗	✓
23	Huacra	1,900	✓	✗	✓	✗
24	El Galano	3,500	✗	✓	✓	✗
25	Mohuqitay	2,500	✗	✓	✓	✗
26	Tío María	1,400	✓	✓	✓	✗
27	Anana	125	✓	✓	✓	✗
28	Cañarazo (Norte)	1,437	✓	✗	✓	✗
29	Río Blanco	2,500	✓	✓	✓	✗
30	Conga	4,900	✓	✓	✗	✗
31	San Luis	90	✓	✗	✗	✗
32	La Granja	5,000	✗	✓	✗	✗
33	Cotabambas	1,530	✗	✗	✓	✗
34	Quechua	1,200	✓	✗	✓	✓
35	Ampliación Baylvar	300	✓	✓	✗	✓
36	Hilarón	585	✗	✓	✓	✓
37	Mausani	887	✗	✓	✓	✓
38	Fosfatos Mantaro	950	✓	✗	✗	✓
39	Hiero Apurímac	2,900	✓	✗	✓	✓
40	Los Caballos	655	✗	✗	✓	✓
41	Don Javier	600	✗	✗	✗	✓
42	AZOO (Aosha y Yanque)	345	✓	✗	✗	✓
43	Ayashua	252	✗	✗	✗	✓
44	Antita	250	✗	✗	✗	✓

Nota: n/a hace referencia a información no disponible. Fuente: MIM, Chiriquín, Defensoría del Pueblo, Proyecciones APOYO Consultoría. Elaboración: APOYO Consultoría.

Fuente: COES

Respecto a la situación actual de nuestro sistema interconectado nacional, este presenta las siguientes características actualmente al 2021:

Gráfico 69. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional 2021

RESUMEN AL 2021⁽¹⁾

- **Potencia Efectiva⁽²⁾**
 Año 2021: **12 841 MW (Δ: 1,05 %)**
 Año 2020: **12 708 MW**
 % Potencia Efectiva 2021:
 CC.HH.⁽³⁾: 40,7%, CC.TT.⁽⁴⁾: 53,9%,
 C. Eólicas: 3,2% y C. Solares: 2,2%
 - **Producción de Energía**
 Año 2021: **53 990 GWh (Δ: 9,77 %)**
 Año 2020: **49 187 GWh**
 % Producción de Energía 2019:
 CC.HH.⁽³⁾: 56,8%, CC.TT.⁽⁴⁾: 38,4%,
 C. Eólicas: 3,3% y C. Solares: 1,5%
 - **Máxima Demanda**
 Año 2021: **7 173 MW (Δ: 0,67 %)**
 Año 2020: **7 125 MW**
 - **Longitud de líneas de transmisión del COES al año 2021:**
220 kV: 13 223 km
500 kV: 2 879 km
- (1): Estadística de Operación 2021 del COES.
 (2): Considera Retiros de Operación Comercial.
 (3): Incluye centrales hidroeléctricas RER.
 (4): Incluye centrales de biomasa y de Reserva Fria.



Figura 2.1 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al año 2021.

Fuente: COES

Mientras que para el plan de transmisión al 2032, ejecutado por COES, se han considerado las siguientes variaciones al sistema actual:

Gráfico 70: Plan de Transmisión al 2032

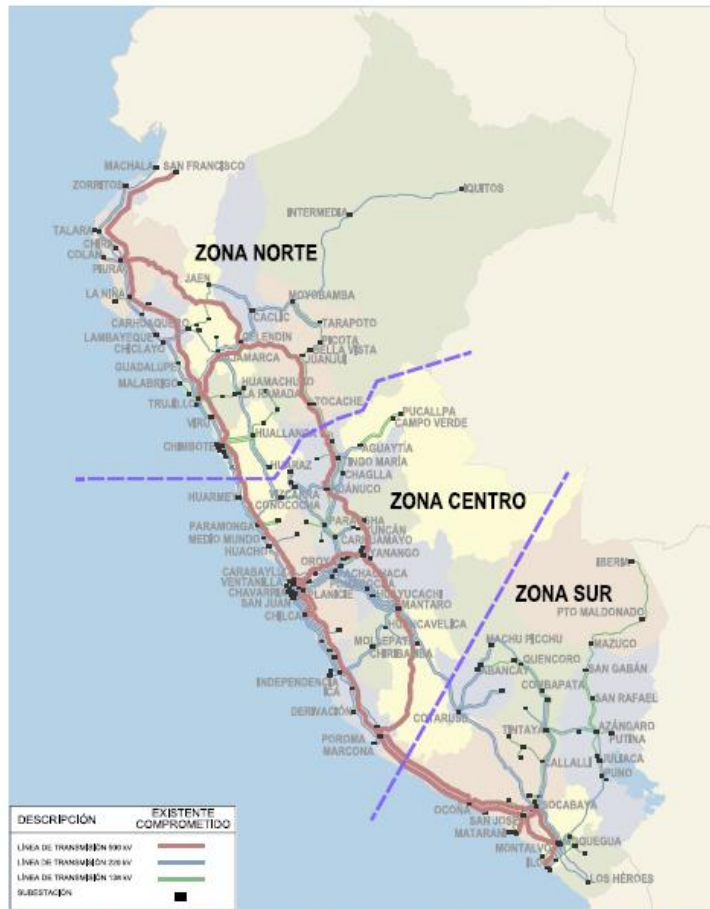


Figura D.9 Mapa del SEIN con Propuesta de Zonas del SEIN, Año 2037.

Fuente: COES

Según información de COES en su plan de transmisión 2032, las adecuaciones en redes y adaptaciones al sistema eléctrico interconectado nacional contemplan una inversión de más de 1,200 millones de dólares en los siguientes años, divididos en dos etapas, conforme el siguiente detalle:

Gráfico 71. Plan de Inversión hasta el 2028

Plan Vinculante

b) El Plan Vinculante hasta el año 2028 es el siguiente:

