



Universidad Nacional  
**Federico Villarreal**

Vicerrectorado de  
**INVESTIGACIÓN**

## **ESCUELA UNIVERSITARIA DE POSGRADO**

**INFLUENCIA DE LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA BASADA EN EL  
MÉTODO DE MÁXIMO ARREPENTIMIENTO Y LA METODOLOGÍA  
IPCC EN LOS COSTOS Y LA CALIDAD AMBIENTAL**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:  
DOCTOR EN INGENIERIA**

**AUTOR:**

**AVILA LÓPEZ JUAN ARCADIO**

**ASESOR:**

**DRA. MENACHO VARGAS ISABEL**

**JURADO:**

**DR. DIAZ DUMONT JORGE RAFAEL**

**DR. FRANCO DEL CARPIO CARLOS MIGUEL**

**DRA. JURADO FALCONI EULALIA**

**LIMA- PERÚ**

**2020**

## *Dedicatoria*

*Dedicado a mis padres Francisco Avila y Barbarita López quienes desde el cielo siempre guían mi camino para superarme cada día y se sentirán alegres y felices por este trabajo dedicado al conocimiento que tanta falta hace.*

*A mis hijos Giovanna, Carlos y Jessica quienes hace que mi existencia en esta vida sea maravillosa por su cariño, aprecio de ellos y de mí a ellos como padre con la responsabilidad de educarlos hasta donde más pueda. A mi compañera Rosa que siempre me brinda su invaluable apoyo para seguir adelante.*

## **Agradecimientos**

Mis agradecimientos sinceros a quienes con su apoyo desinteresado han hecho posible que este trabajo sea culminado. En particular la Dra. Isabel Menacho Vargas por su valiosa asesoría y aportes medulares en la elaboración de esta mi tesis.

Mi agradecimiento especial a la Dra. Arminda Tirado Rengifo por su contribución especial en la adquisición y tratamiento de la información, sus ideas, sugerencias y revisiones que han hecho posible la culminación de mi trabajo de tesis.

A mis colegas de la UNFV y el IPEN que siempre me han dado ánimos y brindado sugerencias y aportes en el proceso de la elaboración de mi tesis.

# ÍNDICE

	Página
Dedicatoria .....	ii
Agradecimientos .....	iii
Índice .....	iv
Lista de figuras .....	v
Lista de tablas .....	vii
Resumen .....	ix
Abstrac .....	x
I. Introducción.....	1
1.1 Planteamiento del Problema .....	4
1.2 Descripción del problema .....	8
1.3 Formulación del problema .....	12
1.4 Antecedentes .....	12
1.4.1 Antecedentes internacionales .....	12
1.4.2 Antecedentes nacionales.....	21
1.5 Justificación de la investigación .....	27
1.6 Limitaciones de la Investigación .....	29
1.7 Objetivos .....	30
1.8 Hipótesis .....	30
II. Marco Teórico.....	31
2.1 Marco conceptual .....	31
III. Método .....	103
3.1 Tipo de Investigación .....	103
3.2 Población y muestra .....	104
3.3 Operacionalización de variables .....	107
3.4 Instrumentos .....	109
3.5 Procedimiento .....	110
3.6 Análisis de datos .....	117
3.7 Consideraciones éticas .....	123
IV. Resultados.....	125
V. Discusión de resultados.....	148
VI. Conclusiones.....	151
VII. Recomendaciones.....	153

VIII. Referencias.....	154
IX. Anexos .....	165

### Listado de figuras

Figura 1 Coeficiente de electrificación y pobreza en el Perú para el año 2007 .....	20
Figura 2 Línea de tiempo de la evolución de la tecnología y normatividad del sector eléctrico en el Perú para el periodo 1884-2015.....	23
Figura 3 Sistema eléctrico simplificado .....	24
Figura 4 Efectos de la contaminación en la salud humana .....	27
Figura 5 Evolución de la potencia eléctrica nacional para el periodo 2006-2016 .....	28
Figura 6. Sistema energético .....	33
Figura 7. Distribución de probabilidad de los caudales afluentes .....	48
Figura 8. Comportamiento de la energía no servida en función de la demanda de energía. ..	50
Figura 9. Plan de expansión bajo el criterio minimax .....	51
Figura 10. Minimizar el máximo arrepentimiento .....	51
Figura 11. Zonas de los sistemas eléctricos antes de la interconexión .....	53
Figura 12 Sistema eléctrico interconectado nacional .....	54
Figura 13. Cadena energética de procesamiento de la energía. ....	55
Figura 14. Cadena energética eléctrica .....	56
Figura 15. Central térmica a vapor .....	57
Figura 16. Central hidroeléctrica de Mantaro .....	58
Figura 17. Ubicación de las centrales térmicas del complejo Chilca. ....	59
Figura 18. Centrales térmicas Chilca 1, Chilca 2 y Kallpa. ....	59
Figura 19. Evolución de la demanda nacional de combustibles líquidos y gas natural.....	60
Figura 20. Evolución del PBI para el periodo 2000-2016 .....	61
Figura 21. Proyección del PBI para el periodo 2015-2050 .....	63
Figura 22. Tasa de crecimiento de la población peruana para 1950-2050 .....	64
Figura 23. Distribución del agua en la tierra .....	68
Figura 24. Distribución de los recursos hídricos y la población en el Perú. ....	71
Figura 25. Cuencas hidrográficas del Perú. ....	73
Figura 26. Cuenca del río Rímac. ....	74
Figura 27. Esquema de la cuenca del río Rímac .....	75
Figura 28. Diagrama de la cuenca del río Rímac con las centrales hidroeléctricas .....	76
Figura 29. Zona que abarca la cuenca del río Mantaro .....	77
Figura 30. Diagrama de la cuenca del río Mantaro.....	78

Figura 31. Caudales promedio histórico del río Santa Eulalia de la cuenca del río Rímac ....	80
Figura 32. Caudales promedio histórico del río San Mateo de la cuenca del río Rímac .....	82
Figura 33. Caudales promedios del río afluente al lago Junín de la cuenca del río Mantaro ..	84
Figura 34. Caudales históricos del río Mantaro en la bocatoma de la CH Mantaro .....	86
Figura 35. Módulos que constituyen el modelo SUPER .....	91
Figura 36. Diagrama de la cuenca del río Rímac con las estaciones hídricas y las centrales hidroeléctricas .....	105
Figura 37. Potencia eléctrica por tipo de fuente energética en el SEIN .....	111
Figura 38. Participación porcentual en la generación por las empresas eléctricas en el Perú. ....	112
Figura 39. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional .....	116
Figura 40. Despacho eléctrico horario del SEIN .....	120
Figura 41. Generación e importación de electricidad para la zona norte en el escenario optimista. ....	127
Figura 42. Generación, iportación y exportación de energía por el subsistema de la zona norte medio para el escenario optimista .....	128
Figura 43. Generación, importación y exportación de electricidad en el subsistema centro para el escenario optimista. ....	129
Figura 44. Generación e importación de energía en la zona sur para el escenario optimista. ....	130
Figura 45. Generación e importación de electricidad en la zona norta para el escenario medio .....	132
Figura 46. Generación, importación y exportación de energía por el subsistema norte medio .....	133
Figura 47. Generación, importación y exportación del subsistema centro para el escenario medio .....	134
Figura 48. Generación e importación de electricidad en la zona sur para el escenario medio .....	135
Figura 49. Generación e importación de energía para la zona norte en el escenario pesimista.. ....	137
Figura 50. Generación, importación y exportación en el subsistema norte medio para el escenario pesimista. ....	138
Figura 51. Generación, importación y exportación de electricidad por el subsistema centro para el escenario pesimista.....	139
Figura 52. Generación de energía electrica en la zona sur para el escenario pesimista. ....	139
Figura 53. Generación total por escenario .....	141
Figura 54. Emisión de CO <sub>2</sub> en el escenario optimista para el periodo 2015-2030 .....	142

Figura 55. Emisión de CO <sub>2</sub> en el escenario medio para el periodo 2015-2030.....	143
Figura 56. Emisión de CO <sub>2</sub> en el escenario medio para el periodo 2015-2030. ....	143
Figura 57. Emisión de CO <sub>2</sub> para los tres escenarios.. ....	144
Figura 58. Emisiones totales de metano para los tres escenarios económicos. ....	145
Figura 59. Emisión total de N <sub>2</sub> O para los tres escenarios económicos.....	147
Figura 60. Emisión total de CO <sub>2</sub> e para los tres escenarios económicos.....	147

## Listado de tablas

Tabla 1. Límites permisibles para material particulado (µg/m <sup>3</sup> ). ....	43
Tabla 2. Costo promedio de comprar un seguro o no comprar el seguro .....	46
Tabla 3. Decisión óptima conociendo el futuro .....	47
Tabla 4. Costo promedio de comprar un seguro o no comprar el seguro .....	47
Tabla 5. Crecimiento económico para el escenario medio por sectores para el periodo 2012-2050.....	62
Tabla 6. Tasas de crecimiento para los tres escenarios de proyección del PBI. ....	63
Tabla 7. Proyección de la demanda de potencia y energía para el subsistema norte .....	65
Tabla 8. Proyección de la demanda de potencia y energía para el subsistema norte medio .....	65
Tabla 9. Proyección de la demanda de potencia y energía para el subsistema centro .....	66
Tabla 10. Proyección de la demanda de potencia y energía para el subsistema sur .....	66
Tabla 11. Disponibilidad hidrográfica en el Perú .....	69
Tabla 12. Potencial hidroeléctrico del Perú .....	69
Tabla 13. Potencial hidroeléctrico por departamento .....	70
Tabla 14. Caudales históricos del río santa Eulalia de la cuenca del río Rímac (m <sup>3</sup> /s) .....	79
Tabla 15. Caudales históricos del rio San Mateo de la cuenca del río Rímac (m <sup>3</sup> /s) .....	81
Tabla 16. Caudales históricos del río afluente del lago Junín para el periodo 1965-2009 .....	83
Tabla 17. Caudales históricos del río Mantaro en la bocatoma de la CH Mantaro para el periodo 1965-2009 .....	85
Tabla 18. Centrales eléctricas por empresa del sistema eléctrico nacional para el año 2015 .....	87
Tabla 19. Centrales Hidroeléctricas del SEIN .....	106
Tabla 20. Centrales termoeléctricas del SEIN .....	107
Tabla 21. Operacionalización de la variable independiente, planificación eléctrica .....	109
Tabla 22. Operacionalización de las variables dependientes, costos y contaminación ambiental .....	109
Tabla 23. Potencia efectiva por tipo de recurso energético a diciembre del 2018 .....	113

Tabla 24. Proyectos hidroeléctricos a ser procesados en la planificación eléctrica para el periodo 2015-2030 .....	113
Tabla 25. Datos económicos de proyectos de plantas térmicas .....	114
Tabla 26. Áreas geográficas para el SEIN .....	115
Tabla 27. Costos de inversión en proyectos de plantas hidroeléctricas .....	118
Tabla 28. Poder calorífico de combustibles .....	119
Tabla 29. Costos de combustibles para las plantas térmicas .....	119
Tabla 30. Factores de emisión de carbono .....	121
Tabla 31. Factores de emisión de los combustibles .....	122
Tabla 32. Factores de poder de calentamiento atmosférico (PAC) .....	123
Tabla 33. Centrales hidroeléctricas nuevas que ingresan al SEIN para el escenario optimista SEIN .....	126
Tabla 34. Centrales térmicas nuevas que ingresan al SEIN para el escenario optimista .....	126
Tabla 35. Centrales eléctricas nuevas que ingresan al SEIN en el escenario medio .....	131
Tabla 36. Centrales térmicas nuevas que ingresan al SEIN en el escenario medio .....	132
Tabla 37. Centrales eléctricas nuevas que ingresan al SEIN en el escenario pesimista .....	136
Tabla 38. Centrales térmicas nuevas que ingresan al SEIN en el escenario medio .....	136
Tabla 39. Emisión de CH <sub>4</sub> por zonas para los tres escenarios económicos .....	145
Tabla 40. Emisión de N <sub>2</sub> O por zonas para los tres escenarios económicos (toneladas) .....	146

## Listado de anexos

<b>Anexo 1.</b> Matriz de Consistencia .....	166
<b>Anexo 2.</b> Caudales Históricos de las cuencas del SEIN .....	167
<b>Anexo 3.</b> Diagramas de las cuencas del sistema eléctrico interconectado nacional .....	172
<b>Anexo 4.</b> Despacho horario de electricidad para el año 2015 .....	177

## Resumen

Con el presente trabajo de tesis se contribuye a la investigación de optimizar la generación eléctrica a mínimo costo y conservar la calidad ambiental, realizado para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) mediante el método de máximo arrepentimiento y la metodología del IPCC para el periodo 2015-2030. Los resultados encontrados son, el incremento de la necesidad de energía de 42452.8 GWh en el año 2015 a 100003.5 GWh para el escenario optimista, a un valor de 84383.8 GWh para el escenario medio y a un valor de 74257.6 GWh para el escenario pesimista en año 2030. Las inversiones en dólares americanos son de 16096.54 millones para el escenario optimista, de 15866.97 millones para el escenario medio y de 14000.87 millones para el escenario pesimista. Los costos incrementales son de 111.5 US\$/MWh para el escenario optimista, de 136.22 US\$/MWh para el escenario medio y de 144.15 US\$/MWh para el escenario pesimista. Los resultados globales de las emisiones en toneladas de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) son de 188523309 para el escenario optimista, para el escenario medio de 155624896 y para el escenario pesimista de 129477176. Las emisiones en toneladas de metano ( $\text{CH}_4$ ) son de 5485.3 para el escenario optimista, de 4296.7 para el escenario medio y de 4259.5 para el escenario pesimista. Las emisiones en toneladas de óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) son de 1280.2 para el escenario optimista, de 1220.7 para el escenario medio y de 831.4 para el escenario pesimista, haciendo un total de dióxido de carbono equivalente ( $\text{CO}_2\text{e}$ ) de 189035375.6 toneladas para el escenario optimista, 156093547.8 toneladas para el escenario medio y 129824352.5 toneladas para el escenario pesimista. Emisión de dióxido de carbono equivalente per cápita anual es de 0.40 toneladas para el escenario optimista, de 0.34 toneladas para el escenario medio y de 0.28 toneladas para el escenario pesimista.

**Palabras clave:** Planificación eléctrica, método de máximo arrepentimiento, cálculo de emisiones, metodología del IPCC, optimización de costos en generación eléctrica, influencia de un sistema eléctrico en la calidad ambiental.

## Abstrac

With this thesis work we contribute to the investigation of optimizing electricity generation at minimum cost and conserving the environmental quality, carried out for the National Interconnected Electrical System (SEIN) through the maximum regret method and the IPCC methodology for the period 2015-2030. The results found are, the increase in the need for energy from 42452.8 GWh in 2015 to 100003.5 GWh for the optimistic scenario, to a value of 84383.8 GWh for medium scenario and to a value of 74257.6 GWh for the pessimistic scenario in 2030 for the three scenarios. Investments in US dollars are 16096.54 million for the optimistic scenario, 15866.97 million for the medium scenario and 14000.87 million for the pessimistic scenario. The incremental costs are 111.5 US\$/MWh for the optimistic scenario, 136.22 US\$/MWh for the medium scenario and 144.15 US\$/MWh for the pessimistic scenario. The overall results of emissions in tons of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) are 188523309 for the optimistic scenario, for the medium scenario of 155624896 and for the pessimistic scenario of 129477176. The emissions in tons of methane (CH<sub>4</sub>) are 5485.3 for the optimistic scenario of 4296.7 for the medium scenario and 4259.5 for the pessimistic scenario. The emissions in tons of nitrous oxide (N<sub>2</sub>O) are 1280.2 for the optimistic scenario, 1220.7 for the medium scenario and 831.4 for the pessimistic scenario, making a total of equivalent carbon dioxide (CO<sub>2</sub>e) of 189035375.6 tons for the optimistic scenario , 156093547.8 tons for the medium scenario and 129824352.5 tons for the pessimistic scenario. Carbon dioxide emission equivalent per capita per year of 0.40 tons for the optimistic scenario, 0.34 tons for the medium Scenario and 0.28 tons for the pessimistic scenario.

**Key Words:** Electrical planning, maximum regret method, calculation of emissions, IPCC methodology, optimization of electricity generation costs, influence of an electrical system on environmental quality.

## **I. Introducción**

El ser humano a lo largo de su historia evolutiva ha realizado actividades que consumen energía; primero lo realizó con base en su propio esfuerzo físico y luego, apoyado en los animales domésticos. Por necesidad, empezó a utilizar fuentes primarias de energía, siendo la leña la primera, gracias a la abundancia de bosques y el poco esfuerzo para conseguirla. Con la Revolución Industrial aparecieron nuevas demandas de energía; por ejemplo, la máquina de vapor y otros inventos revolucionarios que mejoraron los medios de transporte, como la locomotora de George Stephenson, construida en 1814, que consumía carbón para convertir calor en energía mecánica (Stephenson, 2019).

Desde el descubrimiento de la energía por el ser humano, su uso a crecido a ritmo intensivo y continuará, por ser el motor de desarrollo. Sin embargo con el transcurrir del tiempo se han creado brechas sociales a nivel global, el desarrollo no ha sido equitativo para todos por lo cual a inicios del presente siglo, la comunidad internacional a través de las Naciones Unidas propuso una agenda de desarrollo con una visión integral, y con la aprobación de la Declaración del Milenio en setiembre del 2000 reafirmó su compromiso de la comunidad internacional con los principios universales de la Carta de las Naciones Unidas (NU, 2000).

Según el informe de las Naciones Unidas (UN, 2015) indica que al concluir el período de los ODM, y gracias a los esfuerzos de los estados se ha salvado a millones de vidas y mejorado las condiciones de muchos mas. El informe también reconoce los logros desiguales y las deficiencias en muchas áreas e indica que el trabajo no se ha completado y debe continuar en la nueva época de desarrollo. Los éxitos de la agenda de los ODM demuestran que la acción mundial funciona y es el único camino para asegurar que una nueva agenda de desarrollo no excluya a nadie.

En lo referente al área del presente trabajo de tesis está relacionado con el objetivo 7:

Garantizar la sostenibilidad del medio ambiente, cuyas metas son: Meta 7a: Incorporar los principios del desarrollo sostenible en las políticas y los programas nacionales y reducir la pérdida de recursos del medio ambiente. Meta 7b: Haber reducido y haber ralentizado considerablemente la pérdida de diversidad biológica en 2010. Meta 7c: Reducir a la mitad la proporción de personas sin acceso sostenible al agua potable y a servicios básicos de saneamiento. Meta 7d: Haber mejorado considerablemente, en año 2020, la vida de al menos 100 millones de habitantes de barrios marginales.

En el año 2015 jefes de Estado y de Gobierno que forman parte de Naciones Unidas, se reunieron en la cita Cumbre de Desarrollo Sostenible y elaboraron la Agenda 2030, que contiene 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) amplían los Objetivos de Desarrollo del Milenio y proponen alcanzar aquellos objetivos que no se cumplieron. Según NU (2018) la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada en setiembre del año 2015 por la Asamblea General de las Naciones Unidas, establece una visión transformadora hacia la sostenibilidad económica, social y ambiental y será la guía de referencia para el trabajo de los próximos 15 años. La Agenda 2030 es una agenda que pone la dignidad y la igualdad de las personas en el centro de la atención. Esta iniciativa invita a los Gobiernos, la sociedad civil, el ámbito académico y el sector privado a utilizarla como una herramienta para la creación de sociedades inclusivas y justas.

El objetivo 7 está relacionado con el presente trabajo de tesis: Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos. Las metas de este objetivo son: Al año 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos. Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas. Al 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

En concordancia con el objetivo 7 de los ODS, la presente tesis de Planificación

eléctrica por el método de máximo arrepentimiento y la metodología del IPCC contribuye al cumplimiento de dicho objetivo de desarrollo sostenible por cuanto se optimiza la planificación eléctrica en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) para abaratar costos y mantener la calidad ambiental.

Según el EIA (2016) en el año 2012, el consumo de energía fue de 549.4 cuatrillones de BTU y en el año 2040 será de 815.0 cuatrillones de BTU es decir, se incrementará la demanda de energía en un 54.4 %. El EIA proyecta el consumo de combustibles de 183.6 cuatrillones de BTU en el 2012 a 246.0 cuatrillones de BTU en el año 2040 para combustibles líquidos (tasa 1.1%), de 124.2 cuatrillones en el 2012 a 211.4 cuatrillones en el año 2040 para gas natural (tasa 1.9 %), de 153.3 cuatrillones de BTU en 2012 a 180.2 cuatrillones de BTU en el año 2040 para carbón mineral (tasa 0.6 %), de 24.5 cuatrillones de BTU en el 2012 a 46.0 cuatrillones de BTU para la energía nuclear (2.3 %) y de 63.8 cuatrillones de BTU en el 2012 a 131.4 cuatrillones de BTU en el año 20140 para otros tipos de combustibles (tasa 2.6 %).

En lo referente a la generación de electricidad, en el año 2017 la generación a nivel mundial fue de 25,721 TWh, y la contribución por las diferentes fuentes energéticas fueron 38.3 %, generado por uso de carbón mineral; 22.9 %, por uso de gas natural; 16.3 %, por uso de energía hidráulica; 10.2 % de origen nuclear; 6.6 %, por energía solar eólica y geotérmica, 3.3 %, por uso de petróleo y 2.3 %, por otros tipos de fuentes energéticas (WNA, 2017). La generación de electricidad por diferentes tecnologías se incrementará de  $21.7 \cdot 10^{12}$  KWh en el año 2012 a  $35.5 \cdot 10^{12}$  KWh en el año 2040 (EIA, 2016).

La planificación energética es el procedimiento que toma decisiones para implementar infraestructuras con la finalidad de satisfacer demanda futura de energía, seleccionando tecnologías y recursos energéticos para optimizar económicamente los sistemas eléctricos, cuidar el medio ambiente y mejorar la calidad de vida de las personas. Estos aspectos lo

vuelve complejo al problema de planificación, por lo cual siempre se está en la búsqueda de modelos y métodos para obtener mejores escenarios y en direcciones correctas.

En la actualidad a nivel mundial se promueve, económicamente, políticamente, normativamente y tecnológicamente el desarrollo sostenible, debido a las múltiples manifestaciones de cambios negativos que se están produciendo en la naturaleza a nivel global.

La planificación eléctrica es la acción fundamental para la previsión de suministro de electricidad en el presente y a futuro, sin embargo la generación de electricidad implica utilizar recursos energéticos y procesos de transformación, en el sentido que la electricidad es un recurso energético secundario, lo cual conlleva a invertir recursos económicos en sistemas de generación, los mismos que en el proceso de generación de electricidad producen elementos perjudiciales para el medio ambiente, deteriorando la calidad ambiental. En tal sentido en el presente trabajo de tesis se ha enfocado la influencia de la planificación energética en los costos de generación de electricidad, basado en el método de máximo arrepentimiento y mediante la metodología de IPCC se cuantifica las emisiones y se evalúa su impacto en la calidad ambiental.

## **1.1 Planteamiento de problema**

Según Stern (2002) la historia del geomagnetismo se inicia en el año 1000 con los navegantes Chinos, quienes descubrieron que una piedra imán flotando en el agua se inclinaba en dirección sur-norte, sin embargo los estudios sistemáticos del magnetismo lo inició William Gilbert en el año 1600 con su obra denominada “De Magnete”, quien encontró la explicación respecto a las piedras magnéticas de los chinos que se orientaban de sur a norte, debiéndose al campo magnético terrestre. Por tal razón a Gilbert se le considera como el fundador del estudio del geomagnetismo, luego lo siguieron otros científicos como;

Edmond Halley, Charles Agustín de Coulomb, Hans Christian Oersted, André Marie Ampere y Michael Gauss. El electromagnetismo hoy en día es el fenómeno mediante el cual se genera más del 95 % de la electricidad.

Según Anand (2015) la electricidad estática fue descubierta por Tales de Mileto quien comprobó las propiedades eléctricas del ámbar 600 años a.c. al frotar con un pedazo de lana el ámbar, éste atraía pedazo de hojas secas y otros objetos pequeños y la transmisión de la electricidad fue descubierta por Benjamín Franklin en el año 1752 cuando, con su cometa famosa ató una llave al hilo de la cometa y en la tormenta salto una chispa al contacto con la tierra lo cual explica que la corriente se transmitía por el hilo. En el año 1800 Alessandro Volta construye la batería de placas de zinc y cobre como fuente de electricidad. En 1921 Michael Faraday inventó el primer motor eléctrico y en 1832 Hippolyte Pixii construye el primer dinamo, un generador eléctrico capaz de entregar energía eléctrica para la industria. En 1879 Thomas Edison inventó la primera lámpara incandescente que podía suministraba luz hasta por 40 horas, en 1880 las lámparas duraban al alrededor de 1200 horas, en ese mismo año en Ohio por primera vez se utilizó la electricidad para el alumbrado público. En 1882 Thomas Edison construyó la primera central eléctrica “The Pearl Street Station” en la ciudad de Nueva York la cual encendía 4000 lámparas incandescentes. En 1883 Nikola Tesla inventó una bobina que lleva su nombre “la bobina de tesla” la cual permitió el cambio de pequeños voltajes a grandes voltajes y facilitó la transmisión de la electricidad a largas distancias.

Con estos primeros descubrimientos respecto a la electricidad se inicia el desarrollo acelerado de la industria eléctrica, que permitió desarrollar otras industrias y múltiples usos, así como la iluminación en todo el mundo, dando lugar al desarrollo de complejos y grandes sistemas eléctricos interconectados.

Según Danilevich, Kirichenko y Tikhodeev (s.f) el corazón de los sistemas eléctricos

interconectados son las centrales eléctricas, al inicio de su aparición, éstas eran operadas individualmente suministrando electricidad únicamente a sus propios clientes, pero rápidamente se hizo la integración de las centrales individuales en sistemas eléctricos interconectados, brindando grandes ventajas como; confiabilidad, reducción de precios, sin embargo el progreso de la integración dependía del avance tecnológico en las líneas de transmisión para que las centrales trabajen en paralelo, así mismo se tenía la necesidad de incrementar el voltaje a grandes magnitudes para la transmisión a grandes distancias.

Actualmente los sistemas integrados son incluso internacionales, interconectando diferentes países garantizando el suministro a los usuarios en sus múltiples aplicaciones y usos. Según Botterud (2003) en su tesis doctoral de planeamiento a largo plazo de un sistema eléctrico, indica que la dependencia de un sistema eléctrico se viene incrementando de modo sostenido, debido a que la sociedad en sus múltiples actividades es dependiente de la energía eléctrica y por tanto su demanda se incrementa a tasas altas con mayor magnitud en los países en vías de desarrollo. Botterud manifiesta que permanentemente aparecen nuevas tecnologías, geográficamente la demanda se amplía, las costumbres de la sociedad cambian, los sistemas se re-estructuran etc. e indica que existe dos parámetros directores fundamentales que cambian a un sistema eléctrico; el primero es el crecimiento de la demanda ligado a los costos de generación que pueden ser regulados o no regulados y el segundo es el problema medioambiental causado por el uso de la energía a nivel mundial. Estos parámetros direccionan a buscar nuevas tecnologías, eficientes y limpias, optimizar costos, cambiar condiciones de operación del sistema, liberar la competencia, limitar emisiones de contaminantes, entre otras restricciones o premios por beneficios ambientales. El funcionamiento de un sistema complejo y proyectado a futuro requiere nuevos métodos y modelos de optimización de los sistemas eléctricos interconectados, para lo cual se desarrolla diferentes softwares para mejorar el funcionamiento de los sistemas complejos eléctricos.

Según Al-Shaalan (1988) manifiesta que la planificación eléctrica es esencialmente una proyección a futuro para un determinado periodo de tiempo, bajo ciertas asunciones factibles a futuro, que implican la inversión en nuevas plantas eléctricas, nuevas líneas de transmisión, nuevas tecnologías y desarrollo asociado. Para Al-Shaalan los aspectos más importantes son la confiabilidad del sistema eléctrico, es decir garantizar permanentemente el servicio eléctrico durante todo el periodo de planificación, el parámetro indicador de la confiabilidad es la expectativa de pérdida de carga o factor de pérdida de carga (LOLE) que cuantifica el número de días que el sistema no tiene la capacidad de satisfacer la demanda de electricidad, otro factor indicador de la confiabilidad es la energía no servida (ENS), es decir la energía que no es satisfecha por exceder la demanda respecto a la capacidad de generación del sistema. Otro aspecto importante son los costos asociados a la generación como costos de inversión, costos de mantenimiento fijo y variable, costo de combustibles.

Según Sánchez (2016) en su tesis de doctorado indica que la complejidad de los sistemas eléctricos interconectados hace que también se considere la Generación Distribuida (GD) con diferentes tecnologías y con pequeñas plantas de generación con la finalidad de optimizar el servicio eléctrico. Para optimizar los sistemas eléctricos Sánchez L. también recomienda los modelos computacionales en paralelo que permiten reducir las horas de cálculo.

Con los enfoques, análisis y consideraciones descritas en esta sección los sistemas eléctricos se hacen más complejos y muy dinámicos día a día por lo cual se requiere de investigaciones continuas para optimizar permanentemente los sistemas eléctricos y alcanzar un desarrollo sostenible; para el caso peruano la demanda crece continuamente, así como su ampliación geográfica del sistema eléctrico interconectado para cubrir a todo el territorio nacional y la introducción de diferentes tecnologías, plantea el problema de buscar métodos para optimizar el sistema eléctrico interconectado nacional permanentemente con la finalidad

de contribuir al desarrollo del país y mejorar la calidad de vida de la población.

## **1.2 Descripción del problema**

Con la construcción y la puesta en funcionamiento de la primera central construida a nivel mundial, “Pearl Street Station” por Thomas Alva Edison el 4 de setiembre del año 1882 en Manhattan, New York, la cual iluminó 400 lámparas de 82 clientes, se inició la generación de electricidad con fines de uso masivo (ETHW, 2019). Alrededor de un año después se incrementó a 10 000 lámparas para brindar el servicio eléctrico a 513 clientes. La central Pearl Street Station y su sistema de distribución de electricidad fue el prototipo de los sistemas eléctricos y por las virtudes y novedosa forma de suministrar energía, rápidamente se extendió por todo el mundo los sistemas eléctricos similares a la Pearl Street Station.

El 30 de setiembre de 1882, H. F. Rogers, inició la construcción de la primera presa hidroeléctrica en el mundo ubicada en el río Fox en Wisconsin, Estados Unidos que luego después se convirtió en la Compañía de Luz Appleton Edison, basado en la inspiración del trabajo de Thomas Alva Edison, pero a diferencia de usar vapor, a Rogers se le ocurrió que pasando agua a través de una turbina podría también generar electricidad (JAPAC, 2019).

España en el año 1885 dio su primer decreto para la construcción de instalaciones eléctricas y tres años más tarde, regulaba el alumbrado eléctrico con una Orden prohibiendo el alumbrado público con lámparas de aceite y que éstas solo se podían utilizar en casos de emergencia. El acelerado desarrollo de la industria eléctrica permitió la creación de numerosas empresas eléctricas en la última década del siglo XIX. En 1901 en España se publicó la primera estadística oficial, mostrando que el 61% de la potencia instalada era de origen térmico y el 39% de origen hidráulico. Sin embargo, la generación era corriente continua y no se podía transportar a grandes distancias, limitación que fue solucionada, con la generación de la corriente eléctrica alterna, a principios del siglo XX, y se tuvo la posibilidad

de transportar electricidad a gran distancia y desarrollar la generación de electricidad a gran escala, que a finales de la segunda década del siglo XX la potencia fue de 1500 MW, con el 81% de origen hidroeléctrico y el 19% con electricidad de origen térmico, continuando de modo acelerado la generación de electricidad con diferentes tecnologías y sistemas eléctricos hasta la actualidad (Energía y sociedad, 2019).

Según Soto (2002) en México la primera central hidroeléctrica entró en funcionamiento en el año 1889 en el estado de Chihuahua frontera con Estados Unidos, así comenzó a cubrirse las necesidades de electricidad en México.

En el año 1883 por primera vez hizo su aparición la electricidad en Chile, dos faroles de cinco luces cada uno, fueron instalados en la Plaza de Armas de Santiago: uno al costado del Portal Mc Clure y el otro en el Portal Fernández Concha, que constituyó el primer equipamiento eléctrico en Santiago (Departamento educativo, Museo Histórico Nacional, 2019). En muchos países del mundo, la electricidad hizo su aparición en las dos últimas décadas del siglo XIX.

Después de la inauguración del primer sistema de distribución de energía eléctrica con la central térmica Pearl Street Station en estados Unidos de Norte América, quedó claro el enorme potencial, técnico y económico de la energía eléctrica, dando inicio a la carrera competitiva por su control y utilización. En el mismo año de inauguración de la Pearl Street Station, Gaulard L. y Gibbs J. presentaron la primera patente del transformador, mejorado un año después por los ingenieros Deri, Blathi y Zypernowski (Sistema Eléctrico, 2019). En 1885 George Westinghouse compra la patente del transformador y al año siguiente, pone en funcionamiento el primer sistema de alumbrado público con corriente alterna en Great Barnington (MA, EE.UU.) y funda su empresa para el desarrollo y utilización de la electricidad en corriente alterna, denominada Westinghouse Electric and Manufacturing Co.,

con lo cual quedó fehacientemente comprobado la utilización de la energía eléctrica a través de redes.

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN, 2019) en el Perú la primera central eléctrica fue la central hidroeléctrica, construida en el distrito de Yangas de la Provincia de Huaraz, departamento de Ancash por la empresa minera Tarijas, que entró en funcionamiento en el año 1884 y la primera central térmica fue construida por la empresa “Peruvian Electric Construction and Supply Company” (PECSC) de 500 caballos de fuerza ubicada en primera cuadra del actual Paseo de la República, la cual fue inaugurada el 15 de mayo del año 1886 iluminando el alumbrado público de la Plaza de Armas y calles del centro de Lima. En 1890, la Sociedad Industrial Santa Catalina, comenzó a emplear la energía eléctrica para hacer funcionar sus maquinarias de fabricación de tejidos textiles, por las grandes ventajas que ofrecía dicha tecnología frente a otras. Debido a los notables beneficios de la electricidad se constituyó la Empresa Transmisora de Fuerza Eléctrica para dedicarse a construir plantas de generación de energía eléctrica. El 6 de agosto de 1895, dicha empresa construyó la central térmica de Santa Rosa al margen del río Rímac la cual al inicio suministraba electricidad fundamentalmente para a la sociedad industrial Santa catalina. La evolución de la tecnología para generar electricidad y la normatividad en el País hasta el año 1956 se desarrolló de modo informal sin ningún marco legal, sin embargo, con la Ley N° 12378 Ley de la Industria Eléctrica se inicia a normar la industria de la electricidad. En 1962 promulga la Ley N° 13979 Ley de los Servicios Eléctricos, en 1972 se dio el DL N° 19521 Ley que nacionalizó el sector eléctrico, en 1982 se promulga la Ley N° 23406 Ley General de la Electricidad, en 1992 se decreta la Ley DL N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas, con la Ley N°26734 se crea OSINERGMIN, en el 2006 se promulga la Ley N° 28832 para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica y la

Ley N° 28749 de Electrificación Rural y en el 2015 el decreto ley DL No 1221 para mejorar la Regulación de la Distribución de Electricidad (OSINERGMIN, 2019).

Con el decreto ley DL N 17271 del 3 de diciembre del año 1968 se crea el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y entró en funcionamiento el 1° de abril de 1969 con las funciones de dirigir, regular y fomentar las actividades mineras y energéticas del país. El MINEM es el organismo rector del sector de energía y minas en el cual se desarrollan las actividades de las instituciones públicas descentralizadas, las empresas públicas y privadas y las personas naturales dedicadas a la exploración, explotación, procesamiento y comercialización de los recursos energéticos y mineros del país (MINEM, 2019). Con la Ley N° 30705 dado en la casa de gobierno, en Lima, a los veinte días del mes de diciembre del año 2017 se establece la organización y funciones actuales del Ministerio de Energía y Minas (El Peruano, 2017).

Para enfocar el problema con precisión es necesario indicar que la energía eléctrica requiere de una transformación previa para su producción por lo cual se le clasifica como energía secundaria, es decir que no se obtiene directamente de la naturaleza. Las centrales de generación de electricidad son clasificadas como centrales térmicas que pueden utilizar diversos combustibles como, carbón mineral, petróleo, gas natural, uranio, etc., y las centrales renovables que utiliza fuentes energéticas primarias como el agua, la energía solar, la energía del viento, la biomasa etc. (Sobre Casas, 2002).

Según Gil (2019) el primer sistema experimental de corriente alterna en Norte América fue realizado por George Westinghouse y operado en 1886, que consistía de un alternador monofásico de 500 V. y 12 amperios, transformadores elevadores, línea de transmisión de 1400 m., transformadores reductores y cargas de iluminación, con ello se abrió la posibilidad de utilizar la energía alterna para muchas aplicaciones. La primera transmisión a distancia de la corriente alterna se realizó en Alemania en 1891 a una distancia

de 170 km. con una tensión de 15000 V.

En la actualidad la electricidad es un bien estratégico y permite dar calidad de vida a la humanidad por lo cual se han desarrollado métodos y modelos, análisis de mercados para la electricidad y se visualiza que en el futuro se potenciará su estrategia de como producir, distribuir, consumir y como contribuir al desarrollo sostenible, lo cual significa que se continuará con la investigación desde diferentes puntos de vista, acciones y aplicaciones para mejorar el servicio eléctrico que cada día se torna más complejo en función de las necesidades, tecnologías, e impactos ambientales. En la presente tesis se ha enfocado el problema, considerando el método de máximo arrepentimiento para optimizar la planificación eléctrica a mínimos costos de generación, y las metodologías del IPCC para el cálculo de los gases contaminantes con la finalidad de reducir la contaminación y mantener la calidad ambiental en nuestro país por la generación de electricidad.

### **1.3 Formulación del Problema**

#### **Problema general**

¿Cómo influye la planificación eléctrica basada en el método de máximo arrepentimiento y la metodología IPCC en los costos de la electricidad y la calidad ambiental?

#### **Problemas específicos**

¿Cómo influye la planificación eléctrica en los costos de generación de electricidad?

¿Cómo influye la planificación eléctrica en la calidad ambiental?

### **1.4 Antecedentes**

#### **1.4.1 Antecedentes internacionales**

Las primeras observaciones sobre la existencia de la electricidad se remontan al

siglo VII A.C. cuando Tales de Mileto (640-548 A.C.) observó que al frotar con una lana un trozo de resina fósil atraía hojas secas, plumas etc. Tales como explicación, dijo que se debía al “**Espíritu**” de la resina a la que denominó “**elektron**” (que significa ámbar) de allí el nombre de electricidad que deriva de la palabra griega *elektron* (Afinidad eléctrica; 2018). William Gilbert apoyado especialmente en sus estudios sobre el magnetismo, obra denominada “**De magnete magneticisque corporibus**” publicada en Londres en 1600, sirvió de base para el renacimiento científico inspirado por Johannes Kepler, Galileo e Isaac Newton en el siglo XVII. Gilbert compiló en su obra sus investigaciones sobre cuerpos magnéticos y atracciones eléctricas distinguiendo netamente los fenómenos eléctricos de los magnéticos, así mismo introdujo nuevos términos que serían después usados corrientemente en la física como "polos magnéticos", "fuerza eléctrica", "cuerpos eléctricos y no eléctricos". Gilbert encontró en el magnetismo lo que creía que era el alma de la Tierra (Martínez, 2018).

En 1660 Otto Von de Medeburgo, inventor de la máquina Neumática, construyó una bola de azufre atravesada por un eje y con una manivela, observó que al hacer rotar la bola se generaba carga eléctrica. En 1707 Francis Hawkesbee cambió la bola de azufre por una de vidrio y en una noche de experimento produjo una chispa que iluminó la habitación donde realizó el experimento. Después Van der Graff mejoró la máquina construyendo lo que hoy en día se conoce como Generador de Van der Graff. En 1752 en EE.UU Benjamín Franklin con su cometa famosa en una tormenta logra captar la descarga eléctrica de las nubes y lo transporta a la tierra mediante el hilo de su cometa. Importante descubrimiento de lograr transportar carga eléctrica a través de un hilo. En 1786 Alessandro Volta inventó la conocida “**Pila de Volta**” que producía cargas eléctricas con una reacción química con dos placas de Zinc inmersas en ácido sulfúrico. En honor a Volta se denominó a la diferencia de potencial suficiente para producir una corriente eléctrica como Voltio. En 1820 Hans Christian Oersted, descubrió que la corriente que circula por un alambre desvía agujas

magnéticas de su posición original, lo cual reveló que la corriente generaba un campo magnético el que interaccionaba con el campo magnético de las agujas. En 1831 Miguel Faraday descubrió el generador eléctrico, cuando se dio cuenta que un imán en movimiento dentro de un disco de cobre era capaz de generar electricidad y quedaba demostrado que no solo se podía producir electricidad por electrólisis sino también mediante la interacción de campos electromagnéticos. En 1878 cuando todavía trabajaba la primera lámpara incandescente (Invento fechado en 1879 como la primera lámpara incandescente) Tomas Alva Edison empezó a avizorar sobre un sistema eléctrico que debería suministrar energía eléctrica de un centro de producción y mediante un sistema de transmisión a los hogares. En 1879 se formó en USA, la compañía "**The Edison Electric Light Co.**" con la finalidad de producir, operar y licenciar aparatos que produzcan luz, calor y potencia con electricidad. El 4 de setiembre de 1882 la "**Edison Pearl Street Station**" empezó a operar en New York, para 85 clientes con 400 lámparas incandescentes, iniciándose el negocio de la electricidad. En 1889 tanto en América como en Europa se instalaron muchas fábricas y se comenzó a optimizar el consumo de energía eléctrica tendiéndose líneas de transmisión (ThoughtCo, 2019).

Con el descubrimiento de la conducción de la electricidad por Benjamín Franklin en 1752 mediante su cometa voladora, la lámpara incandescente para iluminación de Thomas Alva Edison en 1879 y con la caracterización de los componentes de la electricidad (electrones) por Joseph John Thomson en 1897 (American Institute of Physics, 2019) la humanidad ha tenido uno de los más grandes beneficios y lo seguirá siendo en el futuro; hecho que invoca continuar investigando en el contexto científico, económico, tecnológico y desarrollo sostenible.

Hidalgo (1992) en su tesis doctoral analiza los modelos industriales del sector eléctrico de los países de Francia, Gran Bretaña, Alemania, España, y Estados Unidos hasta

la penúltima década del siglo XX, encontrando que todos tienen una misma lógica, caracterizada por el monopolio de suministro, con privilegios los suministradores de electricidad, y el estado cumpliendo el rol de regulador. Los sistemas eléctricos presentaban una jerarquía vertical.

Sobre Casas (2002) sostiene que durante los primeros 90 años de generación de electricidad, transmisión, distribución y consumo, el mercado eléctrico ha funcionado como un monopolio natural debido a las economías de escala y considerando que las dos terceras partes de la inversión económica total del sistema corresponde a la generación, sin embargo por la innovación de considerar plantas pequeñas, se decidió construir este tipo de plantas produciéndose la desintegración vertical de la industria eléctrica, pasando a un mercado de competencia que llevó a muchos cambios en los sistemas eléctricos separándose en diferentes actores para la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización. Ante la separación vertical de la industria eléctrica se presentó la necesidad de analizarse el costo beneficio entre empresa integrada y desintegrada por segmentos, debiéndose de organizarse con las reglas del mercado, en el sentido que el sistema eléctrico debía funcionar con submercados (generación, transmisión, distribución, comercialización ) pero sin perder su función objetivo de asegurar el servicio a los usuarios.

Según Fuentes (2001) en su tesis doctoral expone respecto a la evolución de la planificación eléctrica indicando que hasta la primera década del siglo XXI ha pasado por cuatro etapas bien marcadas y ha dependido de las características del sistema eléctrico por ser un sistema dinámico, con imposibilidad de almacenar energía eléctrica y por consiguiente se debe cumplir permanentemente el equilibrio entre la potencia generada y la potencia demandada, de lo contrario se produce inestabilidad conllevando a situaciones graves como dejar de suministrar electricidad a los clientes usuarios. La necesidad de mantener el equilibrio de modo óptimo lleva a las empresas o entidad encargada de garantizar el servicio

a realizar planificación anticipada de modo tal que permita garantizar el servicio eléctrico a los usuarios. Históricamente se reconoce las fases bien diferenciadas, que son: Entorno estable regulado, entorno inestable regulado, entorno competitivo regulado y entorno competitivo liberalizado. Fuentes (2001) toma como ejemplo Estados Unidos por ser el país que ha liderado la evolución de la planificación eléctrica, antes de la década de los 70 del siglo pasado prevalecía la planificación de entorno estable regulado, y funcionaba debido a la verticalidad de los sistemas y la proyección de la demanda de energía era muy estable con lo cual simplificaba la planificación, sin embargo en la década de los 70 se produce el entorno inestable regulado debido a la crisis del petróleo y su influencia que tuvo en la economía provocando inflación e incremento en los costos de construcción de las centrales eléctricas, restricción en la demanda y también se empezaba a visualizar los primeros problemas ambientales, factores que influenciaron en las tarifas de electricidad, lo cual dio lugar a gestionar la demanda de energía mediante la conservación de la energía y la gestión de la carga, en tales circunstancias se realizaba la planificación eléctrica en un entorno inestable regulado. Para solucionar la inestabilidad presentada en Estados Unidos crea la reglamentación “**Public Utility Regulatory Policy Act**” (PURPA) en 1978 mediante la cual fomentaba programas de uso eficiente de la energía, el ahorro de energía y se dio apertura a la competencia de productores generándose la liberación del mercado eléctrico, con lo cual se produce el entorno de estado competitivo regulado. La competencia entre empresas generadoras con diferentes fuentes de energía los usuarios podía cambiar de ofertador, esta política implantada cuyo objetivo era acelerar el libre mercado eléctrico, la “Federal Energy Regulatory Commission” en 1996 dio dos nuevos decretos que redefinían como se debería comercializar la energía eléctrica en Estados Unidos, el primero establecía la libre oferta de los generadores y el segundo obligaba a las empresas a coordinar las operaciones del sistema eléctrico con la finalidad de garantizar el servicio eléctrico. La liberalización se completó

con la desregulación del mercado, permitiendo al consumidor elegir a su proveedor de energía, así se inició el entorno competitivo liberalizado.

Ante estas modificaciones las empresas fueron también modificando su planificación eléctrica que iba ganando en complejidad, las que se pueden clasificar en:

- Planificación tradicional.
- Planificación integrada de los recursos.
- Planificación integrada basada en el valor del servicio.

La planificación tradicional también conocida como la gestión de suministro es común en los entornos estables regulados y se basa en la demanda futura estable sin cambios, es aplicable a sistemas verticales cuyo suministro se basa en el principio de sistemas monopolísticos en el mercado y fundamentalmente evalúa los recursos eléctricos disponibles (centrales nucleares, carbón, diésel oíl, hidráulicas, etc.) para resumir cuantas centrales eléctricas se debe construir y de qué tipo deben ser (Fuentes, 2001).

La planificación integrada de los recursos se desarrolla como consecuencia de la elevación de los precios del petróleo, denominada crisis del 73 que conllevó a la inflación económica arriba de los dos dígitos y subida de las tarifas eléctricas, con ello a partir de entonces la planificación empezó a considerar el suministro y la demanda al mismo nivel, comparando los costos y beneficios de las diferentes alternativas minimizando los costos de la electricidad en beneficio de los usuarios.

La planificación integrada basada en el valor del servicio, aparece cuando el proveedor de un servicio reconoce que el valor del servicio está en función del cliente, hecho no reconocido en las planificaciones anteriores, en este caso la optimización tiene en cuenta factores de fiabilidad del sistema, la calidad de las centrales eléctricas, las necesidades financieras y como objetivo la minimización de las necesidades de renta de las compañías. Busca minimizar la cantidad de dinero para las operaciones de mantenimiento y costos de

capital para el funcionamiento del sistema eléctrico; por lo tanto al predecir correctamente la demanda y planificar adecuadamente la gestión del suministro se consigue bajar los costos del kWh producido.

Según Serrano (2017) en su tesis doctoral indica que el consumo de energía eléctrica es un indicador de progreso y bienestar de una sociedad, sin embargo el precio de la energía eléctrica se incrementa constantemente, la variación de la densidad demográfica y estilo de vida de la población hace que las necesidades de electricidad se modifique también de modo constante. Así mismo existen diversas fuentes de energía que se utilizan para generar electricidad, entre las cuales se tiene el petróleo, el gas natural, el carbón mineral, la energía nuclear y las denominadas fuentes renovables. Las fuentes agotables son finitas y las fuentes renovables dependen del cambio climático que está cambiando, por lo cual existe una preocupación permanente de como soportar de energía a la población y el desarrollo tecnológico, en la actualidad y futuro, considerando además que las emisiones de contaminantes se incrementa de modo permanente así como los gases de efecto invernadero que producen el cambio del clima afectado las fuentes renovables. Situación que compromete a seguir buscando soluciones, innovaciones e investigaciones para aportar al desarrollo sostenible. Serrano E., analiza la generación distribuida para producir energía eléctrica con plantas pequeñas ubicadas próximas a los centros de consumo, evitando las perdidas en la transmisión de grandes distancias, reduciendo costos de transmisión y mejora la seguridad en el suministro. Serrano (2017) concluye en su trabajo de tesis doctoral, indicando que la contaminación y el calentamiento global se puede mitigar incrementado la generación con fuentes renovables y disminuir la generación con fuentes agotables, sin embargo no indica el costo que se incrementaría por el cambio de tecnologías y cómo afectaría a la competitividad de país.

**Modelos y metodologías**, a través del tiempo en la medida que los sistemas eléctricos se han ido convirtiendo en más complejos, se ha ido desarrollando modelos y metodologías para enfocar, resolver, analizar y conocer los sistemas eléctricos, partiendo de la conceptualización de sistema eléctrico interconectado, se dice que dos o más sistemas forman un sistema interconectado, cuando establecen conexión eléctrica entre ellos, con la finalidad de obtener beneficios económicos mutuos en el desempeño de brindar un buen servicio eléctrico.

El objetivo central de un sistema eléctrico interconectado es brindar un servicio eficiente y de calidad a los usuarios en el contexto de desarrollo sostenible para lo cual se han desarrollados modelos y metodologías, con la finalidad de organizar, secuenciar y hacer funcionar las centrales eléctricas que lo constituye de modo óptimo, sin embargo no existe aún un modelo completo de abarcar todos los parámetros y situaciones que optimice la operación del sistema eléctrico, en consecuencia se desarrollan los modelos y metodologías para encarar ciertos aspectos y focalizaciones, dando como resultados que los modelos softwares etc. son complementarios y con la experiencia de los expertos planificadores se implementan los sistemas eléctricos que dinámicamente van cambiando con el tiempo.

El servicio de electricidad está relacionado con la calidad de vida de las personas, en el Perú la electrificación está relacionada con la pobreza, en la figura 1 se muestra el nivel pobreza con la cobertura de electrificación, observándose que los departamentos donde hay pobreza mayor, el coeficiente de electrificación es bajo. Por ello un sistema eléctrico debe cubrir todo el territorio nacional para ayudar a disminuir la pobreza.

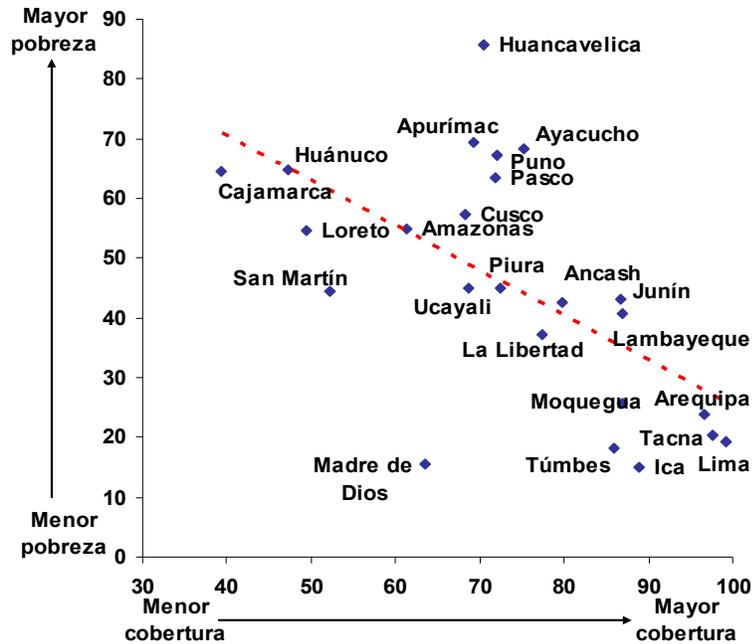


Figura 1: Coeficiente de electrificación y pobreza en el Perú para el año 2007.

Fuente: Palomino (2011)

Entre las condiciones básicas de Sistema Interconectado debe poseer la capacidad de generación de electricidad para satisfacer la demanda máxima de todo el conjunto de usuarios en el momento de su máximo requerimiento de lo contrario habría racionamiento eléctrico y habría usuarios sin servicio lo cual implica que la capacidad de todas las plantas debe ser superior a la máxima demanda, sin embargo cuando la demanda de los usuarios es mínima no todas las plantas despachan, quedándose algunas plantas sin funcionar en desmedro económico de las empresas, situaciones que se consideran en la planificación para optimizar costos, servicio y conservar el medio ambiente tal como se propone en el presente trabajo de tesis.

En las últimas décadas debido al deterioro del medio ambiente por las emisiones de productos perjudiciales para el medio, como resultado de la generación de electricidad que utiliza combustibles de origen fósil, el "Intergovernmental Panel on Climate Change" ha elaborado metodologías para realizar los inventarios de gases contaminantes y de efecto

invernadero (IPCC, 1996), con la finalidad de cuantificar las emisiones, analizar, evaluar y tomar acciones al respecto, para conservar el medio ambiente y velar por la salud humana.

La energía eléctrica es un servicio muy útil e importante para la calidad de vida de las personas, y el desarrollo tecnológico, pero este servicio deteriora la salud de las personas y el medio ambiente debido a la contaminación que producen las tecnologías que se utilizan para la generación de electricidad.

#### **1.4.2 Antecedentes Nacionales**

La generación de electricidad en el Perú para uso masivo se inicia en la penúltima década del siglo XIX, con la primera central térmica construida por la empresa “Peruvian Electric Construction and Supply Company” (PECSC), ubicada en primera cuadra del actual Paseo de la República, la cual fue inaugurada el 15 de mayo del año 1886 iluminando el alumbrado público de la Plaza de Armas y calles aledañas. En 1895 se formó la primera empresa transmisora de energía eléctrica la cual realizó su primera transmisión de electricidad el 6 de agosto desde la planta Santa Rosa ubicada a orillas de río Rímac en la ciudad de Lima. Posteriormente se formó la sociedad industrial Santa Catalina la cual compró la Empresa Transmisora convirtiéndose en la empresa eléctrica Santa Rosa. En 1903 se inauguró la Central Hidroeléctrica de Chosica, con una potencia de 4000 h.p. ubicada en Santa Eulalia a orillas del río Rímac, el primero de diciembre de 1907, se inauguró la segunda central hidroeléctrica de Yanacoto. Normativamente en mayo de 1922 se promulgó la ley 4510, bajo el amparo de la cual se celebró el contrato de alumbrado público y tranvías con la municipalidad de Lima. Esta ley también permitió la formación de nuevas empresas eléctricas, así el 7 de mayo de 1938 se inauguró la central hidroeléctrica de Callahuanca con una potencia total de 36,750 KW. En virtud al proyecto Borne, que consideró construir centrales en cascada aprovechando la caída hídrica del río Rímac, en 1943 entra en funcionamiento el primer reservorio de regulación diaria de Autisha, el 21 de junio de 1951

entra en funcionamiento la central hidroeléctrica de Moyopampa y en 1955 se incrementó la potencia de la central de Callahuanca con un nuevo grupo de 31000 KW de potencia y la central de Moyopampa con un grupo de 21000 KW. La necesidad de electricidad por sus grandes beneficios permitió que se continúe de modo sostenido la construcción de más centrales eléctricas, así en 1957 se inicia los trabajos de perforación del túnel transandino en Huinco y en abril de 1965 se inauguró la central de Huinco, el 30 de marzo de 1960 se inauguró la central hidroeléctrica de Huampaní con 31000 KW de potencia (Historia de la electricidad en el Perú, 2019). En 1945 Antúnez de Mayolo presentó el estudio para la explotación hidroeléctrica del río Mantaro, provincia de Tayacaja, Huancavelica y en octubre de 1973 se inauguró la primera etapa con tres unidades de generación de 114 MW cada uno y la segunda etapa con cuatro grupos adicionales entrando en funcionamiento en mayo de 1979 con una potencia total 798 MW convirtiéndose hasta la actualidad en la central más grande del Perú, hoy en día llamada central Antúnez de Mayolo. En noviembre de 1984 se inauguró la central de restitución (aguas abajo de la central Antúnez de Mayolo) con una potencia de 210 MW (ELECTROPERU, 2018). La primera central térmica en el Perú fue una planta a vapor con un motor de 500 caballos, que se instaló en el parque Neptuno hoy en día paseo de la República, y la segunda planta térmica fue la central Santa Rosa, construida por la empresa transmisora de electricidad y entró en funcionamiento el 6 agosto de 1895. La generación de electricidad se expandió a otras ciudades del país, en 1898, en Arequipa se inauguró el alumbrado público de la Plaza de Armas (OSINERGMIN, 2017).