N°	Proyectos Vinculantes	Inversión Millones USD
1	Enlace 500 kV Chilca CTM-Carabayillo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM 1.1 LT 500 kV Chilca CTM-Carabayillo (Tercer circuito). 1.2 Tercer transformador 500/220 kV en SE Chilca. (*) 1.3 Reactores de Núcleo de aire serie 220 kV entre SE Chilca Uno – Chilca CTM. (*)	58
2	Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas. 1.1 SE 500/220 kV, seccionando la LT 500 kV Chilca-Poroma, patio 500 y 220 kV. 1.2 Autotransformador 500/220 kV y enlace con patio de 220 kV en SE Independencia. 1.3 FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LLTT 500 kV Bicentenario-Chilca y Bicentenario-Poroma en SE Bicentenario.	42
3	Nueva Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas. 1.1 Enlace 500 kV Colectora- "Hub" Poroma. 1.2 Nueva Subestación Colectora 500/220 kV. 1.3 Autotransformador 500/220 kV en SE Colectora. 1.4 Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) 500 kV	52
4	Nueva Subestación "Hub" San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC). Nueva SE "Hub" San José de 220 kV (Primera Etapa). Implementación de LT 220 kV "Hub" San José – Repartición. Ampliación de la SE Repartición con transformación 220/138 kV de 120 MVA. Implementación de LT 138 kV Repartición – Majes (segundo circuito) y LT 138 kV Repartición – Mollendo (segundo circuito).	30
5	Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC). Enlace 220 kV Carapongo – Cajarquilla, ampliación a 3er circuito, aprox 5 km (aéreo) Enlace Subterráneo 220 kV Chavarría - San Martín. Nueva SE 220 kV San Martín (adjunto a SE Santa Rosa), equipamiento GIS y acometidas de líneas subterráneas. Desconexión de llegadas de LTs Chavarría – Santa Rosa y Carapongo – Santa Rosa de SE Santa Rosa y conexión a SE San Martín Conexión de los dos transformadores 220/60 kV de ENEL de la SE Santa Rosa para ser alimentadas desde la SE San Martín.	45
6	Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas. SE 220 kV seccionando la línea Mantaro – Cotaruse (a la altura de Ayacucho), con patio de 220 kV (ITC). FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LLTT 220 kV Muyurina-Mantaro y Muyurina-Cotaruse en SE Muyurina. LT 220 kV Derivación Muyurina – Ayacucho Oeste (ITC). SE Ayacucho Oeste 220/60 kV y conexión a la SE Mollepata 220 kV existente (ITC). Transformador 220/60 kV y enlace a líneas existentes en 60kV (ITC).	42
7	Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC). 1.1 SE 220 kV seccionando la línea Cotaruse – Socabaya (a la altura de Arequipa), con patio de 220 kV. LT 220 kV Derivación Palca – La Pascana (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas SE La Pascana 220/138 kV y conexión a SE Intermedia Norte en 138 kV (nueva) y SSEE existentes. Autotransformador 220/138 kV en La Pascana.	33
8	Enlace 220 kV Aguaytia – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC). Enlace 220 kV Aguaytia – Shipibo Nueva SE Shipibo 220/138 kV	33
9	Equipos FACTS Serie de control de RSS en LT 500 kV Poroma-Colcabamba e instalaciones asociadas. FACTS Serie (Equipo de Control de Resonancia Subsíncrona) en LT 500 kV Poroma-Colcabamba en SE Poroma. (*)	20
10	Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo. Enlace 138 kV Campas-La Virgen. Autotransformador 220/138 kV en SE Campas. Transformador 138/60/22.9 kV en SE Campas. Enlace 60 kV Campas-Chanchamayo	12
11	Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito. (Proyecto ITC). Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito	16
12	Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	11
13	Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)	21
14	Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito) (Proyecto ITC)	2
15	Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco, Amarilis – Parageha y Ampliación de SE Amarilis (Proyecto ITC) (*)	4
16	Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC)	27
17	Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	49
18	Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	18
19	Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Julica), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	7
20	Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	24
Costo de Inversión 544 Millones USD en Total		

Fuente: COES

Gráfico 72. Plan de Inversión hasta el 2032

c) El Plan de Transmisión hasta el año 2032 es el siguiente (No se muestran los proyectos vinculantes, pues ya están indicados en el Plan Vinculante del 2028).

N°	Proyectos Troncales Largo Plazo	Inversión Millones USD
1	Proyecto Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas	136
	LT 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca	
	FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LLTT 500 kV Bicentenario-Chilca y Bicentenario-Poroma en SE Bicentenario.	
2	Proyecto Seccionamiento de la LT 500 kV Piura – Frontera en la SE Pariñas 500/220 kV	30
	SE Pariñas 500/220 kV (transformador)	
	Seccionamiento de la LT 500 kV Piura – Frontera con ingreso y salida a la SE Pariñas	
3	SE “Hub” San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV	15
4	SE “Hub” Montalvo y transformación 500/220 kV	16
5	Ampliación de la SE Yarabamba Transformador 500/220 kV (2do)	13
6	SE “Hub” Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV	17
7	Equipo FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) en la LT 500 kV Poroma-Ocoña e instalaciones asociadas.	15
8	Seccionamiento de la LT 220 kV Mantaro-Pachachaca en la SE Huayucachi	6
9	Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan	6
10	Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca	4
11	Repotenciación a 450 MVA de la LT 220 kV Poroma – Marcona	3
12	Enlace 220 kV Piura Nueva - Sullana, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	24
13	Enlace 220 kV Felam – Tierras Nuevas (Segundo Circuito), ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	9
14	Nueva Subestación Moche 220/138 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	18
15	Ampliación de la Subestación La Ramada con transformación 220/138 kV y líneas conexas (ITC)	18
16	Enlace 138 kV Runatullo – Satipo (Segundo Circuito), ampliación y subestaciones asociadas (ITC)	3
17	Enlace 138 kV Pomacocha – Bellavista, ampliación y subestaciones asociadas (ITC)	15
18	Enlace 220 kV Derivación Pucará - Palian (Huancayo), ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	25
19	Expansión de Transmisión en 500 kV Lima Metropolitana, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	242
20	Enlace 220 kV Independencia – El Ángel, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	4
21	Enlace 138 kV Mollendo – Matarani (Segundo Circuito), ampliación y subestaciones asociadas (ITC)	3
22	Enlace 138 kV Abancay Nueva – Tamburco (Segundo Circuito), ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	4
23	Nueva SE La Garita y Enlace 220 kV Los Héroes - La Garita, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	21
Costo de Inversión 664 Millones USD en Total		

Tabla 8.2 Plan de Transmisión de Largo Plazo

Fuente: COES

Lo que se busca con el presente análisis es optimizar estas inversiones realizando planificación de generación para las principales demandas futuras del país, orientadas al sector minero, a fin identificar el beneficio social con la intervención de los cambios propuestos en el capítulo IV.