Las grandes ventajas que ofrece la electricidad sobre otras formas de energía ha hecho que la generación se incremente sorprendentemente en el país hasta la actualidad construyéndose un número grande de centrales eléctricas de diferentes tipos y el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), siendo para el año 2015 la potencia total de 9613.9 MW (COES, 2015). Actualmente en nuestro país se tiene el Sistema Eléctrico Interconectado

Nacional (SEIN) que interconecta las centrales hidroeléctricas, las centrales térmicas, centrales eólicas, centrales solares y de bioma. En la figura 2 se muestra la línea de tiempo de la evolución de la tecnología y normatividad del sector eléctrico en el Perú para el periodo 1884-2015 (OSINERGMIN, 2019a).

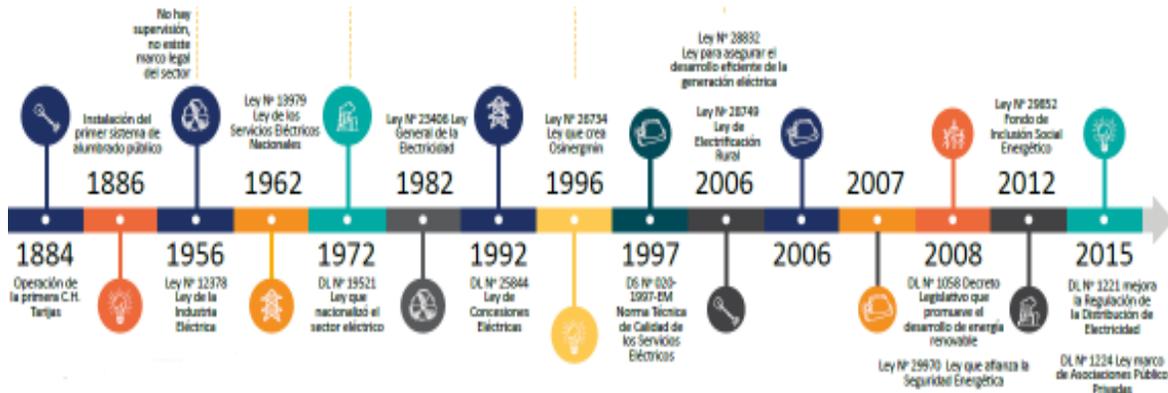


Figura 2: Línea de tiempo de la evolución de la tecnología y normatividad del sector eléctrico en el Perú para el periodo 1884-2015.

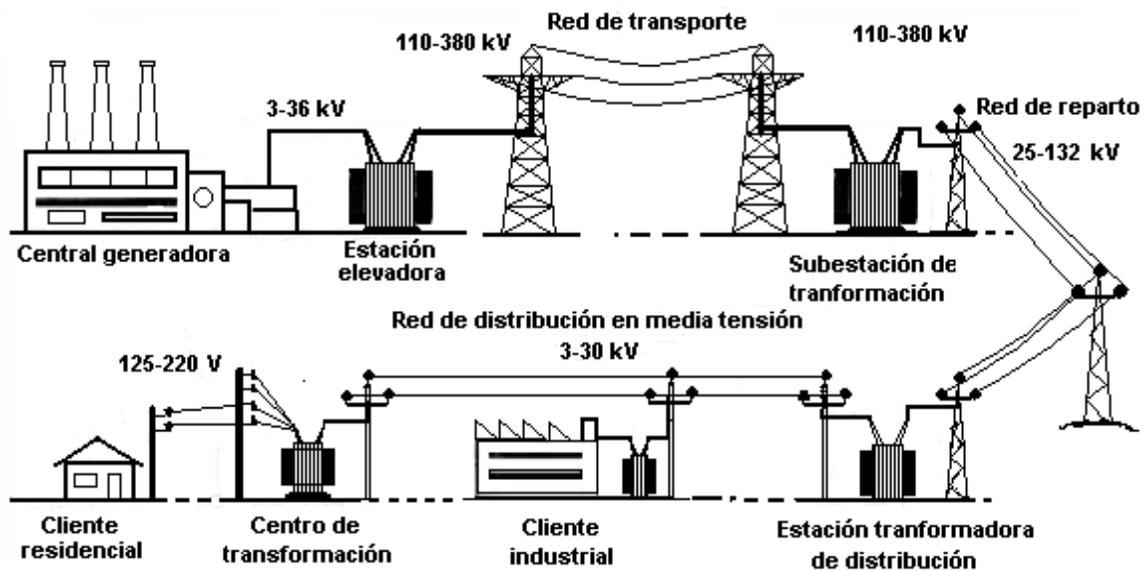
Fuente: OSINERGMIN (2019a).

**Sistema eléctrico**, un sistema eléctrico se define como el conjunto de centrales eléctricas, interconectadas con líneas de transmisión que transportan la electricidad a grandes y cortas distancias, para luego ser transferida la corriente eléctrica a los sistemas de distribución (bajas potencias), y brindar el servicio a los usuarios. Últimamente se tiene la necesidad de incluir la evaluación ambiental para conservar el medio ambiente y la salud de las personas. Existiendo en la actualidad una variedad de sistemas eléctricos que pueden abarcar, ciudades, industrias, universidades, hogares y todo aquello que requiera de energía eléctrica para su funcionamiento. En este contexto los sistemas eléctricos se hacen cada día más complejos, que requieren una permanente investigación desde el punto de vista de desarrollo sostenible. En la figura 3 se muestra un sistema interconectado simple. Las partes principales de un sistema eléctrico son:

a) **Generación**. La generación es la primera etapa del sistema eléctrico donde se realiza el

proceso de conversión de la energía primario en energía secundaria mediante los diferentes tipos de centrales eléctricas.

- b) **Transporte.** Las centrales eléctricas generalmente no se pueden ubicar cerca a los centros de consumo y por el contrario en la mayoría de casos están alejadas de los centros de consumo debido a la disponibilidad de los recursos energéticos. En consecuencia, se presenta la necesidad de transportar la energía eléctrica a largas distancias, desde donde se produce hasta donde se consume.
- c) **Distribución.** Una vez transportada la electricidad por las líneas de transmisión hacia los centros de consumo se requiere hacer una distribución con los voltajes apropiados según lo requieran los usuarios.
- d) **Consumo.** Una vez distribuida la energía llega a los usuarios quienes utilizan la energía de acuerdo a sus necesidades que se identifica como el consumo de electricidad.



*Figura 3:* Sistema eléctrico simplificado.

Fuente: StudyLib (2019)

## **Historia de la contaminación en el Perú.**

Según MINAM (2019) indica que se puede afirmar que durante el siglo XVIII, en el Perú ya había un interés por el medio ambiente, en especial en el último tercio de dicho siglo, hubo mucho interés por el entorno natural y sus interacciones con los habitantes en las áreas de meteorología, geografía, historia natural, etc. Pasando a ser parte de la atención pública y de interés del público ilustrado. El documento fuente de la historia de la visión ambiental en esta parte del siglo fue el Mercurio Peruano. El Semanario aseguraba que los temas geográficos, botánicos y de historia natural, al ser publicados, se convertían en un conocimiento fácil y nada fastidioso de entender. En este siglo es evidente que ya existían grupos humanos preocupados por la naturaleza (medio ambiente) y sabían que sus actividades causan impacto en el entorno natural. Situación que está comprobada desde los tiempos prehispánicos y luego con la conquista, los cambios del paisaje, por la introducción de nuevas especies de ganado, nuevas formas de trabajo de la tierra, y nuevos usos de los bosques y de las aguas influían de modo más intenso sobre el medio ambiente. En la primera mitad del siglo XIX se abordó la importancia del Qhapaq Ñan, que en quechua significa el Gran Camino Inca, constituido por un sistema vial complejo que los incas unificaron y construyeron como parte de un gran proyecto político, militar, ideológico y administrativo conocido como el Tawantinsuyu, además se aborda la cuestión de la población en el Perú y las funciones ambientales de las instituciones coloniales, como las intendencias y los cabildos. En la segunda parte del siglo XIX se revisa y analiza los temas de: minería, la agricultura y la ganadería, el mar y sus recursos, la conquista y colonización de la Amazonía. En esta parte, se identificaron muchos problemas ambientales, como el agotamiento de recursos y procesos de contaminación, cuyos efectos subsisten hasta la actualidad como pasivos ambientales.

## **Influencia de la contaminación en el ser humano**

Según la Organización Mundial de la Salud (OMS), la salud es definida como un estado completo de bienestar físico, mental y social, y no solamente la ausencia de afecciones o enfermedades (OMS, 2006). Esta definición resulta de la evolución conceptual, dado que anterior a esta definición solo se consideraba que la salud era únicamente la ausencia de enfermedades biológicas.

La Organización Panamericana de la Salud (OPS) aporta con un considerando adicional indicando que en la salud también tiene que ver con el medio ambiente que rodea a la persona.

Según Lalonde (1974) la salud está íntimamente ligada con la sociedad y no es tan solo el estado de una persona, en su investigación denominada Nuevas Perspectivas de la Salud de los canadienses, resume 4 grupos determinantes de la salud: Estilos de vida y conductas de salud: drogas, sedentarismo, alimentación, estrés, conducción peligrosa, mala utilización de los servicios sanitarios. Biología humana: constitución, carga genética, desarrollo y envejecimiento. Medio ambiente: contaminación física, química, biológica, psicosocial y socio cultural. Sistema de asistencia sanitaria: mala utilización de recursos, sucesos adversos producidos por la asistencia sanitaria, listas de espera excesiva, burocratización de la asistencia.

En el tercer grupo, Lalonde ubica la incidencia de la contaminación ambiental en la salud humana, en especial el sistema reproductor femenino. Afirma que el efecto de la contaminación sobre la salud aún no ha sido determinado con precisión, es decir la causa – efecto de la contaminación sobre la salud humana un no ha sido probado ni medido con exactitud.

En la actualidad, según la OMS (2019) los niveles de contaminación del aire son altos en muchas partes del mundo, las estadísticas indican que nueve de cada diez personas

respiran aire con altos índices de contaminación. Las estimaciones actuales muestran que siete millones de personas mueren prematuramente cada año por la contaminación del aire (externo) e interno de las casas, es una cifra alarmante y preocupante. Situación que requiere hacer investigaciones para mitigar la contaminación ambiental y contribuir a solucionar el problema de la situación descrita.

En la figura 4 se muestra los principales efectos que causa la contaminación del medio ambiente a las personas.

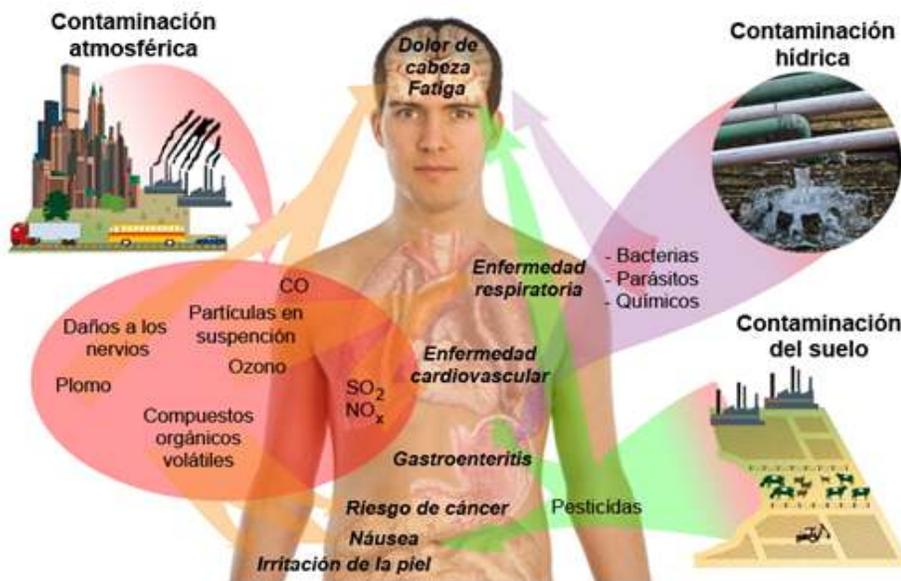


Figura 4: Efectos de la contaminación en la salud humana

Fuente: Contaminación (2019)

## 1.5 Justificación de la investigación

Según la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC, 2019) después del descubrimiento de la electricidad por Tales de Mileto y construcción de la primera central eléctrica Pearl Street Station por Thomas Alva Edison, el uso se incrementó rápidamente en todo el mundo dando lugar a que en las dos últimas décadas del siglo XIX la mayoría de países comenzó a utilizar la energía eléctrica, convirtiéndose en la actualidad en un vector de

desarrollo clave en todas las sociedades, hasta el punto que el acceso a la energía se considera un derecho básico de la humanidad.

La importancia de la energía eléctrica es tal que las sociedades actuales lo utilizan para cocinar, conservar alimentos, tener agua caliente, calefacción en nuestros hogares, nuestros centros de trabajo, permite el crecimiento económico y tecnológico y da la competitividad económica de cada país, permite las comunicaciones, el transporte y otras múltiples actividades. Cuantitativamente es un bien escaso, por lo que su comercialización es susceptible de ser negociado en diferentes mercados. La producción de electricidad tiene un impacto en el medio ambiente, y por la escasez de recursos energéticos hay una necesidad urgente que el uso de la energía se realice cada día de modo más eficiente y permita contribuir al desarrollo sostenible. En el Perú la potencia instalada para el año 2016 fue de 12265 MW con 4942 MW de origen hidráulica, 6988 de origen térmico, 96 MW solar y 239 MW de origen eólico. En la figura 5 se muestra la evolución para el periodo 2006-2016 (MINEM, 2017).

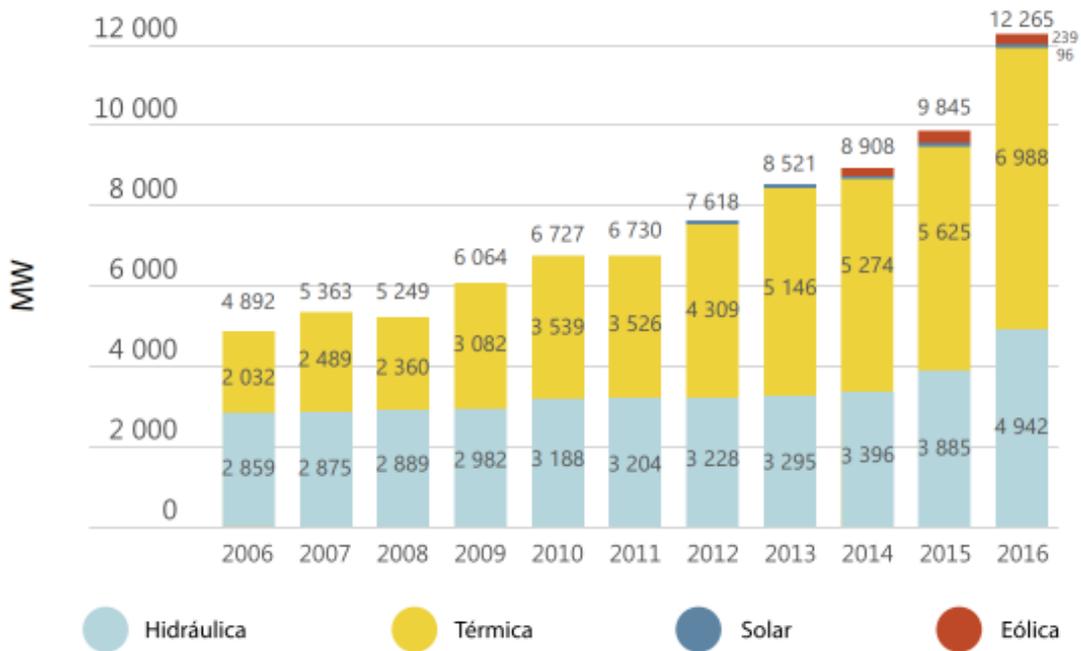


Figura 5: Evolución de la potencia eléctrica nacional para el periodo 2006-2016. Fuente: MINEM (2017)

La operación del sistema eléctrico interconectado nacional despacha considerando únicamente la rentabilidad económica sin considerar el desarrollo sostenible de nuestro país. Así mismo se tiene que la producción de electricidad es, en su mayor magnitud de origen hidráulico y térmico y en muy pequeña proporción se produce con energía solar y energía eólica por lo cual también es necesario evaluar los recursos energéticos, las nuevas tecnologías y de modo especial los impactos ambientales para implementar un sistema eléctrico sostenible.

En el presente trabajo de tesis se ha utilizado el método de máximo arrepentimiento y el principio de incertidumbre para optimizar la generación de electricidad, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, minimizando los costos de generación, y utilizando la metodología del IPCC se cuantifica las emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero con la finalidad de optimizar el sistema eléctrico desde el punto de vista de desarrollo sostenible, bajos costos y mínimas emisiones al medio ambiente. De este modo se cumplen con los objetivos de contribuir a la implementación de un sistema eléctrico sostenible y brindar un mejor servicio de electricidad para mejorar la calidad de vida de la población peruana.

## **1.6 Limitaciones de la Investigación**

La investigación no incluye la optimización de la demanda de electricidad, la cual ha sido elaborada exógenamente y cuya proyección ha sido tomada como dato de entrada para optimizar el suministro de energía eléctrica por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

No se ha evaluado los impactos ambientales por planta, debido a que requieren de modelos o métodos específicos para dicha tarea.

La simulación de la planificación eléctrica está acotada para el sistema eléctrico interconectado del Perú y para el periodo 2015-2030.

## **1.7 Objetivos**

### **Objetivo General**

Evaluar la influencia de la planificación eléctrica basada en el método de máximo arrepentimiento y la metodología IPCC en los costos y la calidad ambiental.

### **Objetivos Específicos**

Evaluar la influencia de la planificación eléctrica en los costos de la generación de electricidad usando el método de máximo arrepentimiento.

Evaluar la influencia de la planificación eléctrica en la calidad ambiental usando el método del IPCC.

## **1.8 Hipótesis**

### **Hipótesis general**

La planificación eléctrica basada en el método de máximo arrepentimiento y la metodología IPCC influyen en los costos y la calidad ambiental.

### **Hipótesis secundarias**

La planificación eléctrica influye en los costos de generación de electricidad

La planificación eléctrica influye en la calidad ambiental.

## **II. Marco teórico**

**2.1 Marco conceptual.** En esta sección se presenta el marco conceptual de la investigación para el presente trabajo de tesis.

### **Planificación**

Considerando la planificación como el proceso mediador entre el presente y el futuro, consiste en identificar los problemas existentes y visualizar la situación deseada a futuro, para lo cual se debe formular los objetivos, estrategias y las acciones que conduzcan a la situación deseada. La planificación ayuda a, adelantarse y prepararse para el futuro, asegurar la dirección correcta de nuestras actividades, identificar asuntos que necesitan ser abordados y considerados ahora para logros positivos en el futuro, hacer un mejor uso de los recursos, desarrollar una visión futurista deseada, establecer la razón para tomar la decisión de hacer algo para el futuro, elegir entre diferentes opciones o alternativas, para lograr un futuro deseado a corto, mediano y largo plazo.

Desde el punto de vista estratégico consiste en investigar e implementar estrategias con el fin de lograr los objetivos y metas para alcanzar un desarrollo sostenible.

### **Planificación energética**

Según OLADE (2017) la evolución del uso de la energía está íntimamente ligada a la humanidad, con su evolución sobre el dominio que ha ido logrando sobre las diversas fuentes de energía que le brinda la naturaleza. La evolución humana desde el punto de vista energético se especifica por etapas, como pre-agrícola, agrícola, agrícola avanzado, preindustrial, industrial, industrial avanzado. En la primera etapa sólo se utilizaban las fuentes energéticas naturales, como la energía del sol, el viento y el agua, sin ningún equipo o tecnología intermedia. Si se considera el consumo de energía de los humanos en esta etapa solo se tiene los alimentos con un consumo aproximado de 2000 cal/día/persona. El

descubrimiento del fuego permitió al ser humano a consumir un nuevo tipo de energía como el calor e incrementar el consumo de energía utilizando la leña incrementado su consumo a 5000 cal/día/persona, pero aun no descubría la agricultura por lo cual se le denomina cultura nómada, solo vive de la caza. Sin embargo el fuego le permitió utilizar nuevos recursos energéticos, así se conoce que los chinos (1000 años A.C.) utilizaron cañas de bambú como cañerías, ruedas primitivas para captar energía hidráulica. Los seres humanos se organizaron en sociedad, estableciéndose en lugares geográfico fijos, así en .en la Edad Media, el consumo de energía alcanzó así unas 27000 cal/día/persona, en las áreas más desarrolladas del mundo en esa época. En la actualidad se estima que una persona consume diario unas 230000 calorías.

La evolución ha implicado sucesivos procesos de cambio energético es decir de un sistema energético a otro diferente en términos de diferentes fuentes energéticas, cantidades, estructuras, usos finales y útiles, espacios geográficos, cambios de energía no comercial a energía comercial, eficiencias energéticas, tipos de energía, descarbonización ambiental etc. por mencionar algunos de los numerosos cambios que se realizan continuamente.

Las funciones de la planificación energética por parte de los Países, ha correspondido a cambios de visión económica y política con enfoques neoliberales, retorno a las nacionalizaciones y enfoques con carácter estratégico, cuestiones de carácter económico global y temas ambientales. Actualmente en la planificación energética se requiere que se ocupe de nuevos paradigmas de la oferta y la demanda de energía, las preocupaciones sobre el cambio climático, y la dinámica de la política mundial.

La evolución en complejidad de los sistemas energéticos, tanto en sus dimensiones técnicas, como económicas, socio-culturales, geopolíticas, y ambientales implica la necesidad de continuar investigando continuamente en la búsqueda de soluciones y satisfacciones de energía a los usuarios de todo tipo. En la figura 6 se presenta un sistema energético acorde

con las necesidades actuales, pero que requiere ser optimizado en su operación de modo integral.

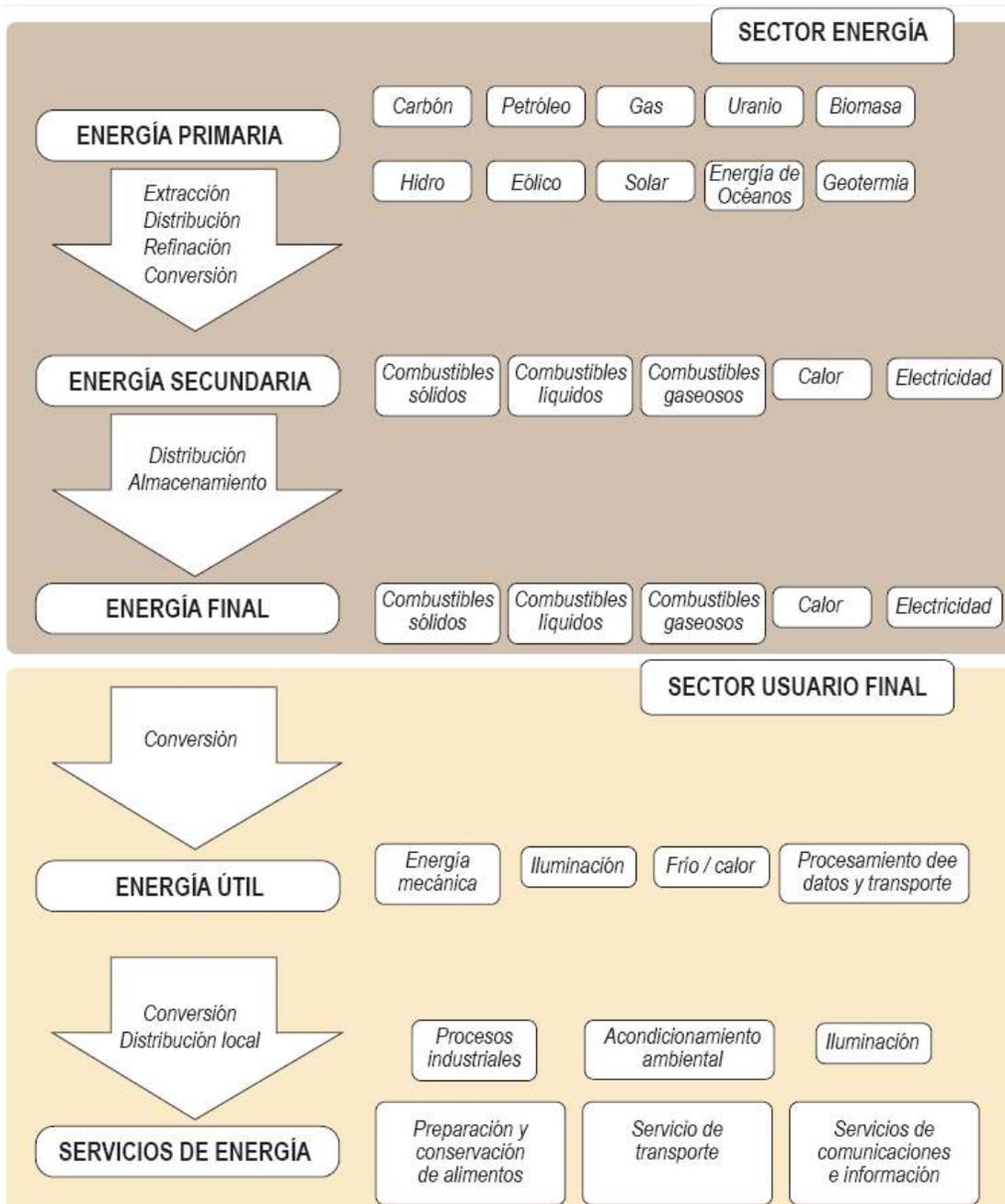


Figura 6: Sistema energético

Fuente : OLADE (2017)

## **Planificación eléctrica**

Con la construcción y la puesta en funcionamiento de la primera central eléctrica construida a nivel mundial, “Pearl Street Station” por Thomas Alva Edison el 4 de setiembre del año 1882 en los Estados Unidos de Norte América se inició el uso de la electricidad con beneficios sorprendentes para la humanidad como lo es hoy en día.

Según Bebic (2008) la práctica tradicional consiste que los sistemas eléctricos son diseñados para la producción de electricidad por las plantas eléctricas construidas en puntos determinados para suministrar electricidad vía transmisión y distribución a los puntos de uso final. El rol de las plantas generadoras es claro de producir electricidad de modo más eficiente posible y que utilicen recursos energéticos los menos contaminantes, así como uso de tecnologías económicamente asequibles para la competitividad económica, el rol de los sistemas de transmisión y distribución es interconectar las plantas eléctricas de generación con los usuarios a través de una determinada región o país, esto es facilitar la mejora de la calidad de vida y el desarrollo económico en toda la región del sistema eléctrico. La interconexión permite optimizar la operación de las plantas más económicas y hacer flexible la operación de las mismas. La distribución se inicia en las subestaciones transmitiendo la energía de las subestaciones a los usuarios finales.

La industria de la generación de electricidad es una de las más antiguas y bien desarrolladas y su variación está en función de la carga demandada prevista para el corto, mediano y largo plazo, en las últimas décadas con los problemas medio ambientales se busca tecnologías para uso de las fuentes energéticas más limpias como son los recurso renovables. La expansión de la capacidad para las diferentes tecnologías están en función de los costos y los impactos ambientales (Bebic, 2008).

**Pronóstico de carga:** Con respecto al pronóstico de la carga generalmente es bien conocida para el corto plazo, las estadísticas históricas son disponibles por lo tanto la carga se

puede predecir con alta precisión en un rango variable estadístico típico del sistema. Sin embargo para el mediano y largo plazo se hacen más dificultosos por las múltiples incertidumbres que se presentan, las que pueden ser naturales y/o creadas por situaciones imprevistas como resultado de la dinámica del desarrollo humano y la tecnología, así como situaciones naturales imprevistas. Ante estas situaciones radica la importancia de la planificación eléctrica para prevenir, proyectar y preparar las acciones a futuro y se cumplan los escenarios deseados. El pronóstico de la carga o demanda de energía se realiza con diferentes modelos y métodos, la precisión de las predicciones depende de la disponibilidad de datos, segmentación de clientes, y el grado de detalle requerido, las predicciones no se pueden hacer con absoluta certeza. La carga máxima o carga pico es extremadamente sensible a varios factores entre ellos es el clima, dado que afecta mucho al comportamiento de la humanidad frente a los cambios del clima, así como los recurso energéticos (Orellana, 2012).

**Capacidad de reserva y confiabilidad:** Las plantas generadoras requieren un mantenimiento regular, lo que significa que durante algunos días del año no están disponibles para suministrar carga. Las plantas también pueden estar fuera de servicio debido a fallas imprevistas de equipos o partes; estas interrupciones, llamadas interrupciones forzadas, también contribuyen a reducir la disponibilidad. Las reservas de capacidad requeridas comúnmente se determinan utilizando un enfoque probabilístico que examina las probabilidades de interrupciones simultáneas de las unidades generadoras y compara la capacidad restante resultante con la carga máxima del sistema. Por lo tanto, se puede determinar una cantidad de días por año con déficit de capacidad, y esta medida, denominada índice de pérdida de la probabilidad de carga (LOLP), proporciona una medida consistente y sensible de la confiabilidad del sistema de generación (OSINERGMIN, 2014a).

Para determinar el índice LOLP, se evalúan las interrupciones programadas y forzadas, las interrupciones programadas son representativas del tiempo de inactividad requerido para el mantenimiento regular y las interrupciones forzadas, las que se determinan probabilísticamente basándose en un gran número de experimentos probabilísticos. El uso de un método probabilístico es ventajoso en la implementación, ya que permite la inclusión conveniente de otros factores, como las limitaciones de transmisión entre sistemas interconectados y la simulación de un gran número de unidades. Los cálculos del LOLP se realizan comúnmente para un sistema interconectado completo, ya que esto evalúa adecuadamente los beneficios de las reservas de generación compartida (Zapata, 2011).

### **Mínimo costo**

Según Davison (1991) la esencia de la planificación al mínimo costo es que en algunas circunstancias es más rentable para una empresa de servicios eléctricos alentar a sus clientes a usar menos electricidad, menos agua, menos gas, que produce mayor cantidad de productos para sus clientes. Sin embargo para empresas privadas de servicios puede ser mucho más rentable la mayor demanda de servicios, es decir mayor consumo de energía, agua, gas etc. situaciones que hacen complejo a la planificación en el caso particular del servicio eléctrico. En tal sentido es muy importante definir el alcance de la planificación para establecer el criterio de mínimo costo. La planificación al mínimo costo puede parecer un concepto muy simple, sin embargo puede plantear un número grande de problemas prácticos en la aplicación de la planificación. En consecuencia es conveniente explorar el concepto y la experiencia en la planificación al mínimo costo desde la realidad de los hechos. Es el contexto de la utilidad y el valor de la planificación al mínimo costo. Por ejemplo en algunos casos es más barato invertir en eficiencia energética del usuario final que invertir en satisfacer la demanda directa del usuario. Los usuarios generalmente están interesados en tener calor,

luz, fuerza motriz, etc. a menor costo e indiferentes a utilizar aparatos ineficientes y una gran cantidad de energía, o aparatos eficientes y una pequeña cantidad de energía. El criterio de mínimo costo debe evaluar estas situaciones para optimizar el servicio eléctrico a menor costo.

El problema medio ambiental también está presente en la planificación al mínimo costo, como la mínima contaminación, implicando la necesidad de evaluar las centrales eléctricas desde el punto de vista de liberación de emisiones de contaminantes al medio ambiente. Esto implica incluir las externalidades ambientales en el proceso de planificación.

Según Alpcan (2014) muchos estudios de planificación de mínimo costo han sugerido el cambio del uso de carbón mineral hacia el uso del gas natural, y las energías renovables y potencialmente la energía nuclear a largo plazo con la finalidad de reducir las emisiones de carbón al medio ambiente.

La autosuficiencia energética también es un parámetro muy importante en la planificación eléctrica, la priorización de los suministros domésticos permitirán menos importaciones. Esto tiene tanto económica como políticamente muchos beneficios.

**Mercados eléctricos:** Mercado eléctrico regulado y mercado eléctrico desregulado.

**Mercado regulado:** Desde la construcción y la puesta en funcionamiento de la primera central eléctrica construida a nivel mundial, “Pearl Street Station” por Thomas Alva Edison el 4 de Setiembre del año 1882 en los Estados Unidos de Norte América, nace el mercado eléctrico con un carácter local y privado, de modo similar nace en muchos otros países, no sujetas a ninguna regulación y la autoproducción era lo habitual, dado que las redes estaban poco desarrolladas.

Según Fernández (2002) después de la primera guerra mundial los gobiernos pasaron a considerar la electricidad de un bien de lujo a una necesidad, con lo cual se empezó

a construir grandes centrales hidroeléctricas con carácter público. La electrificación comenzó a expandirse a las zonas urbanas y rurales con la presencia de compañías públicas y privadas tanto para la generación como para la distribución. Después de la segunda guerra mundial aparece la electricidad como un monopolio natural con la aparición de los conceptos económicos y los tamaños mínimos eficientes de las centrales, las economías de escala hizo que las pequeñas empresas de generación dejen de ser rentables, lo cual obligó a los gobiernos a unir pequeñas empresas en una sola con lo cual dio lugar a un monopolio natural de la comercialización de la electricidad, los gobiernos deciden crear las empresas eléctricas estatales para el manejo completo y vertical de la electricidad (generación transmisión, distribución y comercialización), en muchos países se crearon leyes para evitar que agentes externos compitan en el negocio de la electricidad. Durante estas décadas hasta finales de los ochenta los mercados eléctricos eran básicamente regulados por los gobiernos debido a que eran dueños de los sistemas eléctricos, hacían las inversiones en infraestructura y fijaban las tarifas con normas creadas para tal fin. Sin embargo la falta de competitividad y deficiencias en muchos casos se cambia de modelo a la desregularización de tarifas y libre competencia y/o mixta.

### **Mercado desregulado**

Entre los países con regulación grande estaba Rusia y según Khokhlov (2018) mirando hacia atrás en las últimas dos décadas el desarrollo del sector eléctrico en Rusia, se intentó hacer frente a las tendencias tanto en la liberalización del mercado como en el uso de las fuentes renovables. Para Khokhlov A. el caso de las reformas en otros sectores, hizo que estos esfuerzos sean bastante controvertidos. Referente al programa nacional de energía en el momento del fraccionamiento de Rusia, el estado ruso controlaba más de dos tercios de la capacidad de generación y más del 95 por ciento la transmisión y distribución eléctrica. Sin embargo a inicios del nuevo siglo la economía comenzó a repuntar y en el 2008 se realizó

una reestructuración de la industria eléctrica con la finalidad de convertir la energía eléctrica en un desarrollo sostenible habilitada por tecnologías avanzadas y regulaciones basadas en el mercado que garanticen la satisfacción fiable y económicamente eficiente de la demanda de electricidad, tanto en el mediano y largo plazo.

A partir de la última década del siglo pasado en la mayoría de países se inicia la desregularización de las tarifas eléctricas y se da paso al libre mercado y/o opciones mixtas con la finalidad de hacer más competitivo el sector y aportar con mayor eficiencia al desarrollo de las economías y calidad social. Actualmente existen varios modelos adoptados por los países en función de sus planes estratégicos de desarrollo.

**Paradigma:** Ante la evolución mundial del enfoque de libre mercado de los sistemas eléctricos y que viene brindando mayores beneficios a la humanidad en el presente trabajo de tesis se realiza la investigación en el contexto de libre mercado y desarrollo sostenible para lo cual se utiliza el método de máximo arrepentimiento y la metodología del IPCC para optimizar el sistema eléctrico interconectado nacional desde la visión de minimizar costos y velar por la calidad ambiental.

**Mercado eléctrico en el Perú:** Según Koc (2013) el desarrollo formal del sector eléctrico en el Perú se inició en el año 1955 con la promulgación de la ley de la industria eléctrica mediante el decreto ley N° 12378 por el presidente Manuel Odría. Antes de esta ley el mercado eléctrico era disperso y dependía de las municipalidades quienes atendían los servicios eléctricos de modo local. El propósito principal fue estimular la inversión privada nacional y extranjera, para lo cual se creó un régimen de concesiones, permisos y licencias, se estableció criterios normativos para las obligaciones de las empresas eléctricas y de los usuarios. Con el golpe de estado y asunción del gobierno del Gral. Juan Velasco en 1972 promulgo la Ley normativa de electricidad con la cual se creó la empresa estatal ELECTROPERU que llevó a la nacionalización y estatización de las empresas privadas del

servicio público de electricidad, el estado asumiría el rol empresarial. Esta política continuó con el gobierno del arquitecto Fernando Belaunde y en 1982 se consolidó el rol del estado como empresa y gestión centralizada liderada por ELECTROPERU.

La desregularización del mercado eléctrico en el Perú se realiza a lo largo de la década del 90 (Okumura, 2015) con el proceso de privatización de las empresas eléctricas del estado, paralelamente a cambio del modelo económico que imperaba hasta ese entonces. Para el mercado eléctrico el gobierno de turno emitió la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y luego su reglamento (RLCE). Lo cual permitió reestructurar el sector eléctrico, abandonando el modelo vertical integrado regulado en el cual el Estado era el único propietario en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Según Pérez (2018) hasta antes del año 1992 el mercado eléctrico en el Perú era de carácter monopólico y estaba en manos de empresas estatales, las cuales hacían las inversiones, operación y fijaban las tarifas eléctricas. Sin embargo con promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, se sentó las bases del sector eléctrico para un mercado desregulado y se dividió al sector en tres actividades fundamentales; generación, transmisión y distribución, promoviendo la inversión privada y la libre competencia.

Según Okumura (2015) el nuevo modelo fomenta la inversión privada y regulación económica de las tarifas a cargo de las agencias reguladoras del estado. A nivel de generación se tiene un modelo de libre mercado, donde la iniciativa de inversión lo tienen las empresas privadas, asimismo deben competir para vender su producción al mejor precio posible, en un marco abierto, para el uso de instalaciones de transmisión y distribución.

Dentro del libre mercado para la generación, sin embargo los precios para el servicio público de electricidad son fijados en un denominado mercado spot que se encuentra regulado. Después de la reestructuración del sector eléctrico se ha promovido para la diversificación de la matriz eléctrica, gracias al crecimiento económico del país, en la

actualidad se tiene la matriz eléctrica que genera en una mayor proporción con gas natural y la fuentes renovables para centrales eólicas, solares, biomasa y las mini centrales hidroeléctricas. En cuanto al mercado eléctrico se tiene un mercado mayorista competitivo, las empresas distribuidoras y los grandes consumidores compiten en el mercado mayorista y los consumidores minorista están dentro de un mercado regulado. El modelo de subastas de potencia y energía para cubrir suministro del mercado regulado contempla los incentivos de mercado que dinamicen la oferta y la demanda para mejores escenarios futuros. Para el despacho eléctrico por el sistema eléctrico interconectado nacional se ha creado el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) al cual están obligados a pertenecer los agentes generadores y por lo tanto, a acatar sus disposiciones operativas de compra y venta de electricidad, así como aportar los recursos para su funcionamiento. El COES es la institución encargada de coordinar la operación económica del Sistema Eléctrico interconectado Nacional (SEIN).

### **Contaminación ambiental**

Según Santa Cruz (2000) desde el origen de la vida hasta la primera evidencia de la fotosíntesis analizados en algas fósiles en sedimentos de hace 2700 millones de años, hay evidencia que transcurrió 1500 millones de años para que aparezca la atmosfera con oxígeno sobre la tierra, los organismos vivientes tuvieron alrededor de 2500 millones de años para adaptarse a ese medio y ante tal condición, la vida se adaptó y evolucionó en miles de millones de años. Sin embargo en la actualidad la atmósfera, debido a las actividades humanas presentes no sería relevante en comparación con las transformaciones geológicas de la antigüedad, pero la diferencia es que la escala de tiempo es minúscula comparado con el proceso geológico, en consecuencia la velocidad de transformación resulta ser enorme.

Las principales fuentes de cambio de la atmosfera son la combustión de combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas natural, los cuales se comenzó utilizar

con intensidad en los dos últimos siglos. El bióxido de carbono, se ha incrementado en más del 10% desde 1890 y está incrementándose con una tasa del 0.27% anual. Situación complicada para la adaptación de la humanidad a cambios de tal magnitud.

La OMM (1974) en las actas de la conferencia técnica sobre observación y medida de la contaminación atmosférica realizada en Helsinki el 30 de julio del año 1973, indica que el mundo entero ha tomado conciencia de los peligros que entraña el progreso de la contaminación del medio que nos rodea y de la necesidad de vigilar la contaminación del medio en general y la atmosfera en particular. Indica también que la OMM estableció en aquel momento una red especial de medida y evaluación de las tendencias de la contaminación atmosférica a escalas regional y mundial para el estudio de sus posibles efectos en el clima y la salud humana. Brunekreef (2008) manifiesta que la contaminación del aire proveniente debido a la combustión de combustibles fósiles que afecta la salud humana durante siglos, provienen de episodios graves de contaminación del aire, hechos que ocurrieron en el valle del Mosa, Bélgica en 1930 y en Londres en 1952. En el valle del Mosa, las condiciones de clima impidió que los contaminantes locales generados por la industria se dispersaran durante varios días en diciembre de 1930, como consecuencia varias decenas de personas murieron repentinamente, y el episodio atrajo la atención mundial. En diciembre de 1952, el clima estancado y las condiciones impidieron que la contaminación local dominada por el humo del carbón se dispersara en Londres, se estimó que unas 4000 personas murieron repentinamente como resultado de la contaminación y por los efectos retardados en los meses siguientes, la cifra aumento a 10000 muertes. En la segunda parte del siglo XX, muchos países tomaron medidas para hacer frente a la contaminación. Se han publicado muchos estudios sobre los efectos en la salud de estos contaminantes, lo que demuestra que las variaciones diarias en sus niveles se asocian con resultados de salud adversos que incluyen Mortalidad incluso a niveles muy bajos de exposición. Se ha discutido dimensiones de

asociaciones entre el ambiente y la salud: 1) exposición a corto plazo y mortalidad; 2) exposición a largo plazo y mortalidad; 3) escalas de tiempo de exposición; 4) la forma de la función de concentración-respuesta; 5) enfermedad cardiovascular; y 6) plausibilidad biológica. La conclusión es clara que la contaminación tiene una incidencia fuerte sobre la salud y el medio ambiente. La agencia de protección del medio ambiente (EPA) ha fijado los niveles máximos permisibles para material particulado en el aire. En la tabla 1 se muestra los límites máximos permisibles.

Tabla 1  
*Límites permisibles para material particulado ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ).*

<b>Contaminante</b>	<b>Primario/ Secundario</b>	<b>Tiempo promedio</b>	<b>Nivel</b>	<b>Límites</b>
<b>Partículas PM</b>	primaria	1 año	$12.0 \mu\text{g}/\text{m}^3$	Promedio sobre 3 años
	secundaria	1 año	$15.0 \mu\text{g}/\text{m}^3$	Promedio sobre 3 años
	primario y secundarios	24 horas	$35 \mu\text{g}/\text{m}^3$	Promedio sobre 3 años
	PM <sub>10</sub>	Primario y secundario	24 horas	$150 \mu\text{g}/\text{m}^3$

Fuente: EPA (1990)

### **Metodología de IPCC**

En su conjunto de libros del **Intergovernmental Panel Climate on Change (IPCC)** proporciona la información para elaborar y presentar los informes de los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero y gases contaminantes. En la versión de las directrices para realizar los inventarios de los gases de efecto invernadero IPCC (1996) presenta tres volúmenes; en el volumen 1, las instrucciones paso a paso para realizar la

recopilación de información y datos, con la finalidad de mantener coherencia y consistencia de los datos para los informes respectivos. En el libro de trabajo (Volumen 2) se presenta la metodología pormenorizada para calcular las emisiones de los gases de efecto invernadero y contaminantes por el uso de la energía, presenta formatos para los cálculos. En el volumen 3, manual de referencia, presenta un consolidado de los métodos para la estimación de las emisiones de una amplia gama de gases de efecto invernadero.

En la versión IPCC (2006) la metodología para obtener los inventarios nacionales de los gases de efecto invernadero y de gases contaminantes el “Intergovernmental Panel on Climate Change” (IPCC) ha elaborado cinco libros, consistentes en: Instrucciones generales para realizar el inventario de gases de efecto invernadero, libro de trabajo para el inventario de gases de efecto invernadero, procesos industriales y uso de productos, agricultura, forestación y otros usos de la tierra y desechos. En esta versión el IPCC, realiza ciertas modificaciones y actualizaciones en sus directrices para la elaboración de los inventarios de los gases de efecto invernadero y contaminantes, para lo cual ha elaborado los volúmenes: Orientación general y generación de informes (Volumen 1), en el volumen 2 denominado Energía, brinda las especificaciones para realizar los informes de los inventarios de los gases de efecto invernadero por el uso de la energía. En el volumen 3 detalla las directivas para realizar los inventarios de los gases de efecto invernadero para los procesos industriales y el uso de productos. En el volumen 4 detalla las directivas para realizar el inventario de los gases de efecto invernadero de los sectores agricultura, silvicultura, y otros usos de la tierra. En el volumen 5 detalla las directivas para los desechos sólidos.

Según Kean (2014) son las fuentes fijas de energía contribuyentes mayoritariamente con las emisiones de los gases de efecto invernadero y los gases contaminantes, como resultado de la combustión de combustibles fósiles, de modo particular por las centrales eléctricas para generar energía eléctrica y suministrar a la red. En el año 2014 el Ministerio del Ambiente por Decreto Supremo N° 013-2014-MINAM, aprobó las disposiciones para elaborar inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (MINAM, 2014). Mediante el

Decreto Supremo N° 013-2014-MINAM, con sus 4 artículos aprueban las disposiciones para la elaboración del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INFOCARBONO) (El Peruano, 2014).

La metodología del IPCC para el cálculo de las emisiones de los gases de efecto invernadero y los gases contaminantes, se basa en los consumos de los combustibles y los factores de emisión expresada mediante la siguiente relación:

$$Emisiones\ GEI = \sum_i (Consumo\ de\ Combustible\ i \times EF\ i)$$

Donde:

GEI : Gases de efecto invernadero o contaminante.

$\Sigma$  : Sumatoria Para todos los tipos de combustibles

i : tipo de combustible (ejemplo: Diesel oíl, residual, gas natural, etc.)

EF : Factor de emisión (Kg/TJ)

### **Método de máximo arrepentimiento**

Según OLADE (1994) la minimización del valor promedio de los costos de inversión y operación en un sistema eléctrico es adecuada si la demanda se mantiene constante a lo largo del periodo de estudio. Sin embargo, cuando hay una tasa de crecimiento con cierta incertidumbre, significa que solamente un escenario ocurrirá en el hecho real, dado que los costos de inversión y operación varían de modo significativo para cada escenario. Para clarificar el concepto se presenta el siguiente ejemplo, comparando la compra de un seguro o no compra del seguro frente a la probabilidad de que ocurra o no un incendio en una determinada fábrica. En la tabla 2 se presentan dos escenarios probables, si ocurre el incendio, éste tiene una probabilidad de 0.1 % y si no ocurre el incendio tiene una probabilidad de 99.9 %. El costo de la póliza es US\$ 2 y el daño económico en caso de ocurrir el incendio es de US\$ 1000.

Para cada escenario, se calculan los costos asociados a las decisiones de comprar o no comprar el seguro.

Tabla 2

*Costo promedio de comprar un seguro o no comprar el seguro.*

Escenario de probabilidad	Decisión de comprar seguro	Decisión de no comprar seguro
Ocurre el incendio (0.1 %)	\$ 2	\$ 1000
No ocurre el incendio (99.9 %)	\$ 2	\$ 0
<b>Costo promedio</b>	<b>\$ 2</b>	<b>\$ 1</b>

Fuente: OLADE (1994)

El costo promedio se obtiene de multiplicar los valores de comprar el seguro o no comprar el seguro por sus respectivas probabilidades, cuyos resultados son US\$ 1 para la decisión de no comprar el seguro y de US\$ 2 para la decisión de comprar un seguro. Por consiguiente bajo el criterio de costo promedio, la opción de **no** comprar el seguro es la más económica o favorable. Sin embargo, si ocurre el incendio y no se compra el seguro resulta que el perjuicio económico sería de US\$ 1000.

Como un incendio es un evento relativamente improbable, pero posible, entonces se es vulnerable a dicho evento. Un modo de tomar en cuenta la vulnerabilidad es a través del criterio del arrepentimiento asociado a cada decisión y escenario. Según OLADE (1998) conceptualiza: “El arrepentimiento es la diferencia entre el costo real y el mejor costo posible si el futuro fuese conocido. En otras palabras, es el precio que se paga por no conocer el futuro” (p II-6).

En la tabla 3 se muestra el cálculo del costo por la decisión para cada escenario. La decisión óptima en cada caso es, obviamente comprar el seguro en caso de incendio y no comprar seguro en caso que no haya incendio.

Tabla 3

*Decisión óptima conociendo el futuro.*

Escenario	Decisión de comprar seguro	Decisión de no comprar seguro	Costo óptimo para cada escenario
Con incendio (0.1 %)	\$ 2	\$ 1000	\$ 2
Sin incendio (99.9 %)	\$ 2	\$ 0	\$ 0

Fuente: OLADE (1994)

Para el cálculo del **máximo arrepentimiento** se utiliza el costo óptimo para cada escenario asociado a cada decisión. El máximo arrepentimiento asociado a cada una de las decisiones es el mayor valor observado sobre todos los escenarios. En el caso que se está analizando se observa que el máximo arrepentimiento en la decisión de comprar seguro es \$ 2, y para la decisión de no comprar el seguro, el máximo arrepentimiento es \$ 998, como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4

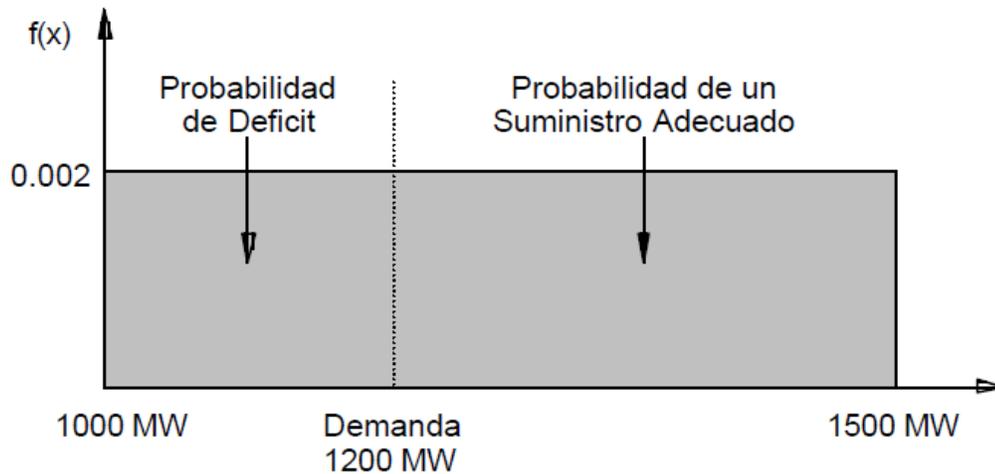
*Costo de máximo arrepentimiento de comprar o no comprar un seguro.*

Escenario	Decisión de comprar seguro	Decisión de no comprar seguro
Con incendio (0.1 %)	$\$ 2 - \$ 2 = \$ 0$	$\$ 1000 - \$ 2 = \$ 998$
Sin incendio (99.9 %)	$\$ 2 - \$ 0 = \$ 2$	$\$ 0 - \$ 0 = \$ 0$
<b>Máximo arrepentimiento</b>	<b>\$ 2</b>	<b>\$ 998</b>

Fuente: OLADE (1994)

En el **criterio de Savage**, o **minimax**, consiste en tomar la decisión que minimice el máximo arrepentimiento, con el objetivo de disminuir los máximos perjuicios en todos los escenarios. En el caso del seguro contra el incendio implicaría comprar la póliza de seguro para minimizar el máximo arrepentimiento.

**Sistema hidroeléctrico.** Considerando que se tiene el caso de la figura 7 donde se representa los caudales afluente que varían de 1000 MW a 1500 MW con una distribución de probabilidad constante de 0.002. El costo de generación de electricidad es de US\$ 27 por MWh de energía firme.



*Figura 7:* Distribución de probabilidad de los caudales afluente.  
Fuente: OLADE (1994)

La energía segura que puede ser producida es de 1000 MW, pero si la demanda de energía supera dicho valor habrá un déficit de energía, por ejemplo si la demanda es de 1200 MW como se muestra en la figura 7 se tendrá un déficit de 200 MW, que corresponde a una probabilidad de déficit de  $(1200-1000)(0.002) = 0.40$  ó 40 %.

De modo general, considerando que H representa la potencia firme (1000 MW) y la energía afluente máxima es  $\frac{3}{2}H$  (1500 MW) y la función de distribución de probabilidad  $f(x)$  es constante, se tiene  $f(x) = \frac{2}{H}$ , la energía que no se suministra (ENS) se representa por:

$$\text{ENS}(D,H) = \int_H^D (D - x)f(x)dx \quad (2.1)$$

La integración es:

$$\text{ENS} = \frac{2D}{H} x \Big|_H^D - \frac{x^2}{H} \Big|_H^D \quad (2.2)$$

Dando los límites de integración correspondientes, se tiene:

$$\begin{aligned} \text{ENS}(D,H) &= 0 && \text{para } D \leq H \\ &= \frac{D^2}{H} + H - 2D && \text{para } H \leq D \leq 1.5 H \\ &= D - \frac{5}{4}H && \text{para } D \geq 1.5 H \end{aligned} \quad (2.3)$$

La ecuación (2.3) significa que si la demanda de energía es menor a 1000 MW la energía no servida es cero, por cuanto siempre la demanda es abastecida. Para el caso que la demanda este entre 1000 MW y 1500 MW, equivalentemente que D esté comprendida entre (H y 1.5H) la energía no servida tiene un comportamiento cuadrático. Para el caso que la demanda este por sobre los 1500 MW ( $D \geq 1.5 H$ ) la energía no servida tiene un comportamiento lineal. La figura 8 muestra el comportamiento del déficit para el presente caso ejemplo.

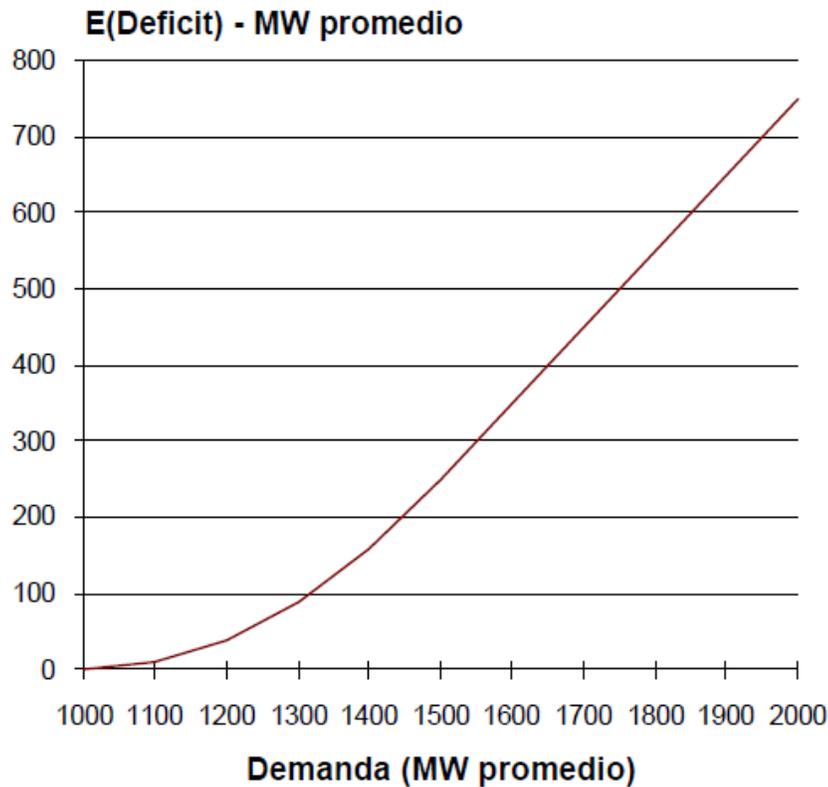


Figura 8: Comportamiento de la energía no servida en función de la demanda de energía.

Fuente: OLADE (1994)

### Expansión bajo el criterio minimax

En este ejemplo sencillo, la decisión minimax es igual a la solución determinística para el escenario más "severo". Por lo tanto, se podría suponer que el criterio minimax es "pesimista", por cuanto se afecta en exceso por los escenarios más desfavorables. Se muestra a continuación que esta impresión no es correcta, y que el criterio minimax produce planes de expansión bastante más equilibrados. El proceso de planificación bajo el criterio minimax se implementa en dos etapas. En la primera, se calculan los costos de referencia, con una optimización determinística para cada uno de los escenarios, como se muestra en la figura 9 (OLADE, 1994)

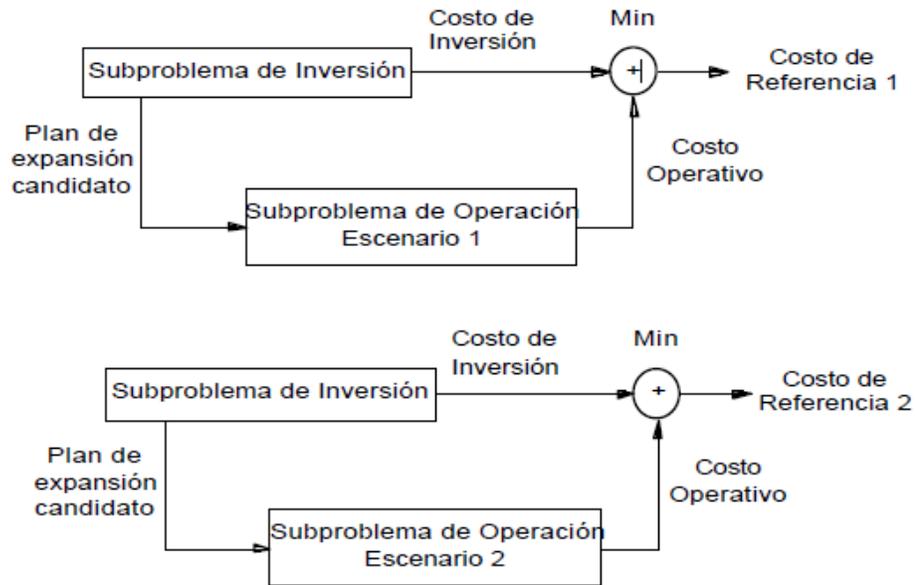


Figura 9: Plan de expansión bajo el criterio minimax.  
Fuente: OLADE (1994)

Luego se determina el plan que minimiza el máximo arrepentimiento, como se ilustra en la figura 10.

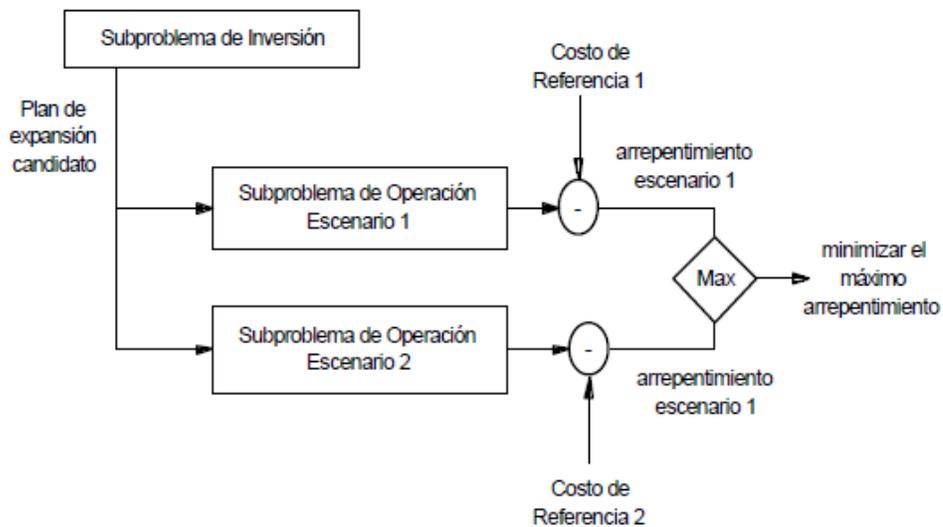


Figura 10: Minimizar el máximo arrepentimiento.  
Fuente: OLADE (1994)

## **Sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN)**

En el presente siglo la electricidad juega un papel crucial en el desarrollo económico de nuestro país, así como la calidad de vida de la población peruana. Nuestro sistema energético ha evolucionado enormemente desde el 6 de agosto de 1895, que si inició con la primera transmisión de electricidad desde la central Santa Rosa en la ciudad de Lima. El sistema eléctrico a evolucionado interconectándose primero por pequeñas regiones y luego por sistemas medianos, sistema norte, sistema centro, sistema sur y pequeños sistemas aislados, hasta el año 2004 que se interconecta los tres sistemas regionales convirtiéndose en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN). En la figura 11 se muestra las tres zonas geográficas en donde se extendían los tres sistemas eléctricos antes de la interconexión nacional (OSINERGMIN, 2013). Actualmente se tiene el sistema eléctrico interconectado excepto los sistemas aislados de Iquitos, Madre de Dios y otros sistemas eléctricos pequeños que aún no han sido interconectados.

El sistema interconectado (SEIN) actual, para el presente trabajo de tesis se simula en cuatro regiones con la finalidad de estudiar los flujos de transmisión de corriente eléctrica entre subsistemas y analizar mejor la construcción de nuevas centrales eléctricas.

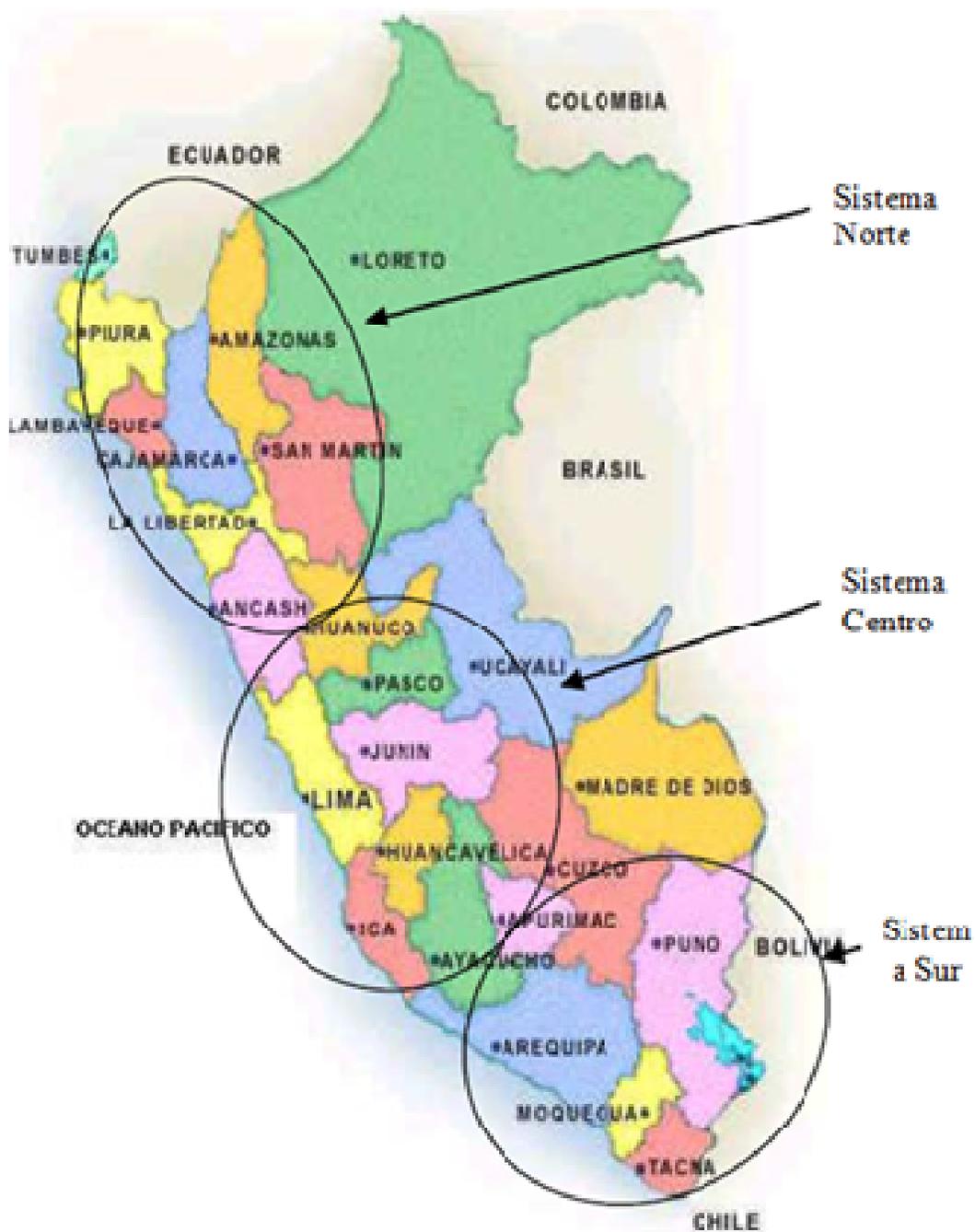


Figura 11: Zonas de los sistemas eléctricos antes de la interconexión.

Fuente: OSINERGMIN (2013)

En la figura 12 se muestra el mapa peruano con el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), en donde se identifica las principales empresas de distribución eléctrica.

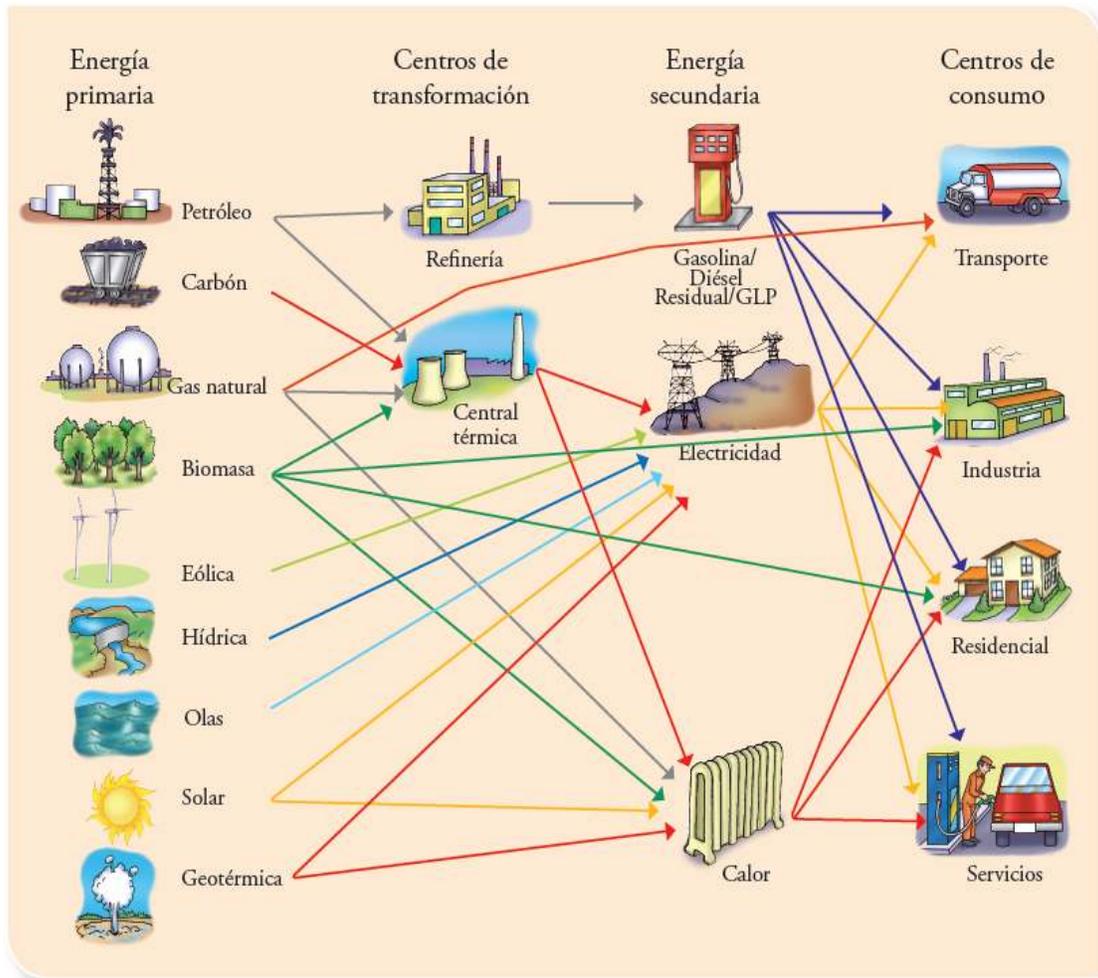


Figura 12: Sistema eléctrico interconectado nacional.  
Fuente: Dammert (2011)

### Tecnologías en la producción de electricidad

Para la producción de electricidad las fuentes de energía primaria (petróleo,

hidroenergía, gas natural, energía eólica, o combustibles derivados, etc.), necesitan ser transformadas para generar electricidad. Un esquema de una cadena energética eléctrica se presenta en la figura 13.



*Figura 13:* Cadena energética de procesamiento de la energía.

Fuente: MINEM (s.f)

Una cadena eléctrica está constituida por la generación, transmisión y distribución, en la figura 14 se muestra una cadena eléctrica típica, en cada eslabón de la cadena tiene un costo asociado y pérdidas técnicas de energía en total suman costo total del 90 % del costo que pagan los usuarios.

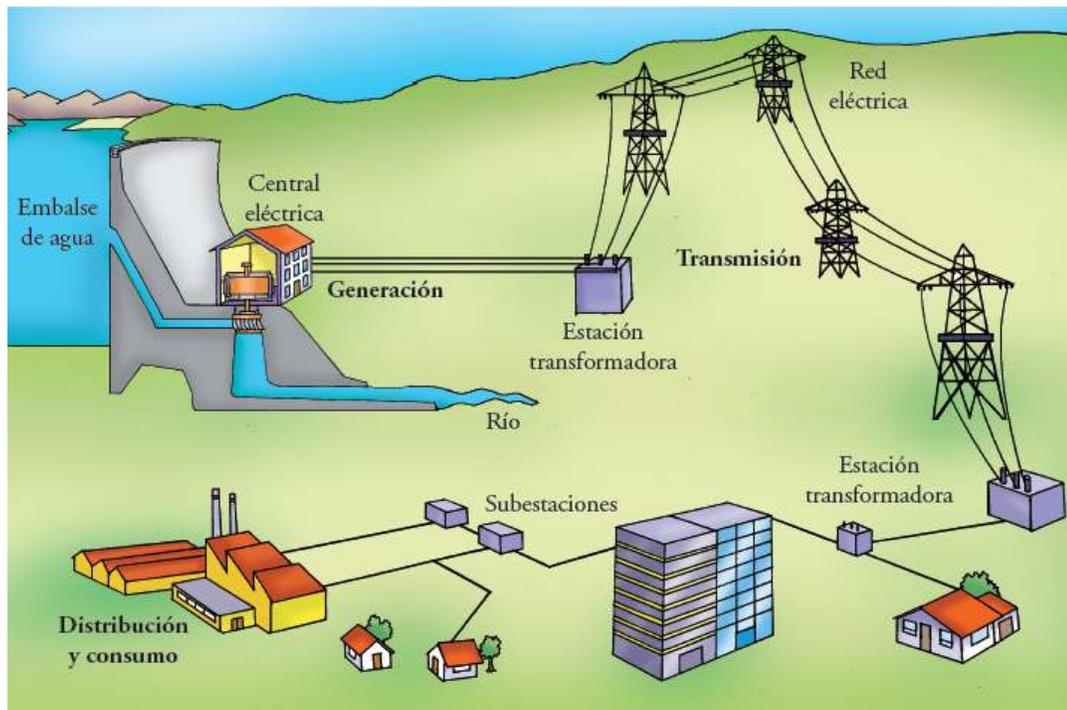


Figura 14: Cadena energética eléctrica.

Fuente: MINEM (s.f)

En la figura 15 se muestra una central térmica de vapor a elevada presión producido por el calor en la combustión. Se llama así porque la fuente de energía para el funcionamiento es el calor producido por los combustibles, como 1) gas natural, el carbón mineral, el bagazo de caña o derivados de petróleo diesel o residual. 2) Caldera donde se produce el calentamiento del agua generándose el vapor de agua. 3) El vapor sale a gran presión para hacer rotar los álabes de la turbina. 4) La turbina hace girar los imanes del generador produciendo la electricidad por inducción electromagnética. 5) En los electroimanes (bobinas) se produce la electricidad. 6) El vapor luego de impactar a los álabes se enfría y se vuelve líquida en un tanque de condensación, de donde se bombea nuevamente a la caldera, repitiéndose el ciclo. 7) Los combustibles utilizados para calentar el agua producen gases contaminantes como  $\text{CO}_2$  que liberado al medio ambiente por la chimenea (MINEM, s.f).

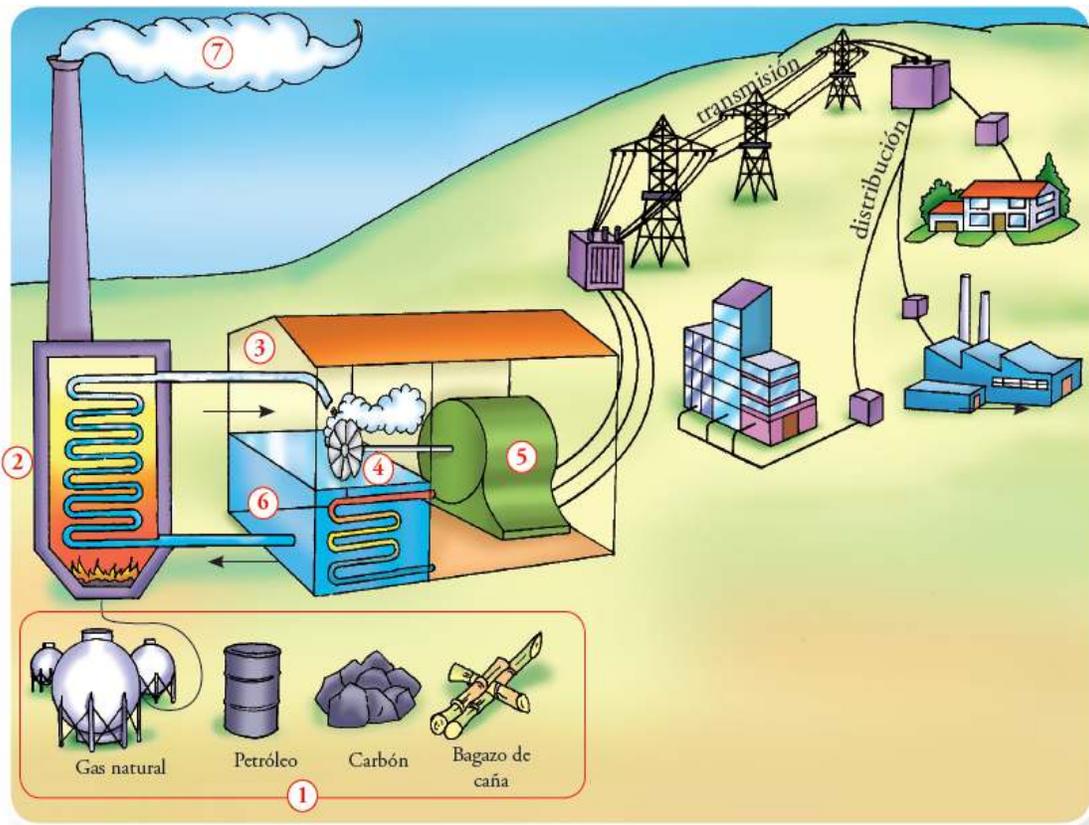
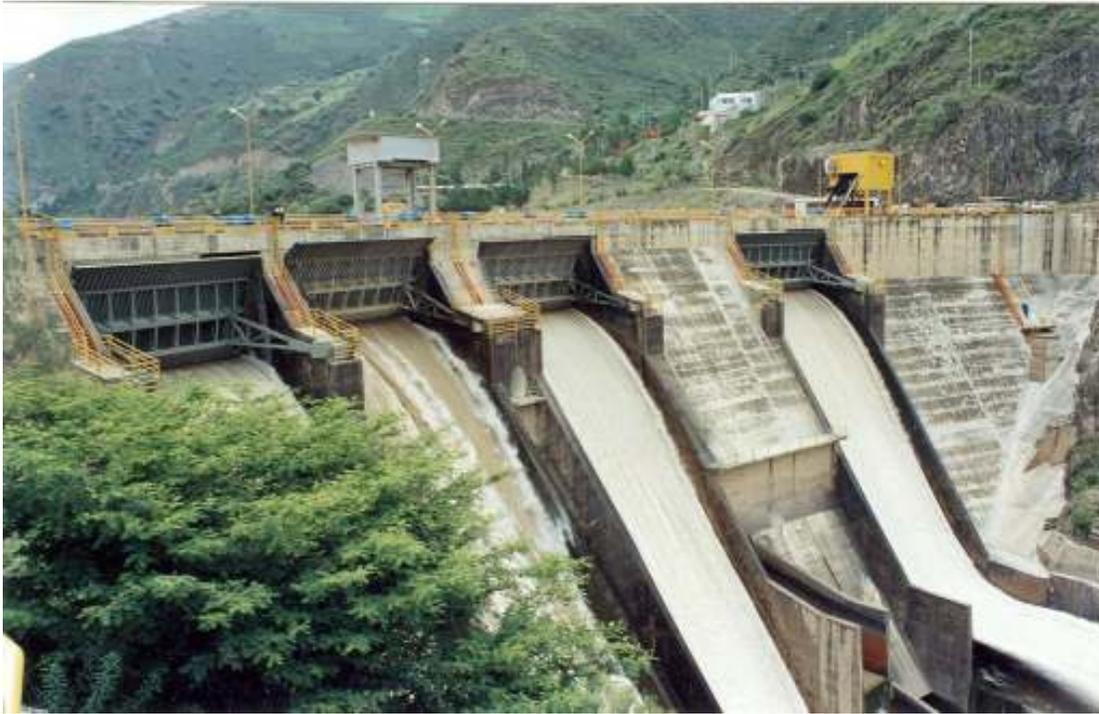


Figura 15: Central térmica a vapor.  
Fuente: MINEM (s.f)

En el sistema interconectado nacional, la central más grande es la central hidroeléctrica del Mantaro, que inició su funcionamiento en el año 1973 ubicada en el denominado complejo hidroeléctrico de Mantaro ubicado en el departamento de Huancavelica, la central tiene siete turbinas, las que son movidas por el agua almacenada en el reservorio Tablachaca que tiene una capacidad de 8 millones de  $m^3$  de agua proveniente del río Mantaro y en cascada se conduce el agua para la central hidroeléctrica de Restitución de 210 MW. La central de Mantaro genera 7000 GWh anuales, en la figura 16 se muestra la central de Mantaro (ELECTROPERU, 2019). En el complejo hidroeléctrico de Mantaro en cascada aguas abajo también se encuentra instalada la central hidroeléctrica Restitución con 210 MW de potencia.



*Figura 16:* Central hidroeléctrica de Mantaro.

Fuente: ELECTROPERU (2019)

Con respecto a la generación térmica, el complejo térmico de Chilca, ubicado en el distrito de Chilca a 60 km al sur de la ciudad de Lima, se encuentran las cinco centrales térmicas; Kallpa, Chilca uno, chilca dos, pacifico sur (en construcción), las flores y fénix power, que suman una potencia instalada total de 2662 MW.

El complejo térmico Chilca genera la mayor cantidad de electricidad para el sistema eléctrico interconectado, utilizando el gas natural proveniente de Camisea vía gasoducto, el cual también transporta el gas para la ciudad de Lima (uso domiciliario) y para las centrales térmicas de Santa Rosa y Ventanilla. En la figura 17 se muestra la ubicación de las centrales térmicas del complejo Chilca.



Figura 17: Ubicación de las centrales térmicas del complejo Chilca.

En la figura 18 se muestra las centrales térmicas Chilca uno, Chilca dos y Kallpa.



Figura 18: Centrales térmicas Chilca 1, Chilca 2 y Kallpa.

Fuente: Engie Perú (2018)

## Proyecciones de la demanda

Quintanilla (2014) muestra la evolución del consumo de los principales combustibles líquidos y gas natural para el periodo 1994-2013, notándose claramente que a partir del año 2004 con la llegada del gas natural a Lima el incremento del consumo de energía ha sido acelerado, en particular el consumo de gas, llegando en el año 2013 a un consumo de 307 millones de barriles equivalentes de petróleo por día. En la figura 19 se presenta la evolución de la demanda nacional de combustibles líquidos y gas natural para el periodo 1994-2013.

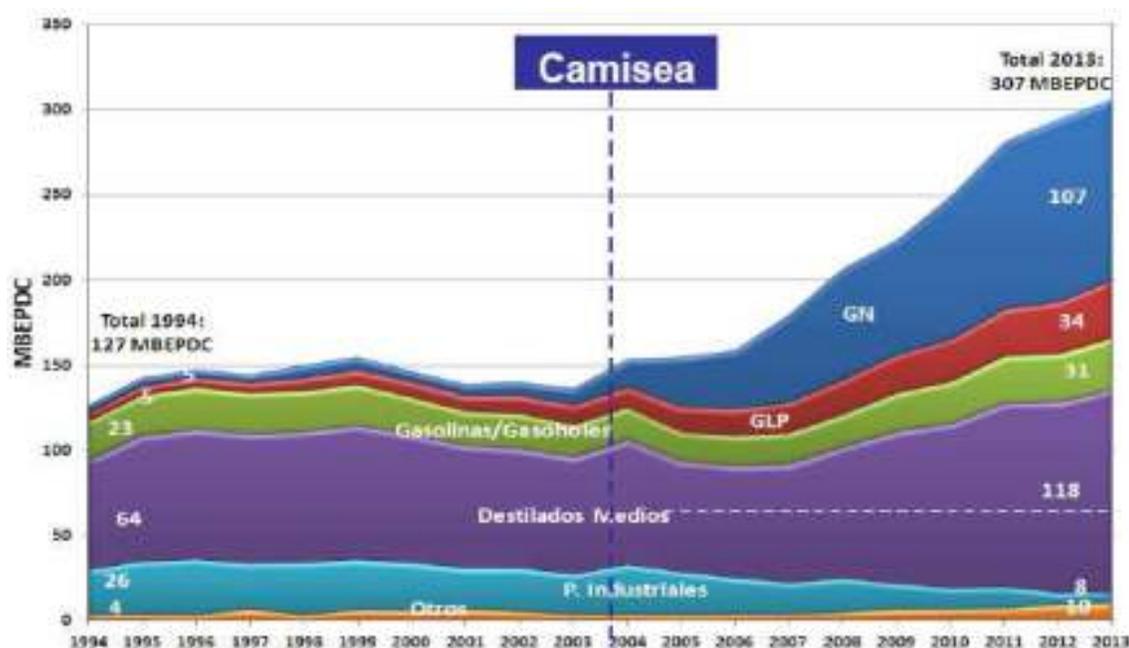


Figura 19: Evolución de la demanda nacional de combustibles líquidos y gas natural.

Fuente: Quintanilla (2014)

## Producto Bruto Interno (PBI)

El Perú se encuentra entre los primeros lugares de crecimiento de América Latina y el Caribe para el periodo de los 10 últimos años (BCRP, 2016a). En la figura 20 se muestra el crecimiento del PBI histórico para el período 2000-2016, observándose un crecimiento

sostenido con una caída a 0.9 % en el año 2009, esto debido a la crisis, económica internacional. Sin embargo la economía peruana se recuperó en los años posteriores, creciendo en promedio 5.25 % para el periodo 2000-2016.

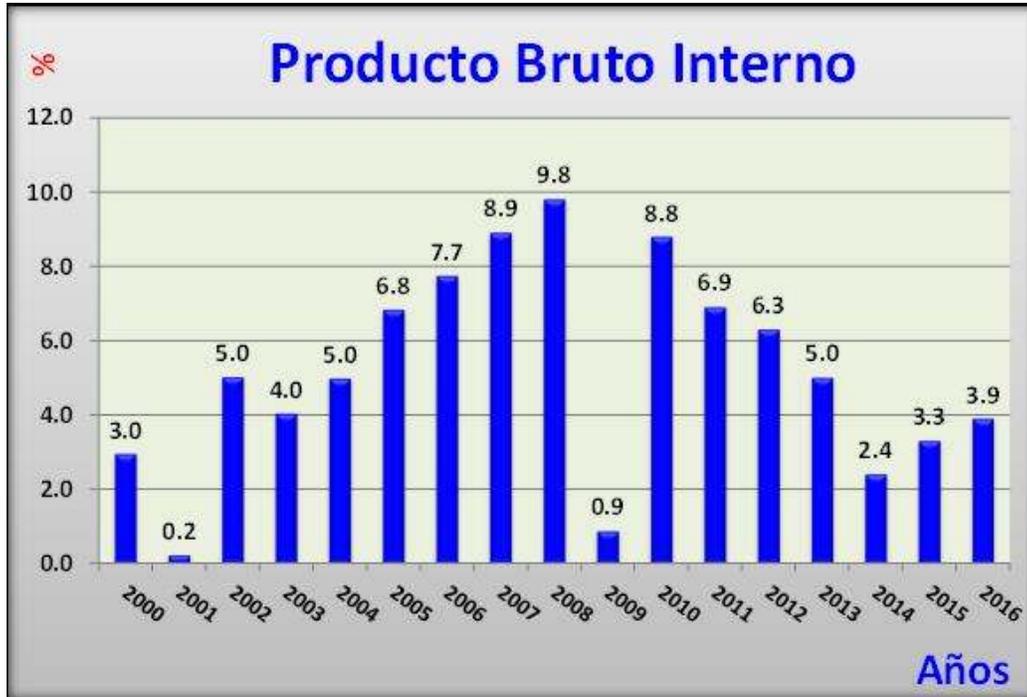


Figura 20: Evolución del PBI para el periodo 2000-2016.  
Fuente: BCRP (2016)

### Proyección del PBI

Para la proyección del PBI, se ha considerado estudios existentes, de instituciones públicas del sector energético y económico del País. En base a las proyecciones existentes se ha considerado el crecimiento para los tres sectores propuestos en el trabajo. Entre las proyecciones a largo plazo se han considerado los estudios del Ministerio de Energía y Minas (MINEM). En el estudio Plan Energético Nacional 2014-2025 considera un crecimiento más probable promedio de 4.5 % para el periodo 2014-2025 (MINEM, 2014), en el estudio Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES) toma como base una tasa de crecimiento de 4.35 % para el periodo 2011-2040 (MINEM, 2012) en el estudio de proyecciones energéticas a largo

plazo del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico (CPLAN) para el escenario base considera un crecimiento de 6% para el periodo 2017-2021, de 5% para el periodo 2022-2026 y de 4.5 % de 2027-2040 (CPLAN, 2011), el estudio de Semana Económica del Banco Central de Reserva del Perú estima un crecimiento de 4% para el año 2016 y de 4.5 para el año 2017 (BCRP, 2016b). Considerando las tasas de crecimiento de la información descrita en este párrafo se ha estructurado los escenarios de crecimiento del PBI para el presente trabajo de tesis especificados como escenario Medio o tendencial, escenario Optimista y escenario Pesimista. En la tabla 5 se muestra la proyección del PBI por sectores para el periodo 2012-2050.

Tabla 5  
Crecimiento económico para el escenario medio por sectores para el periodo 2012-2050.

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Agropecuario</b>	<b>7 937</b>	<b>8 109</b>	8 420	8 698	9 045	9 462	9 887	10 332	10 797	11 283	11 791	12 321	12 876	13 455	14 061	14 693	15 355	16 046	16 768	17 489
- Agrícola	5 239	5 334	5 548	5 731	5 960	6 234	6 515	6 808	7 114	7 434	7 769	8 118	8 484	8 866	9 265	9 681	10 117	10 572	11 048	11 523
- Pecuaria	2 698	2 776	2 872	2 967	3 085	3 227	3 373	3 524	3 683	3 849	4 022	4 203	4 392	4 590	4 796	5 012	5 238	5 473	5 720	5 965
<b>Pesca</b>	<b>394</b>	<b>443</b>	438	453	471	493	515	538	562	588	614	642	671	701	732	765	800	836	873	911
<b>Minería</b>	<b>4 260</b>	<b>4 355</b>	4 520	4 669	4 856	5 080	5 308	5 547	5 797	6 058	6 330	6 615	6 913	7 224	7 549	7 888	8 243	8 614	9 002	9 389
- Minería metálica	4 260	4 355	4 520	4 669	4 856	5 080	5 308	5 547	5 797	6 058	6 330	6 615	6 913	7 224	7 549	7 888	8 243	8 614	9 002	9 389
<b>Energía</b>	<b>3 030</b>	<b>3 206</b>	3 271	3 379	3 514	3 675	3 841	4 014	4 194	4 383	4 580	4 786	5 002	5 227	5 462	5 708	5 965	6 233	6 514	6 794
- Hidrocarburos	859	912	929	960	998	1 044	1 091	1 140	1 191	1 245	1 301	1 359	1 421	1 485	1 551	1 621	1 694	1 770	1 850	1 930
- Electricidad y agua	2 172	2 293	2 342	2 419	2 516	2 632	2 750	2 874	3 003	3 138	3 279	3 427	3 581	3 742	3 911	4 087	4 271	4 463	4 664	4 864
<b>Manufactura</b>	<b>15 422</b>	<b>15 686</b>	16 324	16 862	17 537	18 343	19 169	20 031	20 933	21 875	22 859	23 888	24 963	26 086	27 260	28 487	29 769	31 108	32 508	33 906
- Procesadores de recursos primarios	2 639	2 761	2 833	2 926	3 043	3 183	3 326	3 476	3 632	3 796	3 967	4 145	4 332	4 527	4 730	4 943	5 166	5 398	5 641	5 883
- Manufactura no primaria	12 783	12 925	13 491	13 936	14 494	15 160	15 843	16 556	17 301	18 079	18 893	19 743	20 631	21 560	22 530	23 544	24 603	25 710	26 867	28 022
<b>Construcción</b>	<b>7 632</b>	<b>8 284</b>	8 345	8 620	8 965	9 378	9 800	10 241	10 701	11 183	11 686	12 212	12 762	13 336	13 936	14 563	15 219	15 903	16 619	17 334
<b>Servicios</b>	<b>69 956</b>	<b>74 001</b>	75 504	77 996	81 116	84 847	88 665	92 655	96 825	101 182	105 735	110 493	115 465	120 661	126 091	131 765	137 695	143 891	150 366	156 832
- Comercio	16 640	17 611	17 965	18 558	19 300	20 188	21 096	22 045	23 037	24 074	25 157	26 290	27 473	28 709	30 001	31 351	32 762	34 236	35 776	37 315
- Otros servicios	43 061	45 762	46 584	48 122	50 047	52 349	54 704	57 166	59 739	62 427	65 236	68 172	71 239	74 445	77 795	81 296	84 954	88 777	92 772	96 761
- Impuestos a los productos y derechos de importación	10 255	10 627	10 955	11 317	11 770	12 311	12 865	13 444	14 049	14 681	15 342	16 032	16 753	17 507	18 295	19 118	19 979	20 878	21 817	22 755
<b>PRODUCTO BRUTO INTERNO</b>	<b>108 630</b>	<b>114 084</b>	116 822	120 677	125 504	131 278	137 185	143 358	149 809	156 551	163 596	170 957	178 651	186 690	195 091	203 870	213 044	222 631	232 649	242 653
			5.0%	2.3%	3.3%	4.0%	4.6%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.3%

2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
18 223	18 970	19 748	20 538	21 339	22 150	22 969	23 796	24 629	25 491	26 383	27 307	28 263	29 252	30 276	31 335	32 432	33 567	34 742
12 007	12 499	13 012	13 532	14 060	14 594	15 134	15 679	16 228	16 796	17 384	17 992	18 622	19 274	19 948	20 647	21 369	22 117	22 891
6 216	6 471	6 736	7 006	7 279	7 555	7 835	8 117	8 401	8 695	9 000	9 314	9 640	9 978	10 327	10 689	11 063	11 450	11 851
949	988	1 028	1 070	1 111	1 153	1 196	1 239	1 283	1 327	1 374	1 422	1 472	1 523	1 577	1 632	1 689	1 748	1 809
9 783	10 185	10 602	11 026	11 456	11 892	12 332	12 776	13 223	13 685	14 164	14 660	15 173	15 704	16 254	16 823	17 412	18 021	18 652
9 783	10 185	10 602	11 026	11 456	11 892	12 332	12 776	13 223	13 685	14 164	14 660	15 173	15 704	16 254	16 823	17 412	18 021	18 652
7 079	7 369	7 671	7 978	8 289	8 604	8 923	9 244	9 567	9 902	10 249	10 608	10 979	11 363	11 761	12 173	12 599	13 040	13 496
2 011	2 093	2 179	2 266	2 354	2 444	2 534	2 626	2 717	2 813	2 911	3 013	3 118	3 227	3 340	3 457	3 578	3 704	3 833
5 068	5 276	5 492	5 712	5 935	6 160	6 388	6 618	6 850	7 090	7 338	7 595	7 861	8 136	8 420	8 715	9 020	9 336	9 663
35 330	36 778	38 286	39 818	41 371	42 943	44 532	46 135	47 750	49 421	51 150	52 941	54 794	56 711	58 696	60 751	62 877	65 078	67 355
6 131	6 382	6 644	6 909	7 179	7 452	7 727	8 005	8 286	8 576	8 876	9 186	9 508	9 841	10 185	10 542	10 911	11 292	11 688
29 199	30 397	31 643	32 908	34 192	35 491	36 804	38 129	39 464	40 845	42 275	43 754	45 286	46 871	48 511	50 209	51 966	53 785	55 668
18 062	18 802	19 573	20 356	21 150	21 954	22 766	23 585	24 411	25 265	26 150	27 065	28 012	28 992	30 007	31 057	32 144	33 270	34 434
163 419	170 119	177 094	184 177	191 360	198 632	205 961	213 397	220 865	228 596	236 597	244 877	253 448	262 319	271 500	281 003	290 838	301 017	311 553
38 892	40 476	42 136	43 821	45 530	47 260	49 009	50 773	52 550	54 390	56 293	58 263	60 303	62 413	64 598	66 859	69 199	71 621	74 127
100 825	104 959	109 263	113 633	118 065	122 551	127 066	131 661	136 269	141 038	145 975	151 064	156 312	161 745	167 369	173 172	179 140	185 220	192 221
23 711	24 683	25 695	26 723	27 765	28 820	29 887	30 963	32 046	33 168	34 329	35 530	36 774	38 061	39 393	40 772	42 199	43 676	45 205
282 845	263 211	274 003	284 963	296 077	307 328	318 699	330 172	341 728	353 688	366 067	378 880	392 141	405 865	420 071	434 773	449 990	465 740	482 041
4.2%	4.1%	4.1%	4.0%	3.9%	3.8%	3.7%	3.6%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%

En la tabla 6 se presenta las tasas de crecimiento proyectado para el periodo 2012-2050 para los escenarios optimista, medio o tendencial y pesimista.

Tabla 6

Tasas de crecimiento para los tres escenarios de proyección del PBI.

ESCENARIO TENDENCIAL	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
			5.0%	2.3%	3.3%	4.0%	4.6%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%
ESCENARIO DE CRECIMIENTO ALTO (OPTIMISTA)	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
	4.2%	4.1%	4.1%	4.0%	3.9%	3.8%	3.7%	3.6%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
ESCENARIO DE CRECIMIENTO BAJO (PESIMISTA)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
		5.0%	2.3%	3.3%	4.0%	4.6%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%
ESCENARIO DE CRECIMIENTO BAJO (PESIMISTA)	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
	5.1%	4.9%	4.7%	4.5%	4.3%	4.1%	3.9%	3.8%	3.7%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%	3.6%
ESCENARIO DE CRECIMIENTO BAJO (PESIMISTA)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
		5.0%	2.3%	3.3%	4.0%	4.0%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.4%	3.4%	3.3%	3.3%	3.2%
ESCENARIO DE CRECIMIENTO BAJO (PESIMISTA)	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
	3.1%	3.1%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%

En la figura 21 se muestra gráficamente las proyecciones del PIB total para los escenarios, Medio, Optimista y Pesimista para el periodo 2015-2030.

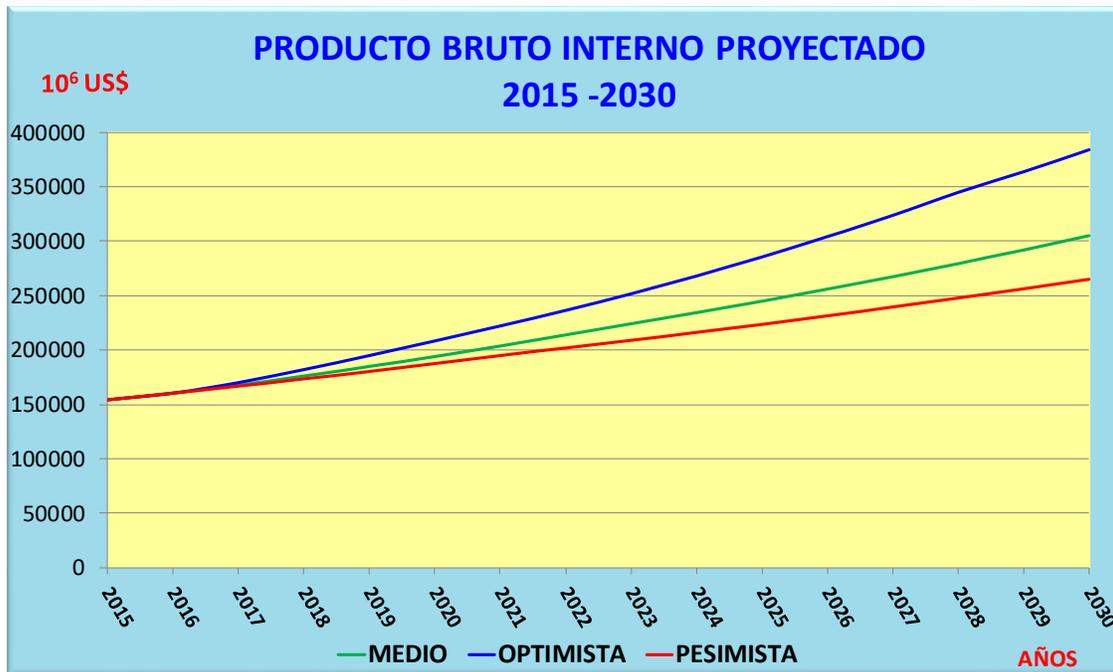


Figura 21: Proyección del PBI para el periodo 2015-2030.

### Proyección del crecimiento de la población

Según el Instituto Nacional de Estadística e Informática (2009) mediante los análisis de sus estadísticas y censos nacionales respecto al crecimiento de la población, ha publicado la evolución del crecimiento de la población para el periodo 1950-2010. En la

figura 22 se presenta la evolución de la población para el periodo 1950-2050, se observa claramente que la tasa va decreciendo desde 2.59 % en el año 1955 se reduce a 0.38 % en el año 2050 (INEI, 2009).

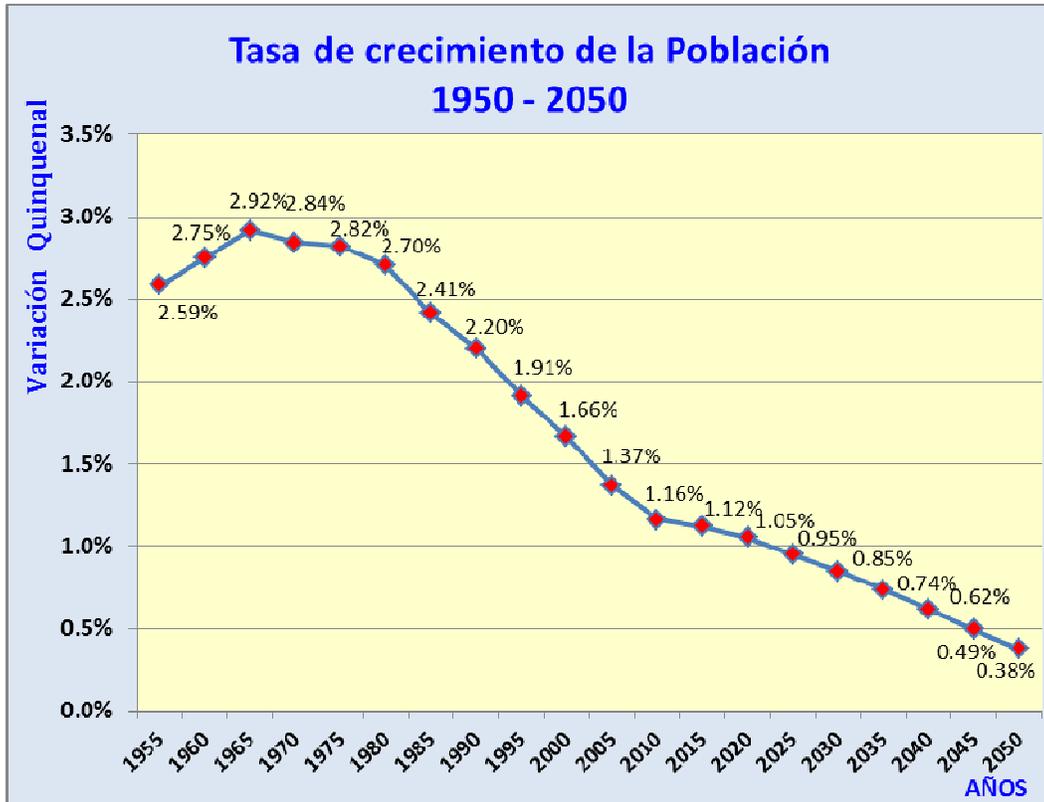


Figura 22: Tasa de crecimiento de la población peruana para 1950-2050  
Fuente: INEI (2009)

### Proyecciones de la demanda de potencia y energía por regiones

Para las proyecciones de la demanda de potencia y energía, se han definido tres escenarios de crecimiento de demanda, un optimista, un medio y un pesimista. Los escenarios considerados para el presente trabajo de tesis presentan un crecimiento promedio de 5.67 para el escenario optimista, un crecimiento promedio de 4.40 % para el escenario medio y un crecimiento promedio de 3.46 % para el escenario pesimista.

En la tabla 7 se presenta la proyección de la potencia y energía para el subsistema norte.

Tabla 7

*Proyección de la demanda de potencia y energía para el subsistema norte.*

Año	Escenario Optimista		Escenario Medio		Escenario Pesimista	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)
2015	223.28	1541.12	223.28	1541.12	223.28	1541.12
2016	232.10	1602.02	232.10	1602.02	232.10	1602.02
2017	237.91	1642.07	237.91	1642.07	237.91	1642.07
2018	247.42	1707.75	247.42	1707.75	247.42	1707.75
2019	262.27	1810.21	257.32	1776.06	256.08	1767.52
2020	278.00	1918.83	270.19	1864.86	265.05	1829.38
2021	296.07	2043.55	283.70	1958.11	274.32	1893.41
2022	315.32	2176.38	297.88	2056.01	283.92	1959.68
2023	335.82	2317.85	312.18	2154.70	293.86	2028.27
2024	357.64	2468.51	326.54	2253.82	304.15	2099.26
2025	380.89	2628.96	341.23	2355.24	314.79	2172.73
2026	405.65	2799.84	356.59	2461.22	325.81	2248.78
2027	432.02	2981.83	372.63	2571.98	337.21	2327.49
2028	460.10	3175.65	389.40	2687.72	349.01	2408.95
2029	485.40	3350.31	406.93	2808.66	360.88	2490.85
2030	512.10	3534.58	425.24	2935.05	373.15	2575.54
2031	540.26	3728.98	444.37	3067.13	385.47	2660.54
2032	569.98	3934.08	464.37	3205.15	398.19	2748.33
Crecimiento	5.67%	5.67%	4.40%	4.40%	3.46%	3.46%

Tabla 8

*Proyección de la demanda de potencia y energía para el subsistema norte medio.*

Año	Escenario Optimista		Escenario Medio		Escenario Pesimista	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)
2015	733.23	5305.41	733.23	5305.41	733.23	5305.41
2016	762.21	5515.04	762.21	5515.04	762.21	5515.04
2017	781.26	5652.92	781.26	5652.92	781.26	5652.92
2018	812.51	5879.04	812.51	5879.04	812.51	5879.04
2019	861.26	6231.78	845.01	6114.20	840.95	6084.80
2020	912.94	6605.69	887.26	6419.91	870.38	6297.77
2021	972.28	7035.05	931.63	6740.90	900.85	6518.19
2022	1035.48	7492.33	978.21	7077.95	932.38	6746.33
2023	1102.78	7979.34	1025.16	7417.69	965.01	6982.45
2024	1174.47	8497.99	1072.32	7758.90	998.79	7226.84
2025	1250.81	9050.36	1120.57	8108.05	1033.74	7479.78
2026	1332.11	9638.63	1171.00	8472.92	1069.92	7741.57
2027	1418.69	10265.15	1223.69	8854.20	1107.37	8012.52
2028	1510.91	10932.38	1278.76	9252.64	1146.13	8292.96
2029	1594.01	11533.66	1336.30	9668.99	1185.10	8574.92
2030	1681.68	12168.01	1396.44	10104.09	1225.39	8866.47
2031	1774.17	12837.26	1459.28	10558.79	1265.83	9159.06
2032	1871.75	13543.31	1524.94	11033.93	1307.60	9461.31
Crecimiento	5.67%	5.67%	4.40%	4.40%	3.46%	3.46%

Tabla 9

*Proyección de la demanda de potencia y energía para el subsistema centro.*

Año	Escenario Optimista		Escenario Medio		Escenario Pesimista	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)
2015	4218.16	29175.32	4218.16	29175.32	4218.16	29175.32
2016	4384.83	30328.12	4384.83	30328.12	4384.83	30328.12
2017	4494.45	31086.33	4494.45	31086.33	4494.45	31086.33
2018	4674.23	32329.78	4674.23	32329.78	4674.23	32329.78
2019	4954.68	34269.57	4861.20	33622.97	4837.83	33461.32
2020	5251.97	36325.74	5104.26	35304.12	5007.15	34632.47
2021	5593.34	38686.91	5359.47	37069.33	5182.40	35844.61
2022	5956.91	41201.56	5627.45	38922.79	5363.79	37099.17
2023	6344.11	43879.67	5897.56	40791.09	5551.52	38397.64
2024	6756.48	46731.84	6168.85	42667.48	5745.82	39741.55
2025	7195.65	49769.41	6446.45	44587.51	5946.93	41132.51
2026	7663.36	53004.43	6736.54	46593.95	6155.07	42572.15
2027	8161.48	56449.71	7039.68	48690.68	6370.50	44062.17
2028	8691.98	60118.94	7356.47	50881.76	6593.46	45604.35
2029	9170.03	63425.45	7687.50	53171.35	6817.64	47154.90
2030	9674.39	66913.89	8033.43	55564.04	7049.44	48758.16
2031	10206.49	70594.20	8394.95	58064.52	7282.07	50367.18
2032	10767.84	74476.86	8772.72	60677.37	7522.38	52029.30
<b>Crecimiento</b>	<b>5.67%</b>	<b>5.67%</b>	<b>4.40%</b>	<b>4.40%</b>	<b>3.46%</b>	<b>3.46%</b>

Tabla 10

*Proyección de la demanda de potencia y energía para el subsistema sur.*

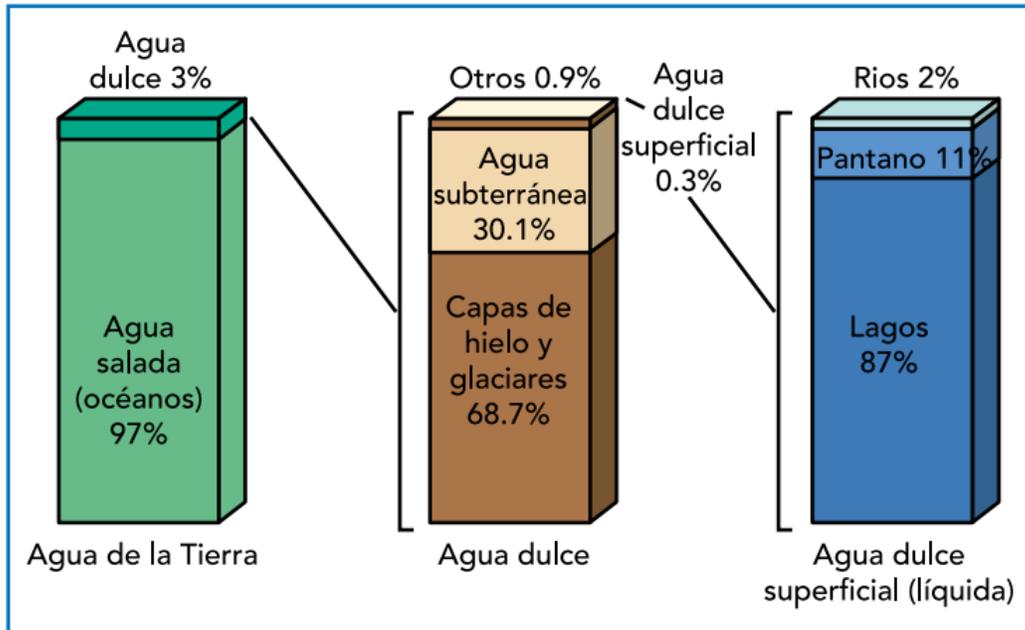
Año	Escenario Optimista		Escenario Medio		Escenario Pesimista	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)
2015	1100.32	8464.15	1100.32	8464.15	1100.32	8464.15
2016	1143.80	8798.60	1143.80	8798.60	1143.80	8798.60
2017	1172.40	9018.56	1172.40	9018.56	1172.40	9018.56
2018	1219.29	9379.30	1219.29	9379.30	1219.29	9379.30
2019	1292.45	9942.06	1268.06	9754.47	1261.97	9707.58
2020	1370.00	10538.58	1331.47	10242.20	1306.14	10047.34
2021	1459.05	11223.59	1398.04	10754.31	1351.85	10399.00
2022	1553.89	11953.13	1467.94	11292.02	1399.17	10762.97
2023	1654.89	12730.08	1538.40	11834.04	1448.14	11139.67
2024	1762.46	13557.53	1609.17	12378.41	1498.82	11529.56
2025	1877.02	14438.77	1681.58	12935.43	1551.28	11933.09
2026	1999.02	15377.29	1757.26	13517.53	1605.58	12350.75
2027	2128.96	16376.82	1836.33	14125.82	1661.77	12783.03
2028	2267.34	17441.31	1918.97	14761.48	1719.93	13230.43
2029	2392.04	18400.57	2005.32	15425.72	1778.41	13680.27
2030	2523.61	19412.62	2095.56	16119.87	1838.88	14145.40
2031	2662.41	20480.32	2189.86	16845.30	1899.56	14612.19
2032	2808.84	21606.73	2288.40	17603.32	1962.25	15094.40
<b>Crecimiento</b>	<b>5.67%</b>	<b>5.67%</b>	<b>4.40%</b>	<b>4.40%</b>	<b>3.46%</b>	<b>3.46%</b>

**Cuencas hidrográficas del Perú:** Se describen las cuencas hidrográficas del Perú.

### **Aspectos generales**

Según el ANA (2016) hace una breve descripción del ciclo hidrológico indicando que comienza en los océanos, cuando el sol calienta el agua de éstos, se evapora a la atmosfera debido a las corrientes ascendentes de aire que transportan al vapor de agua hacia las capas superiores de la atmósfera, en donde la menor temperatura, el vapor de agua se condensa y se forman las nubes. Las corrientes de aire transportan las nubes por sobre la Tierra y cuando las gotitas de agua crecen, se precipitan en forma de lluvia o nieve que se acumula en capas formando el hielo y glaciares andinos, los cuales pueden permanecer como agua congelada por millones de años. Sin embargo la mayor parte de la precipitación cae en los océanos o sobre la tierra, donde por acción de la gravedad, discurre como escorrentía superficial, la cual se acumula en lagos o fluyen a los ríos, también parte del agua de escorrentía se absorbe en la tierra por infiltración para denominarse agua subterránea y aguas abajo puede brotar para contribuir a los lagos y ríos. Toda esta agua, es agua dulce. La cuantificación de agua en todo su contexto se denomina hidrología, los datos sintetizados se conocen como información hidrológica y delimitadas a zonas geográficas específicas se denominan cuencas hidrográficas.