En base a la información anterior, se realizaron los escenarios de evaluación para la demanda eléctrica futura de nuestro país, con la finalidad evaluar los beneficios en costos de energía futuro. En los siguientes cuadros se presentará la proyección de demanda por escenarios de evaluación (GWh):

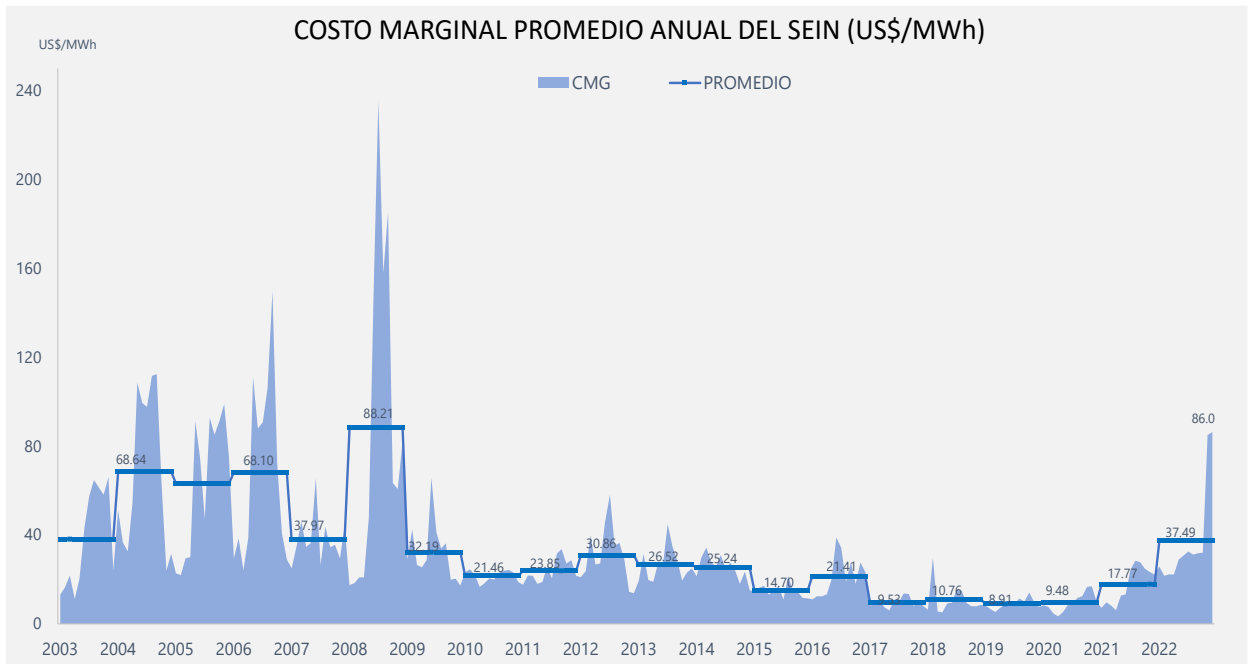
Gráfico 73. Escenarios de Evaluación

Escenario Base												
Energía (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Carga Vegetativa	37,009	37,996	39,065	40,016	41,241	42,458	43,701	44,967	46,303	47,704	49,151	50,641
Cargas Especiales e Incorporadas	16,516	17,490	17,584	17,608	17,725	17,797	17,827	17,833	17,815	18,430	18,478	18,567
Grandes Proyectos	682	2,501	3,748	4,273	4,699	5,040	5,751	6,222	6,822	6,877	6,918	6,936
Otras demandas	943	928	948	948	948	948	948	948	948	948	948	948
Total	55,150	58,915	61,345	62,845	64,613	66,243	68,227	69,970	71,888	73,959	75,495	77,092
Escenario Pesimista												
Energía (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Carga Vegetativa	36,780	37,505	38,289	38,981	40,046	41,087	42,143	43,206	44,312	45,470	46,650	47,853
Cargas Especiales e Incorporadas	16,402	17,140	17,258	17,285	17,395	17,453	17,490	17,485	17,462	18,065	18,106	18,186
Grandes Proyectos	680	2,469	3,710	4,191	4,627	4,835	5,460	5,652	5,999	6,050	6,071	6,074
Otras demandas	943	937	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946
Total	54,805	58,051	60,203	61,403	63,014	64,321	66,039	67,289	68,719	70,531	71,773	73,059
Escenario Muy Pesimista												
Energía (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Carga Vegetativa	36,551	37,022	37,550	37,979	38,895	39,773	40,657	41,536	42,435	43,373	44,309	45,254
Cargas Especiales e Incorporadas	16,402	17,140	17,258	17,285	17,395	17,453	17,490	17,485	17,462	18,065	18,106	18,186
Grandes Proyectos	680	2,469	3,710	4,191	4,627	4,835	5,460	5,652	5,999	6,050	6,071	6,074
Otras demandas	943	937	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946
Total	54,576	57,568	59,464	60,401	61,863	63,007	64,553	65,619	66,842	68,434	69,432	70,460
Escenario Optimista												
Energía (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Carga Vegetativa	37,238	38,500	39,839	41,086	42,488	43,893	45,366	46,880	48,514	50,199	51,953	53,790
Cargas Especiales e Incorporadas	16,629	17,737	17,913	17,947	18,082	18,204	18,250	18,276	18,278	18,908	18,967	19,069
Grandes Proyectos	684	2,504	4,078	4,604	5,446	5,937	8,747	11,296	15,481	16,870	17,769	19,909
Otras demandas	943	937	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946
Total	55,494	59,678	62,776	64,583	66,962	68,980	73,309	77,398	83,219	86,923	89,635	93,714
Escenario Muy Optimista												
Energía (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Carga Vegetativa	37,464	38,994	40,620	42,179	43,761	45,364	47,051	48,801	50,701	52,676	54,751	56,938
Cargas Especiales e Incorporadas	16,629	17,737	17,913	17,947	18,082	18,204	18,250	18,276	18,278	18,908	18,967	19,069
Grandes Proyectos	684	2,504	4,078	4,604	5,446	5,937	8,747	11,296	15,481	16,870	17,769	19,909
Otras demandas	943	937	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946
Total	55,720	60,172	63,557	65,676	68,235	70,451	74,994	79,319	85,406	89,400	92,433	96,862

Fuente: COES

En el siguiente gráfico analizaremos el comportamiento histórico del costo marginal del 2003 al 2023, en el cual observaremos la variabilidad del costo de la energía principalmente por las condiciones operativas y regulatorias que actualmente presenta nuestro sistema. En la actualidad el costo promedio de corto plazo (spot) de la energía está en 37.49 USD/MWh a enero 2023, este será nuestro punto de referencia para el análisis financiero.

Gráfico 74. Costo Marginal Promedio Anual del SEIN (US\$/MWh)



Fuente: COES

5.3. Evaluación Financiera

El objetivo de la autoridad de planificación minero energético (APMEN) es buscar eficiencia en el precio de la energía, a través de los cambios regulatorios que ayudará a la planificación minero-energética, incentivando la generación eficiente que reduzca el precio de la energía.