El ANA indica que el total de agua en la tierra es de 1386 millones de kilómetros cúbicos de los cuales aproximadamente el 97 % es agua salada y el 3 % es agua dulce. Del total de agua dulce el 68.7 % está en los glaciares y la nieve, el 30.1 % está como agua subterránea, 0.3 % agua dulce superficial y 0.9 % en otros. Del 3 % de agua dulce el 87% está en los lagos, 11 % en pantanos y 2 % en ríos. En la figura 23 se muestra la distribución del agua en el globo terrestre.



*Figura 23:* Distribución del agua en la tierra.  
Fuente: ANA (2016)

La geografía del Perú hace que el recurso hídrico este distribuido solo en tres grandes cuencas. Una hacia el Océano Pacífico, otra hacia el Océano Atlántico y la tercera hacia el lago Titicaca, cada una de ellas con características distintas. Las cumbres de la cadena occidental de los Andes definen las cuencas dependiendo si los ríos que van al Océano Pacífico o al Océano Atlántico, en el Sur del país los Andes forman dos grandes brazos que dan lugar a los recursos hídricos que van hacia el lago Titicaca.

Según ANA (2016) la disponibilidad hídrica en el Perú por vertiente hidrográfica se distribuye como se muestra en la tabla 11; se observa que el 99.22 % corresponde a la vertiente del Atlántico y a la vertiente del Pacífico el 1.5 % y el 0.28 % a la vertiente del lago Titicaca.

Tabla 11  
Disponibilidad hidrográfica en el Perú.

Vertiente/ríos	Disponibilidad (Hm <sup>3</sup> )			
	Total	%	Superficial	Subterránea
<b>Total</b>	<b>2482351</b>	<b>100.00</b>	<b>1935621</b>	<b>546730</b>
<b>Pacífico</b>	<b>37260</b>	<b>1.50</b>	<b>34136</b>	<b>3124</b>
<b>Atlántico</b>	<b>2438218</b>	<b>99.22</b>	<b>1895226</b>	<b>542992</b>
<b>Titicaca</b>	<b>6873</b>	<b>0.28</b>	<b>6259</b>	<b>615</b>

Fuente: ANA (2016)

Según ALCROW (2011) el potencial total hidroeléctrico en el Perú, es de 98460 MW considerado potenciales mayores a 1 MW en todos los casos, el potencial aprovechable es de 69445 MW con una distribución de 8731 MW correspondientes al Pacífico, 60627 MW correspondientes al Atlántico y 87 MW pertenecientes a Titicaca. En la tabla 12 se muestra las potencias hidroeléctricas.

Tabla 12  
Potencial hidroeléctrico del Perú

Vertiente	Total (MW)	Excluido (MW)	Aprovechable (MW)
<b>Pacífico</b>	<b>11402</b>	<b>2671.00</b>	<b>8731</b>
<b>Atlántico</b>	<b>86971</b>	<b>26345.00</b>	<b>60627</b>
<b>Titicaca</b>	<b>87</b>	<b>0.00</b>	<b>87</b>
<b>Total</b>	<b>98460</b>	<b>29016.00</b>	<b>69445</b>

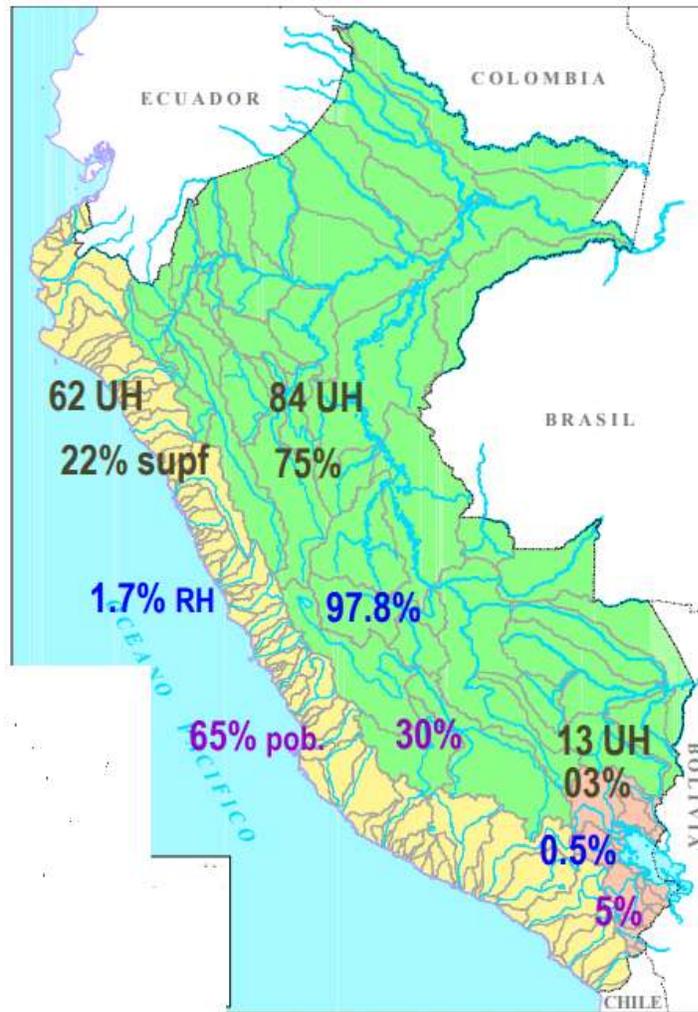
El potencial hidroeléctrico por departamento se muestra en la tabla 13, observa que el departamento de Loreto tiene el mayor potencial hidroeléctrico aprovechable, seguido por Madre de Dios y Cusco y en menor escala los otros departamentos. El potencial aprovechable es sometido a la evaluación de factibilidad para determinar el potencial efectivo para la generación de electricidad.

Tabla 13  
*Potencial hidroeléctrico por departamento.*

<b>Departamento</b>	<b>Potencial (MW)</b>	<b>Excluido (MW)</b>	<b>Aprovechable (MW)</b>
<b>Amazonas</b>	<b>3385</b>	<b>750</b>	<b>2635</b>
<b>Ancash</b>	<b>4199</b>	<b>1308</b>	<b>2891</b>
<b>Apurimac</b>	<b>1805</b>	<b>19</b>	<b>1786</b>
<b>Arequipa</b>	<b>2692</b>	<b>759</b>	<b>1933</b>
<b>Ayacucho</b>	<b>2133</b>	<b>14</b>	<b>2119</b>
<b>Cajamarca</b>	<b>3981</b>	<b>301</b>	<b>3680</b>
<b>Callao</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Cusco</b>	<b>14653</b>	<b>5597</b>	<b>9056</b>
<b>Huancavelica</b>	<b>1689</b>	<b>185</b>	<b>1504</b>
<b>Huanuco</b>	<b>6958</b>	<b>1737</b>	<b>5221</b>
<b>Ica</b>	<b>146</b>	<b>38</b>	<b>108</b>
<b>Junin</b>	<b>5064</b>	<b>1514</b>	<b>3550</b>
<b>La Libertad</b>	<b>2810</b>	<b>582</b>	<b>2228</b>
<b>Lambayeque</b>	<b>74</b>	<b>8</b>	<b>66</b>
<b>Lima</b>	<b>2829</b>	<b>669</b>	<b>2160</b>
<b>Loreto</b>	<b>11570</b>	<b>2485</b>	<b>9085</b>
<b>Madre de Dios</b>	<b>12816</b>	<b>4698</b>	<b>8122</b>
<b>Moquegua</b>	<b>371</b>	<b>2</b>	<b>369</b>
<b>Pasco</b>	<b>2739</b>	<b>1634</b>	<b>1105</b>
<b>Piura</b>	<b>459</b>	<b>20</b>	<b>439</b>
<b>Puno</b>	<b>6416</b>	<b>1777</b>	<b>4639</b>
<b>San Martín</b>	<b>7496</b>	<b>3207</b>	<b>4289</b>
<b>Tacna</b>	<b>84</b>	<b>25</b>	<b>59</b>
<b>Tumbes</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>1</b>
<b>Ucayali</b>	<b>4076</b>	<b>1677</b>	<b>2399</b>
<b>Total</b>	<b>9844</b>	<b>29016</b>	<b>68444</b>

Fuente: ALCROW (2011)

En el mapa de la figura 24 se muestra la proporción de población y de agua para las tres cuencas hidrográficas del Perú. La cuenca hidrográfica del Pacífico tiene 1.7% de los recursos hídricos y está el 65 % de la población, en la cuenca del Atlántico está 97.8 % de los recursos hídricos y la población está el 30 % y en la cuenca del Titicaca está el 5 % de los recursos hídricos y la población está el 0.5 % de habitantes.



*Figura 24:* Distribución de los recursos hídricos y la población en el Perú.  
Fuente: Peralta (2014)

Los ríos de la vertiente del Pacífico se caracterizan por ser cortos y en general con caídas grandes, lo cual hace que los caudales sean rápidos. Existen 52 ríos que desembocan en el Pacífico, con caudales irregulares; grandes avenidas en verano y casi secos en invierno (Perú: Hidrografía, 2007). Los principales ríos son: Río Zarumilla, que nace en Ecuador y forma frontera con este país, río Tumbes, que nace en Ecuador y es el único navegable de la costa, río Chira, que nace en Ecuador, río Piura, que nace en Huancabamba, río La Leche, que nace en Cajamarca, río Chancay, que nace en Cajamarca, río Jequetepeque, que nace en

Cajamarca, río Chicama, que nace en La Libertad, río Moche, que nace en La Libertad, río Santa, que nace en la laguna Conococha. Es el más caudaloso de la costa, río Lacramarca, río Sechín, río Culebras, río Fortaleza, que nace en Ancash, río Pativilca, que nace en Ancash, río Huaura, que nace en Lima, Nevado Raura, río Chancay, que nace en Lima, Nevado de Raura, Río Chillón, que nace en Lima, Cordillera de la Viuda, río Rímac, que nace en Lima, Nevado de Tíclio, río Mala, que nace en Lima, Matucana, río Cañete, que nace en Lima, Provincia de Yauyos, río Chincha, que nace en Huancavelica, río Pisco, que nace en Huancavelica, río Ica, que nace en Huancavelica. Río Ocoña, que nace en Arequipa, río Camaná, que nace en Arequipa, río Vitor, que nace en Arequipa, río Tambo, que nace en Arequipa, río Osmore, que nace en Moquegua, río Caplina, que nace en Tacna, río Sama, que nace en Tacna, río Locumba, que nace en Moquegua,

La cuenca del Atlántico, presenta ríos largos lentos y de caudal regular, que desembocan en el gran Amazonas. El río Amazonas tiene 6872 km de largo, es el segundo río más largo del mundo. Los ríos amazónicos permiten el tráfico comercial con Brasil, Ecuador y Colombia. Los principales ríos de la cuenca Amazonas son: Río Ucayali (1771 km), río Marañón (1414 km), río Putumayo (1380 km), río Yavari (1184 km), río Huallaga (1138 km), río Urubamba (862 km), río Mantaro (724 km), río Amazonas (713 km), río Apurímac (690 km), río Napo (667 km), río Madre de Dios (655 km), río Tacuatimanu (621 km), río Tigre (598 km), río Purús (483 km), río Corrientes (448 km), río Tapiche (448 km), río Inambari (437 km), río Curaray (414 km), río Morona (402 km), río Tambopata (402 km).

La cuenca Titicaca del lado peruano tiene los ríos: Río Suches, río Huancané o Putina, río Ramis, río Coata, río Ilave, río Desaguadero.

## Cuencas modeladas

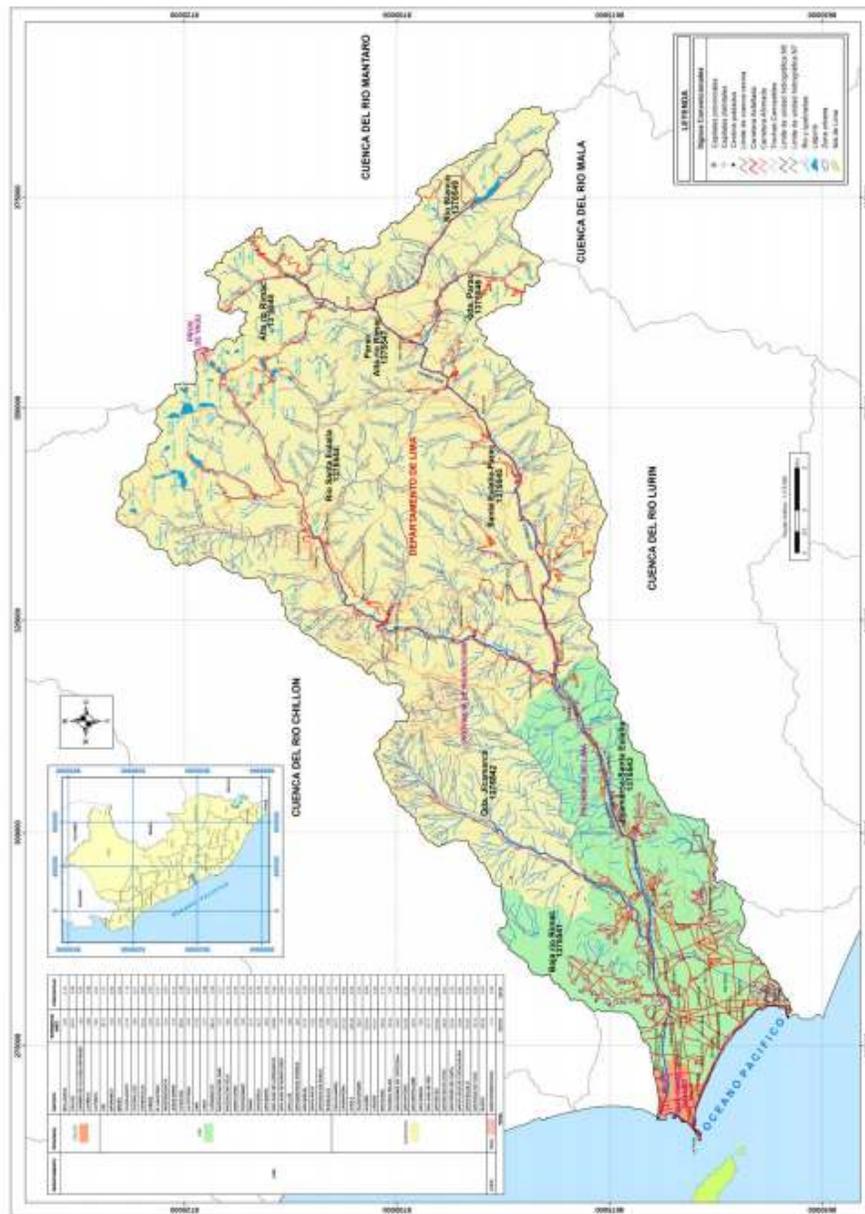
Para el presente trabajo de tesis se han considerado las cuencas hidrográficas donde se han instalado las centrales hidroeléctricas, existen proyectos en ejecución y proyectos futuros. En la figura 25 se muestra el mapa del Perú con las cuencas hidrográficas codificadas (Perú mi País, 2019).



Figura 25: Cuencas hidrográficas del Perú.

Fuente: Perú mi País (2019)

Entre las cuencas más importantes por la cantidad de centrales y cercanía a la capital, está la cuenca del río Rímac. En la figura 26 se muestra dicha cuenca, geográficamente la cuenca del río Rímac se encuentra en el departamento de Lima y en pequeña proporción en el departamento de Junín. La demarcación se muestra en la figura 26 (ANA, 2010a)



*Figura 26:* Cuenca del río Rímac.

Fuente: ANA (2010a)

En la figura 27 se muestra el esquema fluvial con los ríos más importantes de la cuenca del río Rímac (ANA, 2010a)

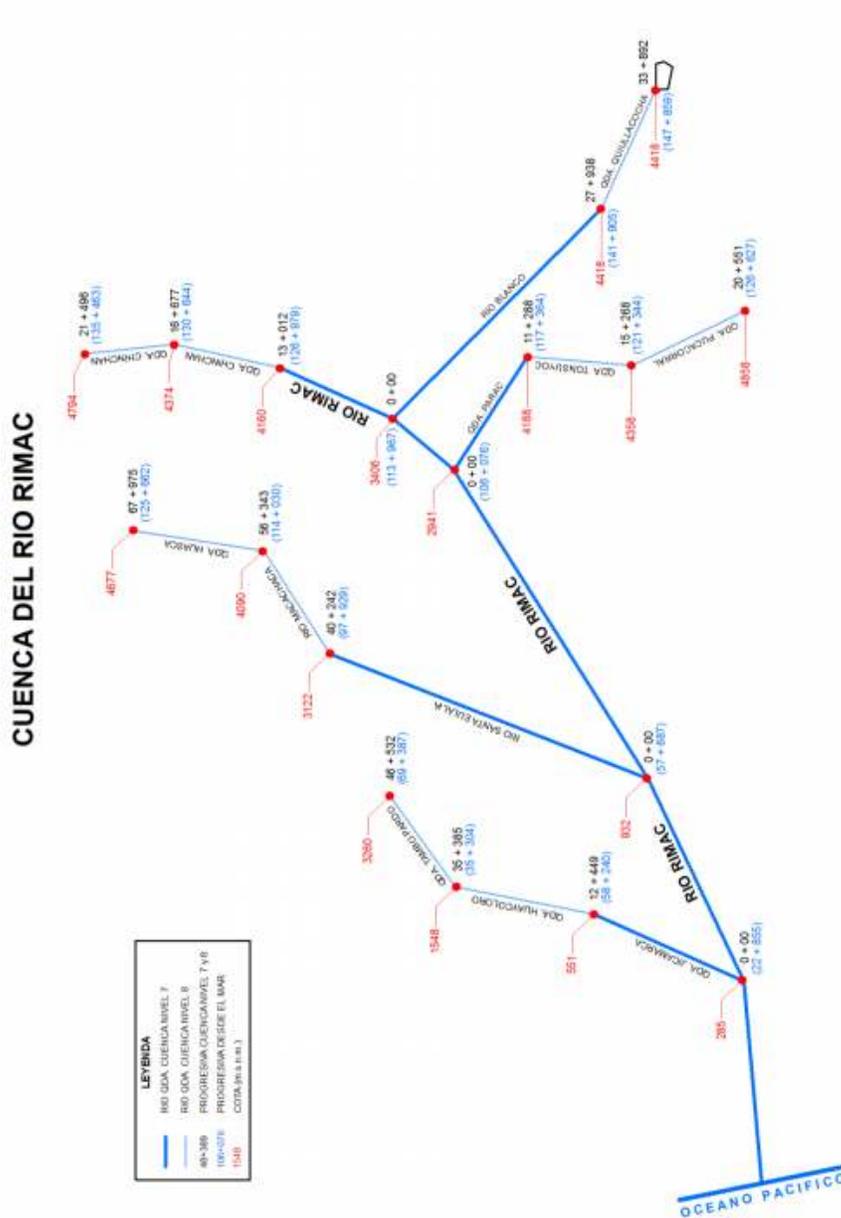


Figura 27: Esquema de la cuenca del río Rímac. Fuente: ANA (2010a)

El modelamiento de las cuencas de los diferentes ríos en los cuales se han instalado centrales hidroeléctricas, existen proyectos en desarrollo y proyectos futuros, se ha realizado mediante diagramas que representan a la cuenca. En la figura 28 se muestra el diagrama con

las especificaciones respectivas de la cuenca del río Rímac, que se requiere para el modelamiento con el modelo SUPER de modo similar se ha considerado diagramas para todas las cuencas del SEIN.

### CUENCA DEL RÍO RÍMAC " CUENCA 200 "

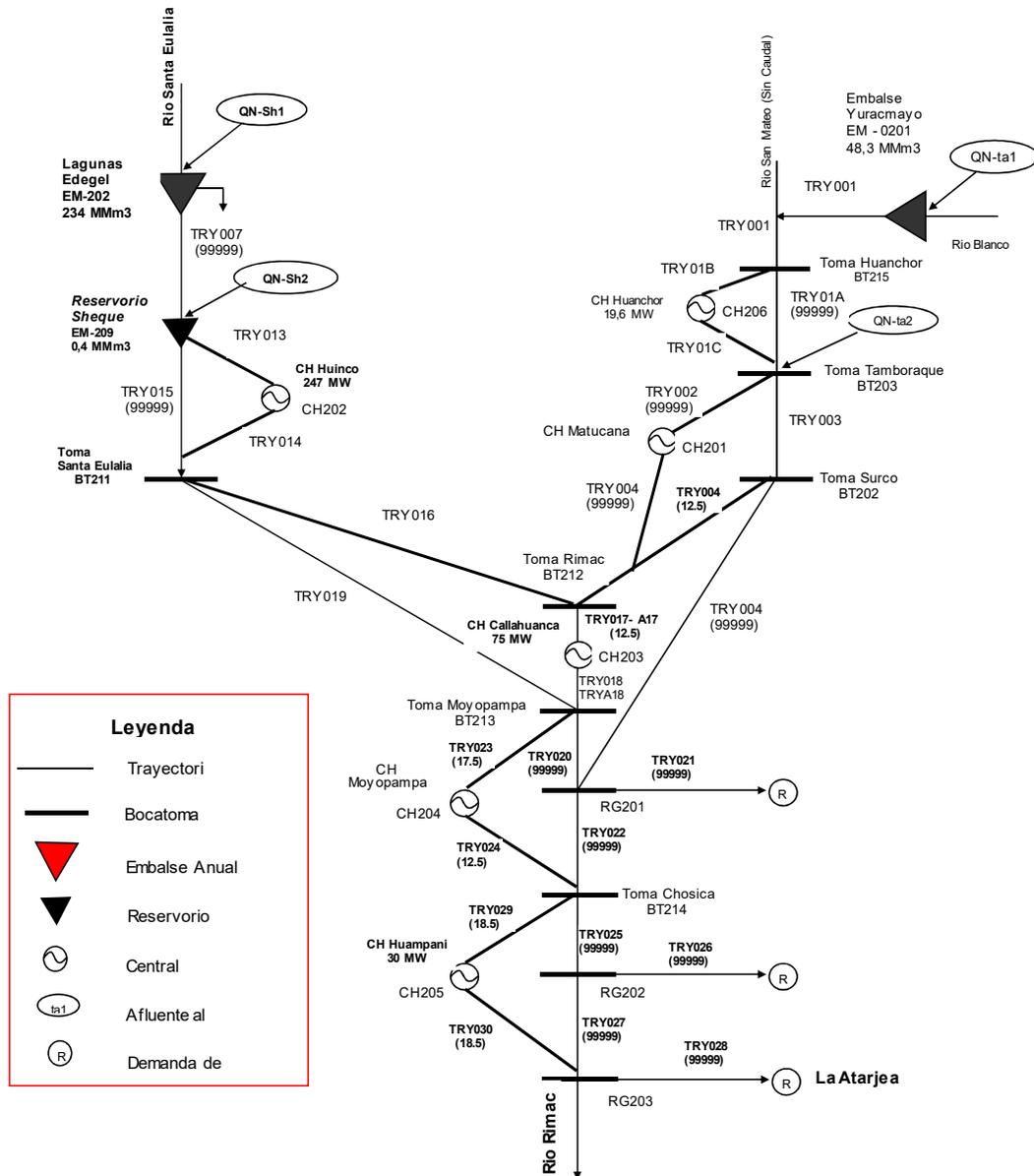


Figura 28: Diagrama de la cuenca del río Rímac con las centrales hidroeléctricas  
Fuente: ANA (2010a)

En la cuenca del río Mantaro se encuentra la central hidroeléctrica Antúnez de Mayolo, la más grande del Perú, que fue puesta en funcionamiento en su primera etapa en el mes de octubre del año 1973. En la figura 29 se muestra los detalles de la región que abarca la cuenca del río Mantaro, está conformada por una extensión hidrográfica de 498,92 km<sup>2</sup>.(ANA, 2010b)



*Figura 29:* Zona que abarca la cuenca del río Mantaro.  
Fuente: ANA (2010b)

En la figura 30 se muestra el diagrama con los detalles de la cuenca del río Mantaro, con sus respectivos datos que son requeridos para el modelo SUPER de máximo arrepentimiento.

De modo similar se han elaborado los diagramas de todas las cuencas hidrográficas con las centrales hidroeléctricas del SEIN consideradas para la presente tesis (Anexo 3).

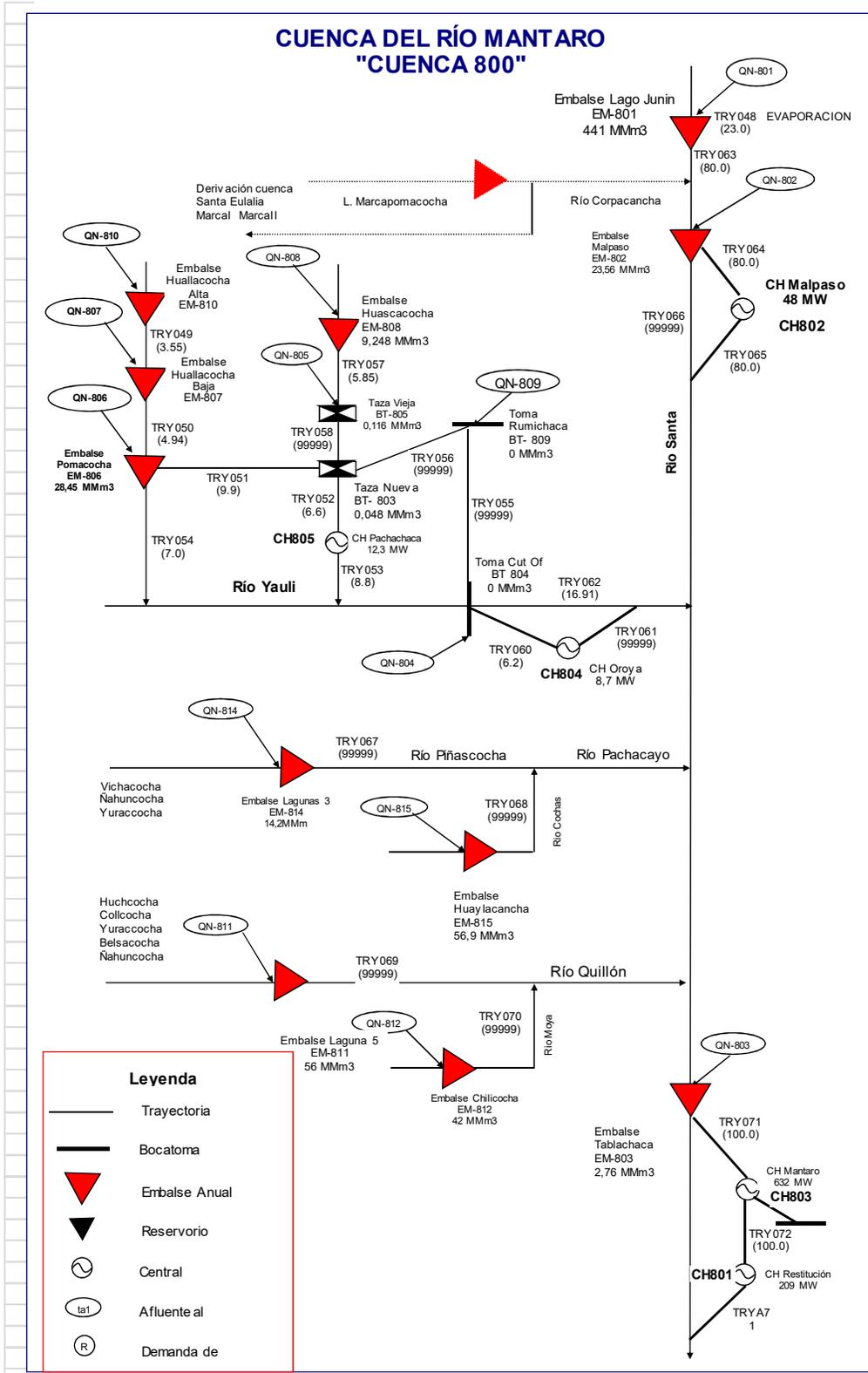


Figura 30: Diagrama de la cuenca del rio Mantaro.  
Fuente: ANA (2010b)

## Caudales históricos de las cuencas hídricas

Para cada cuenca de cada río y las diferentes tomas para reservorios o centrales eléctricas a borde de río se tienen los caudales históricos desde el año 1965 hasta la actualidad. En esta sección se presentan los datos para la cuenca del río Rímac y la cuenca del río Mantaro. En el Anexo 2 se presentan los caudales para las cuencas del SEIN consideradas en el presente trabajo de tesis (ANA, 2010a ; ANA2010b ; MINEM, 2016 ; MINEM, 2018). En la tabla 14 se presentan los caudales históricos para el periodo 1965-2009 del río Santa Eulalia.

Tabla 14

*Caudales históricos del río Santa Eulalia de la cuenca del río Rímac (m<sup>3</sup>/s).*

QN-sh1 + QN-sh2 Est 0209													
RIO SANTA EULALIA													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
1965	10.6678	26.9508	24.1198	10.3265	6.9954	4.3829	4.3829	2.8836	3.0031	4.0829	5.7189	7.5713	
1966	23.9439	17.5476	19.9834	12.1221	5.6055	7.2093	5.3565	3.6292	5.2320	7.3900	8.4401	15.8497	
1967	14.5419	46.8710	40.7712	15.1319	7.5867	4.9986	5.6194	6.4630	6.3703	9.7792	9.0614	8.6191	
1968	15.1513	12.1244	18.8704	9.5521	4.1947	3.5924	2.6130	2.6473	2.6205	3.4320	7.8484	6.2172	
1969	5.4080	15.3254	19.9100	22.0571	6.5022	5.3293	3.8346	3.5229	3.6961	4.3270	6.4459	25.2784	
1970	44.4680	21.7902	18.8670	19.1194	11.1512	6.3286	5.4928	4.4643	6.8112	6.8080	5.5543	12.7502	
1971	23.4331	31.5088	42.7453	22.9141	9.1512	6.6789	4.3196	4.2844	3.9971	5.2474	4.6842	11.2989	
1972	30.1375	25.0571	55.1124	31.8096	10.1284	6.8664	5.0924	4.2209	4.2788	5.4808	5.6005	13.6493	
1973	36.0067	45.7161	38.0055	29.7320	12.5572	7.5117	6.4077	4.9428	5.5205	10.2670	11.0661	21.7858	
1974	29.2492	39.3934	29.0979	14.0107	5.9372	6.2304	5.9308	4.4647	4.8527	5.5980	6.6864	10.5463	
1975	15.5857	13.9451	44.7566	16.1213	10.9431	7.4371	5.2867	4.2211	9.7611	4.8174	8.2903	9.9320	
1976	23.1450	35.9588	30.7784	17.0106	5.7829	7.0670	4.8685	4.8212	4.5600	3.6361	4.0858	9.4391	
1977	13.9453	34.8424	26.7846	17.2644	8.0531	4.5891	5.4992	3.7126	3.6403	4.8375	12.1619	12.4331	
1978	13.2087	39.5721	28.2863	14.6603	5.6184	4.5807	4.0730	3.6593	3.5005	6.5595	5.9446	8.7085	
1979	7.9581	28.0553	43.5340	24.1125	6.5512	4.3637	4.3140	4.5107	6.8971	3.6081	3.5592	6.3923	
1980	17.3024	16.7460	25.9021	21.6581	5.7771	4.8887	3.6135	2.8704	5.1870	6.5237	13.2945	17.8392	
1981	21.5711	51.2623	42.7540	18.6937	6.7636	5.5951	7.0273	3.6002	4.1505	6.2575	13.5669	13.2562	
1982	20.4884	47.0166	29.4772	15.3565	7.3432	4.2166	4.1406	6.4418	3.5752	5.7658	11.5653	13.1450	
1983	17.7436	13.0280	25.3326	23.0260	6.6744	5.8418	3.5638	3.2474	4.3192	3.7042	3.8588	10.0635	
1984	18.0136	52.4210	53.9774	27.7970	11.2468	6.7120	4.5626	4.1794	4.7208	6.3490	6.6594	22.2277	
1985	18.4783	24.2447	35.6417	28.4040	10.3249	6.9497	7.6831	4.0187	4.4746	3.2566	5.5873	16.7617	
1986	35.0763	34.8996	39.5440	33.0837	12.8329	7.8634	6.1301	4.0864	4.2348	4.3397	5.4689	10.4109	
1987	36.9633	44.0839	23.1023	8.9901	5.1677	3.7732	4.2994	3.6194	2.9866	4.4693	6.1156	15.8508	
1988	23.1266	37.0727	21.2687	23.0040	10.2527	5.9096	4.4150	3.0126	2.9053	4.4245	6.0861	5.8572	
1989	23.1437	48.7474	36.9914	28.9089	9.6238	4.9257	4.2266	2.8814	3.9534	7.1946	7.1527	9.7500	
1990	16.6272	9.8854	11.8238	8.6843	3.0453	6.2328	3.0653	2.8100	3.2429	5.4476	22.4597	17.2491	
1991	16.5147	18.7313	34.9438	17.1027	9.9697	5.1787	4.6720	3.3226	3.3367	4.1031	5.2700	6.1942	
1992	9.4955	5.5279	15.2083	11.4840	4.6693	3.0040	2.9146	2.8702	2.0587	5.0954	3.8362	4.3042	
1993	16.2194	28.8566	30.4385	22.8131	10.8891	4.3236	3.8615	3.2998	3.8231	7.0138	19.9951	27.6966	
1994	34.4323	41.3030	35.4765	30.3892	13.3476	8.3669	5.3519	4.1225	4.7436	3.8658	7.5047	8.7621	
1995	16.2888	15.0869	24.4310	20.4630	6.8502	4.3773	3.7597	3.5216	3.3468	3.6949	6.8389	9.8841	
1996	22.8381	34.1288	30.0086	22.5413	8.5737	4.8594	3.6267	4.0333	3.5219	3.6713	5.5645	7.3808	
1997	16.3383	33.8240	22.5720	7.0188	6.2762	5.7104	6.0683	5.2783	5.3410	4.4998	8.5621	17.3793	
1998	33.0954	34.2137	29.2247	18.5142	7.7669	5.2524	4.6071	4.9414	3.8812	6.0241	8.2141	6.5210	
1999	16.7073	38.6157	35.8208	29.7997	12.8213	7.1368	4.8174	4.3526	5.5097	6.9780	6.0472	16.4522	
2000	34.4188	38.5803	37.9019	22.9302	13.4232	6.7016	6.4839	5.8992	6.5186	9.4700	8.3642	16.5823	
2001	40.9864	36.8308	38.8607	23.2266	13.0428	8.3756	7.3146	6.6395	7.2338	6.8127	9.5250	13.3872	
2002	10.1669	20.8967	32.9640	24.1362	10.4961	6.5778	6.1454	6.5789	5.3263	6.4134	13.6348	17.3486	
2003	24.7553	29.7169	32.4452	21.0103	9.9431	6.7026	6.2358	5.3843	4.4181	7.5058	4.0482	13.5678	
2004	10.7191	21.3239	18.0130	14.2298	7.3539	5.7165	7.9478	4.6004	4.4796	6.0987	16.2146	19.8668	
2005	26.9545	24.4972	27.1116	22.3531	8.6469	5.3949	4.7564	4.6864	3.7892	4.9644	4.7872	7.5259	
2006	19.7131	27.4080	34.6957	28.3823	8.7973	5.6169	4.1632	4.8526	4.2794	5.5990	8.7035	18.5674	
2007	32.5126	29.7235	36.3991	25.7102	12.3000	7.1363	5.9455	5.5928	6.2345	6.0740	7.3265	8.2485	
2008	32.1852	36.1177	31.4261	18.7481	8.0106	5.0123	5.0396	3.5631	3.7519	4.2871	5.3780	9.5917	
2009	24.4740	47.6791	43.4041	27.4939	11.8847	7.0650	6.1741	4.0903	4.7797	8.0909	17.7484	32.5402	
<b>Suma Total</b>	<b>994.20</b>	<b>1377.13</b>	<b>1418.78</b>	<b>921.90</b>	<b>390.87</b>	<b>262.58</b>	<b>225.70</b>	<b>190.85</b>	<b>204.87</b>	<b>253.87</b>	<b>374.53</b>	<b>594.68</b>	
<b>Promedio mensual</b>	<b>22.09</b>	<b>30.08</b>	<b>31.25</b>	<b>20.36</b>	<b>8.63</b>	<b>5.83</b>	<b>4.99</b>	<b>4.26</b>	<b>4.57</b>	<b>5.62</b>	<b>8.17</b>	<b>12.85</b>	
Promedio Anual	13.22	12.42	10.65	8.36	6.86	8.28	10.99	14.02	15.97	16.92	17.36	17.25	
<b>Distribucion</b>	<b>0.137893</b>	<b>0.191004</b>	<b>0.196781</b>	<b>0.127864</b>	<b>0.054213</b>	<b>0.036419</b>	<b>0.031304</b>	<b>0.026470</b>	<b>0.028414</b>	<b>0.035210</b>	<b>0.051946</b>	<b>0.082481</b>	

En la figura 31 se muestra los caudales promedios mensual del río Santa Eulalia, de la cuenca del río Rímac, se observa claramente los meses de avenida que corresponden a enero, febrero, marzo y abril, época lluviosa en la región de la Sierra y los meses de mayo a diciembre son los meses de sequía. Por tal razón las lagunas y reservorios de la cuenca son regulados para satisfacer de agua potable para la ciudad de Lima, riego y la generación de electricidad, teniendo prioridad el abastecimiento de agua potable para la ciudad de Lima. El caudal máximo se produce en el mes de marzo y el caudal mínimo en el mes de agosto con un valor promedio anual de  $13.22 \text{ m}^3/\text{s}$  y una desviación estándar de 8.98 para los valores promedios mensuales.

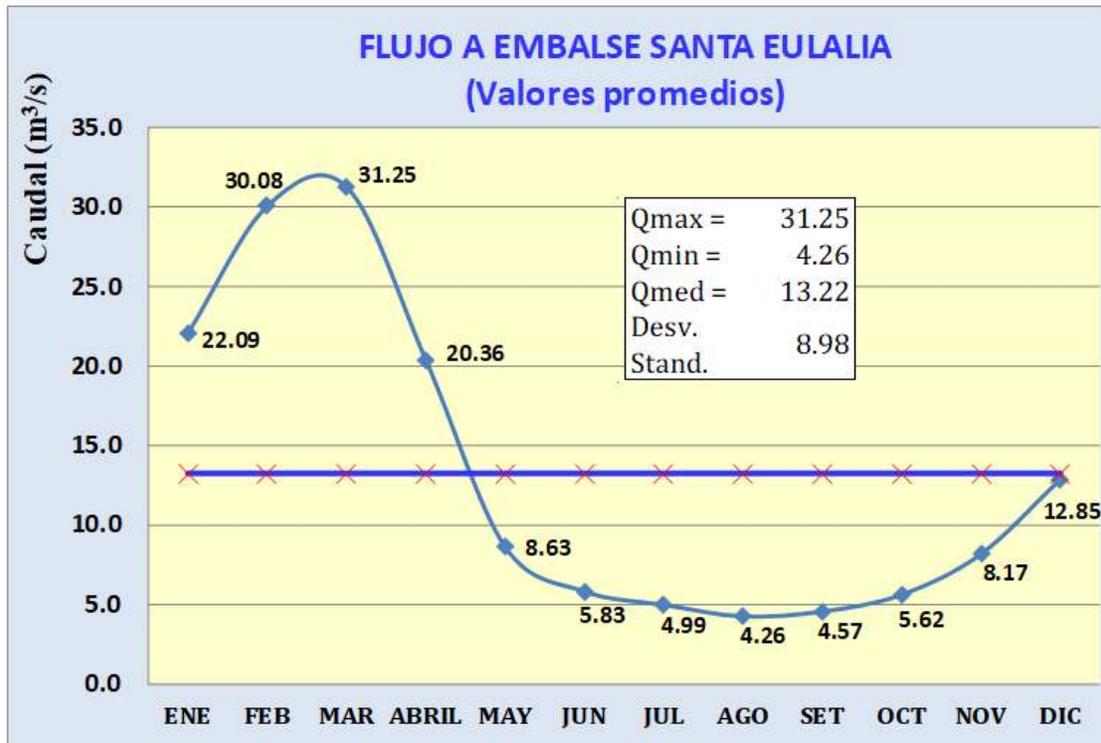


Figura 31: Caudales promedio histórico del río Santa Eulalia de la cuenca del río Rímac.

En la tabla 15 se presentan los caudales histórico del río San Mateo para el periodo 1965-2009 de la cuenca del río Rímac. Este caudal permite hacer funcionar la central hidroeléctrica Huachar y la central hidroeléctrica Callahuanca y los caudales de ambos ríos

hacen funcionar las centrales hidroeléctricas de Matucana, Moyopampa y Huampani.

Tabla 15

Caudales históricos del río San Mateo de la cuenca del río Rímac ( $m^3/s$ ).

QN-ta1 + QN-ta2 Est 0215 = Est_202													
RIO SAN MATEO													
AÑO	ENE	FEB	MAR	BR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
1965	11.2043	26.8656	24.1380	11.7077	9.4652	6.6734	6.6734	5.0716	5.1997	6.3530	7.4422	9.3553	
1966	17.4286	16.2844	22.6460	12.5590	9.6940	9.6940	6.4629	5.8679	6.0052	9.6665	9.7123	15.4698	
1967	14.0876	44.4768	36.1747	18.9755	11.5704	11.5704	8.8153	5.9594	5.8496	8.9526	8.1013	8.9068	
1968	13.0075	12.9251	17.6116	10.4995	8.0006	8.0006	5.7672	4.6047	4.8152	6.1516	8.2386	10.1333	
1969	8.2020	12.8244	20.9435	16.8336	8.6688	7.0670	5.5841	4.9617	4.9525	6.0967	7.0944	20.3577	
1970	40.5134	22.6368	18.9114	15.9366	12.4949	9.1356	7.4056	6.3072	7.7443	8.6230	8.3210	14.5636	
1971	20.8702	25.8680	40.3486	18.7650	10.4537	8.1654	6.7100	5.8862	5.9045	6.9022	6.9205	12.6688	
1972	18.9480	25.9229	51.0580	30.2799	12.8519	9.2089	7.8400	6.8000	7.0200	7.8700	8.1900	11.5100	
1973	28.3800	37.3800	38.2100	31.9700	14.3300	10.2300	8.2400	7.1900	7.2500	8.8000	10.4800	20.8500	
1974	31.0600	34.8000	36.4400	23.9900	12.4000	10.1400	7.9000	6.6700	6.6500	6.6900	7.9800	9.1500	
1975	13.4300	16.6700	37.9200	20.7700	13.5100	9.3400	6.7200	6.5500	7.7200	7.3500	8.7200	10.8000	
1976	25.6900	37.8600	34.8800	19.7200	12.0500	9.4800	7.0300	6.5700	6.8300	7.4800	9.0000	11.6600	
1977	13.7600	31.9500	26.0500	15.2900	12.0000	8.3200	6.8700	6.1800	6.6000	7.5700	14.5100	13.4300	
1978	19.5400	32.4500	20.2100	13.2900	10.1100	8.0300	7.1400	6.1000	6.8600	7.7500	9.7000	12.1600	
1979	10.6700	30.5200	33.9400	18.2300	10.1300	7.8500	6.6600	6.1100	6.7700	7.0600	7.3000	8.8000	
1980	15.5900	16.1900	18.7500	13.9700	9.0700	7.3700	6.0300	5.5600	6.1200	10.9900	11.5400	14.5200	
1981	20.4300	42.5400	37.6600	17.7000	11.1900	8.3700	6.9300	6.3700	5.8700	8.1500	11.2000	14.9500	
1982	21.0000	44.9000	27.5300	17.5500	10.8500	7.3000	6.3900	5.5900	5.4500	7.2500	11.5700	11.5600	
1983	12.7400	11.8500	17.4400	20.7700	12.2300	8.8100	6.8800	6.7000	6.8600	7.8100	7.6400	16.0400	
1984	15.9700	44.3800	38.4700	26.2800	14.9600	11.3100	7.6600	6.0000	6.3500	9.1500	11.1800	22.6100	
1985	14.3800	22.2400	31.4700	27.9000	12.7400	9.0800	5.7600	5.8100	6.0800	6.0700	7.0400	13.2500	
1986	30.2100	37.0500	38.5300	30.5000	20.2300	10.8100	8.6300	7.0900	6.4900	6.7300	9.0400	13.5900	
1987	29.5800	32.4900	23.1300	12.9900	9.9400	8.2000	6.9500	6.8300	6.7800	7.6400	9.7500	13.9000	
1988	22.7300	32.6800	25.1400	26.0800	11.3900	8.1000	6.7600	6.5900	6.6300	7.0800	7.6300	11.9000	
1989	27.3300	38.4400	38.8000	26.4200	13.1700	9.2900	7.1400	6.3400	6.3500	7.5900	7.9400	7.7000	
1990	17.6200	12.5900	11.1700	9.4800	8.1800	7.0200	5.8300	5.3800	5.4000	7.9200	12.5800	14.2800	
1991	14.2200	16.7900	35.0900	16.1600	11.5700	8.2500	6.5500	5.8900	6.1800	6.3700	7.1500	7.8600	
1992	12.1100	9.8400	14.6100	11.1700	8.1400	6.8500	5.9000	5.5300	5.9900	7.2300	7.0000	7.9600	
1993	18.0500	28.9300	31.8300	18.0600	12.4400	8.3300	6.7100	6.0000	6.0900	7.8300	17.5500	29.4500	
1994	32.3300	43.7000	41.7800	31.4800	17.1200	11.1000	8.2800	6.8500	7.0800	7.1900	9.0400	10.5000	
1995	16.5270	15.5450	22.6430	17.4350	10.0030	7.2450	5.6530	4.8240	4.9150	5.4580	7.8530	9.8630	
1996	20.3450	31.3840	29.9330	26.6550	12.1360	9.1360	7.6860	7.2190	6.9730	6.9970	7.4380	9.2380	
1997	17.3928	28.9704	15.9462	12.4180	9.0732	7.5368	5.4843	6.0834	6.3285	6.7223	10.8940	17.3230	
1998	24.3491	24.6400	27.3045	19.0990	12.9509	11.5460	9.8124	9.1205	8.8036	9.9454	10.3933	11.4904	
1999	13.1333	37.0002	28.0035	22.3881	16.0531	12.0210	9.4885	7.6372	8.2579	8.5303	8.9315	17.7086	
2000	27.7746	32.8789	39.3679	20.4609	15.4716	13.0592	10.3710	9.0321	8.1939	12.0310	8.5698	16.9348	
2001	36.5106	30.7824	42.3524	23.0526	15.6346	11.5526	8.8385	7.3630	7.4678	7.0366	11.7197	13.8037	
2002	15.0330	21.8668	29.9242	19.8914	14.8781	10.7168	9.1017	7.8032	7.5547	9.3398	12.2505	13.2418	
2003	19.1082	21.3998	32.3999	20.6642	13.9991	9.7528	7.9881	6.8231	6.6357	6.6654	7.2711	14.0402	
2004	10.7358	22.0961	16.7504	13.9230	10.0942	7.4027	5.6965	4.8691	5.0614	7.6877	13.2825	19.2851	
2005	20.5637	18.2574	20.9670	17.8882	11.7947	8.9573	7.8591	7.3335	7.2440	7.3839	7.4718	10.8641	
2006	19.6517	24.9914	32.2492	26.6657	13.9169	9.9011	7.7735	7.0230	6.3937	7.2374	11.8575	17.1412	
2007	24.8001	24.9095	34.1324	25.3423	15.6506	10.4515	8.4907	7.2939	6.8715	7.5450	8.7991	10.2996	
2008	20.3896	26.4885	21.8023	15.0117	9.6162	7.4770	6.4963	5.9055	6.2381	6.9955	7.6437	11.8138	
2009	19.6728	34.9227	31.0242	26.8550	15.8965	11.0093	8.7335	7.6118	7.5649	8.7703	16.3129	25.5150	
<b>Suma Total</b>	<b>897.07</b>	<b>1240.18</b>	<b>1315.68</b>	<b>893.08</b>	<b>548.12</b>	<b>410.86</b>	<b>327.69</b>	<b>289.30</b>	<b>294.39</b>	<b>346.66</b>	<b>430.68</b>	<b>618.45</b>	
<b>Promedio mensual</b>	<b>19.93</b>	<b>27.56</b>	<b>29.24</b>	<b>19.85</b>	<b>12.18</b>	<b>9.13</b>	<b>7.28</b>	<b>6.43</b>	<b>6.54</b>	<b>7.70</b>	<b>9.57</b>	<b>13.74</b>	
Promedio Anual	14.10	14.10	14.10	14.10	14.10	14.10	14.10	14.10	14.10	14.10	14.10	14.10	
Distribucion	0.117847	0.162921	0.172840	0.117322	0.072006	0.053974	0.043048	0.038005	0.038674	0.045540	0.056578	0.081245	

En la figura 32 se muestra los caudales promedios mensuales del río San Mateo, de la cuenca del río Rímac, se observa claramente los meses de avenida que corresponden a enero, febrero, marzo y abril, época lluviosa en la región de la Sierra y los meses de mayo a

diciembre son los meses de sequía. En el río san Mateo están instaladas las centrales hidroeléctricas de Huanchor y Matucana con caudal máximo de 29.24 en el mes de marzo y caudal mínimo en el mes de agosto, un caudal promedio anual de 14.10 m<sup>3</sup>/s y una desviación estándar de 8.15 para los caudales promedios mensuales.

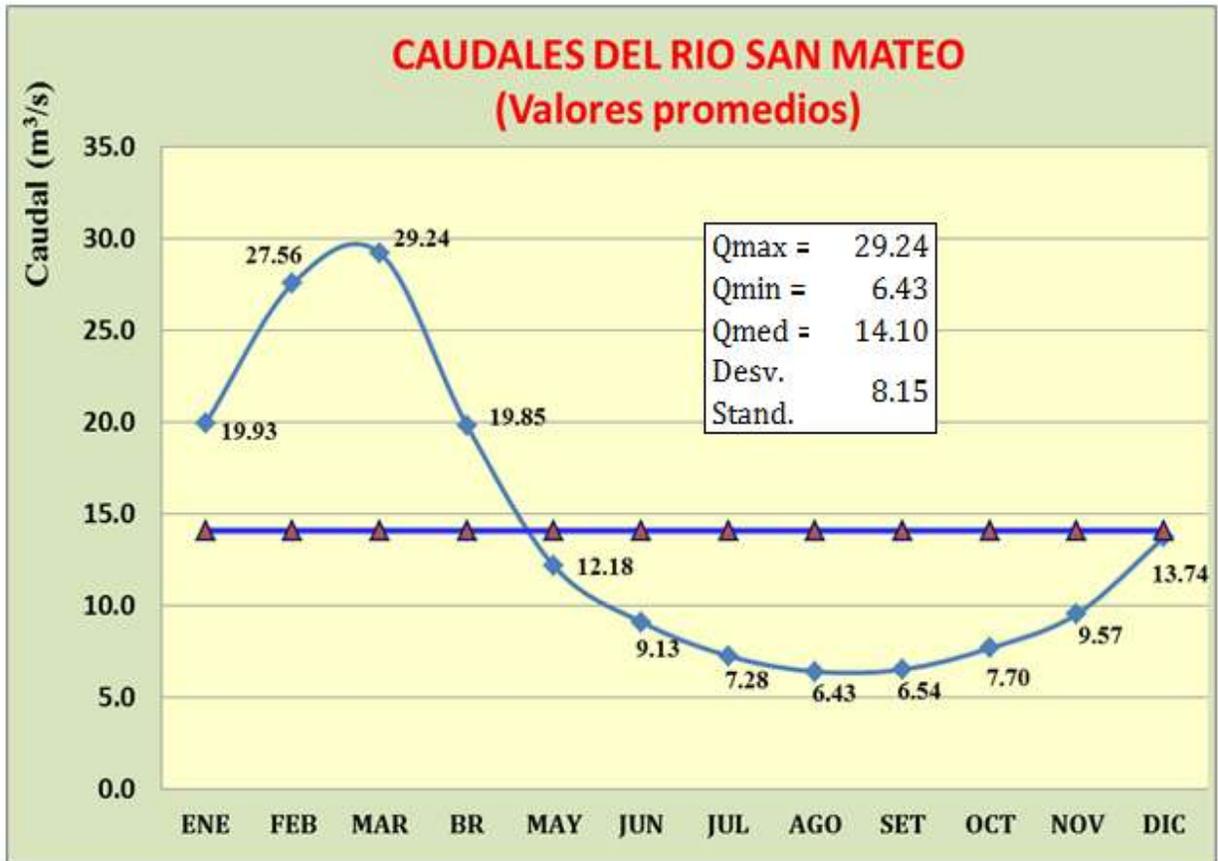


Figura 32: Caudales promedio histórico del río San Mateo de la cuenca del río Rímac.

En la tabla 16 se presentan los caudales histórico del río afluente de lago Junín para el periodo 1965-2009 de la cuenca del río Mantaro. El lago Junín es el reservorio natural para la central hidroeléctrica de Mantaro y Restitución que ambas en conjunto suman una potencia de 10008 MW en la actualidad.

Tabla 16

Caudales histórico del río afluente del lago Junín para el periodo 1965-2009 (m<sup>3</sup>/s).

QN-801												
Est_801												
AÑO	ENE	FEB	MAR	BR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1965	16.3300	46.9000	64.2900	16.4300	8.6600	4.8900	5.0300	4.8700	6.6500	6.7800	6.4300	15.1500
1966	38.6100	22.7100	36.1500	8.7800	7.2100	3.3800	3.4200	3.1800	5.2700	8.8500	15.8800	38.5200
1967	28.4100	102.9900	107.4900	21.1700	9.9100	7.1800	5.6900	5.7800	6.4900	13.4100	12.2200	27.7500
1968	24.7700	37.7700	77.4000	21.4000	7.4200	5.2400	4.5200	5.8700	6.0200	7.9100	13.1300	17.6300
1969	11.3200	38.5100	40.9300	36.4700	6.0200	5.3800	5.4400	4.5400	5.2800	6.1800	5.7500	26.3100
1970	87.2000	53.3500	56.8600	27.4900	23.2300	9.5000	7.6600	6.2700	11.1400	7.9800	8.7700	24.7200
1971	61.4400	66.0600	56.9700	39.7300	8.4600	5.4600	6.3400	6.1500	6.0900	9.3500	7.3400	18.1700
1972	61.9500	37.0800	87.0000	84.1500	24.2500	8.7900	7.1700	7.1300	7.0700	6.7900	8.0100	20.9100
1973	54.8600	72.1400	80.4600	42.3200	11.5300	6.9900	6.8500	5.5800	7.0200	15.0200	29.5700	33.4800
1974	72.8400	119.7200	98.1000	40.6300	10.8000	10.5700	8.5900	10.2100	10.3900	12.4000	11.7600	18.9000
1975	41.5500	50.8000	82.4700	25.8900	23.7100	10.3500	7.6400	7.0300	10.2900	17.5000	13.8500	13.2200
1976	39.0800	76.1800	62.4100	28.4000	13.4600	10.9400	8.1600	9.5900	11.2200	9.6400	10.7800	11.7400
1977	16.7500	25.6600	69.9100	47.2900	34.7500	14.7500	8.0000	7.8900	9.5900	9.6500	36.1500	27.2600
1978	43.8500	94.6700	49.0300	33.1200	16.2000	10.7300	8.6600	8.0100	9.6400	9.1200	16.7400	20.8900
1979	26.8500	37.6300	71.7700	63.1700	22.7200	11.8000	9.1800	10.1400	11.1600	10.9300	11.1300	12.7800
1980	18.7800	28.3900	41.1600	34.1000	10.5200	5.5900	5.3200	4.9300	5.6500	10.0000	23.6500	32.0900
1981	24.2900	119.7100	88.9900	18.2400	7.7800	6.0700	5.3400	7.0300	8.9000	9.9100	20.9800	49.3100
1982	49.9000	96.9200	59.9800	42.9100	13.9600	6.3800	4.8100	5.9700	5.3400	12.9800	28.7400	37.4000
1983	51.4800	24.1200	47.4900	39.2100	14.4600	12.0600	8.8300	8.6000	10.5000	8.3100	8.4700	16.1000
1984	17.4300	96.5200	87.0200	53.3500	17.0600	12.2500	9.4800	8.1800	7.4000	10.8900	11.6800	26.6600
1985	27.4900	47.4000	51.4500	38.4900	15.5800	12.0300	6.6300	4.8200	10.2600	8.1300	7.2000	13.0500
1986	43.0500	71.7500	101.4800	72.8300	49.1900	11.1100	7.8400	8.7300	16.8500	17.3800	15.4900	18.2900
1987	68.7300	41.3300	37.3300	16.8400	9.2500	5.9400	5.8400	6.4100	12.2400	11.9100	14.4400	24.1500
1988	69.8500	82.2200	44.4000	74.2200	18.4400	9.2400	6.5300	6.0600	7.2700	9.3300	11.1000	18.7200
1989	45.4900	65.8700	57.4800	55.2300	26.2700	13.9500	7.8600	7.8600	8.7600	12.3800	13.2400	8.0500
1990	23.6800	30.1500	26.5400	20.3000	12.5600	12.0100	10.8500	10.3300	10.9200	16.9900	33.9900	21.7700
1991	26.2400	27.3600	56.2900	32.9000	18.6500	12.2600	8.8200	6.3100	7.0700	7.7800	8.0100	7.3600
1992	6.6100	4.8000	16.2300	8.3600	3.4200	3.3700	2.0300	4.2200	3.6400	3.6000	2.8700	3.2600
1993	5.6900	28.5700	38.9100	26.5900	29.9500	8.2800	4.1900	3.8200	4.2000	7.3200	39.3000	48.8100
1994	54.0400	97.7600	75.6100	75.7400	26.6600	13.9600	10.7000	9.5700	17.6800	17.1200	22.6300	23.9100
1995	23.5700	24.4900	47.1700	29.8500	9.3400	5.6400	5.2900	6.4800	6.0100	6.8300	7.0100	10.5300
1996	16.9700	23.1300	29.5300	35.7000	13.1700	8.0700	5.1400	4.7700	4.8600	7.3400	7.2100	10.7000
1997	16.2300	27.0900	34.5500	14.7200	8.9300	5.9000	4.4200	3.9200	3.6500	3.9400	5.0300	9.3200
1998	35.7200	69.0500	46.6900	36.5800	10.2100	6.0100	6.2500	5.1500	5.1200	6.6000	10.2200	7.4100
1999	15.0000	57.3200	51.4200	26.2300	12.1200	6.2100	5.1700	4.1100	4.0100	6.2700	9.5300	14.2300
2000	48.1900	61.4700	45.3500	34.5900	20.4400	8.8100	6.9700	6.9700	6.5300	12.3400	7.8900	24.8900
2001	71.9800	73.4300	88.0700	38.7400	16.4600	13.3300	9.1400	8.3400	8.6700	10.2700	17.1800	25.9600
2002	18.1200	33.9200	51.1000	32.0500	13.2700	9.4600	9.1700	7.3800	7.1000	10.3000	31.8300	34.4700
2003	28.8000	46.1000	46.7200	27.7400	12.7800	8.0000	6.1000	6.1500	6.1000	5.6500	6.1000	14.1100
2004	16.3300	36.6200	23.9600	15.0200	10.6600	6.5400	9.1700	9.4800	10.8600	14.2100	21.3300	33.9000
2005	31.7900	39.8100	40.9900	25.0400	14.5100	18.2400	20.3300	17.7700	17.4000	14.3800	14.1000	17.9900
2006	34.9100	46.0000	54.7500	44.9400	15.1600	11.7100	10.5500	11.7000	11.5600	10.8700	22.8700	40.5300
2007	54.1100	38.1700	66.6300	76.4200	26.0200	12.3300	12.3200	12.8200	12.4400	7.4300	13.4000	13.6800
2008	45.6200	40.8100	32.9100	20.6300	11.9600	10.3800	9.7700	10.4700	9.2600	8.4700	9.5200	10.3100
2009	26.1500	47.4900	53.1600	40.4400	15.6800	10.9400	11.2000	12.0600	12.2400	11.5300	11.6800	59.1700
<b>Suma Total</b>	1570.28	2321.64	2498.53	1583.37	685.15	390.70	317.44	310.12	364.31	431.97	643.00	934.08
<b>Promedio mensual</b>	36.52	53.99	58.11	36.82	15.93	9.09	7.38	7.21	8.47	10.05	14.95	21.72
Promedio Anual	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35	23.35
<b>Distribucion</b>	0.130	0.193	0.207	0.131	0.057	0.032	0.026	0.026	0.030	0.036	0.053	0.078

En la figura 33 se muestra los caudales promedios del río Mantaro en su parte de afluencia al lago Junín, de la cuenca del río Mantaro, se observa que los meses de avenida corresponden a enero, febrero, marzo y abril, época lluviosa en la región de la Sierra y los meses de mayo a diciembre son los meses de sequía. Los caudales estrecha relación con las estaciones ambientales del Perú, en la estación de verano es la época lluviosa en la región de

la Sierra por lo cual los ríos incrementa su caudal a su valores máximos. El río Mantaro afluente del lago Junín alcanzó un caudal máximo de 58.11 m<sup>3</sup>/s, un caudal mínimo de 7.21 m<sup>3</sup>/s, un caudal promedio anual de 23.35 m<sup>3</sup>/s y una desviación estándar de 46.15 para los caudales promedios mensuales.



Figura 33: Caudales promedios del río afluente al lago Junín de la cuenca del río Mantaro.

En la tabla 17 se presentan los caudales históricos del río Mantaro y los otros afluentes que contribuyen al caudal de la bocatoma para la central hidroeléctrica de Antúnez de Mayolo con una potencia actual de 798 MW y aguas abajo para la central de Restitución con una potencia de 210 MW.

Tabla 17

*Caudales históricos del río Mantaro en la bocatoma de la CH Mantaro, para el periodo 1965-2009 (m<sup>3</sup>/s)*

QN-803		Est_803										
CH Mantaro												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1965	91.2500	282.1000	275.0100	122.7500	70.1100	52.8800	47.0800	41.6600	43.8400	45.1900	41.5800	63.7500
1966	121.4600	128.3300	173.2400	68.3200	62.3100	45.2900	35.6600	40.5600	38.2200	62.8500	90.3700	196.1700
1967	149.2000	425.1700	351.6400	219.7200	106.7100	85.4300	88.5800	57.0000	57.5000	91.9600	58.3300	81.5200
1968	156.6900	188.2300	293.3200	107.5700	63.0800	52.0800	47.2700	50.2500	42.5200	48.0400	78.9900	113.4600
1969	90.4300	145.2600	151.4600	154.6500	60.2800	48.7000	42.6600	45.3300	38.7000	50.2600	48.0900	134.4600
1970	431.4700	308.8400	187.8200	170.7900	110.4000	57.2200	48.0100	42.0000	51.9100	45.9000	46.6100	119.9600
1971	212.6700	289.6300	340.9400	193.5700	73.1300	49.8900	42.4500	40.2900	31.5600	39.3400	36.8000	73.0800
1972	203.3800	221.8500	476.2100	387.7700	119.2200	64.9400	49.4000	46.2200	40.8600	52.9100	48.0800	98.4300
1973	339.7700	305.9300	481.3400	379.5000	121.4200	77.9300	56.2700	48.8100	66.8100	58.7700	145.0500	146.4100
1974	302.8700	473.4700	248.8700	198.7400	110.3100	77.8300	61.6500	62.7000	47.6900	45.8200	45.8800	49.2200
1975	105.0900	188.5600	440.2100	136.2700	98.5500	57.2800	45.3200	42.0600	39.5300	39.3500	56.7700	84.0300
1976	267.5300	333.8600	291.9600	150.2400	76.3500	64.0800	46.5400	44.4800	60.2900	42.2800	40.2200	44.3100
1977	88.7800	227.8300	283.7900	103.6100	80.7600	47.8900	44.5100	34.5000	33.0300	29.6200	97.3800	67.2000
1978	195.1300	327.3900	144.6500	102.2900	54.2800	37.8500	36.9300	40.6500	36.0600	37.6600	66.7400	80.4500
1979	82.6000	228.8600	288.7600	130.4900	61.2800	40.6200	35.9300	32.8100	34.0200	29.0300	35.3800	33.5200
1980	66.2200	100.3900	185.9100	91.6300	34.2100	32.6100	28.6100	29.5800	27.4400	61.2900	55.3000	75.8800
1981	150.5200	562.2200	303.3400	115.1100	60.4500	47.1600	44.2600	46.1000	41.3800	65.1200	120.9800	113.1800
1982	215.9000	392.6200	231.3900	137.4400	65.8300	43.4600	37.3800	26.0000	31.0000	56.2100	121.4500	81.6700
1983	92.6600	63.8300	123.7600	91.7700	41.6800	35.8100	26.5300	36.1200	26.9300	35.0900	25.8200	43.0400
1984	134.9600	506.8600	410.0100	231.1300	81.0200	51.3000	42.0500	39.2200	46.3400	56.5300	73.1600	154.7600
1985	143.1600	198.7900	234.0900	223.2200	95.4100	75.1600	58.2200	50.9100	61.8400	56.1900	59.7200	88.3600
1986	257.7600	509.9400	479.5400	295.2800	195.3800	91.1900	77.1800	62.8700	68.0400	57.2800	61.1900	88.2000
1987	379.1800	254.8800	152.1700	82.4500	70.9500	58.5400	48.3600	44.2300	32.1100	33.9600	47.6800	93.9700
1988	246.8600	290.5900	209.6400	208.9800	88.6300	57.0500	51.3300	44.6800	34.5800	47.5800	41.2000	66.1900
1989	205.7400	264.3800	368.0900	232.2400	87.3300	70.1000	47.3800	42.6000	46.5100	49.4100	56.9100	48.1500
1990	127.8800	78.8000	89.3900	56.7300	49.3700	52.4100	39.4100	34.0800	38.8700	52.2300	121.9500	122.8100
1991	119.4200	107.1100	220.0800	115.6000	78.2000	49.3000	41.5200	37.1900	43.1400	41.0600	43.8300	38.8700
1992	58.3300	47.8200	93.6300	49.2000	29.8300	28.8200	25.1500	25.0000	25.3200	28.4100	26.8300	26.6300
1993	81.0600	197.8200	204.3400	145.3100	89.2200	42.3900	35.3900	30.7800	26.6200	40.9200	106.1800	227.8800
1994	202.3300	442.1700	300.9800	238.6900	97.5500	56.3700	53.7600	48.5500	50.7900	49.9000	50.8300	43.3300
1995	108.6900	126.7900	233.9600	137.3000	57.9200	46.7700	40.2500	40.1300	35.1900	38.7000	49.6600	52.1800
1996	141.7200	243.5800	196.3900	167.0200	64.8000	42.9800	40.4300	37.6900	36.2600	36.8800	37.8500	61.8400
1997	135.7300	252.1100	169.1700	67.5200	50.0900	42.4200	37.6600	29.3000	38.8000	40.1000	67.8400	86.2900
1998	185.7600	227.4400	204.5200	139.1200	53.7900	40.7500	36.6600	26.9700	35.2100	43.9800	46.1100	65.3400
1999	104.0200	288.5700	271.9800	184.2000	89.6700	51.9100	51.1600	44.3200	45.5200	50.8700	37.4700	83.7100
2000	197.6600	381.8000	363.6500	181.6600	87.9200	55.0900	50.5900	42.7500	46.2800	69.1400	45.0000	77.0200
2001	309.9600	259.1900	357.6100	162.2400	84.7300	65.8300	59.6300	51.4300	54.2900	54.6200	65.0500	88.3500
2002	72.0800	234.5400	266.6200	148.0500	76.0200	58.1000	56.3100	46.7500	48.5800	57.2700	91.6400	140.7600
2003	158.4100	265.5500	328.4100	218.8400	87.0600	60.3500	50.9300	51.0200	46.5300	43.7900	48.4700	95.4800
2004	81.4800	201.2900	151.5100	92.1600	57.5400	48.6300	47.6100	43.2700	49.3700	52.4000	63.7200	128.0700
2005	144.3500	141.4500	177.3100	118.1800	55.7800	44.1600	43.8200	39.7700	38.3700	47.8500	39.7700	62.8500
2006	141.5000	198.1500	224.8100	182.5000	63.1700	50.6500	41.3900	37.4200	38.8900	43.5800	76.6300	95.4400
2007	161.8000	137.0100	221.4100	169.0900	75.1400	48.8600	41.3900	38.5500	38.1200	40.4600	45.0800	59.1600
2008	180.28	224.15	181.55	75.24	47.27	42.93	38.17	36.19	33.9	45.64	37.19	53.66
2009	118.82	215.24	212.04	198.95	73.14	49.11	41.55	37.7	37.31	37.7	66.34	258.24

En la figura 34 se muestra los caudales promedios del río Mantaro y otros afluentes que contribuyen para el funcionamiento de la central Antúnez de Mayolo. El caudal promedio anual de 108.90 m<sup>3</sup>/s, caudal máximo de 260.53 m<sup>3</sup>/s, caudal mínimo de 41.78 m<sup>3</sup>/s y una desviación estándar de 46.9 para los promedios mensuales.

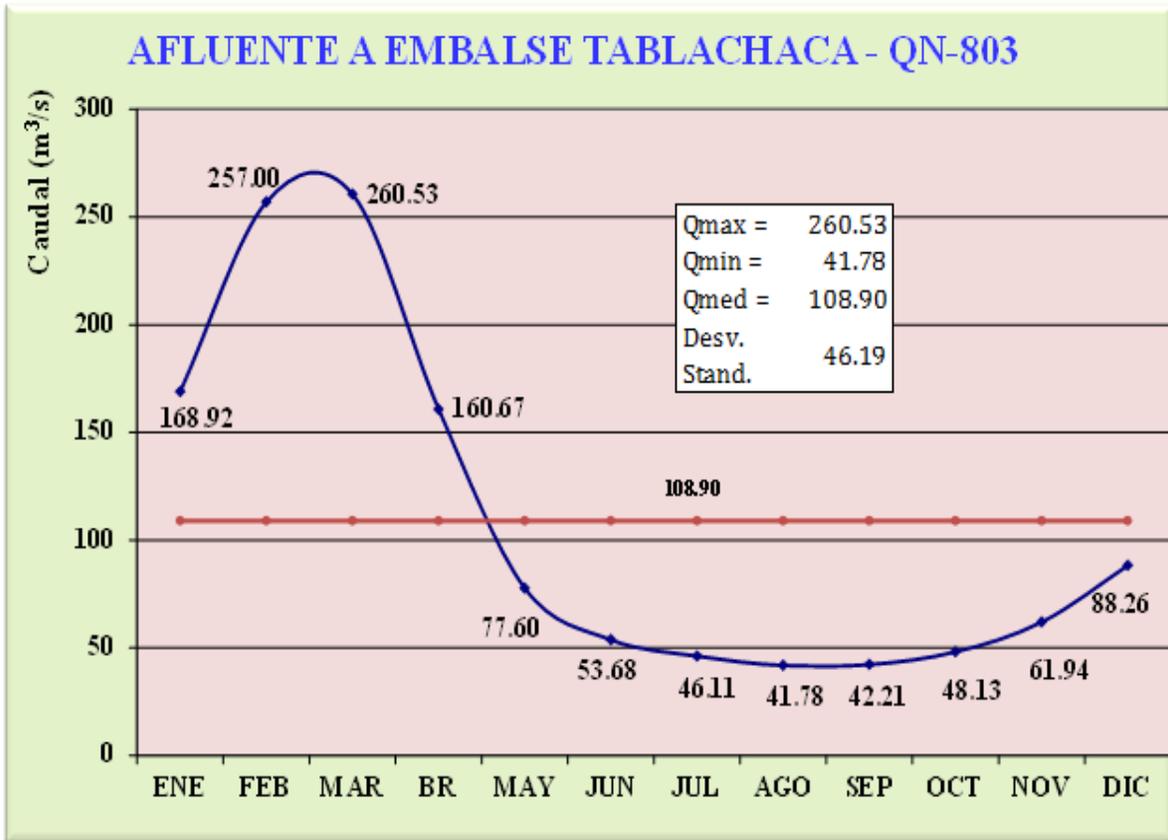


Figura 34: Caudales históricos del río Mantaro en la bocatoma de la CH Mantaro.

### Centrales eléctricas del sistema eléctrico nacional

En la tabla 18 se presentan las centrales eléctricas por cada empresa operadora del sistema eléctrico nacional (INEI, 2019; COES, 2015). El sistema eléctrico nacional lo constituye el sistema eléctrico interconectado nacional y los sistemas aislados, así como los operadores privados que autogeneran sus necesidades de electricidad y en algún caso lo sobrante lo suministran al sistema interconectado. En la tabla 18 se presentan todas las centrales del país que incluye las mini centrales que operan de modo aislado para satisfacer necesidades de centros poblados pequeños y pequeñas fábricas. Se puede observar que se tienen centrales en su mayoría hidroeléctricas de gran tamaño y muy pequeñas catalogadas

como renovables, y centrales térmicas también de gran tamaño y pequeñas que utilizan como combustibles diesel oíl, residual, carbón mineral, gas natural, biomasa, centrales eólicas y centrales solares.

Tabla 18  
Centrales eléctricas por empresa del sistema eléctrico nacional para el año 2015.

EMPRESA	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
AIPSAA	Termoeléctrica	C.T. PARAMONGA	Bagazo	23.0	12.2
AURORA	Termoeléctrica	C.T. MAPLE ETANOL	Bagazo	37.5	16.1
AYEPSA	Hidroeléctrica	C.H. PÍAS	Hidro	12.6	12.0
CELEPSA	Hidroeléctrica	C.H. PLATANAL	Hidro	220.0	220.0
CERRO VERDE	Termoeléctrica	C.T. RECKA (10)	Diesel 2	181.3	178.8
CHINANGO	Hidroeléctrica	C.H. CHIMAY	Hidro	153.0	152.2
		C.H. YANANGO	Hidro	42.8	42.6
ECELIM	Termoeléctrica	C.T. LA GRINGA V (8)	Biogás	3.2	3.0
		C.H. CALLAHUANCA	Hidro	81.9	84.2
		C.H. HUAMPANI	Hidro	31.4	30.1
EDEGEL	Hidroeléctrica	C.H. HUINCO	Hidro	258.4	276.8
		C.H. MATUCANA	Hidro	120.0	137.0
		C.H. MOYOPAMPA	Hidro	72.0	69.1
	Termoeléctrica	C.T. SANTA ROSA	Gas Natural de Camisea	461.7	418.6
		C.T. VENTANILLA	Gas Natural de Camisea	532.0	483.8
EEPSA	Termoeléctrica	C.T. MALACAS	Gas Natural de Malacas	97.0	104.4
		C.T. TALARA RESERVA FRÍA	Diesel 2	180.0	193.4
		C.H. CHARCANI I	Hidro	1.8	1.8
	Hidroeléctrica	C.H. CHARCANI II	Hidro	0.6	0.6
		C.H. CHARCANI III	Hidro	4.7	4.6
		C.H. CHARCANI IV	Hidro	14.4	15.3
EGASA	Hidroeléctrica	C.H. CHARCANI V	Hidro	145.3	144.6
		C.H. CHARCANI VI	Hidro	9.0	8.9
	Termoeléctrica	C.T. CHILINA (4)	Diesel 2	28.2	21.6
		C.T. MOLLENDO	Residual 500	31.7	26.3
		C.T. PISCO	Gas Natural de Camisea	74.8	70.3
EGECSAC	Hidroeléctrica	C.H. CANCHAYLLO	Hidro	5.0	5.0
EJEJUNÍN	Hidroeléctrica	C.H. RUNATULLO II	Hidro	20.0	20.0
		C.H. RUNATULLO III	Hidro	20.2	20.0
EGEMSA	Hidroeléctrica	C.H. MACHUPICCHU	Hidro	191.9	188.6
		C.H. CAÑA BRAVA	Hidro	6.0	5.7
EGENOR	Hidroeléctrica	C.H. CAÑON DEL PATO	Hidro	246.6	263.5
		C.H. CARHUAQUERO	Hidro	95.1	95.1
		C.H. CARHUAQUERO IV	Hidro	10.0	10.0

EMPRESA	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
EGESUR	Hidroeléctrica	C.H. ARICOTA I	Hidro	23.8	23.8
		C.H. ARICOTA II	Hidro	11.9	12.4
ELECTROPERÚ	Termoeléctrica	C.T. INDEPENDENCIA	Gas Natural de Camisea	22.9	22.9
	Hidroeléctrica	C.H. MANTARO	Hidro	798.0	678.0
		C.H. RESTITUCION	Hidro	210.4	219.4
		C.T. TUMBES	Residual 6	18.7	12.5
EMGHUANZA	Hidroeléctrica	C.H. HUANZA	Hidro	48.8	49.4
			Hidro	48.8	48.9
	Hidroeléctrica Total			97.6	98.3
ENERGÍA EÓLICA	Eólica	C.E. CUPISNIQUE	Eólico	83.2	83.2
		C.E. TALARA	Eólico	30.9	30.9
	Hidroeléctrica	C.H. YUNCAN	Hidro	130.1	136.7
C.H. QUITARACSA		Hidro	115.0	118.0	
ENERSUR	Termoeléctrica	C.T. CHILCA I	Gas Natural de Camisea	851.8	805.7
		C.T. ILO1	Diesel 2	216.6	155.6
		C.T. ILO2	Carbón	135.0	141.9
		C.T. ILO RESERVA FRÍA	Diesel 2	568.7	497.0
FÉNIX POWER	Termoeléctrica	C.T. FÉNIX	Gas Natural de Camisea	575.0	570.0
GEPSA	Hidroeléctrica	C.H. LA JOYA	Hidro	10.0	10.0
GTS MAJES	Solar	C.S. MAJES	Solar	20.0	20.0
GTS REPARTICIÓN	Solar	C.S. REPARTICIÓN	Solar	20.0	20.0
HIDROCAÑETE	Hidroeléctrica	C.S. NUEVA IMPERIAL	Hidro	4.0	4.0
HUANCHOR	Hidroeléctrica	C.H. HUANCHOR	Hidro	18.4	19.6
KALLPA	Termoeléctrica	C.T. KALLPA	Gas Natural de Camisea	979.0	865.0
		C.T. LAS FLORES	Gas Natural de Camisea	192.5	195.1
LUZ DEL SUR	Hidroeléctrica	C.H. SANTA TERESA (9)	Hidro	118.0	99.7
MAJA ENERGÍA	Hidroeléctrica	C.H. RONCADOR	Hidro	3.8	3.8
MOQUEGUA FV	Solar	C.S. MOQUEGUA FV	Solar	16.0	16.0
PANAMERICANA SOLAR	Solar	C.S. PANAMERICANA SOLAR	Solar	20.0	20.0
PE MARCONA	Eólica	C.E. MARCONA	Eólico	32.0	32.0
PETRAMAS	Termoeléctrica	C.TB. HUAYCOLORO	Biogás	4.8	4.8
PLANTA ETEN	Termoeléctrica	C.T. RESERVA FRÍA PLANTA ETEN	Diesel 2	227.0	215.0
RIO DOBLE	Hidroeléctrica	C.H. LAS PIZARRAS	Hidro	20.0	19.2
SAN GABÁN	Hidroeléctrica	C.H. SAN GABAN II	Hidro	110.0	113.1
	Termoeléctrica	C.T. TAPARACHI	Diesel 2	6.7	4.1
	Hidroeléctrica	C.H. HUASAHUASI I	Hidro	10.3	9.6
SANTA CRUZ		C.H. HUASAHUASI II	Hidro	10.5	10.1
		C.H. SANTA CRUZ	Hidro	7.0	7.0
		C.H. SANTA CRUZ II	Hidro	7.0	7.4
SANTA ROSA	Hidroeléctrica	C.H. PURMACANA	Hidro	1.8	1.8
SDE PIURA	Termoeléctrica	C.T. TABLAZO	Gas Natural La Isla	31.0	26.4

EMPRESA	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
SDF ENERGÍA	Termoeléctrica	C.T. OQUENDO	Gas Natural de Camisea	31.0	28.2
SHOUGESA	Termoeléctrica	C.T. SAN NICOLÁS	Diesel 2	68.5	64.0
SINERSA	Hidroeléctrica	C.H. POECHOS II	Hidro	10.0	10.0
		C.H. CAHUA	Hidro	43.6	43.1
		C.H. GALLITO CIEGO	Hidro	34.0	38.1
		C.H. MALPASO	Hidro	54.4	48.0
		C.H. OROYA	Hidro	9.0	9.5
		C.H. PACHACHACA	Hidro	9.0	9.7
STATKRAFT	Hidroeléctrica	C.H. PARIAC	Hidro	9.8	5.0
		C.H. YAUPI	Hidro	108.0	113.0
		C.H. HUAYLLACHO	Hidro	0.3	0.2
		C.H. MISAPUQUIO	Hidro	3.9	3.9
		C.H. SAN ANTONIO	Hidro	0.6	0.6
		C.H. SAN IGNACIO	Hidro	0.5	0.4
		C.H. CHEVES	Hidro	174.2	171.7
TACNA SOLAR	Solar	C.S. TACNA SOLAR	Solar	20.0	20.0
TERMOCHILCA	Termoeléctrica	C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS	Gas Natural de Camisea	210.0	201.5
TERMOSELVA	Termoeléctrica	C.T. AGUAYTIA	Gas Natural de Aguaytía	191.9	175.4
YANAPAMPA	Hidroeléctrica	C.H. YANAPAMPA	Hidro	4.2	3.9
<b>Total Hidroeléctrica</b>				<b>3926.5</b>	<b>3850.1</b>
<b>Total Termoeléctrica</b>				<b>5981.5</b>	<b>5521.7</b>
<b>Total Solar</b>				<b>96.0</b>	<b>96.0</b>
<b>Total Eólica</b>				<b>146.0</b>	<b>146.0</b>
<b>Total SEIN</b>				<b>10150.0</b>	<b>9613.9</b>

*Fuente:* INEI (2019) , COES (2015)

### Modelo Computacional

Para los cálculos de la planificación eléctrica por el método de máximo arrepentimiento, se ha utilizado el modelo “**Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional**” (SUPER) de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). El modelo SUPER es una herramienta de Planificación de Generación Eléctrica con 8 módulos para realizar una planificación integrada de todo un sistema eléctrico. Según OLADE (1993) la información generada por un módulo es utilizada por otro(s) modulo(s), requiere de una base

de datos de uso común por todos los módulos, de fácil acceso para el usuario. Los módulos tienen las siguientes características:

- Módulo **MODPIN**: Obtención de estrategias de planificación que defienden contra riesgos asociados a las incertidumbres en: crecimiento de la demanda, tiempos de construcción de proyectos, costos, precios de combustibles, etc.
- Módulos **MODDHT** y **MODTER**: Produce indicadores útiles para empresas privadas de transmisión y/o generación, tales como: costos marginales, beneficio marginal de plantas y líneas de interconexión. Poseen capacidad de simulación, que permite al planificador analizar sus propios planes y compararlos con los "óptimos" que producen los módulos del paquete.
- Módulo **MODDEM**: Permite el análisis económico de medidas de conservación de energía y/o manejo de la demanda.
- Módulo **MODHID**: Permite construcción de registros hidrológicos completos.
- Módulos **MODPIN** y **MODDHT**: Capacidad de análisis de múltiples regiones o empresas interconectadas. Las líneas de interconexión son opciones de expansión.
- Módulo **MODFIN**: Análisis integrado del desempeño financiero.
- Módulo **MODAMB**: Análisis de impactos ambientales de los planes de expansión.

En la figura 35 se muestra los módulos del modelo SUPER, se observa que el módulo MODPIN es el núcleo de modelo de planificación de máximo arrepentimiento y bajo incertidumbre, los módulos MODDEM y MODHID son los que preparan la entrada de datos para el módulo MODPIN y los módulos *MODDTH*, *MODFIN* y *MODAMB* presentan los resultados de despacho, análisis financiero y aspectos medio ambientales.



*Figura 35:* Módulos que constituyen el modelo SUPER.

Fuente: OLADE (1994)

El modelo SUPER permite modelar la curva de carga hasta 5 escalones, horizonte de expansión 30 años, con cinco años adicionales, seis subsistemas, 6 áreas eléctricas, 30 tipos de combustibles, 50 clases térmicas (grupos de centrales eléctricas), centrales hidroeléctricas hasta 100 existentes y 80 plantas candidatas y en construcción, 30 embalses, diez interconexiones existentes y diez interconexiones futuros (candidatos y en construcción), 100 centrales térmicas existentes y 110 plantas térmicas candidatas y en construcción. La consideración de un alto número de opciones está directamente relacionada con los tiempos de cálculo.

## **Metodología del modelo computacional**

Una visión de modo simplificado la planificación de la expansión de sistemas eléctricos, es la fijación de un cronograma de construcción (centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y redes de interconexión) capaz de satisfacer la demanda de manera económica y confiable. El requisito básico de un programa de expansión es el costo actualizado, tanto en construcción y operación del sistema. La confiabilidad del sistema asegura el suministro a los centros de demanda, incluso en las condiciones más adversas de producción de energía. Por ejemplo, la calidad de suministro de unos sistemas hidrotérmico, tradicionalmente ha sido evaluado a través de dos componentes: a) *Energía*, asociada a la disponibilidad del agua en los embalses del sistema y b) *Hora punta*, asociada a la existencia de capacidad para suministrar energía en horas de la demanda máxima.

**Aspectos probabilísticos:** Los criterios de energía y hora punta presentan limitaciones fuertes, por ejemplo, si se presentó una sequía severa en el pasado, pero la probabilidad de ocurrencia de un evento parecido es muy pequeño, entonces el criterio tradicional resulta antieconómico, debido a la selección de la condición de sequía severa es necesario disponer de otras tecnología para satisfacer la demanda, sin embargo en la mayor parte de tiempo significa sobre equipamiento y el sistema queda sobre dimensionado con centrales ociosas incurriendo en gastos innecesarios. Consideraciones análogas pueden ser hechas con respecto a los criterios de punta. Debido a dichas limitaciones que conllevan a situaciones no óptimas, dicho criterios han sido mejorados mediante criterios probabilísticos, que representan de manera explícita las incertidumbres asociadas a los caudales, variaciones en la demanda y fallas en los equipos etc. Actualmente calidad de suministro de hora punta se basan en, la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) en el suministro de energía. La implantación de criterios probabilísticos ha permitido dar un paso importante, sin embargo, estos aspectos representan solamente una pequeña parte de las posibles fuentes de

incertidumbre asociadas al desempeño del sistema. Existen otros factores que afectan el proceso de decisión, como la tasa de crecimiento de la demanda, los costos de combustible, el tiempo de construcción de centrales, tasas de interés, comportamiento de la economía, restricciones socioeconómicas, restricciones ambientales, etc. por tanto se hace necesario tener estrategias de expansión que minimicen el impacto de las fuentes de incertidumbre para implementar un plan de expansión óptimo (OLADE, 1998).

El modelo SUPER se basa en conceptos de programación estocástica y el criterio de minimax o criterio de Savage (OLADE 1998) que tiene como objetivo minimizar el máximo arrepentimiento, asociado a cada escenario de expansión. El método se basa en la planificación bajo incertidumbre, considerando el modelo determinístico para la determinación del plan óptimo de expansión, que se plantea la como la optimización de:

$$z = \text{Min} \sum_{t=1}^T \beta_t [cx_t + dy_t] \quad (2.4)$$

sujeto a

$$A_t x_t \geq b_t \quad (2.5)$$

$$\sum_{\tau=1}^t E x_\tau + F_t y_t \geq h_t \quad (2.6)$$

para  $t = 1, \dots, T$

Donde:

$x_t$  vector que contiene las opciones de expansión en la etapa  $t$  (centrales eléctricas)

$c$  vector de costos de construcción

$y_t$  variables de operación en la etapa  $t$  (generación en cada planta, etc.)

$d$  vector de costos de operación

$\beta_t$  factor de actualización para la etapa  $t$

$b_t, h_t$  vectores de recursos

$A_t, E, F_t$  matrices de transformación

La ecuación (2.5) representa las restricciones en las decisiones de construcción (restricciones financieras, fechas mínima y máxima de instalación de equipos etc.) y la ecuación (2.6) representa límites operativos (límites de generación, límites de almacenamiento, suministro de la demanda etc.). Las restricciones de operación dependen de

las decisiones de inversión  $x_t$  hasta la etapa  $t$ . En el planteamiento de la expansión mediante la ecuación (2.4), se considera que los parámetros básicos, representados por los vectores de costos  $c$  y  $d$ ; de las matrices de transformación  $A_t$ ,  $E$  y  $F_t$ ; y los recursos  $b_t$  y  $h_t$ , son conocidos, sin embargo existe gran incertidumbre en la mayor parte de los parámetros, lo cual hace dudar de la optimalidad del plan de expansión.

Para mejorar el plan de expansión del enfoque determinístico obtenido mediante la ecuación (2.4) se hace un análisis de sensibilidad del costo de operación con respecto a un rango de variación de los parámetros, por ejemplo, se calcula el plan de expansión óptimo para una determinada demanda y luego se calcula el costo de operación para otras demandas, como para demanda alta y demanda baja. Si los resultados no son sensibles a las incertidumbres el plan de expansión es robusto pero si los resultados son sensibles a las incertidumbres no se puede afirmar nada. Además es difícil examinar un conjunto de incertidumbres en todos los parámetros. Ante la situación presentada se puede optar por la técnica de escenarios  $i = 1, \dots, n$ , esto es,  $n$  posibles valores de los parámetros  $\{c, d, A, E, F, b, h\}$ , luego se calcula el plan para cada escenario mediante la ecuación (2.4) para cada escenario, y se obtiene un conjunto de soluciones  $\{x\}_i$ ,  $i = 1, \dots, n$ , analizando los resultados para cada escenario se puede observar que una central es parte de la solución en todos los escenarios por tanto la central es robusta que será parte del plan de expansión óptimo. La dificultad es conseguir un plan único por lo cual en ciertas oportunidades se opta por un plan promedio.

**Optimización estocástica:** El enfoque de optimización estocástica representa de manera explícita las incertidumbres, con lo cual, lo hace un método más completo, y es método considerado en el SUPER (OLADE 1998), en este caso se considera la probabilidad que ocurra un determinado escenario, por ejemplo si, existen dos escenarios, es decir dos conjuntos de parámetros  $\{c, d, A, E, F, b, h\}$ , con probabilidades  $p_1$  y  $p_2$ . Así la formulación de la ecuación (2.4) para solamente dos etapas y que la tasa de actualización  $\beta$  es igual a 1 y que

los costos de construcción  $c$  y de operación  $d$  son los mismos en dos las etapas y escenarios.

Entonces el problema estocástico se plantea como:

$$z = \text{Min } c x_1 + c x_2 p_1(d y_{11} + d y_{21}) + p_2(d y_{12} + d y_{22}) \quad (2.7)$$

sujeto a:

$$A_1 x_1 \geq b_1$$

$$A_2 x_2 \geq b_2$$

$$E_{11} x_1 + F_{11} y_{11} \geq h_{11}$$

$$E_{12} x_1 + F_{12} y_{12} \geq h_{12}$$

$$E_{11} x_1 + E_{21} x_2 + F_{21} y_{21} \geq h_{21}$$

$$E_{12} x_1 + E_{22} x_2 + F_{22} y_{22} \geq h_{22}$$

La fórmula (2.7) representa explícitamente la incertidumbre de los parámetros de planificación, y determina el plan de expansión que sea óptimo, en promedio para todos los escenarios. Aquí el vector de decisiones de construcción  $[x_1, x_2]$ , es válido para todos los escenarios, y dos vectores de decisiones de operación  $[y_{11}, y_{21}]$  y  $[y_{12}, y_{22}]$  están especificados para cada escenario. Con la función objetivo (2.7) se minimiza el costo de construcción más el valor esperado de los costos de operación (suma de los costos para cada escenario, ponderados por las respectivas probabilidades), es decir se inserta las características de la planificación probabilística. La formulación estocástica (2.7) representa una mejora substancial con respecto a la formulación determinística (2.4), sin embargo aún no considera algunos aspectos importantes del problema, como las decisiones de construcción en cada etapa dependen de los valores de demanda, costos etc. ocurridos en las etapas anteriores, es decir no existe un cronograma de expansión único, que puede ser determinado a priori para todas las etapas, sino más bien una estrategia de expansión que depende de cada etapa y de los valores ocurridos en las etapas anteriores, por ejemplo la decisión de inversión hoy dependerá de valores ocurridos con anterioridad. La formulación de la expansión estocástica con actualización de las decisiones de inversión se representa como:

$$z = \text{Min } c x_1 + d y_1 + p_{21} c x_{21} + p_{22} c x_{22} + p_{21} d y_{21} + p_{22} d y_{22} \quad (2.8)$$

sujeto a:

$$A_1 x_1 \geq b_1$$

$$A_2 x_{21} \geq b_{21}$$

$$A_2 x_{22} \geq b_{22}$$

$$E_1 x_1 + F_1 y_1 \geq h_1$$

$$E_1 x_1 + E_{21} x_{21} + F_{21} y_{21} \geq h_{21}$$

$$E_1 x_1 + E_{22} x_{22} + F_{22} y_{22} \geq h_{22}$$

La formulación (2.8) permite representar diversos aspectos importantes para la planificación, como por ejemplo, se puede utilizar simultáneamente diversos escenarios de demanda de energía, lo que permite representar el beneficio de la flexibilidad, por ejemplo, plantas con plazos cortos de construcción.

**Criterio minimax:** Debido a la incertidumbre en las tasas de crecimiento de la demanda, arrastra a la varianza de los costos de inversión y operación asociados a las estrategias de expansión para cada escenario. Sin embargo como solo uno de estos escenarios ocurrirá en realidad, se puede cuestionar el significado de decisiones de inversión que son óptimas en promedio para todos los escenarios. El criterio minimax, o criterio de Savage, tiene como objetivo minimizar el máximo arrepentimiento asociado a cada escenario, aplicando este criterio a la formulación (2.8) se tiene la formulación (2.9), en la cual se basa el modelo SUPER para la optimización del sistema eléctrico nacional desarrollado para el presente trabajo de tesis.

$$z = \text{Min } \alpha$$

sujeto a:

$$\alpha \geq c x_1 + c x_{21} + d y_1 + d y_{21} - \xi_1 \quad (2.9)$$

$$\alpha \geq c x_1 + c x_{22} + d y_1 + d y_{22} - \xi_2 \quad (2.10)$$

$$A_1 x_1 \geq b_1 \quad (2.11)$$

$$A_2 x_{21} \geq b_{21} \quad (2.12)$$

$$A_2 x_{22} \geq b_{22} \quad (2.13)$$

$$E_1 x_1 + F_1 y_1 \geq h_1 \quad (2.14)$$

$$E_1 x_1 + E_{21} x_{21} + F_{21} y_{21} \geq h_{21} \quad (2.15)$$

$$E_1 x_1 + E_{22} x_{22} + F_{22} y_{22} \geq h_{22} \quad (2.16)$$

Donde:  $\xi_1$  es el costo óptimo para el problema determinístico asociado al escenario 1

$$\xi_1 = \text{Min } c x_1 + c x_{21} + d y_1 + d y_{21}$$

sujeto a:

$$A_1 x_1 \geq b_1$$

$$A_2 x_{21} \geq b_{21}$$

$$E_1 x_1 + F_1 y_1 \geq h_1$$

$$E_1 x_1 + E_{21} x_{21} + F_{21} y_{21} \geq h_{21}$$

y  $\xi_2$  el costo de la solución óptima determinística para escenario 2.

Las restricciones (2.9) y (2.10) representan los arrepentimientos asociados a los escenarios 1 y 2, que deben ser mayores o iguales a cada arrepentimiento. El objetivo es minimizar  $\alpha$ , dado que  $z$  es igual al máximo arrepentimiento.

### Visión epistemológica para el presente trabajo de tesis

El avance de la ciencia a lo largo de la historia está marcado por grandes revoluciones, producidas principalmente por el hallazgo o explicación de sucesos naturales, la formulación de teorías y el desarrollo de nuevas tecnologías. Normalmente, estos grandes saltos están asociados a nombres como Aristóteles, Pitágoras, Galileo, Newton, etc., pero hay que

reconocer que, sin menosprecio de estos genios de la humanidad, sus descubrimientos o teorías fueron también fruto de la cultura y del ambiente científico de su época. Asimismo no podemos olvidar la influencia que han tenido y tienen las corrientes filosóficas y religiones en las distintas civilizaciones; por otra parte muchas personas piensan que cada paso dado por la ciencia sitúa al ser humano más cerca de dichas ideas filosóficas.

A partir del siglo XVI el desarrollo de la ciencia genera grandes controversias al interior de la misma y avanza hasta la actualidad, que se plantea el desarrollo del conocimiento en el contexto de ciencia, tecnología y sociedad (CTS). Augusto Comte (1798-1857) filósofo francés, fundador de la escuela positivista. La aversión a las especulaciones metafísicas que la búsqueda de las causas primeras, permitió concebir al mundo como un sistema rigurosamente sometido a las leyes, y quiso hacer de la ciencia una religión. Comte se propuso hacer comprender que hay leyes tan precisas para la evolución de la especie humana, como la caída de una piedra. En esa forma de entender el desarrollo se puede decir que el conocimiento humano se desarrolla por etapas. La primera etapa fue la teología, la segunda la metafísica que recurría a nociones abstractas, olvidando la realidad misma de los hechos; la tercera la positiva, superaría esos dos estilos anteriores, y daría a los hombres el conocimiento científico de los hechos. La filosofía positiva se puso estudiar la ciencia teórica abstracta, clasificada en el orden, matemática, astronomía, física, química, biología, sociología. Era un orden, cronológico, de generalidad decreciente y de complicación creciente; cada una de ellas exigía conocimiento de la anterior. Se advertía de ese orden un progreso, que según Comte la antigüedad había considerado inconcebibles y que la civilización moderada ha convertido en condiciones todo el sistema, así fue la manera de superar en todos los órdenes la anarquía y la reacción. Esas dos nociones que constituyen el lema del positivismo, traducen los aspectos estático y dinámico de todos los hechos. Los

métodos de positivismo estuvieron en auge bien entrado en el siglo XX; tanto en Europa como en América (López-Cerezo, 1999).

Karl Raimund Popper: Filósofo Austriaco ha sido vinculado al neopositivismo y fue quien estremeció con muchos de los conceptos acerca de la ciencia, propuestos por el círculo de Viena; substituyó el principio de verificación, que es el principio de significación, por el principio de falsación, que es un criterio de demarcación entre ciencia y no ciencia. Reemplazó a la criticable teoría de la inducción por el método deductivo de la prueba. Reinterpretó la probabilidad y sostuvo que las mejores teorías científicas son en la medida que explican más y pueden controlar mejor.

Thomas S. Kuhn: Divide claramente la historia de la epistemología en dos períodos diametralmente diferentes, es necesario reconocer que con sus ideas se consagra en el escenario intelectual la tesis de que la ciencia es un hecho social y que resulta incomprensible sin el manejo de categorías de esa índole. El propio Kuhn cuenta que, de haber re-escrito "La Estructura de las Revoluciones Científicas" (Su más famosa obra), no se habría centrado en el concepto de "paradigma" sino en el de "comunidad científica" (Sánchez-Cerezo de la Fuente, 2019).

A juicio de Imre Lakatos, en toda investigación científica se encuentran anomalías, pero la actitud del científico, normalmente es pasarlas por alto concentrándose en las posibilidades que le ofrece la heurística positiva de su investigación, confiando que más adelante, a la luz de nuevos descubrimientos, las incongruencias se aclararán. En consecuencia, aceptando la evidencia histórica, Lakatos se propone construir un modelo de evaluación de la ciencia que sea compatible con la ciencia real, la exigencia de elaborar un modelo de ciencia que debe ser congruente con la práctica real, al mismo tiempo ofrezca una solución racionalmente consistente al problema, esto es; proporcione un criterio para dirimir

cuando se está en presencia de una teoría científica y cuando es sólo pseudociencia. (Lakatos, 1978)

La epistemología contemporánea se consolidó al inicio del siglo XX con la formación del Círculo de Viena. Ello significó un primer desarrollo unitario de la disciplina en torno a la hegemonía de la categoría lógica como análisis filosófico de la ciencia. A partir de la década de 1960, aquel primer consenso se vio en alguna medida agotado tanto por sus propios problemas como por la crítica a la que lo sometió la emergente filosofía generada por Toulmin, Hanson y Kuhn, la que se constituyó como un nuevo consenso, menos nítido que el primero pero de consecuencias más vastas.

Actualmente la disciplina epistemológica no es sustentada por ningún consenso sino más bien consiste en una especie de red heterogénea de temas problemas, enfoques, métodos y autores que conviven sin que exista hegemonía por parte de alguno de ellos. Esta nueva situación constituye un estado de dispersión, de fuerza y de liberalización. La imagen académica y social de la ciencia y la tecnología han sufrido profundos cambios a lo largo del siglo pasado. La concepción clásica de la ciencia como conocimiento verdadero y libre de valores sobre la naturaleza quebró con las tesis de Kuhn, a partir de las cuales se instauró una tradición que rompe no sólo con la filosofía positivista, sino con la sociología mertoniana centrada en el análisis de la comunidad científica.

A partir de la crítica filosófica y cultural, se tienen las actuales propuestas de evaluación constructiva de tecnologías, con énfasis de diseñar estrategias que permitan la innovación, y la inclusión social, de modo que las tecnologías estén al servicio de la sociedad y los aspectos ambientales debidamente compartidos.

Los estudios sobre ciencia, tecnología y sociedad (CTS), constituyen hoy un vigoroso campo del fenómeno científico-tecnológico en el contexto social, tanto en relación con sus

condicionantes sociales como en lo que atañe a las consecuencias sociales y ambientales. Sin embargo la ciencia puede contribuir al mayor bienestar social si se olvida de la sociedad para buscar exclusivamente la verdad. Análogamente, sólo es posible que la tecnología pueda actuar de cadena transmisora en la mejora social si se respeta su autonomía, si se olvida de la sociedad para atender únicamente a un criterio interno de eficacia técnica. La ciencia y tecnología son presentadas así como formas autónomas de la cultura, como actividades valorativamente neutrales, como una alianza heroica de conquista de la naturaleza.

La complejidad de los problemas abordados y su flexibilidad interpretativa desde distintos marcos teóricos, hacen necesaria la presencia de esos elementos no técnicos bajo la forma de valores o de intereses contextuales. En otras palabras, el cambio científico-tecnológico no es visto como resultado de algo tan simple como una fuerza endógena, un método universal que garantice la objetividad de la ciencia y su acercamiento a la verdad, sino que constituye una compleja actividad humana, sin duda con un tremendo poder explicativo e instrumental, pero que tiene lugar en contextos sociopolíticos dados. En este sentido, el desarrollo científico-tecnológico no puede decirse que responda simplemente a cómo sea el mundo externo y el mundo de las necesidades sociales, pues esos mundos son en buena parte creados o interpretados mediante ese mismo desarrollo (López-Cerezo, 1999).

Científicamente se tiene claro que el conocimiento científico y tecnológico es la base del desarrollo, de tal manera que, en la medida que no se produzcan dicho conocimiento aparecerá la necesidad de importarlo de quienes lo hayan producido. Consecuentemente las sociedades que no desarrollen conocimiento científico se alejarán de las metas de soberanía e independencia tecnológica. Ante tal situación es prioritaria la investigación como recurso para la producción de conocimientos, bajo la conceptualización de la epistemología,

concebida como teoría que explica el conocimiento científico y no como erudición filosófica ni como reflexión retórica.

Según Padrón (2007) concluye que las discusiones y decisiones en materia de ciencia se resuelven sólo en la epistemología teóricamente entendida, asociada a la historia de las investigaciones. Es necesario explicar determinadas operaciones a la luz de un cierto marco conceptual insertado en un enfoque epistemológico determinado.

Considerando que la epistemología es una teoría, debería ser posible derivar de ella sus tecnologías asociadas, con lo cual la metodología de la investigación pasaría a ser sustituida por una tecnología de la investigación con mayores alcances.

Epistemológicamente el presente trabajo de tesis está en el área del conocimiento de encontrar, como la planificación eléctrica influye en el desarrollo sostenible, entendiéndose el desarrollo sostenible como el desarrollo que permite satisfacer las necesidades actuales de las personas sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer las suyas. La planificación eléctrica es el proceso mediador entre la generación de electricidad para satisfacer las necesidades actuales y en el futuro, preservando el medio ambiente con la finalidad de mantener una buena calidad ambiental en condiciones económicas assequibles para la sociedad, consolidándose Ciencia, Tecnología y Sociedad.

### **III. Método**

Consiste en realizar los pasos pertinentes para alcanzar los objetivos del presente trabajo de tesis que es, evaluar la influencia de la planificación eléctrica basado en el método de máximo arrepentimiento y la metodología del IPCC en los costos de la electricidad y la calidad ambiental, aplicado al sistema eléctrico interconectado nacional. Pa ello se considera todas las centrales eléctricas (hidroeléctricas y térmicas) del sistema interconectado en su conjunto del sistema eléctrico, con sus respectivas características y requerimientos de energía para su funcionamiento de cada planta eléctrica, como cuencas hidrográficas con sus respectivos caudales históricos y combustibles para las centrales eléctricas térmicas (reservas probadas de recursos energéticos), así como los costos de operación y mantenimiento e inversiones en la construcción de las nuevas plantas. Ambientalmente se utiliza la metodología del IPCC para calcular las emisiones de los agentes perjudiciales al medio ambiente y la salud humana. Para minimizar los costos de generación y emisiones de gases contaminantes para cuidar la calidad ambiental del funcionamiento del sistema eléctrico interconectado nacional para el periodo 2015-2030 se hace uso del método de máximo arrepentimiento a través del software SUPER de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE) y la metodología del IPCC. El proceso se ejecuta para tres escenarios económicos de crecimiento alto, tendencial y pesimista, obteniéndose los resultados buscados.

#### **3.1 Tipo de Investigación**

Según la aplicación de la investigación, es de carácter básica, se centra en buscar la influencia de la planificación eléctrica sobre los costos y la calidad ambiental y con referencia al nivel de conocimiento es una investigación cualitativa descriptiva y cuntitativa (James 1998; Tam et. al. 2008; Velázquez 2007).

La investigación tiene la finalidad de conocer el comportamiento cualitativo, descriptivo y cuantitativo de las variables de costos y calidad ambiental en función de la planificación eléctrica, se evalúa como la planificación eléctrica influye en los costos de generación de electricidad y en la calidad del medio ambiente.

Según el tiempo en que se ha efectuado la investigación, es una investigación transversal por cuanto se tomara la información para un tiempo corto (un año) y con dicha información se aplicó el método de máximo arrepentimiento y la metodología del IPCC para proyectar el suministro de electricidad para el periodo 2015-2030 y evaluar costos y la calidad ambiental.

### **3.2 Población y muestra**

El Perú tiene su sistema eléctrico constituido por centrales térmicas, centrales hidroeléctricas, centrales eólicas, centrales solares y centrales de biomasa. Los datos han sido tomados de los informes publicados por las instituciones encargadas de producir o validar la información de las fuentes generadoras de datos, así como de su procesamiento para su publicación. Por consiguiente en este trabajo de tesis se ha trabajado con información validada y publicada y/o suministrada por las instituciones encargadas de validar los datos del sistema eléctrico nacional, no se han generado datos primarios por el autor de la presente tesis. Se ha considerado en su totalidad las centrales eléctricas del sistema eléctrico interconectado, centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas, las centrales renovables (Solares, eólicas y biomasa) por su baja potencia y pequeño porcentaje de la potencia total solamente se ha considerado con ingreso externo al SEIN. Para fines de proceso con el modelo computacional SUPER, las cuencas se han estructurado con nominación de estaciones y el nombre de las centrales existentes o proyectos en cada una de las cuencas. En la figura 36 se muestra las estaciones y centrales hidroeléctricas para la cuenca del río Rímac, las centrales hidroeléctricas Huanchor y Matucana utilizan los caudales de la estación Est-

0215 y la central Huinco utiliza los caudales de la estación Est-0209, las otras centrales (Callahuanca, Moyopampa, Huampani) utilizan los caudales provenientes de las estaciones Est-0209 y Est-0215.

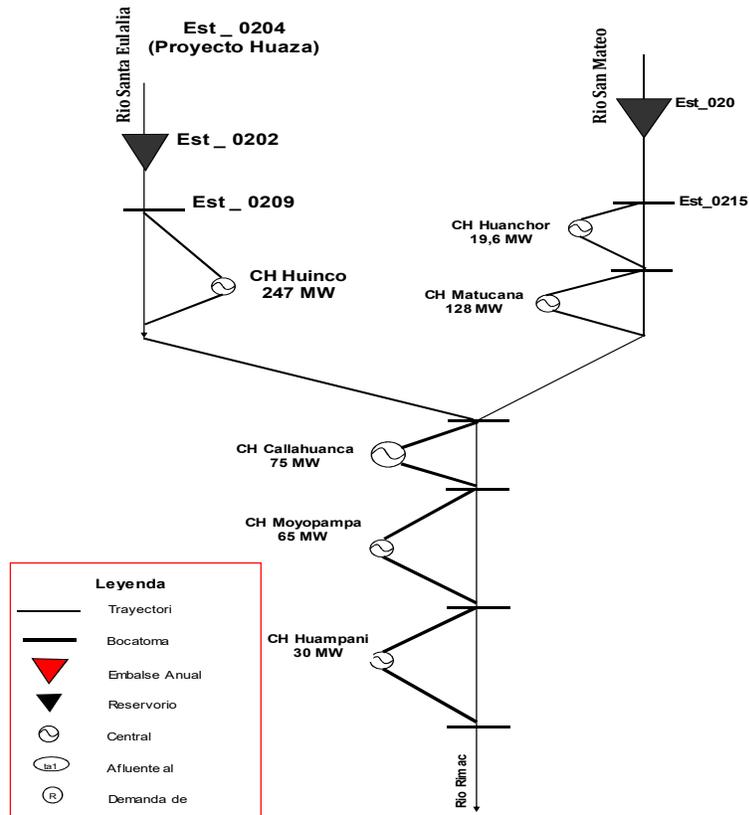


Figura 36: Diagrama de la cuenca del río Rímac con las estaciones hídricas y las centrales hidroeléctricas.

De modo similar se han elaborado los esquemas para todas las cuencas del SEIN, para la planificación (modelación) y proceso de cálculo. En la tabla 19 se muestra las cuencas hidrográficas, las plantas hidroeléctricas existentes y proyectos para cada una de las cuatro regiones; norte, norte medio, centro y sur del SEIN; y en la tabla 20 se presenta las Centrales termoeléctricas del SEIN

Tabla 19  
Centrales Hidroeléctricas del SEIN

CUENCAS	ESTACION	Plantas Hidroeléctricas			Tipo de planta	Región Hidrológica
Cuenca Chira	EST_2701	POECHOS I	POECHOS II	CURUMUY	Existente	NORTE
Cuenca Huancabamba	EST_1601	OLMOS I	OLMOS II		Candidata	NORTE
	EST_1603	ALTO PIURA 1	ALTO PIURA 2		Candidata	NORTE
Cuenca Santa	EST_0401					NORTE Medio
	EST_0402					NORTE Medio
	EST_0403	CAÑON PATO	SANTA RITA		candidata	NORTE Medio
	EST_0404	QUITARACSA			Candidata	NORTE Medio
	EST_0405	PARIAC			Existente	NORTE Medio
	EST_0406					NORTE Medio
	EST_0408					NORTE Medio
Cuenca Jequetepeque	EST_0501	GALLITO CIEGO			Existente	NORTE Medio
Cuenca Chancay	EST_0601	CARHUQUERO4	CARHUQUEROS		Existente	NORTE Medio
	EST_0603	CARHUQUERO			Existente	NORTE Medio
Cuenca Rimac	EST_0201					CENTRO
	EST_0202					CENTRO
	EST_0204	HUANZA			Existente	CENTRO
Cuenca Pativilca	EST_0209	HUINCO			Existente	CENTRO
	EST_0215	HUANCHOR y MATUCANA	CALLAHUANCA	MOYOPAMPA y HUAMPANI	Existente	CENTRO
	EST_0301					CENTRO
Cuenca Mantaro	EST_0304	CAHUA			Existente	CENTRO
	EST_0801					CENTRO
	EST_0802	MALPASO			Existente	CENTRO
	EST_0803	MANTARO	RESTITUCION	GUIARRA	Candidata	CENTRO
	EST_0804	OROYA			Existente	CENTRO
Cuenca paucartambo	EST_0805	PACHACHACA			Existente	CENTRO
	EST_0806					CENTRO
	EST_0812					CENTRO
	EST_0901					CENTRO
	EST_0904					CENTRO
	EST_0906	YAUPI	EL CAÑO		Candidata	CENTRO
	EST_0908	UCHUHUERTA			Candidata	CENTRO
Cuenca Tulumayo	EST_0909	YUNCAN			Existente	CENTRO
	EST_1101	CHIMAY			Existente	CENTRO
Cuenca Tarma	EST_1201	YANANGO	LA VIRGEN		Candidata	CENTRO
Cuenca Cheves	EST_1301	CHEVES			Existente	CENTRO
Cuenca Turucani	EST_2901					CENTRO
	EST_2902	PLATANAL			Existente	CENTRO
Cuenca Paquitzapango	EST_4001	PAQUITZAPANGO			Candidata	CENTRO
Cuenca Inambari	EST_4101	INAMBARI			Candidata	CENTRO
Cuenca Urubamba	EST_4201	URUBAMBA			Candidata	CENTRO
Cuenca Sumabeni	EST_4301	SUMABEINI			Candidata	CENTRO
Cuenca Cumba	EST_4401	CUMBA			Candidata	CENTRO
Cuenca Marañón	EST_4501	MARAÑÓN			Candidata	CENTRO
Cuenca P. Prado	EST_4601	PUERTO PRADO			Candidata	CENTRO
Cuenca Retema	EST_4701	RENTEMA			Candidata	CENTRO
Cuenca Manseriche	EST_4801	MANSERICHE			Candidata	CENTRO
	EST_2001					SUR
Cuenca Chilli	EST_2002	CHARCANI V	CHARCANI IV	CHARCANI VI	Existente	SUR
	EST_2007					SUR
Cuenca Pucara	EST_3001	PUCARA			Candidata	SUR
Cuenca Turucani	EST_3101	TARUCANI			Candidata	SUR
	EST_3102	LLUTA	LLUCLLA		Candidata	SUR
Cuenca Aricota	EST_2101	ARICOTA I	ARICOTA II		Existente	SUR
	EST_2301					SUR
Cuenca Vilcanota	EST_2302	MACHIPICCHU I	MACHUPICCHU II	SANTA TERESA	Existente	SUR
	EST_2401					SUR
Cuenca San Gaban	EST_2402	SAN GABAN I	SAN GABAN II		Existente	SUR
	EST_2043					
Cuenca Misapuquio	EST_2501	MOLLOCO I	MOLLOCO II		Candidata	SUR

Fuente: COES (2018)

Tabla 20  
Centrales termoeléctricas del SEIN.