Inicialmente el objetivo de APMEN será lograr reducir el precio de la energía en un 20% respecto del escenario base asociado a las condiciones actuales propuestas por COES en el plan de transmisión del 2032. Obteniendo como resultado un beneficio (VAN) por más de 1.3 Millones de dolares, con un recupero a 2.7 años, con una rentabilidad (TIRe) por más del 38%. El detalle en la siguiente gráfica:

Gráfico 75. Flujo de caja del proyecto Autoridad de Planificación Minero Energético - APMEN

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO "AUTORIDAD DE PLANIFICACIÓN MINERO ENERGÉTICO - APMEN"												
AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Ingresos por ahorros de planificación		420,514	443,720	467,609	493,787	521,291	550,646	579,884	614,487	642,930	676,227	
Energía MWh/año		61,345	62,845	64,613	66,243	68,227	69,970	71,888	73,959	75,495	77,092	
Dif. Precio Energía Eficiente (US\$/MWh)		6.9	7.1	7.2	7.5	7.6	7.9	8.1	8.3	8.5	8.8	
Precio Energía SEIN (US\$/MWh)		34.3	35.3	36.2	37.3	38.2	39.3	40.3	41.5	42.6	43.9	
Eficiencia en Precio por planificación de APMEN		27.4	28.2	28.9	29.8	30.6	31.5	32.3	33.2	34.1	35.1	
Egresos		-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	
OPEX		-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	-80,000	
Margen Bruto		340,514	363,720	387,609	413,787	441,291	470,646	499,884	534,487	562,930	596,227	
Depreciación		-160,000	-160,000	-160,000	-160,000	-160,000						
Flujo antes de impuestos		180,514	203,720	227,609	253,787	281,291	470,646	499,884	534,487	562,930	596,227	
IR (30%)		-54,154	-61,116	-68,283	-76,136	-84,387	-141,194	-149,965	-160,346	-168,879	-178,868	
Utilidad Neta		126,360	142,604	159,326	177,651	196,903	329,452	349,919	374,141	394,051	417,359	
Depreciación		160,000	160,000	160,000	160,000	160,000						
Inversión		-800,000										
Flujo despues de impuestos		-800,000	286,360	302,604	319,326	337,651	356,903	329,452	349,919	374,141	394,051	417,359
Flujo de Caja (desp. de IR) - Acum		-513,640	588,964	621,930	656,977	694,554	686,356	679,371	724,060	768,192	811,410	
Flujo de Caja (Antes de IR) - Acum		-800,000	340,514	363,720	387,609	413,787	441,291	470,646	499,884	534,487	562,930	596,227

TIR_e	38.2%
Payback (Años)	2.7 años
VAN (9%)	\$ 1,364,373

Fuente: Elaboración propia

5.4. Análisis de sensibilidad

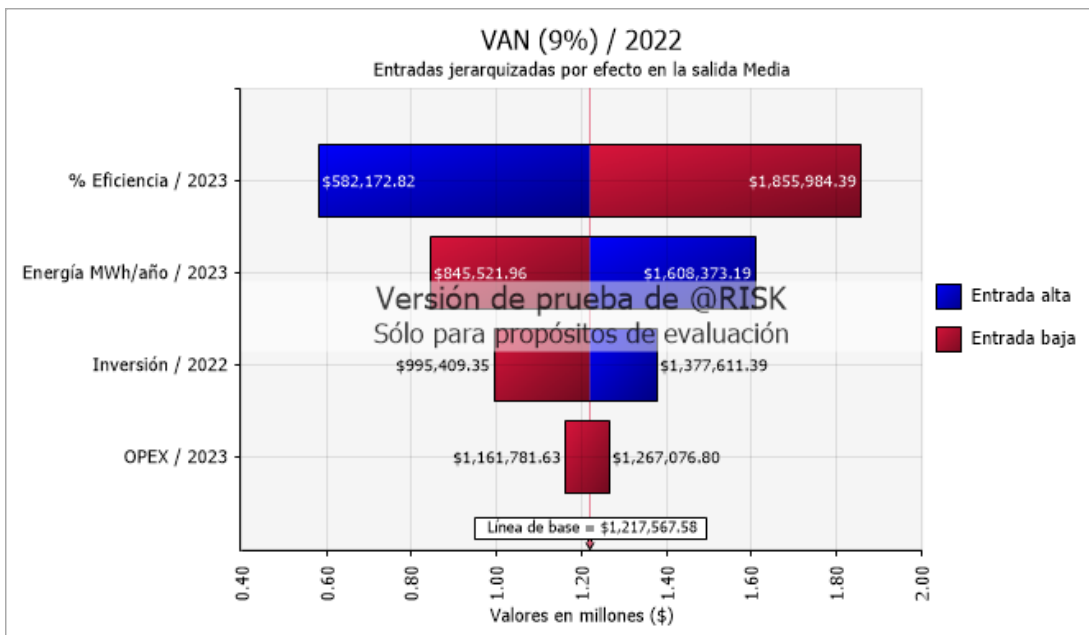
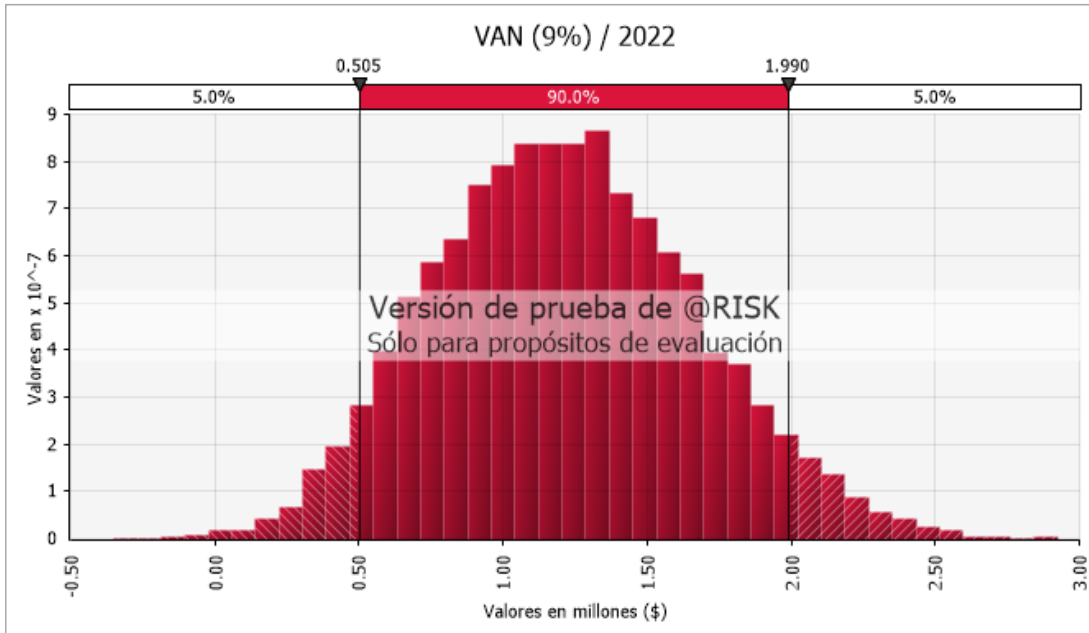
Al flujo financiero se le añadieron escenarios de sensibilidad, para analizar las variaciones de los principales indicadores, entre ellos, variación de la demanda, variación de la inversión (CAPEX), variación del gasto operativo (OPEX), así como el éxito de las eficiencias que ejecute el APMEN al ahorro en el precio de la energía. Estas variaciones se contrastaron con su resultado del beneficio del sistema (VAN), los resultados fueron los siguientes:

Gráfico 76 . VAN



VAN (9%) / 2022 - FLUJO!H25

Reporte: Reporte de gráfico de salidas
Generado por: josorioc
Fecha: domingo, 30 de julio de 2023



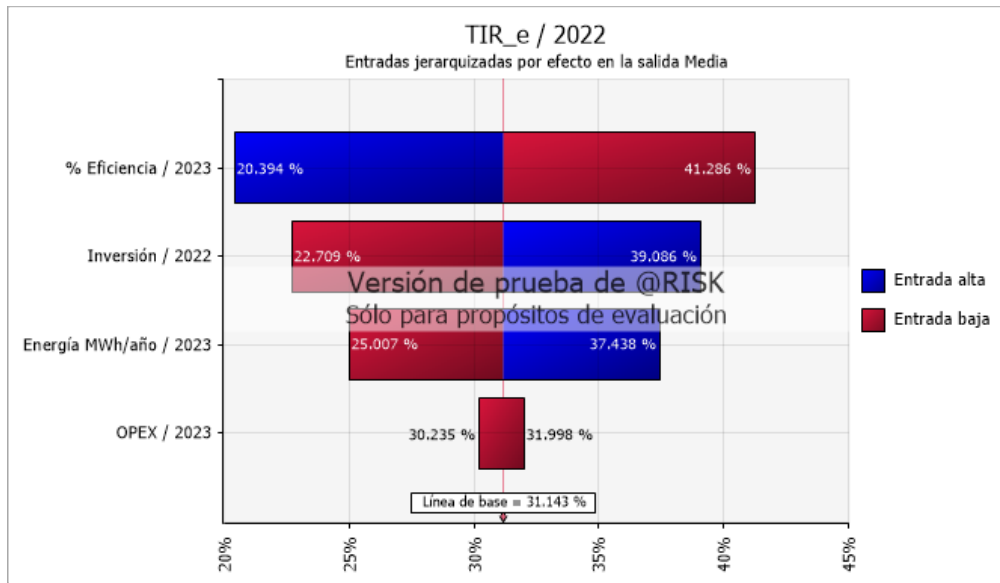
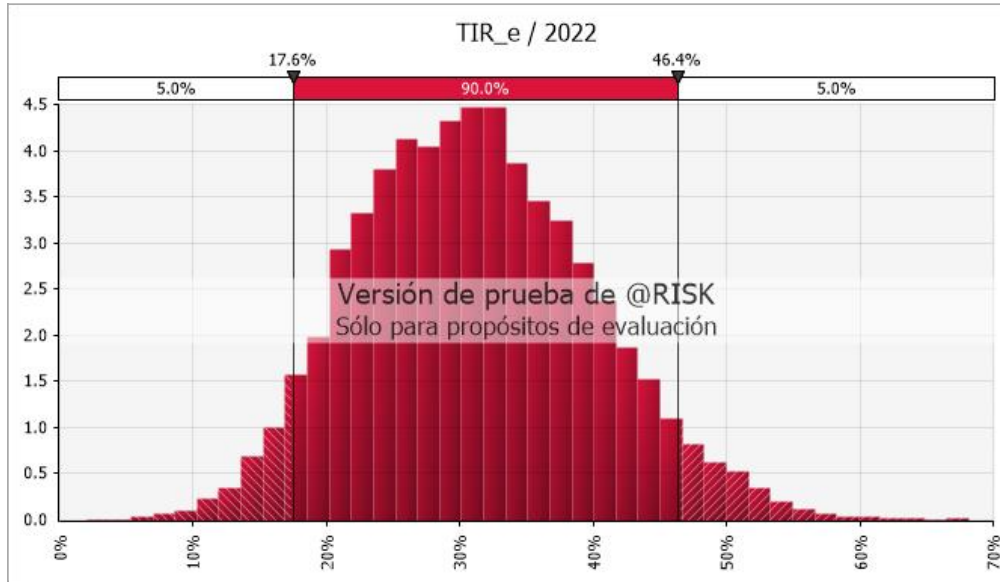
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 77. TIRe



TIR_e / 2022 - FLUJO!H23

Reporte: Reporte de gráfico de salidas
Generado por: josorioc
Fecha: domingo, 30 de julio de 2023



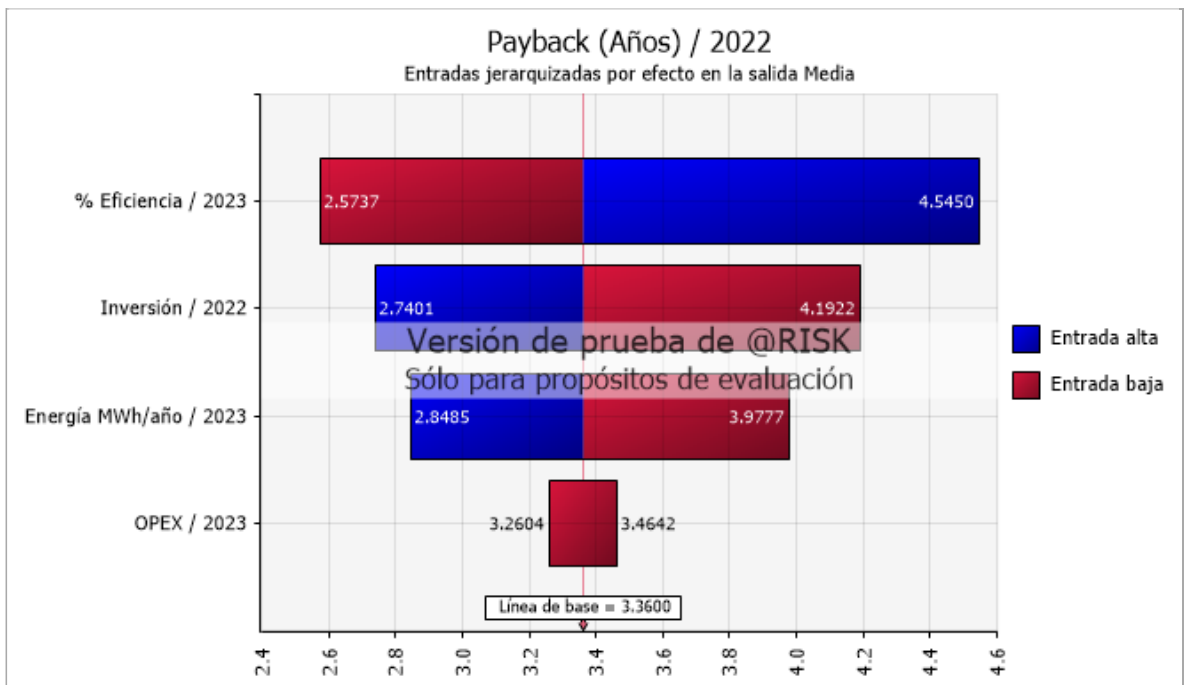
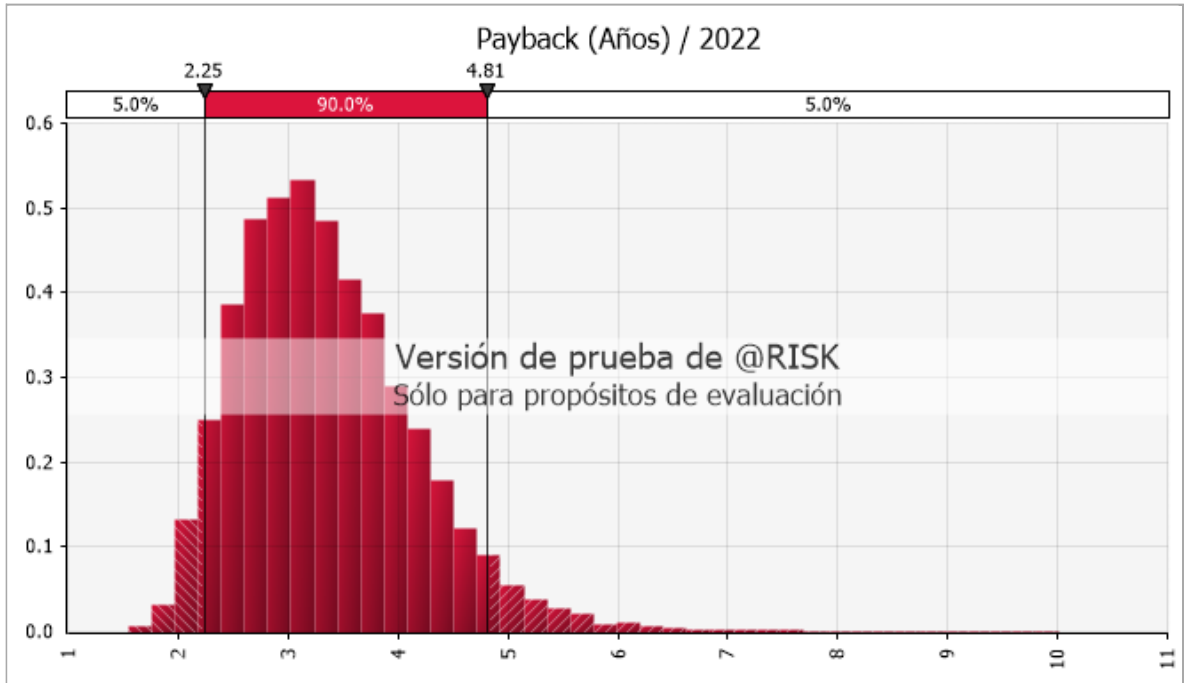
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 78. Payback