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	TECNOLOGÍA	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	Tipo de Planta	Region
EEPSA	C.T. MALACAS	TG-4	TG	Gas Natural de Malacas	Existente	Norte
	C.T. TALARA RESERVA FRÍA	TG-5	TG	Diesel 2	Existente	Norte
ELECTROPERU	C.T. TUMBES	MAK1	DIESEL	Residual 6	Existente	Norte
		MAK2	DIESEL	Residual 6	Existente	
AIPSA	C.T. PARAMONGA	TV1	TV	Bagazo	Existente	Centro
AURORA	C.T. MAPLE ETANOL	TV	TV	Bagazo	Existente	Norte
CERRO VERDE	C.T. RECKA	TG1	TG	Diesel 2	Existente	Norte medio
		TG8	TG	Gas Natural de Camisea	Existente	
EDEGEL	C.T. SANTA ROSA	UTI-5	TG	Gas Natural de Camisea	Existente	Centro
		UTI-6	TG	Gas Natural de Camisea	Existente	
		WTG-7	TG	Gas Natural de Camisea	Existente	
	C.T. VENTANILLA	TG3+TG4	CCOMB	Gas Natural de Camisea	Existente	Centro
		TG (5)	TG	Diesel 2	Existente	
		SULZER1	DIESEL	Residual 6	Existente	
EGASA	C.T. MOLLENDO	SULZER2	DIESEL	Residual 6	Existente	Sur
		MIRLESS 1	DIESEL	Diesel 2	Existente	
		MIRLESS 2	DIESEL	Diesel 2	Existente	
	C.T. PISCO	MIRLESS 3	DIESEL	Diesel 2	Existente	Centro
		TG-1	TG	Gas Natural de Camisea	Existente	
		TG-2	TG	Gas Natural de Camisea	Existente	
EGESUR	C.T. INDEPENDENCIA	WARTSILA 1	DIESEL	Gas Natural de Camisea	Existente	Centro
		WARTSILA 2	DIESEL	Gas Natural de Camisea	Existente	
		WARTSILA 3	DIESEL	Gas Natural de Camisea	Existente	
	C.T. CHILCA1	WARTSILA 4	DIESEL	Gas Natural de Camisea	Existente	Centro
		CCOMB (TG1+TG2+TG3+T	CCOMB	Gas Natural de Camisea	Existente	
		TG-1	TG	Diesel 2	Existente	
ENERSUR	C.T. ILO1	TG-2	TG	Diesel 2	Existente	Sur
		TV3	TV	Residual 500	Existente	
		TV4	TV	Residual 500	Existente	
	C.T. ILO2	TVC1	TV	Carbón	Existente	Sur
		TG1	DIESEL	Diesel 2	Existente	
		TG2	DIESEL	Diesel 2	Existente	
FÉNIX POWER	C.T. RESERVA FRÍA DE GENERACIÓN PLANTA ILO	TG3	DIESEL	Diesel 2	Existente	Sur
		CCOMB (TG11+TG12+TV)	CCOMB	Gas Natural de Camisea	Existente	
		CCOMB (TG1+TG2+TG3+T	CCOMB	Gas Natural de Camisea	Existente	
KALLPA	C.T. LAS FLORES	TG-1	TG	Gas Natural de Camisea	Existente	Centro
PLANTA ETEN	C.T. RESERVA FRÍA PLANTA ETEN	GT1	TG	Diesel 2	Existente	Norte Medio
		GT2	TG	Diesel 2	Existente	
		MAN 1	DIESEL	Diesel 2	Existente	
SAN GABAN	C.T. TAPARACHI	MAN 3	DIESEL	Diesel 2	Existente	Sur
		MAN 4	DIESEL	Diesel 2	Existente	
		SKODA 1	DIESEL	Diesel 2	Existente	
SDE PIURA	C.T. TABLAZO	TG1	TG	Gas Natural La Isla	Existente	Norte
SDF ENERGÍA	C.T. OQUENDO	TG1	TG	Gas Natural de Camisea	Existente	Centro
		TV-1	TV	Residual 500	Existente	
		TV-2	TV	Residual 500	Existente	
TERMOCHILCA	C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS	TV-3	TV	Residual 500	Existente	Centro
		TG1	TG	Gas Natural de Camisea	Existente	
TERMOSELVA	C.T. AGUAYTIA	TG-1	TG	Gas Natural de Aguaytía	Existente	Centro
		TG-2	TG	Gas Natural de Aguaytía	Existente	

Fuente: OSINERGMIN (2018)

### 3.3 Operacionalización de variables

Según Mejía (2005) la operacionalización de variables consiste en partir de lo abstracto para llegar a lo concreto. Por consiguiente operacionalizar variables consiste en concretar conceptos abstractos. Cuando se está en nivel abstracto y se necesita describir fenómenos o

procesos de modo concreto se operacionaliza las variables, permitiendo mayor fluidez en la comunicación con los miembros de la comunidad científica.

Para lograr la operacionalización se debe considerar el proceso de cuatro fases (Mejía 2005):

- a) Representación literal del concepto.
- c) Especificación de las dimensiones.
- d) Elección de los indicadores observables.
- e) Especificación de los índices.

### **Variables independientes**

Planificación eléctrica y metodología del IPCC

### **Variables dependientes.**

Costos de generación de electricidad  
Calidad ambiental.

**Planificación eléctrica y metodología del IPCC:** En el presente trabajo de tesis es la variable independiente cuya definición conceptual es el ordenamiento y organización de las centrales eléctricas del sistema eléctrico interconectado nacional, bajo el criterio de máximo arrepentimiento se calcula los costos de generación y mediante la metodología del IPCC calcular las emisiones de contaminantes.

**Costos de generación:** mediante la planificación eléctrica se calcula el costo del kWh de electricidad generada

**Calidad ambiental:** Conservación del medio ambiente sin contaminación. Los gases contaminantes liberados al medio ambiente por las centrales eléctricas térmicas influyen directamente en la calidad ambiental y la salud de las personas.

### **Operacionalización de la variable independiente**

En la tabla 21 se muestra la operacionalización de la variable independiente.

Tabla 21

*Operacionalización de la variable independiente: Planificación eléctrica y metodología del IPCC.*

Concepto	Dimensiones	Indicadores	Índices
Planificación eléctrica y metodología del IPCC	<b>Escenarios:</b> Agrupación y orden de funcionamiento de las centrales eléctricas para cada escenario.	Tipos de centrales eléctricas para cada escenario.	Cantidad de cada tipo de centrales para cada uno de los escenarios

### Operacionalización de las variables dependientes.

En la tabla 22 se muestra la operacionalización de las variables dependientes. Se ha considerado los conceptos, dimensiones, indicadores e índices.

Tabla 22

*Operacionalización de las variables dependientes: costos de generación de electricidad y calidad ambiental.*

Concepto	Dimensiones	Indicadores	Índices
Costos de generación de electricidad	Cantidad de KWh generados, por cada escenario.	Costo por cada tipo de central eléctrica	Costo del KWh
Calidad ambiental	Contaminación ambiental	Cantidad y tipo de contaminantes liberados por cada escenario	Incremento de los índices de contaminación ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )

### 3.4 Instrumentos

Para el presente trabajo de tesis los datos han sido tomados de los informes publicados por las instituciones, empresas, y organizaciones responsables del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, estas instituciones son las encargadas de recolectar y validar los datos con la finalidad de publicarlo para disposición de los interesados. Todos los datos utilizados en la Planificación eléctrica y la metodología IPCC han sido tomados de la información publicada o entregada por las instituciones tenedoras de la información. En

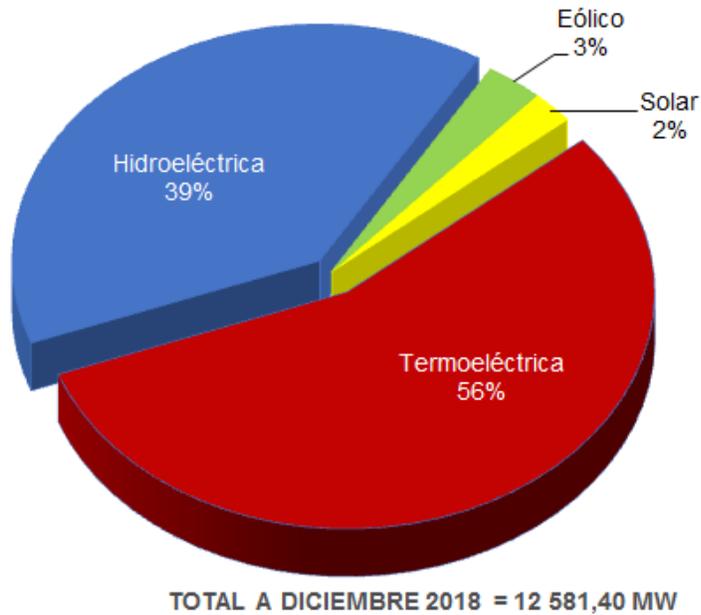
consecuencia en el presente trabajo no se utiliza un instrumento para la recolección de datos. Para la planificación eléctrica minimizar costos de generación y cálculo de emisiones por las centrales eléctricas térmicas para la evaluación de la calidad ambiental se utilizó:

- El software SUPER validado por la Organización Latino Americana de la Energía (OLADE).
- Metodologías del IPCC para cálculos de gases contaminantes.
- Sistema eléctrico interconectado nacional, elemento de estudio.
- Centrales eléctricas (Hidroeléctricas y térmicas), elementos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- Computadora con sus periféricos correspondientes.
- Hoja de cálculo Excel para cálculos intermedios y preparación de datos para SUPER..
- Microsoft Office.

### **3.5 Procedimiento**

El procedimiento ejecutado ha consistido en las etapas siguientes:

**Recolección de información y datos.** En esta etapa se recolectó la información obtenida de las instituciones y publicaciones que fueron requeridas para el proceso de cálculo en la planificación eléctrica y emisiones de gases contaminantes del medio ambiente. En la figura 37 se muestra la potencia eléctrica por tipo de tecnología, en donde se observa que a diciembre del 2018 el mayor porcentaje de potencia fue de origen térmico (56%), seguido de la generación hidroeléctrica con el 39 % , con un 3% de energía eólica y 2 % con energía solar, claramente la generación eléctrica en el Perú es origen térmico e hidroeléctrico.



*Figura 37:* Potencia eléctrica por tipo de fuente energética en el SEIN.  
Fuente: COES (2018)

Según la ley de concesiones eléctricas la generación en el Perú es de libre mercado, por lo cual hay libertad para generar electricidad por el uso de cualquier fuente y lo que rige es el mercado de costos, es decir si los interesados en generar electricidad encuentran rentabilidad pueden solicitar la concesión y los permisos correspondientes para construir centrales eléctricas y despachar al sistema interconectado. Ante estas condiciones en el Perú existen muchas empresas, grandes y pequeñas que generan electricidad. En la figura 38 se muestra el porcentaje de electricidad que producen las diferentes empresas establecidas en el país. La empresa más grande es ENGIE con el 19.75 % de generación, KALLPA con el 12.83 %, la empresa ENELG con el 11.13 % y ELECTROPERU con el 7.28 %, el resto con porcentajes menores.

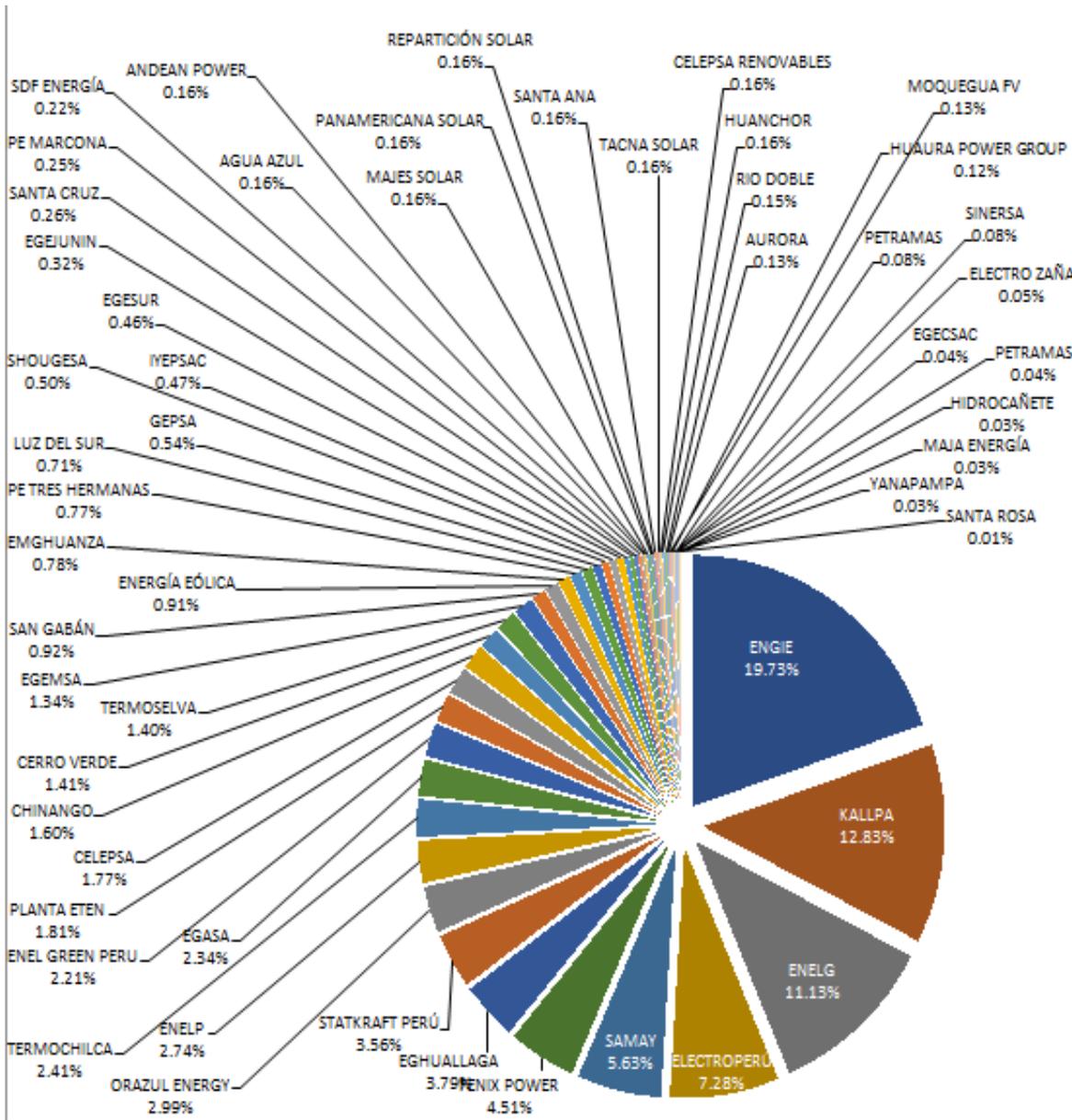


Figura 38: Participación porcentual en la generación por las empresas eléctricas en el Perú.  
Fuente: COES (2018)

En la tabla 23 se presentan los recursos energéticos que se han utilizado para generar electricidad a diciembre del 2018 (COES, 2018).

Tabla 23

*Potencia efectiva por tipo de recurso energético a diciembre del 2018.*

<b>TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO</b>	<b>POTENCIA EFECTIVA (MW)</b>	<b>(%)</b>
AGUA	4,655.8	37.01
RENOVABLES	985.5	7.83
GAS NATURAL DE CAMISEA	3,863.2	30.71
GAS NATURAL DE AGUAYTIA	176.0	1.40
GAS NATURAL DE MALACAS	344.7	2.74
DIESEL 2	2,336.0	18.57
RESIDUAL	79.8	0.63
CARBÓN	140.3	1.12
<b>TOTAL</b>	<b>12,581.40</b>	<b>100.00</b>

Fuente: COES (2018)

En la tabla 24 se presentan los proyectos hidroeléctricos y los años para la evaluación de su ingreso al sistema y su potencia nominal de cada proyecto (OSINERGMIN, 2019).

Tabla 24

*Proyectos hidroeléctricos a ser procesados en la planificación eléctrica para el periodo 2015-2030.*

<b>Candidata</b>	<b>Potencia Nominal (MW)</b>	<b>Año mínimo de Entrada</b>	<b>Año máximo de Entrada</b>	<b>Costo de Inversion (Millones de US\$)</b>	<b>Tiempo de desembolso (Años)</b>
QUITARACSA	112	2015	2017	96.979	2
OLMOS I	120	2024	2029	115.484	4
OLMOS II	120	2025	2029	133.862	4
ALTO PIURA 1	150	2023	2029	208.432	5
ALTO PIURA 2	150	2024	2029	209.199	4
LA VIRGEN	64	2020	2029	63.344	4
MARAÑON	18.8	2017	2018	10.57	1
INAMBARI	1355	2026	2029	2310.23	5
MOLLOCO I	200	2020	2029	503.15	4
MOLLOCO II	110	2021	2029	188.71	4
PAQUITZAPANGO	1540	2024	2029	1308.02	5
URUBAMBA	735	2023	2029	1200.07	5
SUMABEINI	1199	2025	2029	2101.02	5
CUMBA	818	2024	2029	4174.19	5

Fuente: OSINERGMIN (2019b)

En la tabla 25 se presentan las centrales térmicas candidatas para el cálculo de la palnificación eléctrica del sistema SEIN para el periodo 2015-2030, realizado con el modelo SUPER.

Tabla 25  
*Datos económicos de proyectos de plantas térmicas.*

Nombre de la planta	Combustible	Potencia (MW)	Costos de Inversion (Millones de \$)	Costo O&M Variable (\$/MWh)	Costo O&M Fijo (\$/kW)	Año mínimo de Entrada	Año máximo de Entrada	Tiempo de Desembolso	Subsistema
CARBON N1	CARBON 2	30	900	1	10.44	2020	2029	4	NORTE
CARBON N2	CARBON 2	88.7	1400	1	10.44	2020	2029	5	NORTE
TG BPZ	GAS NORTE	16.7	73.3	3.5	4.44	2021	2029	2	NORTE
RESIDUAL N1	RESIDUAL 6	11.9	550	5.55	17.58	2021	2029	3	NORTE MEDIO
CARBON C1	CARBON	88.1	900	1	10.44	2022	2029	4	CENTRO
CARBON C2	CARBON	246	900	1	10.44	2023	2029	4	CENTRO
CARBON C3	CARBON	246	1400	1	10.44	2024	2029	5	CENTRO
RESIDUAL C1	RESIDUAL 6	176	550	7.22	24.3	2024	2029	3	CENTRO
RESIDUAL C2	RESIDUAL 6	174.5	550	7.22	24.3	2025	2029	3	CENTRO
RESIDUAL C3	RESIDUAL 6	176.8	550	7.22	24.3	2025	2029	3	CENTRO
CCOMBINADO6	CCOMBINADO	176.8	340	3	3	2026	2013	3	SUR
TGN9 DUAL	TG DUAL	25	81.3	4	15	2027	2029	3	SUR
TGN10 DUAL	TG DUAL	21.5	81.3	4	15	2027	2029	3	SUR
TGN11 DUAL	TG DUAL	73.2	81.3	4	15	2028	2029	3	SUR
CARBON S1	CARBON	11.5	900	1	18.5	2023	2029	4	SUR
CARBON S2	CARBON	4.9	1400	1	18.5	2024	2029	6	SUR

### Proceso de modelamiento

Para el procesamiento de la simulación de la planificación eléctrica por el método de máximo arrepentimiento del sistema eléctrico interconectado nacional se ha dividido en cuatro zonas; zona norte, zona norte medio, zona centro y zona sur con la finalidad de evaluar mejor el sistema, considerando la transmisión eléctrica entre las zonas y analizar las transferencias electricidad. Dado que el sistema de transmisión del SEIN es de forma radial a lo largo de país de Sur a Norte, la separación del sistema de modo ficticio en cuatro zonas permite hacer mejor el análisis del sistema de generación/transmisión para cada una de ellas y se pueda definir adecuadamente el reforzamiento de la transmisión entre las mismas. En la tabla 26 se muestra la delimitación geográfica de las zonas. La zona norte con los departamentos de Tumbes y Piura, la zona norte medio con los departamentos Lambayeque, Cajamarca, La

Libertad, Amazonas, San Martín y Ancash (excepto Antamina), la zona centro con los departamentos Ancash (Antamina) Huánuco, Ucayali, Lima, Pasco, Junín, Ica, Huancavelica y Ayacucho y la zona sur con los departamentos de Apurímac, Cusco, Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna.

Tabla 26  
*Áreas Geográficas para el SEIN*

<b>Zona</b>	<b>Área Geográfica</b>
<b>Norte</b>	Tumbes
	Piura
<b>Norte Medio</b>	Lambayeque
	Cajamarca
	La Libertad
	Amazonas
	San Martín
	Ancash (Excepto Antamina)
<b>Centro</b>	Ancash (Antamina)
	Huánuco
	Ucayali
	Lima
	Pasco
	Junín
	Ica
	Huancavelica
	Ayacucho
<b>Sur</b>	Cusco
	Arequipa
	Puno
	Moquegua
	Tacna

En la figura 39 se presenta el sistema interconectado nacional con la identificación de las cuatro zonas que se estructuró para el cálculo en la planificación eléctrica en el presente trabajo de tesis.

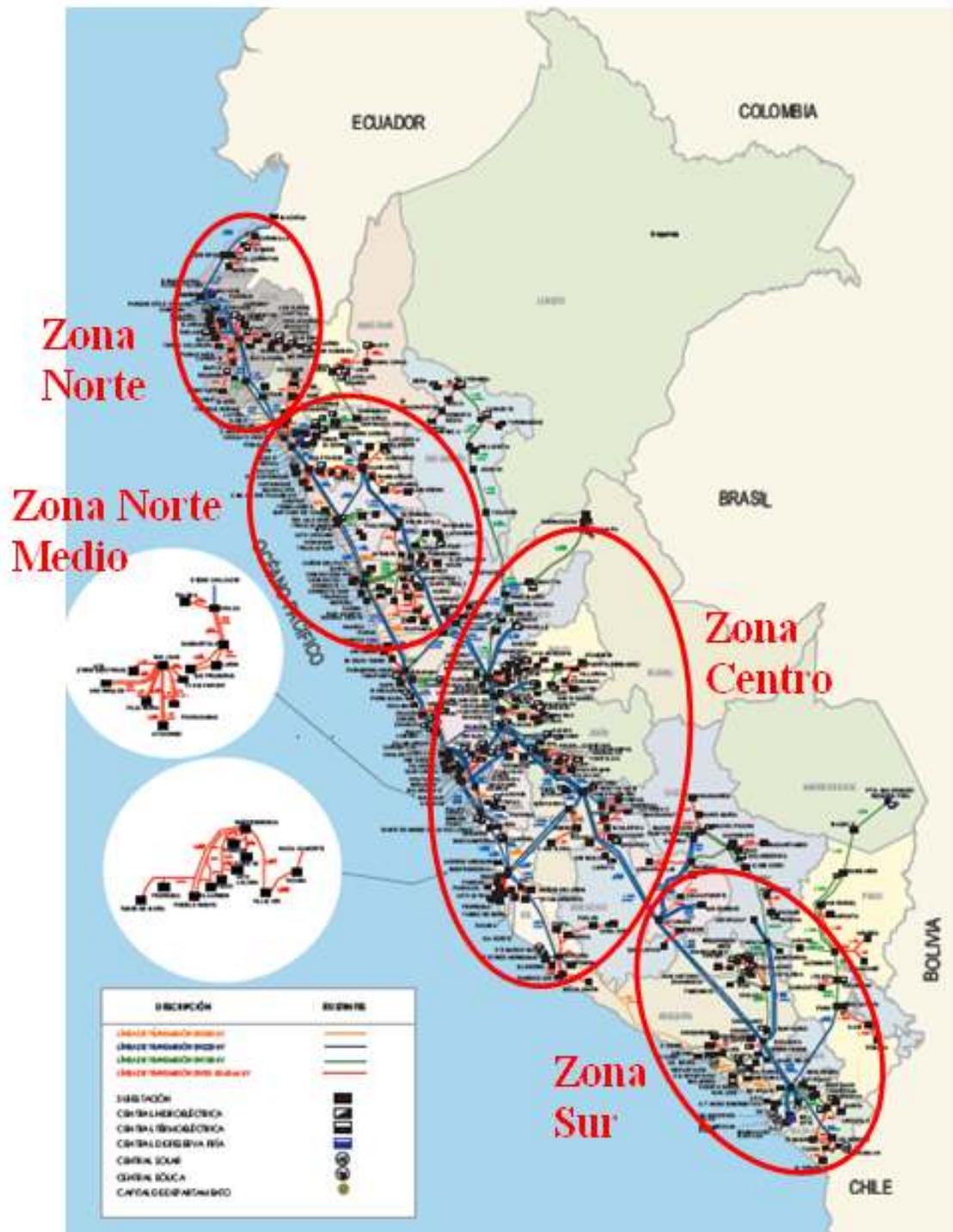


Figura 39: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.  
Fuente: MINEM (2016)

**Proceso de cálculo por el método de máximo arrepentimiento.** Con el software SUPER de OLADE de validez internacional se procesó la información y la optimización desde el punto de vista económico del Sistema Interconectado Nacional, para el periodo 2015-2030 y mediante las metodologías del IPCC se han calculado las emisiones de los gases contaminantes y de efecto invernadero para la evaluación del impacto ambiental.

### **3.6 Análisis de datos**

**Datos de entrada para el modelo SUPER.** La planificación eléctrica se ocupa de cómo organizar la operación y la adición de plantas eléctricas al sistema eléctrico para satisfacer la demanda de electricidad de los usuarios, tanto en el presente como el futuro, en el contexto de desarrollo sostenible.

La demanda de energía está íntimamente ligada al crecimiento económico, el cual se cuantifica mediante el producto bruto interno (PBI). Para el presente trabajo de tesis, el crecimiento del PBI se presenta en las tablas 27 y 28 para el periodo 2012- 2050, y graficado en la figura 40 para el periodo 2015-2030. Para la proyección de la demanda de electricidad (potencia y energía) se ha tomado como año base el consumo del año 2015, a dicho consumo se ha proyectado con las tasas de crecimiento de la tabla 6 para los escenarios optimista, medio o tendencial y el escenario pesimista. En las tablas 7, 8, 9, y 10 se muestra la demanda de potencia y energía para los escenarios, optimista, medio y pesimista, para las zonas geográficas, norte, norte medio, centro y sur. Para satisfacer la demanda de electricidad se consideró las plantas eléctricas existentes y los proyectos factibles con la finalidad de satisfacer la demanda solicitada por los usuarios en el presente, corto, mediano y largo plazo para cada una de las zonas geográficas del sistema interconectado nacional (figura 39).

Los caudales para el funcionamiento actual y futuro de las centrales hidroeléctricas del sistema eléctrico se han considerado los caudales históricos desde 1965 hasta el año 2009 de las cuencas respectivas en las tablas 14, 15, 16 y 17 se muestran los

caudales de las cuencas del río Rímac y la cuenca del río Mantaro y para otras cuencas se presentan en el anexo 2 (ANA, 2010a ; ANA, 2010b ; MINEM, 2016 ; MINEM, 2018). Las cascadas de las cuencas para las centrales hidroeléctricas se han esquematizado como se muestra en la figura 36 que corresponde a la cuenca del río Rímac, para las otras cuencas los esquemas se muestran en el anexo 3. Los datos económicos de las centrales se muestran en la tabla 27, costos de inversión y costos por kilovatio instalado.

Tabla 27  
*Costos de inversión en proyectos de plantas hidroeléctricas.*

PLANTA	TIPO DE PROYECTO	POTENCIA (MW)	COSTOS DE INVERSION (MUS)	COSTO (US\$/Kw)
SANTA RITA	OBR	174	173.7	3741.4
QUITARACSA	OBR	112	108.7	1589.3
OLMOS I	OBR	50	75.0	1500.0
OLMOS II	OPC	98.3	133.9	1353.0
ALTO PIURA 1	OPC	150	208.4	1293.3
ALTO PIURA 2	OPC	150	209.2	1293.3
HUANZA	OBR	79	56.2	711.4
LA VIRGEN	OBR	64	72.0	1015.6
CHEVES	OBR	168	392.5	2392.9
PAQUITZAPANGO	OPC	2000	3600.0	2500.0
INAMBARI	OPC	2200	3960.0	2500.0
SUMABEINI	OPC	1199	2160.0	2500.0
CUMBA	OPC	726	1306.0	2500.0
MARAÑON	OBR	96	78.0	812.5
RENTEMA	OPC	854	1419.2	2500.0
MANSERICHE	OPC	1644	2959.0	2500.0
MACHUPICCHU	OBR	98.3	120.0	1220.8
SANTA TERESA	OBR	90	89.9	1466.7
SAN GABAN I	OBR	110	205.9	2345.5
MOLLOCO I	OBR	200	503.2	3195.0
MOLLOCO II	OBR	110	188.7	1715.6
PUCARA	OBR	130	150.0	1153.9
TARUCANI	OBR	49	70.9	1408.2
LLUTA	OPC	220	311.9	1800.0
LLUCLLA	OPC	382	680.0	2261.8
UCHUHUERTA	OPC	30	53.6	1785.0
EL CAÑO	OPC	83	119.1	1698.8
SAN GABAN 3	OPC	189	380.0	1830.7
SAN GABAN 4	OPC	83	165.0	2204.8
TAMBO4	OPC	642	1152.0	2500.0
TAMBO6	OPC	289	491.0	1699.0
MANQUI	OPC	735	1343.0	2500.0
BHORIZONTE	OPC	180	360.0	2500.0
GUITARRA (EL AGUILA)	OBR	402	750.0	1865.7
CHGLLA	OBR	400	700.0	1520.0
SANTA MARIA	OPC	750	1200.0	1600.0

En la tabla 28 se presenta los contenidos calóricos de los combustibles que se utilizan para las plantas térmicas del presente trabajo de tesis.

Tabla 28

*Poder calorífico de combustibles*

Combustible	Nombre corto	Unidad	Poder Calorifico (Kcal/Unidad)
Residual N6	R6	kg	9697
Residual 500	R500	kg	9668
Carbón	CARB	kg	5654
Gas Talara	GATA	pie <sup>3</sup>	252
Gas Aguaytia	GNAG	pie <sup>3</sup>	252
Gas Camisea	GNCA	pie <sup>3</sup>	252
Diesel 2	D2	kg	10200
Gas Sur	GNSU	pie <sup>3</sup>	252

Fuente: IDEA (2019)

En la tabla 29 se presentan los costos de combustibles para las centrales térmicas existentes y proyectos para el SEIN.

Tabla 29

*Costos de combustibles para las plantas térmicas.*

Tipo de combustible	Costo	
	US\$/kg	US\$/pie <sup>3</sup>
Diesel 2	0.9612	
Residual 6	0.4955	
Residual 500	0.4668	
Carbon mineral	0.1438	
Gas de Talara		0.0025
Gas Aguaytia		0.0021
Gas Camisea		0.0026
Gas Sur		0.0025

Fuente: OSINERGMIN (2014b)

En la figura 40 se presenta el despacho eléctrico horario promedio para el año 2015 y la tabla completa se muestra en el anexo 4. Los datos horarios de la generación de electricidad del sistema eléctrico interconectado son la base para la proyección de la demanda y suministro eléctrico futuro.

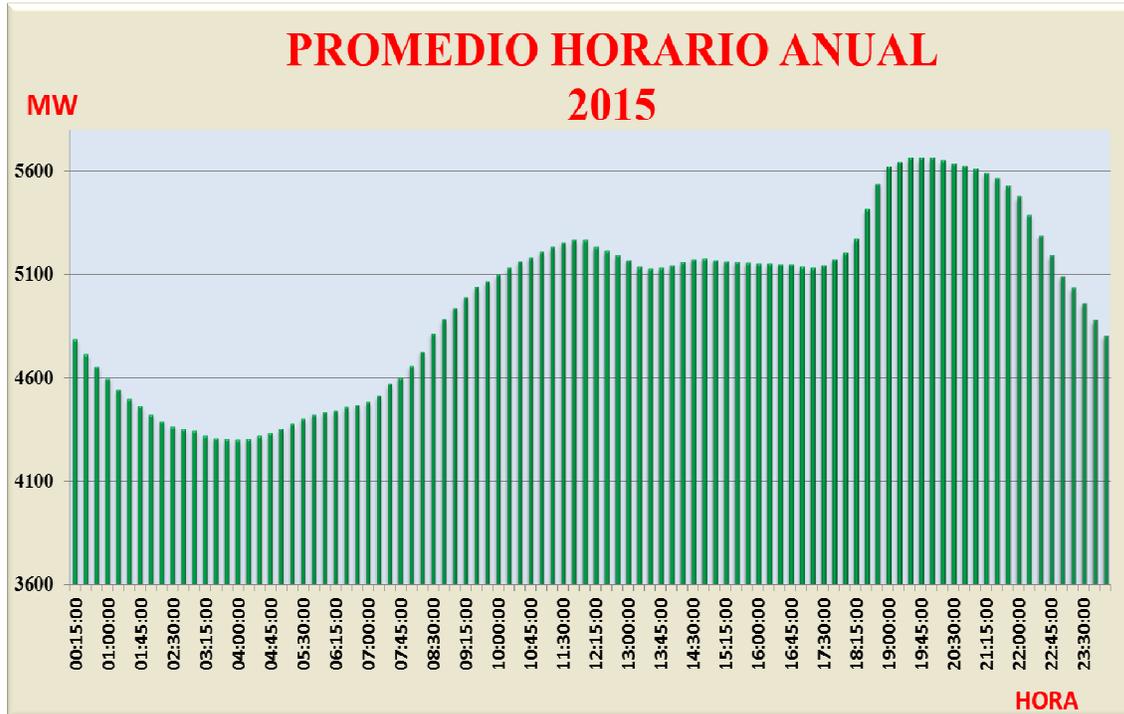


Figura 40: Despacho eléctrico horario del SEIN.

**Datos para el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y gases contaminantes.** Los gases de efecto invernadero directos son, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), metano ( $\text{CH}_4$ ) y óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) y los gases indirectos de efecto invernadero y contaminantes son el monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ), los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), compuestos orgánicos volátiles distintos del metano (COVDM), y dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ). En la tabla 30 se presentan los factores de emisión para el carbono para diferentes tipos de combustible, los cuales se han utilizado en el presente trabajo de tesis.

Tabla 30

*Factores de emisión de Carbono.*

Combustible	Factores de emisión (kg C/GJ)
Gasolina	18.9
Turbo Combustible	19.5
Diesel	20.2
Residual	21.1
GLP	17.2
Carbon mineral	25.8
Coque	29.5
Gas Natural	15.3
Gas de Refinería	18.2

Según el IPCC (2006) los factores de emisión para calcular las emisiones de dióxido de carbono en unidades de  $\text{kgCO}_2/\text{TJ}$  por el uso de combustibles en los procesos de combustión, como en las centrales eléctricas térmicas, se muestran en la tabla 31, se observa que para los diferentes tipos de gasolinas el factor de emisión no varía y el combustible con más bajo factor de emisión es el gas natural y el de más alto factor de emisión es el carbón vegetal, seguido por otros combustibles de biomasa. Los factores de emisión para el metano ( $\text{CH}_4$ ) y el óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) son pequeños comparado con los factores para el dióxido de carbono, sin embargo el potencial de calentamiento global es muy superior al dióxido como se puede observar en la tabla 32

Los factores de emisión de los gases de metano y óxido nitroso son menores que los factores de emisión del dióxido de carbono, pero el poder de calentamiento global (GWP siglas en inglés) son mayores que el dióxido de carbono (ENAEX, 2018 ; MINAM, 2015). Para evaluar el calentamiento global y los cambios climáticos debido a la emisión de los gases de efecto invernadero se calcula el dióxido de carbono equivalente.

Tabla 31  
Factores de emisión de los combustibles.

Combustible	CO <sub>2</sub>		CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub> O	
	Factor de emisión	Unidades	Factor de emisión	Unidades	Factor de emisión	Unidades
Gas natural	56100.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.1	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Queroseno	71900.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Petróleo industrial 500	73300.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Petróleo industrial 6	73300.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Gasolina 84	63895.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Gasolina 90	63895.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Gasolina 95	63895.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Gasolina 97	63895.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Gasolina 98	63895.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Gasolina	69300.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Gas licuado de petróleo (GLP)	63100.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	1	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.1	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Bagazo y otra Biomasa	100000.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	30	KgCH <sub>4</sub> /TJ	1	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Diésel D2	74100.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Diésel DB5	70395.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	3	KgCH <sub>4</sub> /TJ	0.6	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Carbón Vegetal	112000.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	300	KgCH <sub>4</sub> /TJ	1	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Carbon mineral	94600.00	kgCO <sub>2</sub> /TJ	1	KgCH <sub>4</sub> /TJ	1.5	KgN <sub>2</sub> O/TJ
Coque	108166.67	kgCO <sub>2</sub> /TJ	1	KgCH <sub>4</sub> /TJ	1.5	KgN <sub>2</sub> O/TJ

Fuente: IPCC (2006)

En la tabla 32 se presentan los factores de poder de calentamiento global de la atmosfera para el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) para el metano (CH<sub>4</sub>), el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), los hidrofluorcarbonados (HCF) y los perfluorcarbonados (PCF).

Para cuantificar los efectos en el medio ambiente, los gases de efecto invernadero se expresan en valores del dióxido de carbono equivalente (GgCO<sub>2</sub>e) , en general son expresados en Giga gramos de dióxido de carbono equivalente. El cálculo del dióxido de carbono equivalente se realiza mediante la ecuación (3.1). La variación en los datos de los factores de poder de calentamiento para los procesos hidrofluorcarbonados (HCF) y los

perfluorocarbonados (PCF) se debe a la variedad de procesos industriales en donde se producen.

$$GgCO_2e = GgCO_2 + GgCH_4 * 21 + GgN_2O * 310 + GgSF_6 * 23900 + GgHFC * a + GgPFC * b \quad (3.1)$$

Dónde:  $140 \leq a \leq 11700$   
 $6500 \leq b \leq 9200$

Tabla 32  
*Factores de poder de calentamiento atmosférico (PAC)*

Gas de efecto invernadero	Descripción	PAC
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	Gas liberado como producto de la combustión de combustibles fósiles, algunos procesos industriales y cambios en el manejo de los diversos usos del suelo.	1
Metano (CH <sub>4</sub> )	Gas emitido en la minería de carbón, rellenos sanitarios, ganadería y extracción de gas y petróleo, y de cualquier fuente de descomposición anaeróbica de residuos orgánicos.	21
Óxido nitroso (N <sub>2</sub> O)	Gas producido durante la elaboración de fertilizantes y la combustión de combustibles fósiles, y cuyo contribuyente más significativo es el sector transporte.	310
Hidrofluorocarbonados (HCF)	Se emiten en algunos procesos industriales y se los usa con frecuencia en refrigeración y equipos de aire acondicionado.	140 - 11,700
Perfluorocarbonados (PCF)	Desarrollados e introducidos como una alternativa para reemplazar a algunos gases que destruían la capa de ozono, estos gases son emitidos en una variedad de procesos industriales.	6500 - 9200
Hexafluoruro de azufre (SF <sub>6</sub> )	Aunque este gas es lanzado en muy pocos procesos industriales, es el más potente de los GEI. Es emitido durante la producción de magnesio y se aplica en algunos equipos eléctricos.	23900

Fuente: MINAM (2015)

### 3.7 Consideraciones éticas.

Toda la información y datos utilizados para el presente trabajo de tesis es información de conocimiento público y están en el ámbito de transparencia de la información.

Los datos son auténticos y están dentro del rango de variabilidad según sus características de los mismos, éstos pueden ser verificados y/o comparados con datos

utilizados por otros autores de trabajos similares. No se ha tomado criterios sesgados ni aparentes en aras de no presentar resultados que puedan considerarse engañosos.

Para la escritura y la forma de presentación de la presente tesis se ha utilizado las directivas de la EUPG y las normas de American Psychological Association (APA, 2010).

El trabajo es inédito no tiene partes ni textos plagiados, toda información utilizada ha sido citada de acuerdo a las normas APA.

El autor asume toda la responsabilidad referente a la autenticidad de la información.

## **IV. Resultados.**

### **Resultados de la evaluación de costos**

Para el presente trabajo de tesis se evaluado los costos para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) dividido en cuatro zonas: zona norte, zona norte medio, zona centro y zona sur, para tres escenarios económicos: escenario optimista, escenario medio o tendencial y escenario pesimista para el periodo 2015-2030, utilizando el método de máximo arrepentimiento que se ha descrito en el capítulo II. Los escenarios económicos permiten visualizar la proyección del sistema eléctrico para tres posibles escenarios, en el escenario optimista se ha considerado una tasa de crecimiento económico alto asumiendo condiciones factibles y optimas de desarrollo del país, con una tasa promedio de 6.2%. Para el escenario medio o tendencial con una tasa de crecimiento moderada considerando básicamente la continuación del desarrollo que se viene desarrollando en los últimos diez años con una tasa promedio de 4.6%. Para el escenario pesimista para una tasa de crecimiento bajo que considera que el crecimiento económico será pequeño en promedio 3.6%, más detalles se puede ver en la tabla 6. A continuación se presentan los resultados por escenario económico y por zona geográfica.

#### **Escenario optimista**

Para el escenario optimista, mediante la planificación eléctrica usando el método de máximo arrepentimiento se encontró que además de las centrales hidroeléctricas existentes se deben construir e interconectar al SEIN nuevas centrales para satisfacer la demanda de electricidad. En la tabla 33 se muestran las nuevas centrales hidroeléctricas que deben ser construidas con el año de ingreso y las fechas en las cuales deben iniciarse la construcción. Las centrales son requeridas con el 100 % de potencia de diseño y el caudal máximo ( $m^3/s$ ) que debe ser turbinado para su funcionamiento. En la tabla 34 se presentan las centrales

térmicas que ingresan al sistema eléctrico, la mayoría de centrales entran con su capacidad total (100%).

Tabla 33  
Centrales hidroeléctricas nuevas que ingresan al SEIN para el escenario optimista

Año de Ingreso	Zona regional	Tipo de proyecto	NOMBRE	Porción de ingreso (%)	Qmax (m <sup>3</sup> /s)	Mes de Decisión
2015	4	HIDROELECTICA	SANTA TERESA	100	55.7	ene-15
2017	4	HIDROELECTICA	MACHUPI	100	30.9	ene-15
	2	HIDROELECTICA	SANTA RITA	100	92.8	ene-15
2018	2	HIDROELECTICA	QUITARACSA	100	14	ene-15
	2	HIDROELECTICA	OLMOS I	100	40	ene-15
	2	HIDROELECTICA	OLMOS II	100	39.7	ene-15
	3	HIDROELECTICA	HUANZA	100	15.8	ene-15
	3	HIDROELECTICA	LA VIRGEN	100	21.2	ene-15
	3	HIDROELECTICA	CHEVES	100	32.8	ene-15
	2	HIDROELECTICA	MARAÑON	100	109.7	ene-15
	3	HIDROELECTICA	EL CAÑO	100	43.1	ene-15
	3	HIDROELECTICA	MANIQUI	100	637.1	ene-15
	3	HIDROELECTICA	GUIARRA	100	111.1	ene-15
	3	HIDROELECTICA	Santa MARIA	100	159.2	ene-15
	3	HIDROELECTICA	UCHUHUERTA	100	12.5	ene-16
	3	HIDROELECTICA	PAQUITZAPANGO	100	1979.2	ene-15
	2020	3	HIDROELECTICA	SUMABENI	100	1344.9
2		HIDROELECTICA	CUMBASA	100	440.5	ene-15
3		HIDROELECTICA	TAMBO4	100	266.3	ene-16
2021	3	HIDROELECTICA	BHORIZONTE	100	124.8	ene-17
	2	HIDROELECTICA	MANSERICHE	100	2228	ene-16
2022	2	HIDROELECTICA	RENTEMA	100	956.4	ene-17
	3	HIDROELECTICA	INAMBARI	100	1391.3	ene-18
2023	3	HIDROELECTICA	CHGLLA	100	145	ene-20
	4	HIDROELECTICA	SAN GABAN	100	26.1	ene-29
2032	4	HIDROELECTICA	MOLLOCO	100	15.9	ene-29
	4	HIDROELECTICA	MOLLOCO	100	16.1	ene-29
2032	4	HIDROELECTICA	PUCARA	100	39.4	ene-29
	4	HIDROELECTICA	TARUCAN	100	14.4	ene-29

Tabla 34  
Centrales térmicas nuevas que ingresan al SEIN para el escenario optimista

Año de Ingreso	Zona regional	Tipo de proyecto	NOMBRE	Porción de ingreso (%)	Capacidad Total (MW)	Mes de Decisión
2015	3	TERMICA	KALPA C	100	857	ene-15
	3	TERMICA	EL FARO	100	260	ene-15
2016	4	TERMICA	ILO10 R	1.7	9.5	ene-15
	4	TERMICA	ILO10 R	100	280	ene-15
2019	3	TERMICA	TERMOCHILCA	100	196	ene-18
2020	4	TERMICA	QUILLABAMBA	100	200	ene-21
2024	4	TERMICA	ILO10 R	100	564	ene-23
2026	2	TERMICA	CHIMBOTE	100	510	ene-24
2030	3	TERMICA	CHILCA	100	837	ene-29
	3	TERMICA	LAS FLORES	100	295	ene-29
2031	3	TERMICA	FENIX POWER	100	534	ene-29
	3	TERMICA	TERMO C	100	300	ene-30
2032	2	TERMICA	ETEN RF	100	200	ene-30
	2	TERMICA	CHIMBOTE A	100	170	ene-30
	1	TERMICA	TALARA	100	200	ene-31
	2	TERMICA	CHIMBOTE B	100	170	ene-31
2032	3	TERMICA	FENIX C	100	326	ene-31
	3	TERMICA	CTPUCALPA	100	40	ene-32
	4	TERMICA	PMALDONADO	100	18	ene-32

Para este escenario se necesitan construir 29 centrales hidroeléctricas y 19 centrales térmicas, con la mayoría de centrales hidroeléctricas en zona centro (3) y norte medio (2), debido a la existencia de los recursos energéticos en estas zonas, en tanto las centrales térmicas están en las zonas norte (1), y sur (4) debido a la carencia de recursos hídricos en estas zonas.

En la figura 41 se presenta la generación de electricidad por las centrales hidroeléctricas poechos 1, poechos 2 y curumuy que son las únicas centrales hidroeléctricas ubicadas en la zona norte y la central térmica a gas natural de Talara. Puede observarse que la mayor generación para esta zona es utilizando el gas de Talara, la generación hidroeléctrica es muy pequeña, el mayor suministro de energía para esta zona es por importación de sistema norte medio en un promedio de 1186.16 GWh. La demanda de energía eléctrica crece de 1264.6 GWh en el año 2015 a 2673.2 GWh en el año 2030.

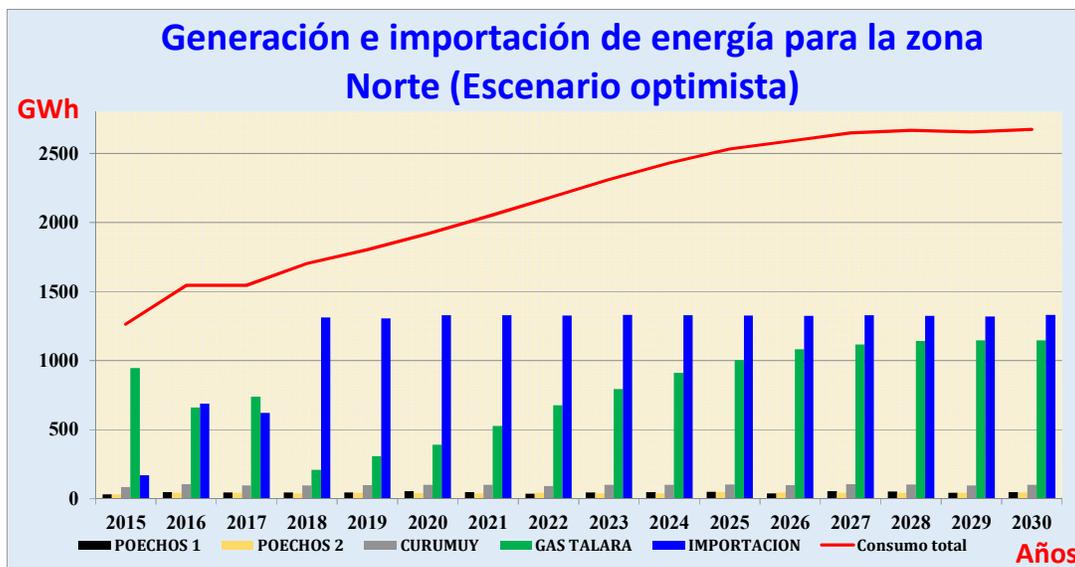


Figura 41: Generación e importación de electricidad para la zona norte en el escenario optimista.

En la figura 42 se presenta generación de electricidad de origen hidroeléctrico y térmico para la zona norte medio, es muy interesante estos resultados debido a que nos muestran la

generación, exportación e importación de los sistemas norte y centro. Estos resultados permiten ver que el subsistema de la zona norte medio exporta electricidad al subsistema de la zona norte e importa electricidad del subsistema de la zona centro. Así mismo en esta zona la generación de electricidad con centrales hidroeléctricas es muy grande, se produce 2516.1 GWh en el año 2015 y se incrementa a 15829.6 GWh en el año 2030. La generación térmica es pequeña debido a que existe solo una central térmica a gas natural de Aguaytia. La importación del subsistema centro es pequeña, en tanto que la exportación de este subsistema es grande al subsistema de la zona norte, la exportación total es de 565.6 GWh en el año 2015 y se incrementa a 4684.9 GWh en el año 2030.

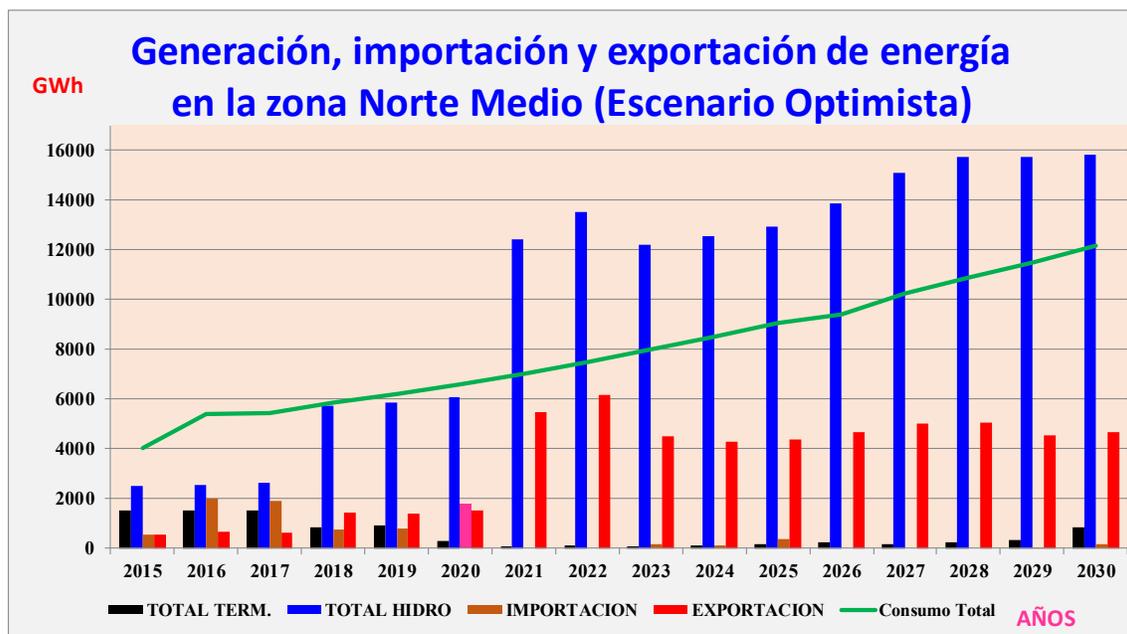


Figura 42: Generación, importación y exportación de energía por el subsistema de la zona norte medio para el escenario optimista.

En la figura 43 se presenta generación de electricidad de origen hidroeléctrico y térmico para la zona centro, se observa que en este subsistema la generación es básicamente hidroeléctrica y la generación térmica a gas natural de Camisea es pequeña comparada con la generación hidroeléctrica. Así mismo la importación y exportación es pequeña comparada con el alto consumo de energía en este subsistema, ello se debe a que en esta zona se

encuentra la ciudad de Lima y la mayor cantidad de fábricas instaladas, el consumo es de 28433.8 GWh en el año 2015 y se incrementa a 66904.3 GWh en el año 2030.

La importación y exportación se realiza del subsistema norte medio para diferentes épocas del periodo considerado (2015-2030) y se exporta electricidad al subsistema de la zona sur, debido a que la zona sur tiene un déficit de generación, la exportación al subsistema sur es de 4264.4 GWh en el 2015 y se incrementa a 4545.1 GWh en el 2030.

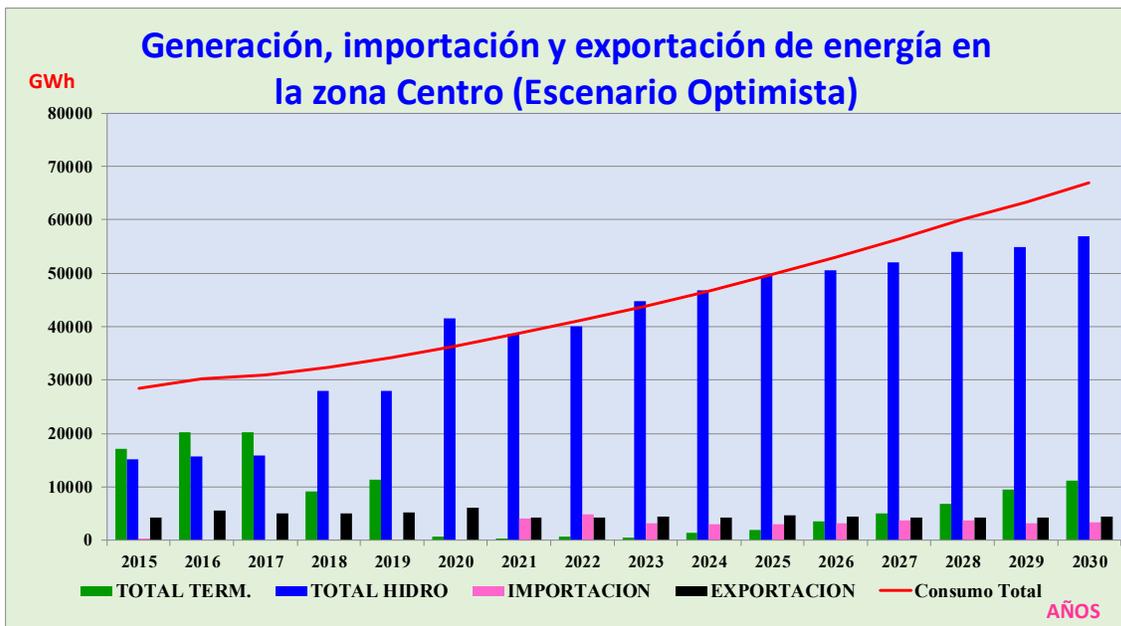


Figura 43: Generación, importación y exportación de electricidad en el subsistema centro para el escenario optimista.