Payback (Años) / 2022 - FLUJO!H24

Reporte: Reporte de gráfico de salidas
Generado por: josorioc
Fecha: domingo, 30 de julio de 2023



Fuente: Elaboración propia

5.5. Evaluación Final

Se han llegado a los resultados siguientes:

1. Se concluye que se necesita variaciones muy fuertes para que la rentabilidad y beneficio se vean afectados negativamente, el éxito del APMEN radicará en el objetivo de generar eficiencias que generen ahorros mayores al 8% en el costo de la energía para impactar mínimamente al beneficio del SEIN.
2. La autonomía y éxito en la planificación eficiente del APMEN permitirá beneficios extraordinarios que superan los 2.5 millones de dólares, con un ahorro promedio del 30% en el costo de la energía.
3. La variación de la demanda deberá ser muy significativa, superiores al -60%, para generar un impacto negativo en las eficiencias generadas por APMEN, bajo el supuesto de superar esta brecha del -60%, el impacto sería más de 500 mil dólares en negativo al beneficio propuesto por APMEN.
4. Las variaciones del CAPEX, también deberán ser muy superiores al +150% del escenario base para afectar la continuidad del beneficio propuesto por APMEN, lo cual es poco probable, ya se trata de un organismo administrativo que generará trabajo conceptual y de planificación.
5. Las variaciones en el OPEX, de igual forma, deberán ser mayores al +400% del escenario base, para impactar negativamente en la operación del APMEN.
6. Bajo estos conceptos, el análisis concluye en un proyecto viable con un riesgo mínimo, pero con objetivos muy retadores, que involucra cambios regulatorios propuestos en capítulo IV, así como el generar eficiencias del largo plazo que permitan un ahorro significativo al costo de la energía en nuestro sistema eléctrico.

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES

A continuación, se presentan las conclusiones:

1. Se ha realizado un análisis de la situación en el Perú advirtiendo que:
 - Con relación al marco regulatorio, desde la publicación de la Ley de Concesiones Eléctricas en 1993 se establecieron condiciones para promover la inversión y mejorar el sector eléctrico, aprovechando las condiciones macroeconómicas vinculadas a la demanda de minerales, que creció cinco veces en el período 1992 – 2018, mejorando la cobertura y las condiciones del servicio al el usuario final, con el establecimiento de un sistema para promover un funcionamiento eficiente, con la participación del Ministerio de Energía y Minas, Osinergmin, COES – SINAC, generadores, transmisores y distribuidores, sin embargo, se presentan deficiencias en el sistema que requieren mejoras para asegurar su seguridad, confiabilidad y sostenibilidad.
 - La problemática en el sector eléctrico está vinculado a diversos temas:
 - Planificación. La planificación que se realiza actualmente es sobre la transmisión, participan a través del COES las empresas que están en el sistema y no incluye la generación.
 - Político. Carecemos de una política clara en cuanto a la Política Energética Nacional, de la cual no conocemos los resultados obtenidos durante su vigencia.
 - Normativo. Desde el año 2019 se está realizando un análisis del sector eléctrico, a través de una Comisión Multisectorial, para proponer mejoras. Adicionalmente, los procesos existentes en materia de contrataciones estatales limitan la capacidad de contratación de las empresas del Estado, además que los criterios de eficiencia que se utilizan para estimar los gastos de inversión consideran precios por debajo de su valor en el mercado.

Adicionalmente, no se generan incentivos para la eficiencia, en la falta de capacidad en el cumplimiento de los planes de inversión a través de las Resoluciones Ministeriales que establecen grave deficiencia, generando sobrecostos para los usuarios del sistema.

- Operativo. Incumplimiento en la ejecución del Plan de Inversión en Transmisión aprobado por Osinergmin para las EDEs, debido a la falta de capacidad de gestión financiera de las empresas del Estado que impacta en la generación de fallas en el sistema, que se pueden advertir en los indicadores SAIDI y SAIFI, afectando la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.
2. Se realizó un benchmarking, analizando experiencias de planificación en:
- Colombia. A través de un organismo técnico especializado, con características de autonomía en contrataciones y administración de personal, que desarrolla actividades de planificación considerando los requerimientos mineros y energéticos para las proyecciones de demanda para la expansión, vinculante en generación y transmisión, encargado además de verificar la viabilidad financiera, ejecución y supervisión de los planes de inversión, con procedimientos ad hoc y transparentes, para la verificación de una adecuada ejecución.
 - Chile. Con la aprobación de la Política Energética Nacional 2050, publicada el 16 de febrero de 2016, bajo la dirección del Ministerio de Energía, Chile determinó de forma participativa sus prioridades, en todos los niveles de gobierno y con las organizaciones de la sociedad civil, en torno a seguridad y calidad, energía como motor de desarrollo, compatibilidad con el ambiente; y, eficiencia y educación.