En la figura 44 se presenta generación de electricidad de origen hidroeléctrico y térmico para la zona sur, se observa que en este subsistema no hay exportación de energía de modo similar al subsistema norte, por estar a los extremos de nuestro país y por la carencia de recursos energéticos de en estas zonas no es factible desarrollar proyectos eléctricos, con llevando al déficit de generación, por lo cual se importa de los subsistemas norte medio y centro respectivamente, resaltando la importancia de tener un sistema interconectado.

En el subsistema de la zona sur se observa la mayor generación es de origen térmico que es de 1068.2 GWh en el 2015 y se incrementa a 9795.9 Gwh en el 2030. La demanda de

electricidad en esta zona es de 8071.9 GWh en el 2015 y se incrementa a 18259.0 GWh en el 2030.

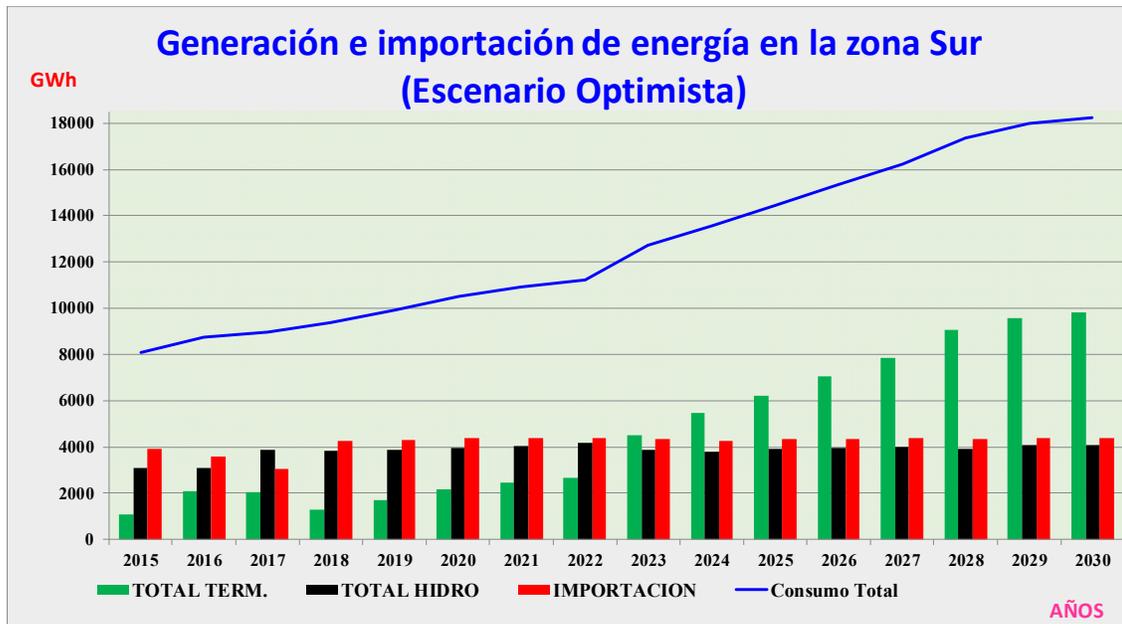


Figura 44: Generación e importación de energía en la zona sur para el escenario optimista.

### Costos para el escenario Optimista

Los costos integrales para el escenario optimista son de 111.5 US\$/MWh para el costo incremental de expansión. El costo total de inversión es de 16096.54 millones de dólares americanos. Los costos totales de operación son de 4042.28 millones de dólares americanos, haciendo un costo total de 20138.82 Millones de dólares americanos para todo el periodo comprendido entre el 2015 y el 2030.

### Escenario medio o tendencial.

Para el escenario medio, se encontró que además de las centrales hidroeléctricas existentes se deben construir e interconectar al SEIN nuevas centrales para satisfacer la demanda de electricidad. En la tabla 35 se muestran las nuevas centrales hidroeléctricas que deben ser construidas, con su respectivo año de ingreso y las fechas en las cuales deben

iniciarse la construcción. Las centrales son requeridas con el 100 % de potencia de diseño y el caudal máximo ( $m^3/s$ ) que debe ser turbinado para su funcionamiento.

Tabla 35  
*Centrales eléctricas nuevas que ingresan al SEIN en el escenario medio.*

Año de Ingreso	Zona regional	Tipo de planta	Nombre	Porción de ingreso	Q <sub>máx</sub> ( $m^3/s$ )	Mes de decisión
ene-15	4	HIDROELECTRICA	SANTA TERESA	100	55.7	ene-15
feb-17	4	HIDROELECTRICA	MACHUPICHU	100	30.9	ene-15
	2	HIDROELECTRICA	SANTA RITA	100	92.8	ene-15
	2	HIDROELECTRICA	QUITARACSA	100	14	ene-15
	2	HIDROELECTRICA	OLMOS I	100	40	ene-15
	2	HIDROELECTRICA	OLMOS II	100	39.7	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	HUANZA	100	15.8	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	LA VIRGEN	100	21.2	ene-15
feb-18	3	HIDROELECTRICA	CHEVES	100	32.8	ene-15
	2	HIDROELECTRICA	MARAÑON	100	109.7	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	EL CAÑO	100	43.1	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	Maniqui	100	637.1	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	Guitarra	100	111.1	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	Santa MARIA	100	159.2	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	UCHUHUERTA	100	12.5	ene-16
	3	HIDROELECTRICA	PAQUITZAPANGO	100	1979.2	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	SUMABENI	100	1344.9	ene-15
feb-20	2	HIDROELECTRICA	CUMBASA	100	440.5	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	TAMBO 4	100	266.3	ene-16
	3	HIDROELECTRICA	Bhorizonte	100	124.8	ene-17
feb-21	2	HIDROELECTRICA	MANSERICHE	100	2228	ene-16
feb-22	2	HIDROELECTRICA	RENTEMA	100	956.4	ene-17
feb-24	3	HIDROELECTRICA	INAMBARI	100	1391.3	ene-19
feb-25	3	HIDROELECTRICA	CHAGLLIA	100	145	ene-22
	4	HIDROELECTRICA	SAN GABAN 4	100	26.1	ene-29
	4	HIDROELECTRICA	MOLLOCO I	100	15.9	ene-29
feb-32	4	HIDROELECTRICA	MOLLOCO II	100	16.1	ene-29
	4	HIDROELECTRICA	PUCARA	100	39.4	ene-29
	4	HIDROELECTRICA	TARUCANI	100	14.4	ene-29

En la tabla 36 se presentan las centrales térmicas nuevas que ingresan al sistema eléctrico, la mayoría de centrales entran con su capacidad total (100%). La diferencia entre los diferentes escenarios referente a las centrales eléctricas es que ingresan en diferentes años de acuerdo al requerimiento para satisfacer la demanda.

Tabla 36  
Centrales térmicas nuevas que ingresan al SEIN en el escenario medio.

Año de Ingreso	Zona regional	Tipo de planta	Nombre	Capacidad total (MW)	Mes de decisión
	4	TERMICA	ILO10 R1	409.3	ene-15
feb-16	4	TERMICA	ILO10 R2	280	ene-15
	3	TERMICA	KALLPA C	259.9	ene-16
feb-19	3	TERMICA	TERMOCHILCA	196	ene-18
feb-23	4	TERMICA	ILO10 R3	564	ene-22
feb-27	3	TERMICA	EL FARO	260	ene-27
feb-30	2	TERMICA	CHIMBOTE A	170	ene-28
	1	TERMICA	TALARA	200	ene-29
	2	TERMICA	CHIMBOTE B	170	ene-29
	3	TERMICA	FENIX C	326	ene-29
	3	TERMICA	Pucallpa	40	ene-30
jul-32	2	TERMICA	ETEN RF	200	ene-30
	3	TERMICA	FENIX T	534	ene-30
	1	TERMICA	TG BPZ	180	ene-31
	3	TERMICA	Chilca	837	ene-31
	3	TERMICA	LAS FLO	295	ene-31
	3	TERMICA	TERMO C	300	ene-31
	3	TERMICA	KALPA C	857	ene-32
	4	TERMICA	Pmaldonado	18	ene-32

En la figura 45 se presenta generación de electricidad de origen hídrico y térmico para el subsistema de la zona norte, el mayor suministro de energía para esta zona es por importación del sistema norte medio que es de 411.8 GWh en el 2015 se incrementa a 1328.4 GWh en el 2030 y la demanda se incrementa de 1509.1 GWh en el 2015 a 2631.2 GWh en el 2030.

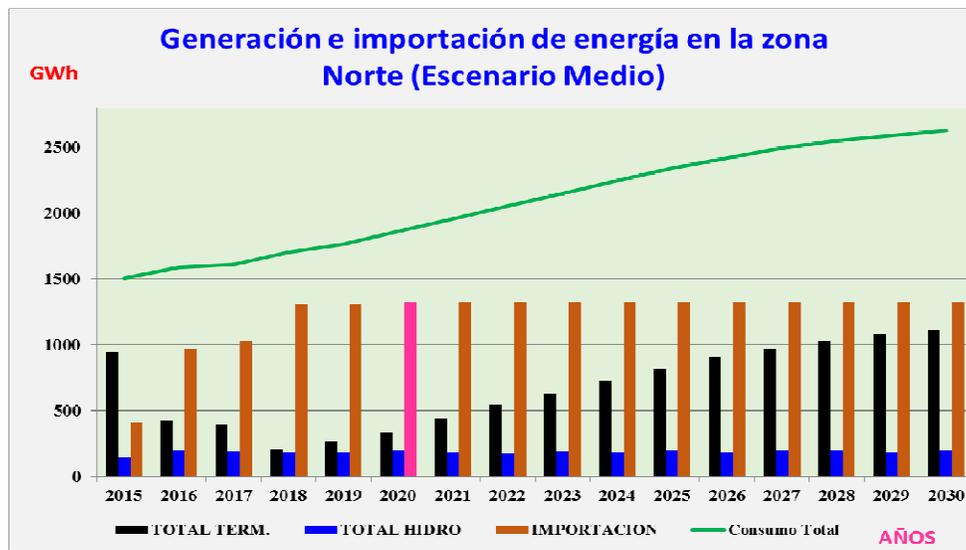


Figura 45: Generación e importación de electricidad en la zona norte para el escenario medio.

En la figura 46 se presenta generación de electricidad de origen hidroeléctrico y térmico para la zona norte medio, se observa que la mayor generación es de origen hidráulico, lo cual permite exportar energía para la zona norte y zona centro. Así mismo en esta zona la generación de electricidad con centrales hidroeléctricas en grande comparado con la generación térmica, se produce 2518.3 GWh en el 2015 y se incrementa a 14354.6 GWh en el 2030. La importación del subsistema centro se hace hasta el año 2020 y de allí en adelante con el ingreso de nuevas centrale hidroeléctricas en la zona norte medio, se exporta energía al subsistema de la zona norte. La exportación es de 605.8 GWh en el 2015, se incrementa a 4912.4 GWh en el 2030.

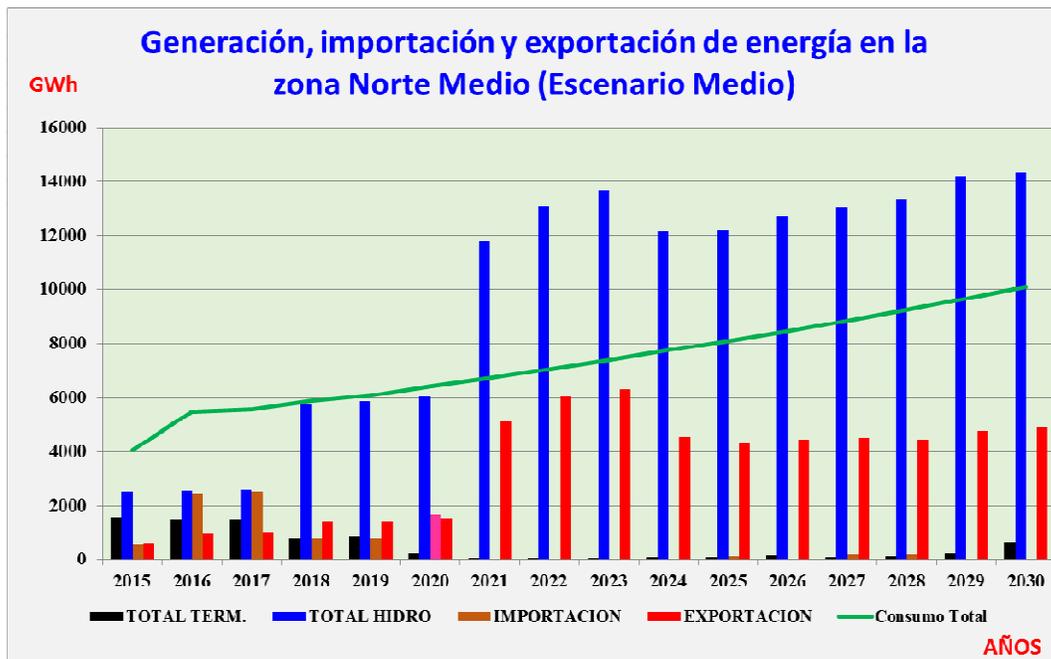


Figura 46: Generación, importación y exportación de energía por el subsistema norte medio.

En la figura 47 se presenta generación de electricidad de origen hidroeléctrico y térmico para la zona centro, se observa que predomina la generación hidroeléctrica y la generación térmica a gas natural de camisea es pequeña comparada con la generación hidroeléctrica. Así mismo la importación y exportación es pequeña, se importa de 439.9 GWh en el 2015 hasta

3584.0 GWh en el 2030 del subsistema norte medio y se exporta de 4273.8 GWh en el 2015 a 4401.0 GWh en el 2030 al subsistema de la zona sur.

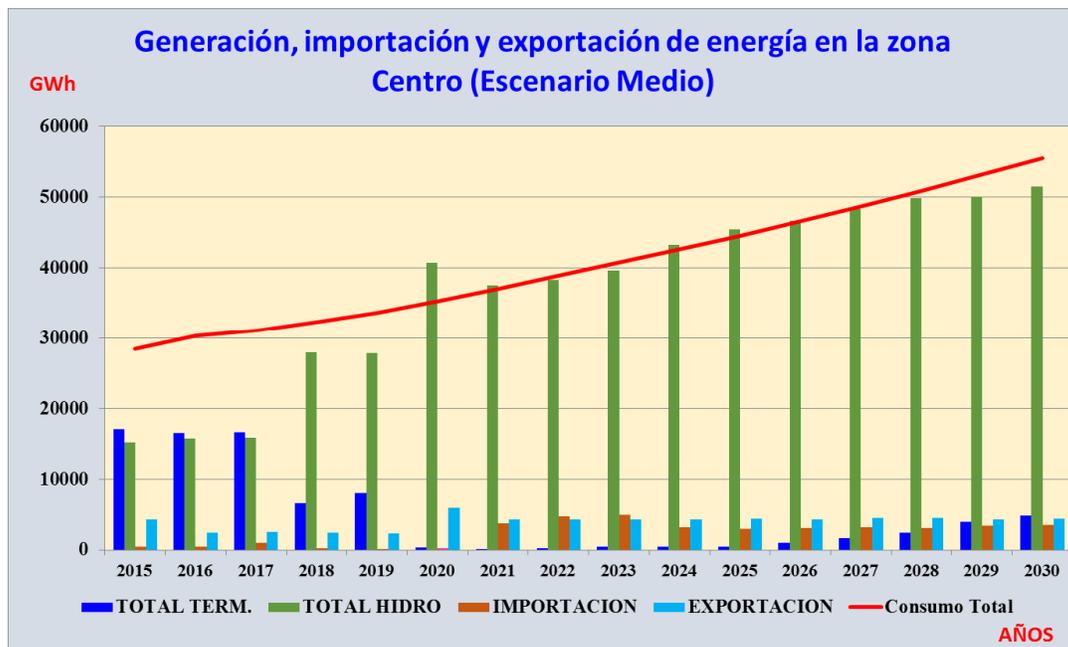


Figura 47: Generación, importación y exportación de subsistema centro para el escenario medio.

En la figura 48 se presenta generación de electricidad de origen hidroeléctrico y térmico para la zona sur en el escenario medio, en este subsistema no hay exportación de electricidad. En el subsistema de la zona sur se observa la mayor generación es de origen térmico que es de 1065 GWh en el 2015 y se incrementa a 7673.2 GWh en el 2030. La demanda de electricidad en esta zona es de 8075.8 GWh en el 2015 y se incrementa a 16097.4 GWh en el 2030.

#### Costos para el escenario medio.

Los costos integrales para el escenario medio son de 136.22 US\$/MWh para el costo incremental de expansión. El costo total de inversión es de 15866.97 millones de dólares americanos. Los costos totales de operación son de 3203.47 millones de dólares americanos, haciendo un costo total de 19070.44 millones de dólares americanos para todo el periodo comprendido entre el 2015 y el 2030.

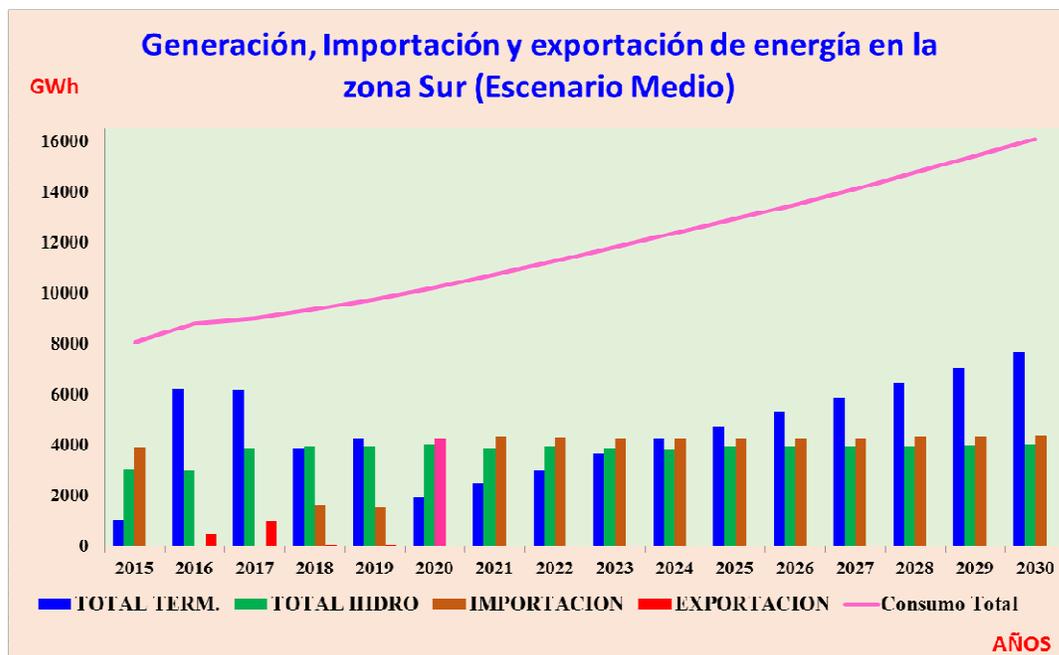


Figura 48: Generación e importación de electricidad en la zona sur para el escenario medio.

### Escenario pesimista.

Para el escenario pesimista, se encontró que se deben construir e interconectar al SEIN nuevas centrales hidroeléctricas y térmicas que se muestran en la tabla 37 y tabla 38 donde se muestran los años de ingreso y las fechas en las cuales deben iniciarse la construcción. Las centrales son requeridas con el 100 % de la potencia de diseño y el caudal máximo ( $m^3/s$ ) que debe ser turbinado para su funcionamiento. Para el escenario pesimista se requiere 28 centrales hidroeléctricas.

En la tabla 37 se presentan las centrales térmicas nuevas que ingresan al sistema eléctrico, la mayoría de centrales entran con su capacidad total (100%). La diferencia entre los diferentes escenarios es referente al año de ingreso el cual depende del requerimiento de la demanda, para el subsistema en el presente escenario se requiere de 19 centrales térmicas nuevas y en la tabla 38 se presenta las Centrales térmicas nuevas que ingresan al SEIN en el escenario pesimista.

Tabla 37

*Centrales eléctricas nuevas que ingresan al SEIN en el escenario pesimista.*

Año de ingreso	Zona regional	Tipo de planta	Nombre	Porcion de ingreso (%)	Qmax (m <sup>3</sup> /s)	Mes de decision
feb-15	4	HIDROELECTRICA	SANTA TERESA	100	55.7	ene-15
feb-17	4	HIDROELECTRICA	MACHUPICHU	100	30.9	ene-15
feb-18	2	HIDROELECTRICA	SANTA RITA	100	92.8	ene-15
	2	HIDROELECTRICA	QUITARACSA	100	14	ene-15
	2	HIDROELECTRICA	OLMOS I	100	40	ene-15
	2	HIDROELECTRICA	OLMOS II	100	39.7	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	HUANZA	100	15.8	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	LA VIRGEN	100	21.2	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	CHEVES	100	32.8	ene-15
	2	HIDROELECTRICA	MARAÑON	100	109.7	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	EL CAÑO	100	43.1	ene-15
feb-20	3	HIDROELECTRICA	Maniqui	100	637.1	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	Guitarra	100	111.1	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	Santa MARIA	100	159.2	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	UCHUHUERTA	100	12.5	ene-16
	3	HIDROELECTRICA	PAQUITZAPANGO	100	1979.2	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	SUMABENI	100	1344.9	ene-15
	2	HIDROELECTRICA	CUMBASA	100	440.5	ene-15
	3	HIDROELECTRICA	TAMBO 4	100	266.3	ene-16
	3	HIDROELECTRICA	BHorizonte	100	124.8	ene-17
feb-21	2	HIDROELECTRICA	MANSERICHE	100	2228	ene-16
feb-22	2	HIDROELECTRICA	RENTEMA	100	956.4	ene-17
feb-26	3	HIDROELECTRICA	CHAGLLIA	100	145	ene-23
	4	HIDROELECTRICA	SAN GABAN 4	100	26.1	ene-29
	4	HIDROELECTRICA	MOLLOCO I	100	15.9	ene-29
feb-32	4	HIDROELECTRICA	MOLLOCO II	100	16.1	ene-29
	4	HIDROELECTRICA	PUCARA	100	39.4	ene-29
	4	HIDROELECTRICA	TARUCANI	100	14.4	ene-29

Tabla 38

*Centrales térmicas nuevas que ingresan al SEIN en el escenario pesimista.*

Año de ingreso	Zona regional	Tipo de planta	Nombre	Porcion de ingreso (%)	Capacidad total (MW)	Mes de decision
	3	TERMICA	LAS FLORES	100	295	ene-15
feb-16	4	TERMICA	ILO10 R1	66.6	186.5	ene-15
	3	TERMICA	KALLPA C	100	857	ene-16
feb-19	3	TERMICA	TERMOCHILCA	100	196	ene-18
feb-23	4	TERMICA	ILO10 R2	41.5	234.2	ene-22
feb-24	4	TERMICA	ILO10 R3	58.5	564	ene-23
	4	TERMICA	ILO10 R4	33.4	280	ene-23
feb-27	3	TERMICA	EL FARO	100	260	ene-27
	2	TERMICA	CHIMBOTE A	100	170	ene-28
	1	TERMICA	TALARA	100	200	ene-29
	2	TERMICA	CHIMBOT B	100	170	ene-29
	3	TERMICA	FENIX C	100	326	ene-29
	3	TERMICA	CTPucallpa	100	40	ene-30
feb-30	2	TERMICA	ETEN RF	100	200	ene-30
	3	TERMICA	FENIX T	100	534	ene-30
	1	TERMICA	TG BPZ	100	180	ene-31
	3	TERMICA	Chilca	100	837	ene-31
	3	TERMICA	TERMO C	100	300	ene-31
	4	TERMICA	CTPMaldonado	100	18	ene-32

En la figura 49 se presenta generación de electricidad de origen hídrico y térmico para el subsistema de la zona norte, el mayor suministro de energía para esta zona es por importación del sistema norte medio que es de 392.6 GWh en el 2015 se incrementa a 1331.5 GWh en el 2030 y la demanda se incrementa de 1490 GWh en el 2015 a 2494.8 GWh en el 2030.

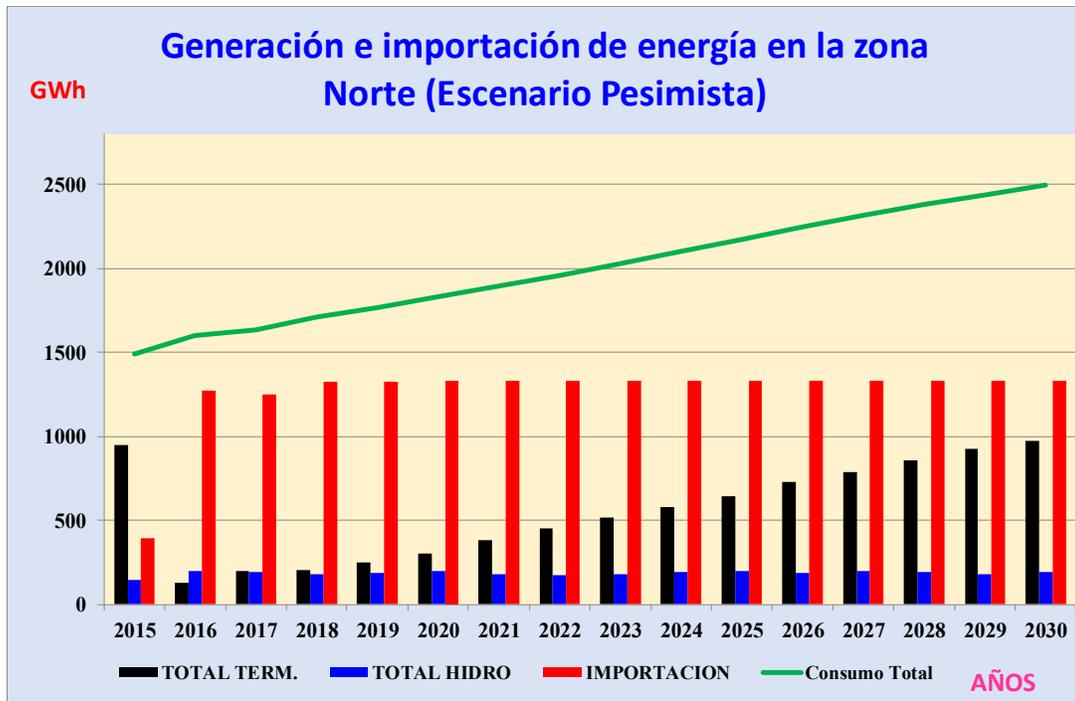


Figura 49: Generación e importación de energía para la zona norte en el escenario pesimista.

En la figura 50 se presenta generación de electricidad de origen hidroeléctrico y térmico para la zona norte medio, en similitud a los escenarios optimista y medio para el escenario pesimista la generación de origen hidráulico es el más importante en magnitud, con 2519.2 GWh en el 2015 y se incrementa a 14530.6 GWh en el 2030. La demanda de energía en la zona norte medio varía de 5370.8 GWh en el 2015 a 8868.3 GWh en el 2030 valores por debajo de la generación hidráulica con lo cual el exceso de generación se exporta a los subsistemas de la zona norte y centro.

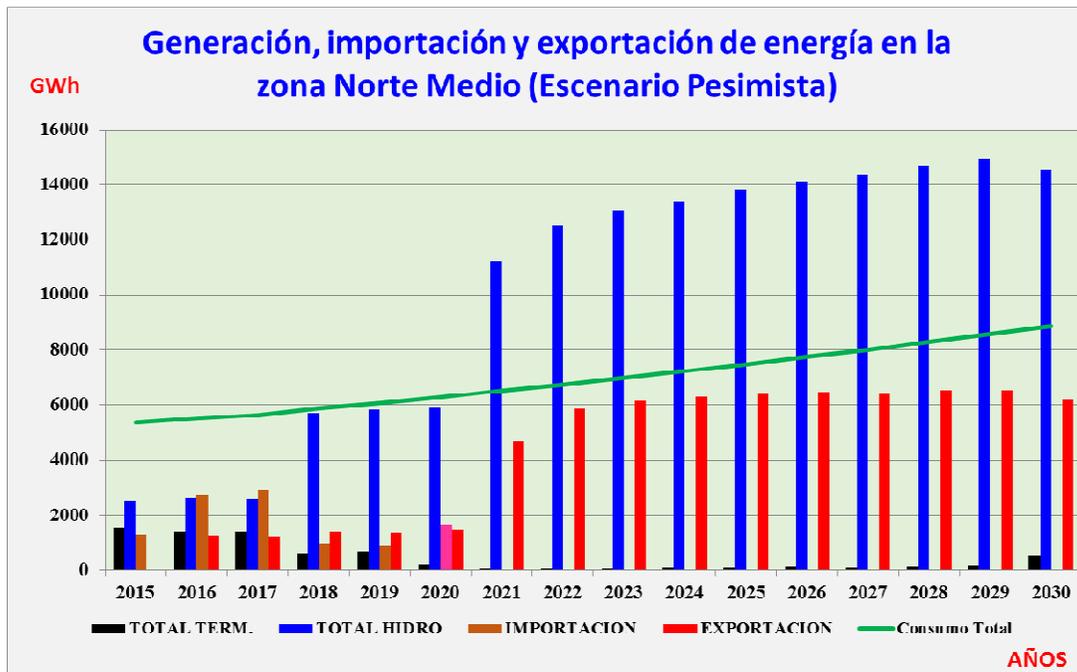


Figura 50: Generación, importación y exportación en el subsistema norte medio para el escenario pesimista.

En la figura 51 se presenta generación de electricidad de origen hidroeléctrico y térmico para la zona centro para el escenario pesimista, se observa que predomina la generación hidroeléctrica y la generación térmica a gas natural de camisea es pequeña comparada con la generación hidroeléctrica. La importación y exportación de energía es pequeña comparado con la generación y consumo en esta zona energética. El consumo de energía en esta zona es de 28452.9 GWh en el 2015 y se incrementa a 48751.6 GWh en el 2030, se incrementa en 1.7 veces la generación del 2015 y la generación hidráulica es de 15220.8 GWh en el 2015 y se incrementa a 44634.6 GWh en el 2030. La alta generación hidráulica indica que desde el punto de vista ambiental es favorable por ser una energía limpia.

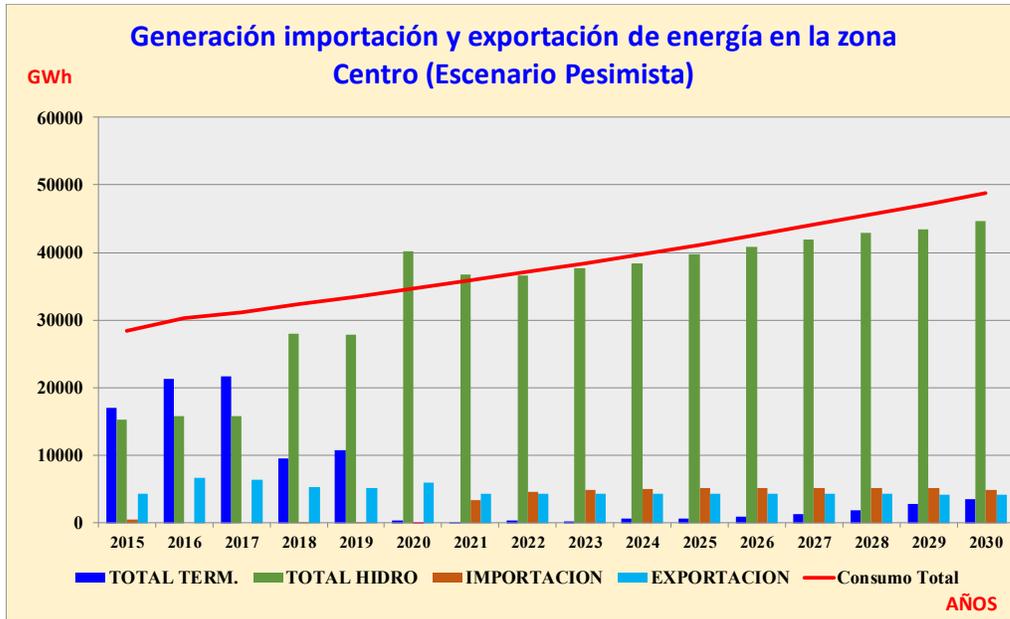


Figura 51: Generación, importación y exportación de electricidad por el subsistema centro para el escenario pesimista.

En la figura 52 se presenta la generación de electricidad para la zona sur correspondiente al escenario pesimista, en esta zona la generación térmica es la que más crece, de 1067.9 GWh en el 2015 a 6029.0 GWh en el 2030, en tanto la generación hidráulica se mantiene constante de 3071.8 GWh en el 2015 y se incrementa solo a 3870.7 GWh en el 2030, debido a que no hay posibilidades hídricas en esta zona.

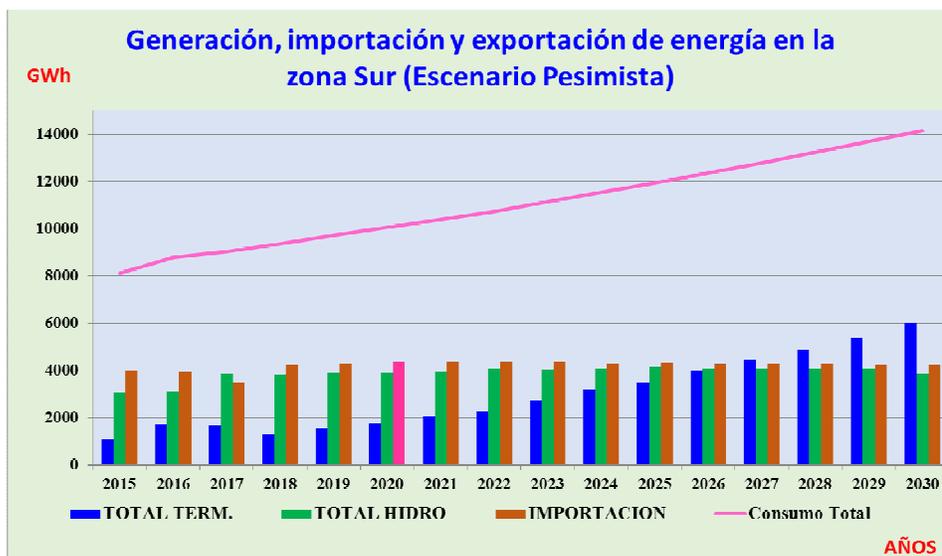


Figura 52: Generación de energía eléctrica en la zona sur para el escenario pesimista.

### **Costos para el escenario Pesimista.**

Los costos integrales para el escenario optimista son de 144.15 US\$/MWh para el costo incremental de expansión. El costo total de inversión es de 14000.87 millones de dólares americanos. Los costos totales de operación son de 2901.38 millones de dólares americanos, haciendo un costo total de 16902.24 millones de dólares americanos para todo el periodo comprendido entre el 2015 - 2030.

### **Generación y costos totales por escenario.**

En la figura 53 se muestra el consumo de la generación total de electricidad por escenario para el periodo de estudio 2015-2030. Los consumos varía de 42452.8 GWh en el año 2015 a 100003.5 GWh para el escenario optimista, a 84383.8 GWh para el escenario medio y 74257.6 GWh para el escenario pesimista. Así mismo los costos totales de inversión son de 16096.54 millones de dólares americanos para el escenario optimista, de 15866.97 millones de dólares americanos para el escenario medio y de 14000.87 millones de dólares americanos para el escenario pesimista. Los costos de operación son de 4042.28 millones de dólares americanos para el escenario optimista y de 3203.47 millones de dólares americanos para el escenario medio y de 2901.38 millones de dólares americanos para el escenario pesimista. Los costos incrementales son de de 111.5 US\$/MWh para el escenario optimista, de 136.22 US\$/MWh para el escenario medio y de 144.15 US\$/MWh para el escenario pesimista.

De estos resultados se observa que el costo incremental para el escenario optimista es más barato, siendo en consecuencia el escenario más óptimo económicamente.

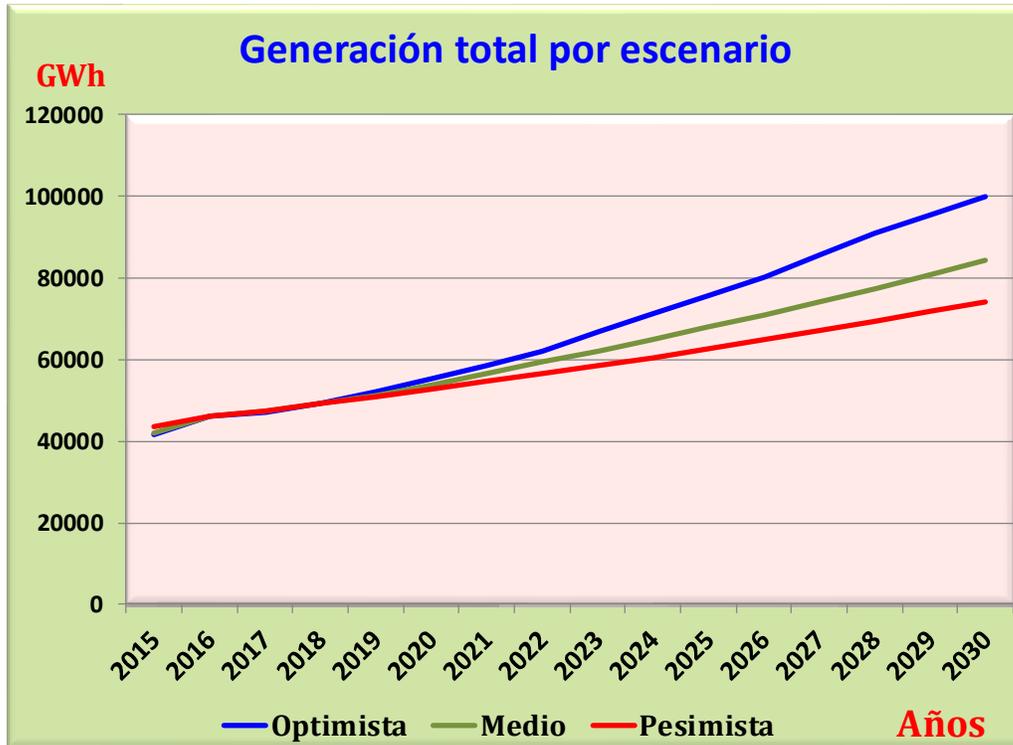


Figura 53: Generación total por escenario.

### Resultados de evaluación de la calidad ambiental

En esta sección se presentan las emisiones generadas por los escenarios de estudio para el sistema eléctrico nacional para el periodo 2015-2030, utilizando el método del Intergovernmental Panel Climate on Change (IPCC).

#### Emisiones de CO<sub>2</sub> para el escenario optimista.

Las emisiones de dióxido de carbono han sido calculadas utilizando la metodología del IPCC, para cada uno de los escenarios y para cada zona geográfica del sistema eléctrico interconectado nacional. En la figura 54 se muestra las emisiones en toneladas métricas, que se emitirían en el escenario optimista para el periodo de estudio 2015- 2030. Se observa que las emisiones de mayor magnitud se producen en la zona centro en los primeros cuatro años y luego disminuye drásticamente debido al ingreso de nuevas centrales hidráulicas evitando la liberación de CO<sub>2</sub> al medio ambiente, sin embargo después del año 2025 nuevamente

incrementa la emisión por el incremento de la demanda de energía y suministran dicha energía con centrales térmicas. En el subsistema sur a partir del año 2020 se incrementa las emisiones debido a que el suministro de energía se realiza con centrales térmicas, el incremento de emisión de CO<sub>2</sub> es de 1.01 millones de toneladas en el 2015 hasta 9.24 millones de toneladas en el 2030.

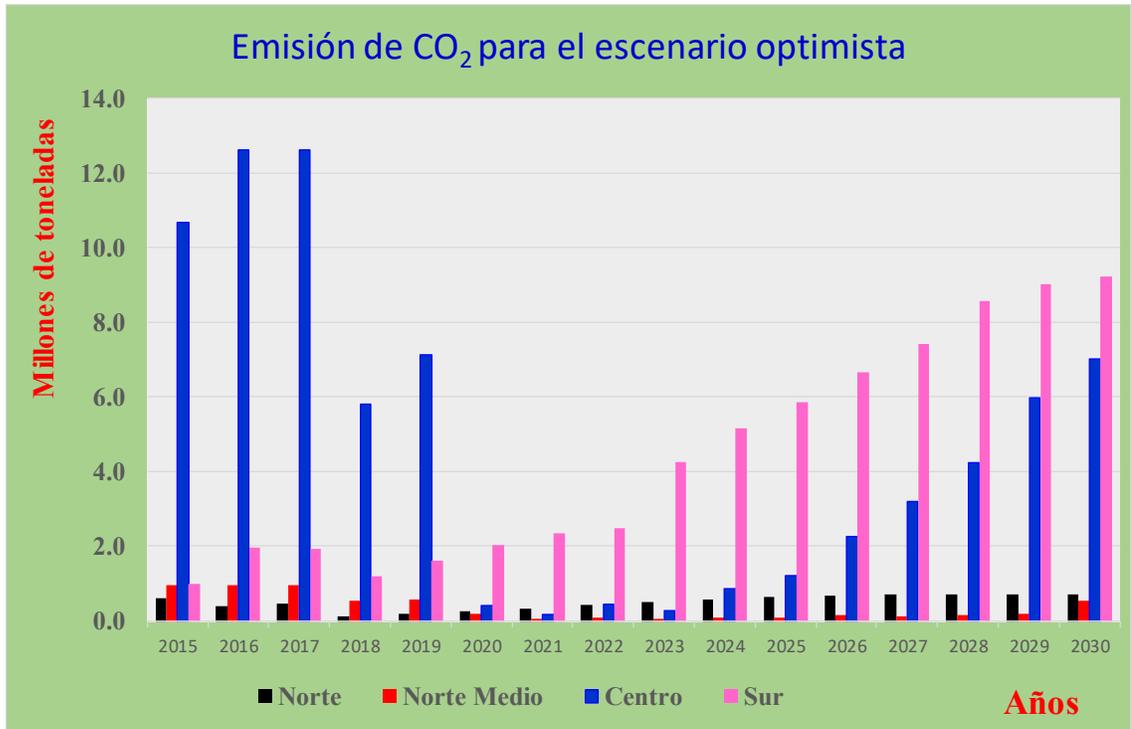


Figura 54: Emisión de CO<sub>2</sub> en el escenario optimista para el periodo 2015-2030.

### Emisiones de CO<sub>2</sub> para el escenario medio

En la figura 55 se muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> en toneladas métricas, que se emitirían en el escenario medio para el periodo de estudio 2015-2030. En similitud al escenario optimista se observa que las emisiones de mayor magnitud se producen en la zona centro en los primeros cuatro años y luego disminuye drásticamente debido al ingreso de nuevas centrales hidráulicas evitando la liberación de CO<sub>2</sub> al medio ambiente, sin embargo después del año 2025 nuevamente se incrementa la emisión.

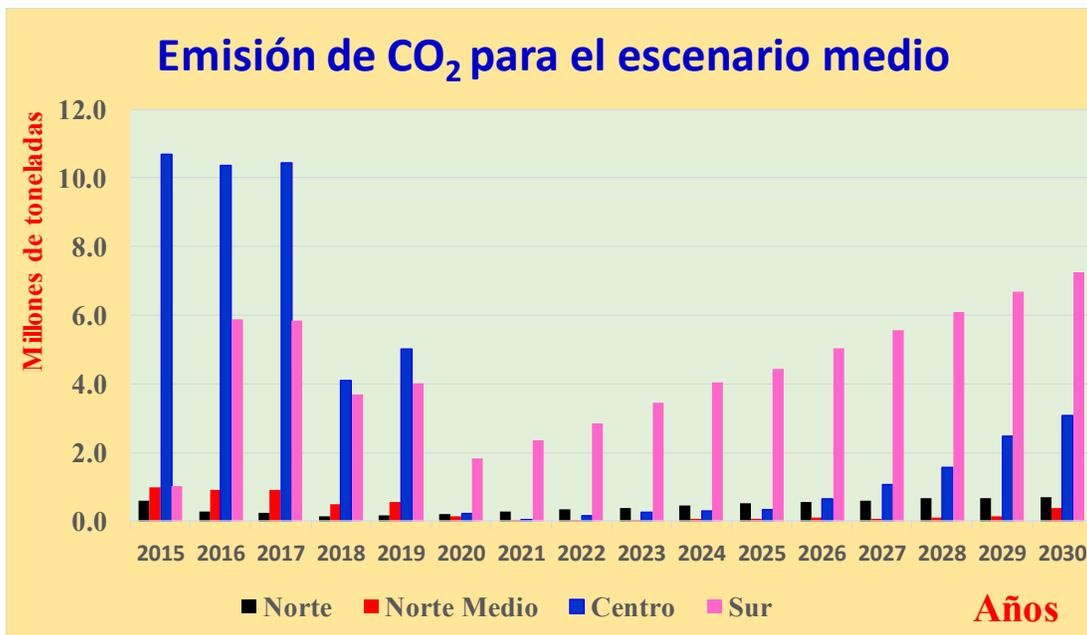


Figura 55: Emisión de CO<sub>2</sub> en el escenario medio para el periodo 2015-2030.

#### Emisiones de CO<sub>2</sub> para el escenario pesimista.

En la figura 56 se muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> en toneladas métricas, que se emite en el escenario pesimista para el periodo de estudio 2015-2030. Las emisiones en mayor cantidad se producen en los tres primeros años y luego disminuye a valores pequeños. En la zona sur las emisiones se mantienen en crecimiento debido al consumo de carbón mineral.

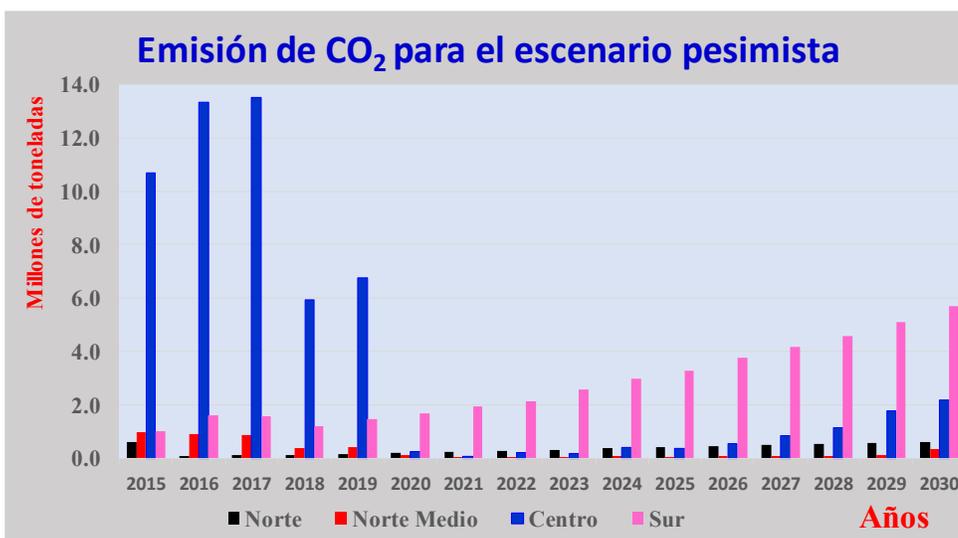
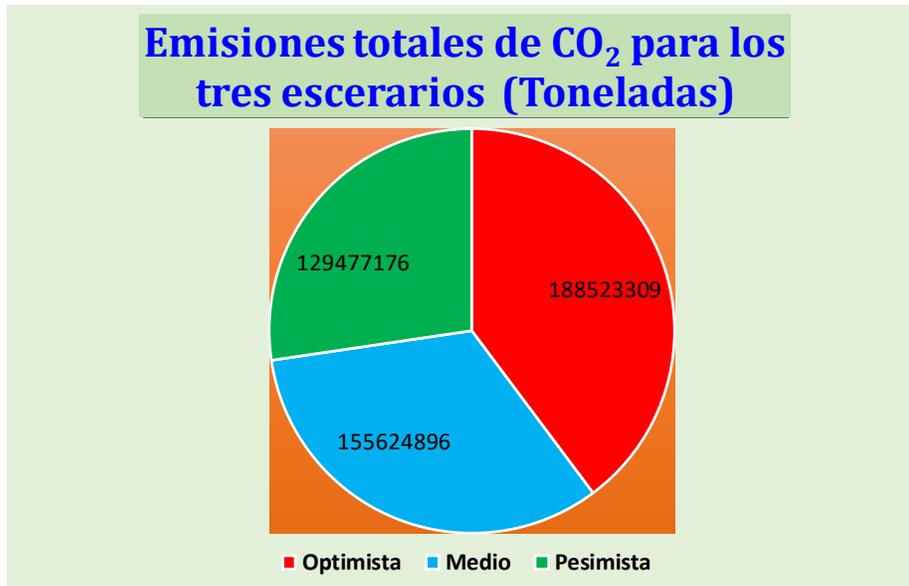


Figura 56: Emisión de CO<sub>2</sub> en el escenario medio para el periodo 2015-2030.

### **Emisiones totales de CO<sub>2</sub> para los tres escenarios.**

En la figura 57 se muestran las emisiones totales de dióxido de carbono para los tres escenarios del presente trabajo de tesis. El escenario optimista libera 188523309 toneladas, el escenario medio 155624896 toneladas y para el escenario pesimista se liberan 129477176 toneladas.



*Figura 57:* Emisión de CO<sub>2</sub> para los tres escenarios.

### **Emisiones de CH<sub>4</sub> para los tres escenarios económicos.**

Las emisiones totales de metano (CH<sub>4</sub>) para todo el periodo de estudio y los tres escenarios económicos se presentan en la tabla 39, así como para cada zona geográfica del sistema interconectado eléctrico nacional (SEIN). En los tres escenarios económicos (Optimista, medio y pesimista) la zona centro es donde se libera la mayor cantidad de metano, debido a que en dicha zona están la mayor cantidad de centrales térmicas a gas natural de Camisea.

Tabla 39

*Emisión de CH<sub>4</sub> por zonas para los tres escenarios económicos (Toneladas)*

<b>Escenario optimista</b>																
Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Norte	31.6	22.1	24.7	7.0	10.3	13.1	17.6	22.7	26.6	30.5	33.6	36.2	37.3	38.2	38.4	38.4
Norte Medio	51.8	51.3	51.2	28.2	31.2	9.4	3.4	4.1	2.7	4.9	5.3	8.1	6.3	8.0	10.9	28.7
Centro	571.3	674.1	674.2	310.0	380.9	22.1	8.8	23.5	14.1	46.9	65.7	120.6	170.7	226.0	319.6	374.7
Sur	10.7	20.8	20.3	12.7	17.2	21.5	24.7	26.4	45.0	54.7	61.9	70.5	78.5	90.4	95.3	97.7
<b>Escenario medio</b>																
Norte	31.7	14.2	13.2	7.0	9.0	11.2	14.7	18.3	21.2	24.5	27.3	30.4	32.5	34.6	36.2	37.0
Norte Medio	51.8	49.4	49.4	26.0	29.3	7.7	2.0	2.1	2.1	3.5	3.3	5.7	4.3	5.5	7.7	20.9
Centro	571.5	553.4	558.0	219.8	268.2	12.0	3.0	7.9	14.0	15.6	17.1	34.0	56.4	82.8	131.9	163.7
Sur	13.7	80.0	79.4	50.2	54.8	24.7	32.2	38.8	47.1	55.0	60.5	68.5	75.7	83.0	91.1	98.7
<b>Escenario pesimista</b>																
Norte	31.8	4.4	6.5	6.8	8.4	10.1	12.7	15.1	17.3	19.3	21.6	24.4	26.4	28.7	30.9	32.5
Norte Medio	51.8	47.8	47.0	20.0	23.2	7.0	1.7	1.8	1.4	3.8	2.9	4.8	3.8	4.5	6.0	17.5
Centro	571.2	711.8	723.0	317.6	360.9	12.8	4.0	12.3	8.5	21.1	19.3	28.5	44.6	60.8	93.9	117.2
Sur	13.7	22.0	21.5	16.5	19.7	22.8	26.4	29.0	35.0	40.9	44.8	51.4	57.0	62.6	69.2	77.5

En la figura 58 se presentan las cantidades de metano total para cada escenario económico, haciendo un total país de 14041.5 toneladas de CH<sub>4</sub>.

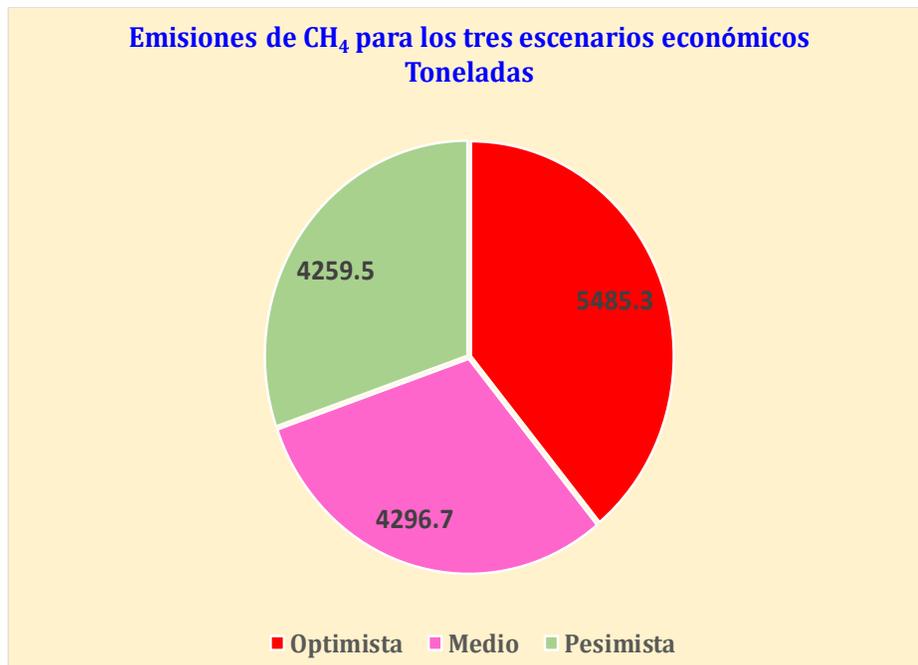


Figura 58: Emisiones totales de metano para los tres escenarios económicos.

## Emisiones de N<sub>2</sub>O para los tres escenarios económicos

En la tabla 40 se presenta las emisiones totales de óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) para todo el periodo de estudio y los tres escenarios económicos, así como para cada zona geográfica del sistema interconectado eléctrico nacional (SEIN). En los tres escenarios económicos (Optimista, medio y pesimista) la zona sur es donde se libera la mayor cantidad de N<sub>2</sub>O debido a que en dicha zona están instaladas las centrales a carbón mineral, combustible con un alto factor de emisión de óxido nitroso. Se observa que en el escenario optimista la emisión de N<sub>2</sub>O en la zona sur se incrementa de 16.0 toneladas en el 2015 a 146.6 toneladas en el 2030. En el escenario medio se incrementa de 15.9 toneladas en el 2015 a 114.8 toneladas en el 2030 y en el escenario pesimista se incrementa de 16.0 toneladas a 90.2 toneladas en el 2030.

Tabla 40

*Emisión de N<sub>2</sub>O por zona para los tres escenarios económicos (toneladas)*

<b>Escenario optimista</b>																
Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Norte	1.1	0.7	0.8	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3
Norte Medio	1.7	1.7	1.7	0.9	1.0	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.3	0.4	1.0
Centro	19.0	22.5	22.5	10.3	12.7	0.7	0.3	0.8	0.5	1.6	2.2	4.0	5.7	7.5	10.7	12.5
Sur	16.0	31.2	30.5	19.0	25.8	32.2	37.0	39.6	67.5	82.1	92.9	105.7	117.7	135.7	143.0	146.6
<b>Escenario medio</b>																
Norte	1.1	0.5	0.4	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.2
Norte Medio	1.7	1.6	1.6	0.9	1.0	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.3	0.7
Centro	19.1	18.4	18.6	7.3	8.9	0.4	0.1	0.3	0.5	0.5	0.6	1.1	1.9	2.8	4.4	5.5
Sur	15.9	93.1	92.4	58.4	63.8	28.8	37.5	45.1	54.8	63.9	70.4	79.7	88.1	96.6	105.9	114.8
<b>Escenario pesimista</b>																
Norte	1.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1
Norte Medio	1.7	1.6	1.6	0.7	0.8	0.2	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.6
Centro	19.0	23.7	24.1	10.6	12.0	0.4	0.1	0.4	0.3	0.7	0.6	0.9	1.5	2.0	3.1	3.9
Sur	16.0	25.6	25.0	19.2	23.0	26.6	30.7	33.7	40.8	47.5	52.1	59.8	66.3	72.8	80.6	90.2

En la figura 59 se presentan las cantidades de N<sub>2</sub>O total para cada escenario económico, haciendo un de 3332.3 toneladas para todo el periodo de estudio y para todo el sistema interconectado eléctrico nacional.