Al respecto, se han construido indicadores que permiten monitorear la implementación de las medidas priorizada y la actualización de la política.

- Canadá. Existe un Ente Rector a nivel nacional y que supervisa la infraestructura eléctrica, adicionalmente coordina con las provincias que son responsables de la planificación del sector.
- Brasil. Cuenta como Ente Rector con la Empresa de Pesquisa Energética EPE, la misma que se encarga entre una de sus funciones de la planificación eléctrica y energética en el país a corto, mediano y largo plazo.

- Australia. Tiene como Ente Rector a la Australian Energy Market Operator AEMO, la misma que tiene entre sus responsabilidades y funciones la de planificación energética a nivel del país.
3. Propuesta. Planteamos una propuesta que se sustenta básicamente en la experiencia colombiana y que consideramos hace frente a la problemática actual en el sistema eléctrico nacional y nos permitirá prever su crecimiento y sostenibilidad, con un marco específico, independencia y transparencia, lo cual permitirá, por un lado, conseguir los objetivos propuestos y, por otro lado, un control adecuado de la gestión.

Consideramos que la experiencia en Chile tiene un enfoque participativo que requeriría una articulación que es necesaria construir y que sería muy difícil conseguir en el corto plazo; mientras que, en el caso de Canadá en el norte, la planificación es más autónoma, cada provincia tiene un organismo planificador debido a su propia organización política y se articula con el CER.

Debemos de tomar en cuenta que, de la información recogida de la Empresa de Pesquisa Energética en Brasil, demuestra que EPE desde su creación hace 19 años ha logrado generar las políticas, estrategias y articular con todos los operadores, reguladores y agentes del sistema eléctrico, gas, bio combustibles y gas natural desde el diseño, modelos económicos y líneas de coincidencia, a fin de generar una planificación de una infraestructura energética sostenible en el país.

Finalmente, en Australia la Australian Energy Market Operator AEMO desempeña un papel crítico en la planificación energética de Australia al coordinar y gestionar todos los aspectos del sistema energético, desde la generación hasta la transmisión y la distribución. Su trabajo es esencial para garantizar la confiabilidad, la eficiencia y la sostenibilidad del suministro de energía en el país, especialmente en un momento en el que se está produciendo una importante transición hacia fuentes de energía más limpias y renovables.

4. Análisis económico. Desde el punto de vista económico la propuesta de la Agencia de Planificación Minero-Energética APMEN como Organismo Especializado, es viable y permitirá generar eficiencias en el sector eléctrico que generarán ahorros

mayores al 8% en el costo de la energía; y sólo variaciones muy fuertes pueden afectar negativamente su rentabilidad.

ANEXO

I. Propuesta de creación de agencia de financiamiento y licitación para las obras de transmisión (AFLOT)



Propuesta de creación de Agencia de Financiamiento y Licitación para las obras de transmisión” (AFLOT)

División de Supervisión de Electricidad
junio de 2021



OBJETIVO

Creación de una nueva organización independiente y especializada que se encargue de la gestión de las inversiones en los sistemas de transmisión de las empresas distribuidoras del Estado (EDEs).

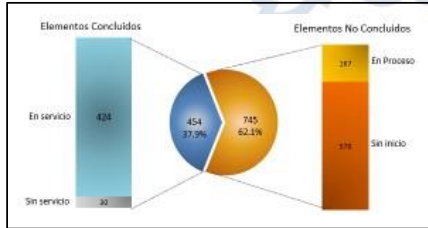
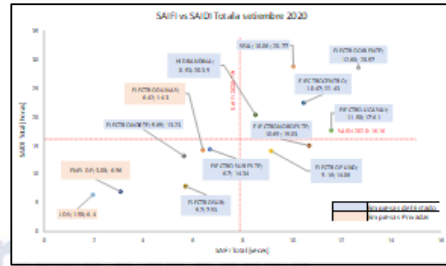
ALCANCE

Se encargará del financiamiento y licitación de obras de transmisión en los Sistemas Secundarios de Transmisión (SSTD y SSTGD) de las EDE. Asimismo, puede brindar asesoría y colaborar con otras entidades del sector para la mejora o solución de las deficiencias del suministro en el SEIN. Además, dada su especialización puede participar en el estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión.



PROBLEMÁTICA A RESOLVER

- Altos índices de interrupciones

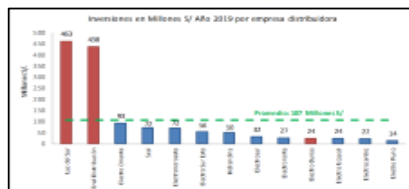
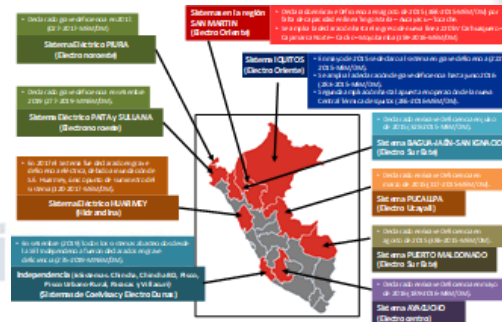


- Baja ejecución de los Planes de Inversión (PIT) y amplios plazos para el desarrollo de un proyecto. La mayor parte de elementos no concluidos corresponden a las EDE.



PROBLEMÁTICA A RESOLVER

- Riesgo de declaratoria de emergencia en varias zonas del país por falta de infraestructura aprobada en el PIT pero no implementada.



- Limitada capacidad de gestión financiera y falta de gobernanza en las EDE.



DETALLES DE LA INICATIVA

Consiste en la creación de la “Agencia de Financiamiento y Licitación para las obras de transmisión”(AFLOT) que buscará aportar valor agregado a los SST mediante:

1. Obtención financiamiento externo independiente mediante la emisión de bonos o préstamos para la ejecución de obras de transmisión u otras de iniciativa propia de las concesionarias de distribución del estado.
2. Licitación de la construcción de nueva infraestructura de transmisión bajo un régimen especial, supervisando la ejecución de las obras, transfiriéndose a las EDE's luego de la POC.

El financiamiento para sus operaciones lo obtendrá a través de las tarifas de los clientes. Una porción de las tarifas, relacionadas a los sistemas de transmisión, que hoy se les reconocen a las EDE's serán transferidas a la agencia bajo la modalidad de cuotas para financiar sus actividades.

Por otro lado, el financiamiento para las obras de transmisión se obtendrá a través de la emisión de bonos o préstamos.



DESARROLLO DE LA PROPUESTA

DETALLES DE LA INICATIVA

Los proyectos de licitación de AFLOT presentarán un régimen especial con el fin de agilizar el ingreso de las inversiones:

1. Licitaciones por paquetes u obras. Las obras incluyen servidumbres.
2. Con EIA's aprobados. Las EDE's son las responsables de dicha aprobación.
3. Con garantía de ingreso (PIT u obras propuestas por las EDE's).
4. Con procedimiento simplificado (privado).
5. La inversión se remunera a la POC (100% al constructor).
6. La inversión se financia con préstamos a largo plazo.
7. Operación y Mantenimiento a cargo de la EDE's según concesión.
8. La remuneración del préstamo recaudada por las EDE's será transferida a la AFLOT a través de un fideicomiso para el pago de la mensualidad de la inversión.





Energía que no se detiene

BIBLIOGRAFÍA

Asociación de Generadoras de Chile, 2021. Mercado eléctrico en Chile.

Disponible en: <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-eolica>

Asociación de Generadoras de Chile, 2021. Boletín del Mercado Eléctrico:
Agosto 2021. Disponible en:

<http://generadoras.cl/media/pagefiles/1804/Bolet%C3%ADn%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20Generadoras%20de%20Chile%20-%20Agosto%202021.pdf>

Australia: <https://es.wikipedia.org/wiki/Australia>

Barreto, M. L., de Castro Sirotheau, J., Lima, M. H. R., Nahass, S., Técnico, E., Chaves, A. P., & Bôas, R. C. V. (2002). Minería, minerales y desarrollo sustentable en Brasil. MMSD, Minería, minerales y desarrollo sustentable en América del Sur. IIED/WBCSD/CIPMA/IDRC/IIPM, 215-340.

Blanco, A. V. (2012). A treinta años de la ley general de servicios eléctricos. Actas de Derecho de Energía N° 2, 275-284.

Benavides, J., Cadena, Á., González, J. J., Hidalgo, C., & Piñeros, A. (2018). Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada.

COES: <https://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/QuienesSomos>

Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2021. Sistema Eléctrico Nacional

Disponible en: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>

Datosmacro. (s. f.). *Datosmacro.com—Información económica y sociodemográfica*. Recuperado 29 de julio de 2023, de

<https://datosmacro.expansion.com/>

EPE: <https://www.epe.gov.br/pt>

EPE: https://pt.wikipedia.org/wiki/Empresa_de_Pesquisa_Energ%C3%A9tica

Evolución histórica del mercado eléctrico para la minería. (2022). Recuperado 15 de noviembre de 2022, de Electroconsultores. <http://www.electroconsultores.cl/articulo47/>

Fainboim Yaker, I., & Rodríguez Restrepo, C. J. (2000). El desarrollo de la infraestructura en Colombia en la década de los noventa.

GESEL. Grupo de Estudo do Setor Elétrico. UFRJ, 2011. Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 26. Disponible en: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/50_TDSE26%20-%20espanhol.pdf

Gil, A. (2021a, abril 16). *El mapa físico de Colombia*. El Orden Mundial - EOM. <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/mapa-fisico-colombia/>

Gil, A. (2021b, noviembre 19). *El mapa físico de Chile*. El Orden Mundial - EOM. <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/el-mapa-fisico-de-chile/>

Gil, A. (2020, junio 4). *El mapa físico de Canadá*. El Orden Mundial - EOM. <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/geopolitica-canada/>

Gil, A. (2021c, abril 2). *El mapa físico de Brasil*. El Orden Mundial - EOM. <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/mapa-fisico-brasil/>

Gil, A. (2020b, abril 8). *El mapa físico de Australia*. El Orden Mundial - EOM. <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/geopolitica-de-australia/>

Ministerio de Energía, 2021. Planificación Energética de Largo Plazo. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_preliminar.pdf

Ministerio de Energía, 2021. Energía Abierta. Disponible en: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>

Ministerio de Energía, 2016. Estudio de cuencas. Disponible en: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estudio_de_cuencas_2.pdf

Ministerio de Energía y Minas – Perú. (Noviembre, 2014). Plan energético nacional 2014 – 2015

Ministerio de Energía y Minas – Perú. (Junio 2022). Anuario Minero 2021, Reporte estadístico. Lima, Perú.

Ministerio de Energía y Minas – Perú (Setiembre 2022). Boletín estadístico minero. Lima, Perú.

OSINERGMIN, 2020. Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversión en Transmisión (PIT) en: En: <http://becas.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/plan-inversiones#:~:text=El%20Plan%20de%20Inversiones%20de,fijaci%C3%B3n%20de%20peajes%20y%20compensaciones>

Statista. (s. f.-a). *Participación del sector minero en el PIB de Chile 2022*. Statista. Recuperado 29 de julio de 2023, de <https://es.statista.com/estadisticas/1284650/participacion-del-pib-de-la-industria-minera-en-chile/>

Statista. (s. f.-b). *Participación del sector minero en el producto interno bruto (PIB) en Chile de 2010 a 2022*. Recuperado 29 de julio de 2023, de <https://es.statista.com/estadisticas/1284650/participacion-del-pib-de-la-industria-minera-en-chile/>

Trading Economics. (s. f.-a). *Canadá—PIB de Minería*. Recuperado 29 de julio de 2023, de <https://es.tradingeconomics.com/canada/gdp-from-mining>

Trading Economics. (s. f.-b). *Canadá—PIB de Minería | 1997-2023 Datos | 2024-2025 Expectativa*. Recuperado 29 de julio de 2023, de <https://es.tradingeconomics.com/canada/gdp-from-mining>

Unidad de planeación minero energética. (2022). Recuperado 14 de noviembre de 2022, de UPME. <https://www1.upme.gov.co/>

Quintanilla, E. (Marzo de 2019). Cuadernos de Energía “procíclica”. Un estudio de caso del desarrollo de la industria minería . Lima, Perú: Deloitte.

Normativa

- Decreto Supremo N° 009-93-EM
- Decreto Supremo N° 064-2010-EM

- Decreto Supremo 044-2014-EM
- Decreto Supremo 021-2018-MINEM
- Ley N° 25844
- Ley N° 26734
- Ley N° 27658
- Ley N° 28964
- Ley N° 30705
- Resolución N° 198-2013-OS/CD
- Resolución Ministerial N° 117-2015-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 283-2015-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 328-2015-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 368-2015-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 386-2015-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 159-2016-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 265-2016-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 027-2017-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 120-2017-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 276-2019-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 277-2019-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 096-2022-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 304-2022-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 090-2023-MEM/DM
- Resolución Ministerial N° 013-2023-MEM/DM
- Resolución Suprema N° 006-2019-EM
- Resolución Suprema N° 001-2023-EM