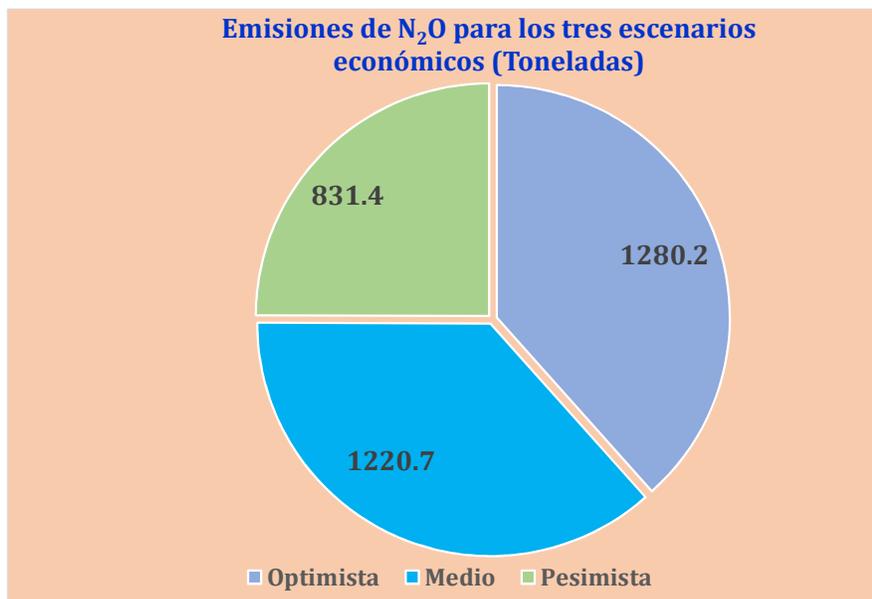


Figura 59: Emisión total de N<sub>2</sub>O para los tres escenarios económicos.

En la figura 60 se muestra la emisión total en valores de CO<sub>2</sub> equivalente para lo cual se ha convertido el metano y el óxido nitroso en unidades de dióxido de carbono equivalente. En unidades de dióxido de carbono equivalente se tiene la emisión total de 189035375.6 toneladas para el escenario optimista, 156093547.8 toneladas para el escenario medio y 129824352.5 toneladas para el escenario pesimista.

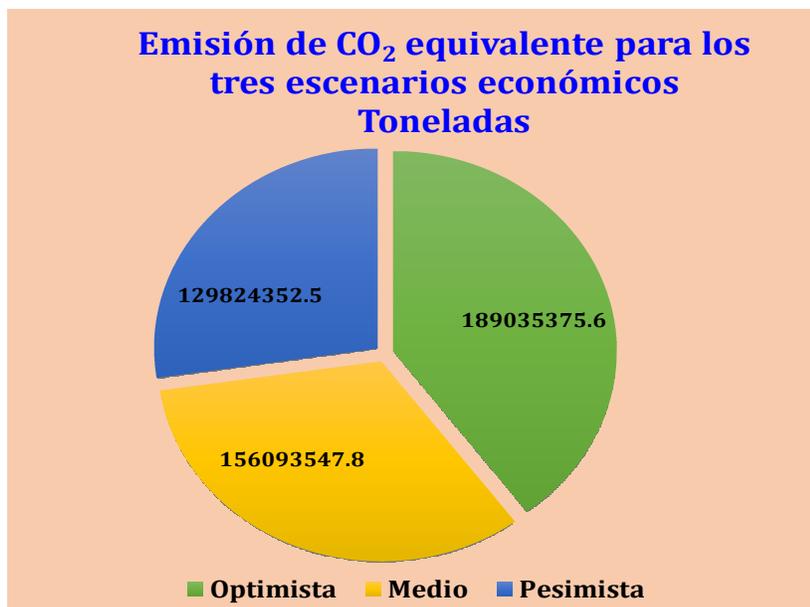


Figura 60: Emisión total de CO<sub>2</sub>e para los tres escenarios económicos.

## V. Discusión de resultados.

Respecto a la influencia de la planificación eléctrica en los costos de la electricidad en el presente trabajo de tesis, se ha encontrado para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para tres escenarios económicos de crecimiento y cuatro zonas o regiones denominadas zona norte, zona norte medio, zona centro y zona sur, para el periodo 2015-2030. Las zonas permite analizar el costo de electricidad en cada una de las zonas y el consumo de electricidad en cada una de ellas y a la vez como importan o exportan energía a zonas contiguas, situación que no se puede realizar con otros modelos uninodales de planificación eléctrica como el modelo WASP IV (IAEA, 2001). Para el caso peruano se ha encontrado que las zonas norte y sur no exportan electricidad, sino solo importan energía demostrando que es necesario desarrollar el uso de nuevos recursos energéticos, para producir más electricidad en estas zonas y no importar de las zonas norte medio o centro respectivamente, lo cual podría ser mejor económicamente.

Con las tasas de crecimiento de 6.2% para el escenario optimista, 4.6% para el escenario medio y de 3.6% para el escenario pesimista se ha obtenido la generación de energía (GWh) para dichos escenarios, siendo el suministro de electricidad de 42452.8 GWh en el año 2015 a 100003.5 GWh para el escenario optimista, a 84383.8 GWh para el escenario medio y 74257.6 GWh para el escenario pesimista en el año 2030, los costos de inversión son de 16096.54 millones de dólares americanos para el escenario optimista, de 15866.97 millones de dólares americanos para el escenario medio y de 14000.87 millones de dólares americanos para el escenario pesimista, los costos de operación de 4042.28 millones de dólares americanos para el escenario optimista, 3203.47 millones de dólares americanos para el escenario medio y de 2901.38 millones de dólares americanos para el escenario pesimista. Los costos incrementales son de 111.5 US\$/MWh para el escenario optimista, de 136.22 US\$/MWh para el escenario medio y de 144.15 US\$/MWh para el escenario

pesimista. Según Sikora et. al. (2014) el costo marginal del Sistema Interconectado Central de Chile para el 2013 fue de 152 US\$/MWh y bajó a 133 US\$/MWh en el 2014 con tendencia a la baja y según Rudnick (2015) el costo marginal licitado en el año 2013 fue de 120 US\$/MWh, observando que los costos marginales de generación encontrados están dentro del orden de los costos marginales de Chile. Según el MINEM (2016) el precio de la energía eléctrica en el Perú viene incrementándose sostenidamente, en el 2006 el precio regulado fue de 55.7 US\$/MWh y en el año 2016 fue de 97.3 US\$/MWh y el precio libre varió de 45.3 US\$/MWh en el 2006 a 84.2 US\$/MWh en el 2016, con lo cual los costos encontrado en el presente trabajo de tesis son consistentes debido a que se continuará incrementado el costo de la electricidad en el Perú y valida el método de máximo arrepentimiento para el caso Peruano.

Respecto a la calidad ambiental, según CEPISA (2015) la variación promedio de temperatura de la tierra ha sido de  $-0.4\text{ }^{\circ}\text{C}$  en el año 1860 a  $+0.3\text{ }^{\circ}\text{C}$  en el año 2000, debido fundamentalmente a los gases de efecto invernadero, influyendo fuertemente en el clima a través de fenómeno denominado calentamiento global. En el presente trabajo de tesis se ha propuesto la generación con una cantidad mayoritaria de centrales hidroeléctricas, sin embargo por los requerimientos futuros de electricidad, hay necesidad de generación con tecnología de origen térmico encontrando las emisiones totales de 188523309 toneladas de  $\text{CO}_2$  para el escenario optimista, 155624896 toneladas de  $\text{CO}_2$  para el escenario medio y 129477176 toneladas  $\text{CO}_2$  para el escenario pesimista, para todo el periodo de estudio 2015-2030. Así mismo las emisiones de metano han sido de 5485.3 toneladas de  $\text{CH}_4$  para el escenario optimista, 4296.7 toneladas  $\text{CH}_4$  para el escenario medio y 4259.5 toneladas de  $\text{CH}_4$  para el escenario pesimista. Las emisiones de  $\text{N}_2\text{O}$  fueron de 1280 toneladas para el escenario optimista, 1230 toneladas para el escenario medio y 831.4 toneladas para el escenario pesimista, haciendo un total de dióxido de carbono equivalente de 189035375.6 toneladas para el escenario optimista, 156093547.8 toneladas para el escenario medio y 129824352.5

toneladas para el escenario pesimista. Ello significa una emisión per cápita anual promedio de 0.4 toneladas de dióxido de carbono equivalente para el escenario optimista, 0.34 toneladas para el escenario medio y de 0.28 toneladas para el escenario pesimista, siendo valores por debajo de la emisión per cápita promedio mundial que para el dióxido de carbono fue de 5 toneladas para el año 2010 (BM, 2018). Según Quiroga (2017) la liberación de los gases de calentamiento global tiene impactos globales muy preocupantes con temperaturas extremas, precipitaciones, tendencias a sequias, acidificación de océanos, propagación de enfermedades transmitidas por vectores de altitud y latitud, incremento del nivel del mar, desglaciación de nevados (IPCC, 2014), deteriorando la calidad de vida y del medio ambiente. En tal sentido las emisiones encontradas en este trabajo de tesis es bajo per cápita pero en volumen son magnitudes importantes que invoca tomar acciones para disminuir las emisiones y conservar el medio ambiente para una buena calidad ambiental.

Desde el punto de vista del cambio climático, éste afecta a los caudales de las cuencas hidrográficas (mas caudal o menos caudal), por tal razón se ha considerado un amplio intervalo de tiempo (1965-2009) de las estadísticas de los caudales de todas las cuencas hidrográficas donde están construidas y se construirán nuevas centrales hidroeléctricas. Para las centrales térmicas se ha considerado las reservas probadas de los recursos energéticos agotables que utilizan estas centrales. Para el caso nacional el recurso energético más utilizado para la generación de electricidad es el gas natural. Respecto a otras fuentes renovables (eólica, solar, etc.) en el país se utiliza en muy pequeña cantidad y las reservas no están bien identificadas para proyectos factibles por lo cual queda pendiente investigaciones al respecto.

## VI. Conclusiones.

Se ha elaborado una base de datos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y mediante el método de máximo arrepentimiento se ha determinado las centrales eléctricas que deben operar para satisfacer la demanda de electricidad de los usuarios a nivel nacional para el periodo 2015-2030.

La proyección de la demanda de electricidad se ha obtenido ligando el requerimiento eléctrico futuro al crecimiento económico proyectado para los escenarios optimista, medio o tendencial y pesimista para el periodo 2015–2030.

De la consideración de las centrales hidroeléctricas y térmicas existentes en el SEIN y los proyectos con estudios viables que pueden ser instalados y conectados al sistema eléctrico, se ha obtenido las centrales seleccionadas por el modelo SUPER de máximo arrepentimiento para que operen en el sistema eléctrico para cada una de las zonas (norte, norte medio, centro y sur) y los escenarios económicos optimista, medio y pesimista.

Los costos de inversión, operación y marginales que se han obtenido, son consistentes con la evolución del costo de la energía eléctrica del país y con los costos de otros países similares al nuestro.

Los costos marginales son de 111.5 US\$/MWh para el escenario optimista, de 136.22 US\$/MWh para el escenario medio y de 144.15 US\$/MWh para el escenario pesimista, significando que, para los escenarios medio y pesimista por la menor demanda de energía el sistema es menos eficiente e incrementa los costos.

Se ha obtenido las emisiones de los gases de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxido Nitroso (N<sub>2</sub>O) y metano (CH<sub>4</sub>) así como la emisión de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e), gases que influyen fuertemente en el clima y afectan la calidad ambiental, mediante el fenómeno denominado calentamiento global, el cual causa sequías, lluvias, derretimiento de los

glaciares. Los resultados globales para cada uno de los escenarios son de 189035375.6 toneladas para el escenario optimista, 156093547.8 toneladas para el escenario medio y 129824352.5 toneladas para el escenario pesimista, de dióxido de carbono equivalente. Ello significa para el escenario optimista una emisión per cápita anual promedio de 0.40 toneladas de dióxido de carbono equivalente, de 0.34 toneladas para el escenario medio y de 0.28 toneladas para el escenario pesimista, siendo valores por debajo de la emisión per cápita promedio mundial que para el dióxido de carbono fue de 5 toneladas para el año 2010, sin embargo las emisiones encontradas en el presente trabajo de tesis, en volumen se produce una cantidad importante que afecta a la calidad ambiental.

## **VII. Recomendaciones.**

Se debe continuar investigando para insertar nuevas tecnologías como centrales eólicas, solares y de biomasa de muy bajo uso en nuestro país. Así mismo se debe considerar la generación distribuida para el ingreso de plantas muy pequeñas como las celdas de combustible y fuentes renovables a pequeña escala con la finalidad de emitir menos carbono al medio ambiente y conservar la calidad ambiental.

Desarrollar otros modelos de planificación con la finalidad de incluir los costos externos aún no incluidos en los modelos actuales para sincerar mejor los costos de generación de electricidad y promover el desarrollo sostenible con mejores indicadores.

La planificación energética es estratégica para el desarrollo del país, por cuanto permite que el Perú sea autosuficiente energéticamente, eficiente en el uso de la energía, tener sistemas energéticos sostenibles y mejorar la calidad de vida de la población, por ello es necesario continuar con la investigación e implementación del desarrollo sostenible.

## VIII. Referencias

- American Institute of Physics. (2019). *A look Inside the Atom. Corpuscles to electrons*. Recuperado de: <http://www.aip.org/history/electron/jjelectron.htm>
- APA (2010). *Publication Manual of the American Psychological Association*, Sixth Edition. Washington. USA.
- ANA (2010a). *Evaluación de los Recursos Hídricos en el río Rimac. Estudio hidrológico y ubicación de la red de estaciones hidrométricas en la cuenca del río Rimac*. Volumen I. Lima. Peru. Recuperdo de [https://www.ana.gob.pe/sites/default/files/publication/files/1\\_estudio\\_hidrologico\\_cuenca\\_rimac\\_-\\_volumen\\_i\\_-\\_texto\\_-\\_final\\_2010\\_0.pdf](https://www.ana.gob.pe/sites/default/files/publication/files/1_estudio_hidrologico_cuenca_rimac_-_volumen_i_-_texto_-_final_2010_0.pdf)
- ANA (2010b). *Evaluación de recursos hídricos superficiales en la cuenca del río Mantaro*. Tomo I. Lima. Perú. Recuperdo de <http://www.ana.gob.pe/media/390314/evaluacion%20rh%20superficiales%20rio%20mantaro.pdf>
- ANA (2016). *Priorización de Cuencas para la gestión de los recursos hídricos*. Ministerio de Agricultura y Riego. Lima. Perú. Recuperado de [https://www.ana.gob.pe/sites/default/files/publication/files/priorizacion\\_de\\_cuencas\\_para\\_la\\_gestion\\_de\\_los\\_recursos\\_hidricos\\_ana.pdf](https://www.ana.gob.pe/sites/default/files/publication/files/priorizacion_de_cuencas_para_la_gestion_de_los_recursos_hidricos_ana.pdf)
- Alpcan T., Jeppesen M., Brear M. (2014). *Electricity Market Implications of a Least-Cost Carbon Abatement Plan: An Australian Perspective*. Elsevier Inc., Vol. 27, Issue 8. Recuperado de [https://arena.gov.au/assets/2017/06/chattopadyhay-2015\\_4.pdf](https://arena.gov.au/assets/2017/06/chattopadyhay-2015_4.pdf)
- ALCROW (2011). *Atlas del potencial hidroeléctrico en el Perú*. Lima. Perú. Recuperadp de [http://www.ede.pe/web/wp-content/uploads/2017/05/ATLAS\\_ENERGI%CC%81A\\_HIDRAU%CC%81LICA\\_PERU%CC%81.pdf](http://www.ede.pe/web/wp-content/uploads/2017/05/ATLAS_ENERGI%CC%81A_HIDRAU%CC%81LICA_PERU%CC%81.pdf)
- Al-Shaalan A. (1988). *Problems Associated with Power System Planning in Developing Countries*. The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering (OJEEE) Vol. (1) – No. (1). Recuperado de <https://pdfs.semanticscholar.org/7903/d83c4aa9e8b0982c20f097843a5eb61dbace.pdf>
- Afinidad eléctrica. (2018). *La historia de la electricidad*. Recuperado de: <http://www.afinidadelectrica.com/articulo.php?IdArticulo=109>

- Anand M. (2015). *History of electricity*. Recuperado de <http://homepages.uc.edu/~becktl/en17grad/electricity-history.pdf>
- Bebic J. (2008). *Power System Planning: Emerging Practices Suitable for Evaluating the Impact of High-Penetration Photovoltaics*. National Renewable Energy Laboratory (NREL) USA.
- BCRP (2016a). *Estadísticas. Cuadros Históricos. Producto bruto Interno desde 1950*. (Página consultada 25 de Mayo del 2016) <http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-anuales-historicos.html>.
- BCRP (2016b). *Semana Económica*. Recuperado de <http://semanaeconomica.com/article/economia/macroeconomia/191474-bcr-mantuvo-sus-estimados-de-crecimiento-de-la-economia-peruana-para-el-2016-y-2017/>
- Botterud A. (2003). *Long-Term Planning in Restructured Power Systems*. (Tesis de doctor. PhD). The Norwegian University of Science and Technology (NTNU). Trondheim, Norway.
- Brunekreef (2008). *Air Pollution and Human Health: From Local to Global Issues*. Elsevier. *Procedia Social and Behavioral Sciences* 41 (2010) 6661–6669. Beijing.
- BM (2018). *Emisiones de CO<sub>2</sub> (toneladas métricas per cápita)*. Banco Mundial. Recuperado de <https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC>
- CEPSA (2015). *El Cambio Climático y los Gases de Efecto Invernadero (GEI)*. Recuperado de [https://www.cepsa.com/stfls/CepsaCom/Coorp\\_Comp/Medio%20Ambiente\\_Seguridad\\_Calidad/Art%C3%ADculos/Dossier-Cambio-Climatico-y-GEI.pdf](https://www.cepsa.com/stfls/CepsaCom/Coorp_Comp/Medio%20Ambiente_Seguridad_Calidad/Art%C3%ADculos/Dossier-Cambio-Climatico-y-GEI.pdf)
- CPLAN (2011). *Documentos de Trabajo N° 12. Proyecciones de la Matriz Energética a Largo Plazo*. Lima Perú. Recuperado de [www.ceplan.gob.pe](http://www.ceplan.gob.pe).
- COES (2015). *Estado actual de la infraestructura del SEIN*. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/381436089/03-ESTADO-ACTUAL-DE-LA-INFRAESTRUCTURA-DEL-SEIN-pdf>
- COES (2016) *Estadísticas anuales. Caudales*. Lima. Perú. Recuperado de <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/?path=Publicaciones%2FEstadisticas%20Anuales%2F2015%2F>
- COES (2018). *Estadísticas anuales. Generación*. Lima. Perú. Recuperado de <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>

- Contaminación. (2019). *Efectos de la contaminación en la naturaleza*. Recuperado de: <https://es.wikipedia.org/wiki/Contaminaci%C3%B3n>
- Danilevich Y., Kirichenko B., Kirichenko B. (s.f.). *History of electric energy systems and new evolution*. Recuperado de <http://www.eolss.net/Sample-Chapters/C08/E3-16-01.pdf>
- Dammert A. Molinelli F., Carbajal M. (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico Peruano*. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (OSINERGMIN). Lima. Perú.
- Davison A. (1991). *Least Cost Planning: Should Utilities Invest in Energy Efficiency Rather Than in New Supplies?*. Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.392.8220&rep=rep1&type=pdf>
- Departamento educativo, Museo Histórico Nacional. (2019). *Llegada de la electricidad a Chile*. Recuperado de: [http://www.patrimoniocultural.gob.cl/Recursos/Contenidos/Museo%20Hist%C3%B3rico%20Nacional/archivos/Llegada%20de%20la%20electricidad%20a%20Chile%20\(Febrero%20de%201883\).pdf](http://www.patrimoniocultural.gob.cl/Recursos/Contenidos/Museo%20Hist%C3%B3rico%20Nacional/archivos/Llegada%20de%20la%20electricidad%20a%20Chile%20(Febrero%20de%201883).pdf)
- ETHW. (2019). *Engineering and Technology History Wiki. Pearl Street Station*. Recuperado de: [https://ethw.org/Milestones:Pearl\\_Street\\_Station,\\_1882](https://ethw.org/Milestones:Pearl_Street_Station,_1882)
- Energía y Sociedad. (2019). *Historia de la electricidad en España*. Recuperado de: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-2-historia-de-la-electricidad-en-espana/>
- EIA (2016) *International Energy Outlook*. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy. Washington DC. 20585. Recuperado de [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
- Empresa Provincial de Energía de Córdoba. (2019). *Historia de la electricidad*. Recuperado de: [https://es.wikipedia.org/wiki/Empresa\\_Provincial\\_de\\_Energ%C3%ADa\\_de\\_C%C3%B3rdoba](https://es.wikipedia.org/wiki/Empresa_Provincial_de_Energ%C3%ADa_de_C%C3%B3rdoba)
- Engie Perú. (2018). *Engie Perú pone en operación planta termoeléctrica de ciclo combinado en Chilca*. Recuperado de, <https://gestion.pe/economia/empresas/engie-peru-pone-operacion-planta-termoelectrica-ciclo-combinado-chilca-123806>

- ENAEX (2018). *Inventario de Emisiones de Gases Efecto Invernadero 2017*. Santiago de Chile. Chile. Recuperado de <https://www.enaex.com/wp-content/uploads/2018/05/Huella-de-carbono-2017.pdf>
- El Peruano (2014). *Nomas Legales* (viernes 18 de diciembre de 2014). Lima. Perú. Recuperado de <http://www.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2014/12/DS-013-2014-MINAM.pdf>
- El Peruano. (2017). *Diario el Peruano. Ley N° 30705. Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas*. Recuperado de: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/ley-de-organizacion-y-funciones-del-ministerio-de-energia-y-ley-n-30705-1599663-1/>
- ELECTROPERU (2019). *Histoia*. Recuperado de <http://www.electroperu.com.pe/ElectroWebPublica/PaginaExterna.aspx?id=12&modo=submenu3ero&idioma=ESPANOL>
- EPA (1990). *Acta de aire limpio. Particulate Matter (PM) National Ambient Air Quality Standards (NAAQS)*. Washington, EU. USA Environmental Protection Agency.
- Fernández J. (2002). *Análisis y evalaución de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional*. (Tesis de Master). Universidad Pontificia Comillas. Madrid. España.
- Fuentes J. (2001). *Modelos eléctricos de respuesta de cargas: Obtención y aplicación a la identificación de usos finales en bajos niveles de agregación*. (Tesis Doctoral). Universidad Politécnica de Cartagena. Cartagena.
- Gil R. (2019). Centro de conocimientos. *Historia de los Sistemas de Potencia*. Recuperado de: <http://vicentelopez0.tripod.com/SPRG.html>
- Hernandez R., Fernandez C., Baptista M. (2014). *Metodologia de la Investigacion*. 6ª Edicion. Mc Graw Hill. Mexico.
- Hidalgo A. (1992). *Análisis prospectivo comparado del impacto del mercado único comunitario en el sector de la energía eléctrica: Los casos de España, Francia, y Portugal*. (Tesis doctoral). Universidad Politécnica de Madrid. España.
- Historia de la electricidad en el Perú. (2019). Recuperado de <http://electricidadhistoria.blogspot.com/2018/05/origen-de-la-electricidad.html>
- IAEA (2001). *Wien automatic system planning (WASP) package a computer code for power*

- generating system expansion planning*. Version WASP IV. User's Manual. Vienna. Austria.
- IDEA (2019). *Estudios, informes y estadísticas. Balances energéticos. Poderes calodíficos*. Madrid. España. Recuperado de <https://www.idae.es/estudios-informes-y-estadisticas>
- INEI (2009). *Perú. Estimaciones y proyecciones de Poblacion 1950-2050*. Boletín de análisis demográfico N° 36. Lima Perú. Recuperado de <http://proyectos.inei.gob.pe/web/biblioineipub/bancopub/Est/Lib0845/index.htm>
- INEI. (2019). *Principales centrales eléctricas*. Recuperado de <https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones.../Est/.../cap16009.xls>.
- IPCC (1996). *Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Versión revisada 1996. Volumen 1, volumen 2, volumen 3*. Recuperado de <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.html>
- IPCC (2006) *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. General Guidance and Reporting (Volume 1), Energy (Volume 2), Industrial Processes and product Use (Volume 3), Agriculture, Forestry and other Land Use (Volume 4), Waste (Volume 5). JAPAN. Recuperado de <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>
- IPCC (2014). *AR5 Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability*. Recuperado de <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg2/>
- JAPAC. (2019). Appleton Edison: *La primera hidroeléctrica del mundo*. Recuperado de: <http://japac.gob.mx/2015/10/12/3122>
- Jimenez R. (1998). *Metodología de la investigación*. La Habana. Cuba. Extraído de [http://www.sld.cu/galerias/pdf/sitios/bioestadistica/metodologia\\_de\\_la\\_investigacion\\_1998.pdf](http://www.sld.cu/galerias/pdf/sitios/bioestadistica/metodologia_de_la_investigacion_1998.pdf)
- Kean W., et. al (2014). *Protocolo Global para Inventarios de Emisión de Gases de Efecto Invernadero a Escala Comunitaria*. World Resources Institute. Recuperado de [http://c40-production-images.s3.amazonaws.com/other\\_uploads/images/1016\\_GPC\\_Full\\_MASTER\\_v6\\_ES\\_XM-02-02\\_FINALpdf.original.pdf?1486373653](http://c40-production-images.s3.amazonaws.com/other_uploads/images/1016_GPC_Full_MASTER_v6_ES_XM-02-02_FINALpdf.original.pdf?1486373653)
- Khokhlov A., Melnikov Y. (2018). *Market liberalization and decarbonization of the Russian electricity industry*. The Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado de

<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/05/Market-liberalization-and-decarbonization-of-the-Russian-electricity-industry-perpetuum-pendulum-Comment.pdf>

Koc J., Haro L. (2013). *Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Perú*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Quito. Ecuador.

Lakatos I. (1978). Popper on demarcation and induction. *The methodology of scientific research Programmes Philosophical Papers Volume I*. New York. USA. Ed. John Worrall and Gregory Curri. Cambridge University Press.

Lalonde M. (1974). *A new perspective on the health of Canadians*. Minister of National Health and Welfare. Ottawa. Canada. Recuperado de <http://www.phac-aspc.gc.ca/ph-sp/pdf/perspect-eng.pdf>

López-Cerezo J. A. (1999). *Los estudios de ciencia, tecnología y sociedad*. Revista Iberoamericana de Educación. Número 20. Recuperado de: <https://rieoei.org/historico/documentos/rie20a10.htm>.

Mejía E. (2005). *Metodología de la investigación científica*. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/191672609/1-Metodologia-de-la-Investigacion-Cientifica-Profesor-Elias-Mejia-Mejia>

MINEM (2012). *Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES. Informe Completo*. Lima Perú.

MINEM (2014). *Plan Energético Nacional 2014-2025. Resumen Ejecutivo*. Lima. Perú.

MINEM (2016). *Anuario ejecutivo de electricidad*. Lima. Perú. Recuperado de [www.minem.gob.pe/\\_publicacionesDownload.php?idPublicacion=571](http://www.minem.gob.pe/_publicacionesDownload.php?idPublicacion=571)

MINEM. (2017). Dirección General de Electricidad (DGE). Capítulo 10. *Evoluciones en el Sub Sector Eléctrico*. Lima. Perú.

MINEM. (2019). *Reseña del Ministerio de Energía y Minas*. Recuperado de: [https://www.peru.gob.pe/docs/PLANES/137/PLAN\\_137\\_Rese%C3%B1a\\_2012.pdf](https://www.peru.gob.pe/docs/PLANES/137/PLAN_137_Rese%C3%B1a_2012.pdf)

MINEM. (s.f). *Tecnologías para la producción y uso de la energía. Capítulo 3*. Recuperado de: [http://www.minem.gob.pe/giec/pdf/GUIA\\_INICIAL\\_PRIMARIA\\_CAP3.pdf](http://www.minem.gob.pe/giec/pdf/GUIA_INICIAL_PRIMARIA_CAP3.pdf)

- MINAM (2014). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) 2012*. INFOCARBONO. Recuperado de <http://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2016/03/2012.pdf>
- MINAM (2015). *Guía N° 1: Elaboración del Reporte Anual de Gases de Efecto Invernadero. Sector Energía*. Lima. Perú. Recuperado de [http://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2016/06/Guia-N%C2%BA-1\\_Energia\\_Combustion-Estacionaria-y-Emissiones-Fugitivas.pdf](http://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2016/06/Guia-N%C2%BA-1_Energia_Combustion-Estacionaria-y-Emissiones-Fugitivas.pdf)
- MINAM. (2016). *Historia ambiental del Perú Siglos XVIII y XIX*. Recuperado de <http://www.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2016/07/Historia-ambiental-del-Per%C3%BA.-Siglos-XVIII-y-XIX.pdf>
- Martinez J. (2018). *Historia de la Electricidad*. Universidad Politécnica de Cartagena. Recuperado de: <https://georgiusm.files.wordpress.com/2015/03/historiadelaelectricidad.pdf>
- NU (2000). *Declaración del Milenio*. Resolución aprobada por la Asamblea General. Recuperado de <https://www.un.org/spanish/milenio/ares552.pdf>
- NU (2015). *Informe 2015*. Objetivos de Desarrollo del Milenio. Recuperado de <http://mdgs.un.org/unsd/mdg/Resources/Static/Products/Progress2015/Spanish2015.pdf>
- NU (2018). *La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe*. Recuperado de [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40155/24/S1801141\\_es.pdf](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40155/24/S1801141_es.pdf)
- Okumura P. (2015). *El mercado mayorista de electricidad en el Perú*. Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Recuperado de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/themis/article/viewFile/15598/16047>
- OLADE (1993). *Modelo super/Olade - BID: Manual del usuario*. Organización Latinoamericana de Energía. Quito. Ecuador.
- OLADE (1994). *Modelo super / Olade - BID: Manual de Referencia*. Organización Latinoamericana de Energía. Quito. Ecuador.
- OLADE (1998). *Modulo de planificación bajo inertidumbre (MODPIN)*. Organización Latinoamericana de Energía. Quito. Ecuador.

- OMM (1974). *Special environmental report No.3. Observation and measurement of atmospheric pollution*. Proceedings of a Technical Conference on the Observation and Measurement of Atmospheric Pollution (TECOMAP) jointly organized by the World Meteorological Organization and the World Health Organization. Helsinki. Finland.
- OMS. (2006). *Documentos básicos, suplemento de la 45a edición*. Recuperado de [https://www.who.int/governance/eb/who\\_constitution\\_sp.pdf](https://www.who.int/governance/eb/who_constitution_sp.pdf)
- OMS (2018). *Medio Ambiente y Determinantes Sociales de la Salud*. Recuperado de <https://www.who.int/phe/es/>
- OSINERGMIN (2013). *Compendio de Centrales de generación eléctrica del sistema interconectado nacional despachado por el Comité de Operación Económica del Sistema*. Lima Perú.
- OSINERGMIN (2014a). *Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales*. Documento de Trabajo No 32, Oficina de Estudios Económicos, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Lima Perú. Recuperado de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Documentos\\_de\\_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf)
- OSINERGMIN (2014b). *Estudio técnico económico Fijación de tarifas mayo 2014*. Recuperado de [http://www2.osinergmin.gob.pe/ProcReg/TarifasBarra/PrdcmntoFjcionPrciosBrraPrdoMyo2014Abril2015/02\\_PresentacionEstudioTecnico/SbcmteGnrdrCOES/05.Costo-Variable.pdf](http://www2.osinergmin.gob.pe/ProcReg/TarifasBarra/PrdcmntoFjcionPrciosBrraPrdoMyo2014Abril2015/02_PresentacionEstudioTecnico/SbcmteGnrdrCOES/05.Costo-Variable.pdf)
- OSINERGMIN (2017). *La industria de la electricidad en el Perú*. Lima. Perú. Recuperado de: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf)
- OSINERGMIN (2019a). *Historia de la electricidad en el Perú*. Recuperado de [http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5\\_uibd.nsf/C82B86060D3F4BAC052582030061F161/\\$FILE/2\\_pdfsam\\_Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/C82B86060D3F4BAC052582030061F161/$FILE/2_pdfsam_Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf)
- OSINERGMIN (2019b). *Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica*. Lima. Perú. Recuperado de [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/P](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/P)

ublicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion-febrero-2019.pdf

Orellana J. (2012). *Modelación y Pronóstico de la Demanda de Energía Eléctrica de Mediano Plazo de El Salvador*. (Tesis de maestría). Universidad de el Salvador. El Salvador.

Recuperado de <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/12578/1/19200946.pdf>

Padrón, J. (2007). *Tendencias Epistemológicas de la Investigación Científica en el Siglo XXI*. Universidad Simón Rodríguez. Caracas, Venezuela. Recuperado de <http://www.facso.uchile.cl/publicaciones/moebio/28/padron.pdf>

Palomino M. (2011). *La brecha de inversión en infraestructura*. Instituto Peruano de Economía. Recuperado de:

<https://www.comexperu.org.pe/upload/seminars/.../Sr%20Miguel%20Palomino.ppt>

Pérez C. (2018). *Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación*. Equilibrium. Lima. Perú. Recuperado de <http://www.equilibrium.com.pe/sectorialelectrmar18.pdf>

Peralta A. (2014). *La gestión del agua por cuencas*. Autoridad Nacional de Agua. Lima, Perú. Recuperado de

[https://www.mpfm.gob.pe/escuela/contenido/actividades/docs/3351\\_gestion\\_del\\_agua\\_por\\_cuencas\\_17\\_09\\_14\\_ing\\_antero\\_segundo\\_peralta\\_herrera.pdf](https://www.mpfm.gob.pe/escuela/contenido/actividades/docs/3351_gestion_del_agua_por_cuencas_17_09_14_ing_antero_segundo_peralta_herrera.pdf)

Perú: Hidrografía (2007). *Ríos de las vertientes del Perú*. Lima Perú. Recuperado de

<https://geografia.laguia2000.com/hidrografia/peru-hidrografia>

Perú mi País (2019). *Cuencas hidrográficas del Perú*. Lima Perú. Recuperado de <http://perumipais.com/cuencas-hidrograficas-del-peru>

Quintanilla E. (2014). *La eficiencia energética en el Perú*. Ministerio de Energía y Minas. Lima. Perú. Recuperado de

[https://www.cepal.org/sites/default/files/news/files/edwin\\_quintanilla.pdf](https://www.cepal.org/sites/default/files/news/files/edwin_quintanilla.pdf)

Quiroga R. (2017). *Indicadores de Cambio Climático en América Latina y el Caribe*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Santiago de Chile.

Recuperado de

[https://www.cepal.org/sites/default/files/presentations/s5\\_rquiroga\\_estadisticas-indicadores-cambio-climatico\\_0.pdf](https://www.cepal.org/sites/default/files/presentations/s5_rquiroga_estadisticas-indicadores-cambio-climatico_0.pdf)

Rudnick H. (2015). *El costo de la energía en Chile*. Pontificia Universidad de Chile.

- Santiago. Chile. Recuperado de  
<http://econ.uchile.cl/uploads/userfiles/files/EconomiaUCHile020715Rudnick.pdf>
- Sánchez-Cerezo de la Fuente J. (2019) *Cuadernos de filosofía*. Recuperado de:  
[http://www.filosofos.net/temas/tema\\_48/index.htm](http://www.filosofos.net/temas/tema_48/index.htm)
- Sanchez L. (2016). *Analysis of Power Distribution Systems Using a Multicore Environment*. (PhD tesis). Universidad de Sevilla. Barcelona. España.
- Serrano E. (2017). *Aportaciones para justificar el suministro renovable en el sistema eléctrico Español y conseguir un modelo energético altamente descarbonizado*. (Tesis doctoral.). Universidad de León. Leon. España.
- Sikora I, Campos J. , Bustos A. (2014). *Determinantes del Precio Spot electrico en el Sistema Interconectado Central de Chile*. Santiago. Chile. Recuperado de  
[http://sociedadpoliticaspublicas.cl/archivos/octavo/energiama/ENERGIA\\_Sikora\\_Iryna.pdf](http://sociedadpoliticaspublicas.cl/archivos/octavo/energiama/ENERGIA_Sikora_Iryna.pdf)
- Soto G. (2002). *La energía eléctrica: Historia y radiografía del patrimonio soberano de la nación*. San Cristóbal de las Casas, Chiapas, México. Recuperdo de  
<http://otrosmundoschiapas.org/analisis/EEHRPATRIMONIO%20.pdf>
- Sistema eléctrico. (2019). *Capítulo 1*. Recuperado de:  
<https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/844814807X.pdf>
- Sobre Casas R. (2003). *Los contratos en el mercado eléctrico*. (Tesis doctoral). Universidad complutense de Madrid. España.
- StudyLib. (2019). *Conceptos básicos de un sistema de potencia*. Recuperado de:  
<https://studylib.es/doc/4796037/1-cap%C3%ADtulo-1.-conceptos-b%C3%A1sicos-1.1.-sistema-el%C3%A9ctrico-de>
- Stern D. (2002). *A millennium of geomagnetism*. Laboratory for Extraterrestrial Physiscs. NASA goddarSpace Flight Center. Maryland. USA.
- Stephenson G. (2016) *Early locomotives*. Recuperado de  
[http://en.wikipedia.org/wiki/George\\_Stephenson#Stephenson\\_memorabilia](http://en.wikipedia.org/wiki/George_Stephenson#Stephenson_memorabilia)
- Tam J., Vera G., Oliveros R. (2008). *Tipos, métodos, y estrategias de investigación científica*. Universidad Ricardo Plama. Lima , Perú. Extraído de  
[http://www.imarpe.pe/imarpe/archivos/articulos/imarpe/oceanografía/adj\\_modela\\_pa-5-145-tam-2008-investig.pdf](http://www.imarpe.pe/imarpe/archivos/articulos/imarpe/oceanografía/adj_modela_pa-5-145-tam-2008-investig.pdf)

- ThoughtCo. (2019). *Historia de la electricidad*. Recuperado de <https://www.thoughtco.com/history-of-electricity-1989860>.
- WNA (2017). *Nuclear Power in the world today*. World Nuclear Association. Recuperado de <https://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx>
- Velázquez A. (2007). *Metodología de la Investigación científica*. Editorial San Marcos. EIRL. Recuperado de <https://kupdf.net/downloadFile/5af93904e2b6f50f276687e8>
- Zarate D. (2009). *Aspectos relativos a la inversión del sector eléctrico Español ante el desafío del protocolo de Kioto*. (Tesis doctoral). Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED). Madrid. España.
- Zapata C. (2011). *Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia*. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira. Colombia. Recuperado de [https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso\\_2011\\_zapata\\_2.pdf](https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso_2011_zapata_2.pdf)

## **Anexos**

Se presentan los anexos que amplían la información presentada en el texto de la presente tesis, con la finalidad que los interesados tengan mayor información de la presentada en el cuerpo de la tesis.

### Anexo 1.

#### Matriz de Consistencia

La manipulación de las variables en la generación de conocimientos es parte del proceso que se realizan dentro de la denominada **Matriz de Consistencia**, la que contiene el problema, los objetivos, las hipótesis y las variables con sus indicadores, instrumentos y fuente.

Tabla A1. *Matriz de consistencia*

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	INDICADOR ESCALA	INSTRUMENTO	FUENTE
¿Cómo influye la planificación eléctrica basada en el método de máximo arrepentimiento y la metodología IPCC en los costos de la electricidad y la calidad ambiental?	- Evaluar la influencia de la planificación eléctrica basada en el método de máximo arrepentimiento y la metodología IPCC en los costos y la calidad ambiental.	- La planificación eléctrica basada en el método de máximo arrepentimiento y la metodología IPCC influyen en los costos y la calidad ambiental.	X= Planificación eléctrica	Numero y tipos de centrales eléctricas para el sistema eléctrico interconectado	Software para el la planificación de inserción y operación de las centrales eléctricas en el sistema interconectado.	Centrales eléctricas
	- Evaluar la influencia de la planificación eléctrica en los costos de la generación de electricidad usando el método de máximo arrepentimiento.	- La planificación eléctrica influye en los costos de generación de electricidad.	Y1 = Costos de generación de electricidad.	Costo incremental del KWh generado por el sistema eléctrico.	Investigación cualitativa y cuantitativa de cálculo del costo de electricidad.	Inversión en construcción y operación de las centrales eléctricas.
	- Evaluar la influencia de la planificación eléctrica en la calidad ambiental usando el método del IPCC.	- La planificación eléctrica influye en la calidad ambiental.	Y2 = Calidad ambiental	Enfermedades de las personas y cambios climáticos	Metodología del IPCC de cálculo de las emisiones de contaminantes	Emisiones por los diferentes tipos de combustibles

## Anexo 2

### Caudales Históricos de las cuencas del SEIN.

Tabla A2

Caudales históricos del río Pativilca para el periodo 19965-2009.

QN-304												
Est_304												
AÑO	ENE	FEB	MAR	BR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1965	41.7043	56.7771	122.3157	55.0836	28.6837	18.2607	15.5351	12.9459	17.6619	27.0940	21.5063	31.1627
1966	61.4006	52.9858	60.5353	37.2107	36.8650	14.9662	13.1309	12.8534	14.5179	31.4401	24.6690	35.9712
1967	59.1813	171.9958	116.9519	50.8840	24.7409	21.3669	18.3092	15.2577	14.8878	35.6937	26.6570	26.2617
1968	38.6528	42.9065	57.7576	32.8158	21.8824	15.6251	12.3911	12.0212	14.6104	23.2379	29.9100	30.1455
1969	26.9043	52.1445	77.0986	58.6942	21.6636	14.1515	10.8424	9.0502	11.2904	18.9069	23.2345	62.3145
1970	101.3304	51.1275	60.4338	58.4989	40.5824	25.9138	18.3693	16.0395	21.6847	22.5808	29.0432	42.9915
1971	47.1693	66.9040	90.9017	52.4266	27.9372	19.2975	14.6538	13.7452	13.3726	18.5282	17.1095	29.5855
1972	42.0176	50.5685	129.0367	68.7877	33.6363	21.0435	16.8460	14.6786	14.0148	18.2797	19.5066	31.1080
1973	58.2872	148.7135	104.0893	115.8170	32.8384	21.8705	16.1291	14.2867	15.9398	32.0037	31.1239	50.6949
1974	71.2075	101.9666	77.2238	59.9876	32.0542	21.9624	17.2044	14.3536	13.8256	17.8229	17.5126	22.4665
1975	47.0028	50.8459	111.1562	47.3721	34.5177	20.6549	14.3802	13.5627	15.4695	23.9560	20.7498	22.4557
1976	62.8777	94.7329	86.5650	60.2940	30.2506	19.5167	14.0586	12.4193	13.4859	15.0622	15.9521	19.7644
1977	45.6333	106.8094	105.6638	54.6709	26.7609	15.5299	12.5449	13.2461	14.2482	15.2174	29.3627	39.6372
1978	42.6549	107.1157	83.6062	53.8157	21.9420	12.7811	8.9450	8.2018	12.6399	15.1554	26.9532	36.2275
1979	29.1603	74.0483	103.2490	46.0167	24.6579	15.7281	8.7048	11.9139	15.6205	18.1518	20.6077	12.3175
1980	44.3784	39.8789	52.5880	42.8866	16.6316	12.4844	6.7120	8.4312	12.0236	25.3502	26.4115	51.8807
1981	50.8008	170.1785	166.7285	49.2073	22.6438	15.2542	10.9880	7.7107	9.1470	18.2677	34.0148	45.7257
1982	42.4960	95.1626	63.1672	50.4963	24.3090	14.9930	11.5843	10.8815	10.9014	19.5269	39.1909	38.8474
1983	68.4706	32.7605	86.8301	93.6649	34.5559	16.5892	16.4371	8.9843	13.2933	15.5574	18.5543	27.9676
1984	34.9498	180.2277	209.0642	79.0444	44.2401	28.8819	16.4456	13.1874	15.5262	14.9736	25.9008	30.0600
1985	41.2337	61.0726	90.9158	81.6268	31.3394	17.8851	10.8063	14.1815	16.5412	16.1947	16.3037	27.1327
1986	65.5371	68.2447	110.6303	89.0696	39.1900	18.7167	10.6148	10.4926	13.4593	15.3670	17.2856	20.3820
1987	129.3229	144.0437	111.0952	51.5470	34.3825	14.3891	11.9831	12.5708	12.0777	15.5742	23.0136	52.2488
1988	101.1632	133.3131	63.0014	68.8176	40.7919	15.6924	8.7941	9.6494	10.9111	14.9030	15.9653	30.4706
1989	71.8926	121.1103	125.4501	24.8918	30.6817	18.9233	15.7588	14.5228	12.5547	18.0433	17.7506	20.6695
1990	35.3020	42.1282	48.4524	33.5978	20.2456	12.4908	8.7882	8.6951	8.8178	25.3812	19.0587	36.6094
1991	41.5081	56.4929	64.0051	58.8873	38.2158	12.9862	8.6835	9.2156	9.2996	12.2387	16.0145	35.6412
1992	28.1994	29.3831	56.8994	35.6956	18.2564	11.1208	7.8380	7.3896	7.3892	9.6315	11.2932	22.6738
1993	24.6537	75.1766	83.5712	98.0289	56.9266	14.0889	11.6010	11.2067	9.8994	12.0559	16.3422	30.6007
1994	97.9279	111.6390	83.2093	55.9081	46.0140	18.2113	12.6790	9.8955	9.9717	10.6248	15.8984	26.4852
1995	36.3153	30.8659	45.0507	42.2628	29.9462	12.5867	9.8447	8.9856	9.4812	10.1564	15.7910	28.7176
1996	50.8663	108.2049	136.3020	93.1490	32.4147	16.8696	10.6771	9.5519	8.0012	10.6475	16.4782	28.8301
1997	46.7534	64.7593	62.8118	27.2277	21.5163	12.2539	12.1413	10.3345	10.6451	11.5706	26.8748	54.3159
1998	72.1863	99.5475	96.1450	67.8429	43.0588	28.4739	22.4788	20.0813	20.2676	23.8230	25.1219	26.8644
1999	37.3737	118.9392	80.8721	68.0130	45.0465	35.6636	25.0583	17.1619	20.2394	26.5475	28.3957	43.2064
2000	37.2200	84.0800	86.5400	42.9300	27.8400	21.4400	16.5600	14.7300	14.1100	17.3400	15.9900	32.9500
2001	81.0731	78.3688	125.0812	49.2205	28.2213	21.5789	19.9792	13.4248	15.8450	17.8109	39.1341	37.1218
2002	31.5566	52.4540	78.8331	55.8064	25.0609	17.4398	12.8268	9.7447	10.6349	20.4799	33.1162	42.2065
2003	52.5271	84.1584	89.5840	57.1358	30.8797	19.1126	13.8916	12.5315	13.5660	19.8651	24.7831	33.6136
2004	28.2500	56.3300	43.6900	36.1700	16.3200	9.9600	8.2500	7.5700	9.1300	21.7300	35.1700	42.4500
2005	46.0330	45.2790	57.9520	43.1440	19.4300	14.1520	8.9910	7.2930	8.4450	13.3900	16.9230	28.3690
2006	36.5100	60.4410	74.5160	77.3130	27.8190	17.7120	10.7380	9.3020	11.1220	18.1930	28.8960	45.4160
2007	60.4100	55.4400	71.3700	70.0000	44.2800	19.4600	14.3900	13.4200	12.6100	15.1700	21.5200	21.3900
2008	54.3329	57.4302	53.75	51.3962	23.6116	14.389	11.296	10.848	9.741	17.8151	22.1846	30.338
2009	52.0764	75.5664	93.5829	79.0912	38.6933	21.735	15.038	13.45	12.19	21.8	34.0429	59.3894
<b>Suma Total</b>	<b>2376.50</b>	<b>3529.32</b>	<b>3850.94</b>	<b>2495.96</b>	<b>1329.27</b>	<b>768.08</b>	<b>567.59</b>	<b>505.72</b>	<b>559.18</b>	<b>803.54</b>	<b>995.09</b>	<b>1455.95</b>
<b>Promedio mensual</b>	<b>52.87</b>	<b>82.62</b>	<b>88.73</b>	<b>58.93</b>	<b>30.84</b>	<b>17.93</b>	<b>13.15</b>	<b>11.73</b>	<b>12.77</b>	<b>18.25</b>	<b>23.38</b>	<b>34.38</b>
<b>Promedio Anual</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>	<b>37.13</b>
<b>Distribucion</b>	<b>0.124</b>	<b>0.183</b>	<b>0.200</b>	<b>0.130</b>	<b>0.069</b>	<b>0.040</b>	<b>0.030</b>	<b>0.026</b>	<b>0.029</b>	<b>0.042</b>	<b>0.052</b>	<b>0.076</b>

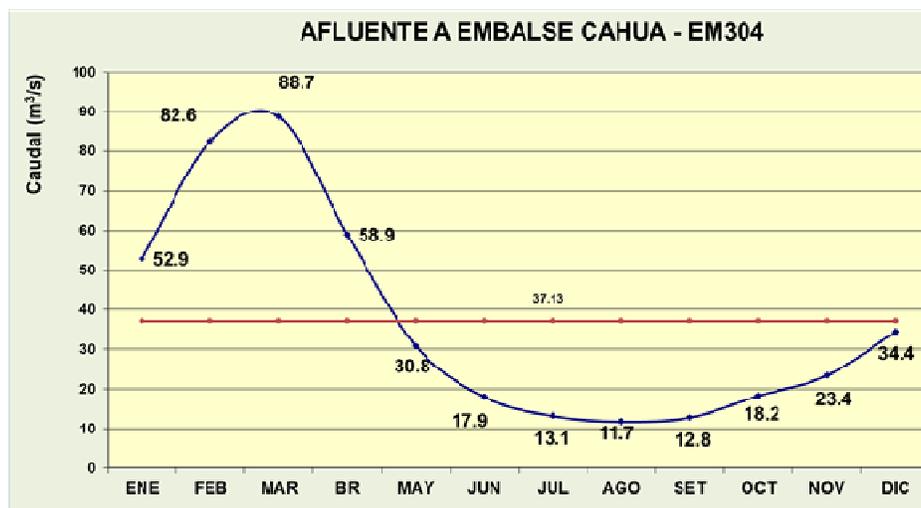


Tabla A3

Caudales históricos del río Santa de la cuenca del río Santa para el periodo 1995-2009.

QN-403 Santa		Est_403											
AÑO	ENE	FEB	MAR	BR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
1965	69.5157	99.2991	227.7506	104.0210	59.1297	33.1012	26.9738	27.4828	42.9993	63.6586	67.6835	91.4986	
1966	151.5747	144.1664	114.9017	76.6766	56.9754	40.2089	37.6424	39.0941	45.0006	82.8043	89.0527	92.1810	
1967	131.5453	364.9841	314.3217	95.9506	57.0979	36.4267	28.8001	27.9200	32.7092	71.0683	65.8860	68.4020	
1968	90.7063	93.6640	124.6463	65.5899	37.9552	30.7650	27.2329	24.8838	35.1438	57.6477	65.9206	74.4375	
1969	80.5556	95.1992	133.7275	129.0465	59.6790	45.6193	33.5562	36.3550	36.8496	65.8052	82.3225	147.0029	
1970	179.8664	114.5078	120.5155	155.8780	121.2655	55.8987	41.8457	41.9025	44.7377	66.3459	92.2198	125.3885	
1971	132.1355	201.7119	284.3733	132.7340	54.5985	37.9735	33.3794	33.9792	31.3365	55.4321	58.3335	105.4683	
1972	131.9498	161.0303	263.9198	196.4083	93.4883	54.8921	35.5543	32.6396	34.5323	45.8396	66.6371	94.2794	
1973	118.9030	117.3662	215.6562	226.5583	94.7007	39.9020	30.6271	30.0743	36.2086	78.6445	111.9882	133.2894	
1974	195.0991	289.4079	269.3618	159.6845	58.9574	40.7587	28.7431	25.9862	26.0028	40.3167	58.7043	78.4610	
1975	113.9717	132.3121	275.5188	146.9261	85.0113	40.7971	27.8813	29.9220	32.7821	48.7039	59.5112	64.4363	
1976	112.0226	154.4857	167.9686	91.5480	44.6193	31.6236	22.4513	21.3310	24.7530	42.8406	46.7913	60.5961	
1977	111.7935	180.6830	179.8904	80.2601	50.1100	32.6057	28.5027	34.1717	35.2218	44.1755	88.9770	91.5777	
1978	93.0213	133.2042	105.4339	78.5730	50.6818	34.2673	30.0940	30.1840	39.9360	41.0429	74.6716	87.2550	
1979	87.3773	138.6413	251.1806	106.0109	57.3972	39.9907	33.4592	33.5258	37.1198	47.2299	61.4959	68.4061	
1980	85.3110	82.5649	77.4917	64.1347	37.0643	33.6365	26.4390	29.6928	45.0902	61.7372	75.5418	114.0805	
1981	81.5963	86.4193	180.3216	90.3270	42.7846	31.0390	27.0906	24.1490	22.5291	51.7428	82.6372	79.2936	
1982	82.9993	137.8717	51.7060	77.2247	44.5226	32.3415	26.3392	23.8911	25.8845	56.2978	87.0695	110.4973	
1983	130.9815	90.8995	153.2610	164.1115	52.7571	38.5389	30.3907	27.1936	27.5369	40.4682	56.1617	84.6514	
1984	66.2859	248.4123	297.0621	161.1013	87.4236	42.9411	26.8375	23.7340	26.3232	60.4612	48.2565	79.6840	
1985	103.1420	104.0624	117.3879	102.5206	48.4987	23.8738	19.3003	20.9908	65.1066	58.7002	84.7236	73.7419	
1986	180.4524	150.5909	136.4277	135.1935	53.3866	29.4484	23.5949	21.9543	29.6094	47.2726	69.4562	87.9972	
1987	189.7350	171.0726	133.9309	88.0296	53.6042	29.5335	25.3889	20.2252	40.5208	55.4806	81.2701	116.2460	
1988	162.7662	159.7199	107.6971	127.6631	63.6534	32.4144	25.1692	25.3578	37.7932	51.6752	65.4303	61.2160	
1989	131.4626	197.5879	209.4925	182.5646	59.8039	33.2222	23.9221	23.7897	26.7327	57.5713	60.3010	51.7321	
1990	97.9917	88.9251	89.6539	68.4401	46.5308	27.1153	20.5966	21.9490	25.2633	62.6223	95.6018	80.0558	
1991	83.7353	94.8249	228.3647	66.0267	60.9629	33.2341	26.5410	28.0262	25.6180	40.6331	41.1706	61.7223	
1992	69.3113	56.2153	95.1350	81.3816	43.3075	28.4263	22.5230	19.0890	20.4974	35.3653	36.3525	49.8660	
1993	88.2648	173.3522	196.5871	182.1979	71.5794	32.9413	24.4225	22.9846	38.5311	64.4834	127.3834	150.7761	
1994	212.3909	288.6411	264.1868	172.5376	68.1019	36.7738	27.2582	26.4073	24.8593	28.8436	47.9046	70.5081	
1995	102.1838	97.8097	162.5337	153.4474	57.1691	35.8633	25.0843	30.5541	33.6669	39.8010	72.2648	96.8946	
1996	141.5333	193.6296	208.5521	169.7443	57.5532	36.9675	31.8907	27.0359	27.7350	43.7048	47.7428	47.9909	
1997	80.8999	148.0795	97.4334	52.6335	39.6142	31.0115	24.8029	26.9656	38.2510	41.3980	87.0413	210.8332	
1998	293.0315	492.4702	556.4165	358.1083	109.2529	43.3877	29.5011	30.0765	33.3719	64.1103	68.0342	49.6325	
1999	86.8800	401.2218	286.2214	148.4496	73.5849	37.4141	27.1039	24.6555	34.7227	37.2501	50.1672	113.6577	
2000	78.5182	320.0159	475.0536	269.7243	116.7451	40.6696	27.3626	21.6788	22.9701	30.7582	43.8062	79.6026	
2001	316.8344	117.1091	255.3944	130.7309	51.9494	28.6552	23.4034	19.5762	29.7746	37.2510	123.5254	128.6744	
2002	99.1552	149.1328	257.7007	192.2849	49.7088	29.3704	28.5035	23.9365	26.0735	51.9740	118.2973	152.0152	
2003	144.8338	148.0005	241.9998	133.0440	50.1940	31.1306	24.3924	22.1534	26.6672	44.0200	46.0075	102.5145	
2004	69.5899	103.4814	76.9457	72.3725	38.1286	22.3149	18.2429	19.1297	21.3387	51.3650	90.5413	96.7433	
2005	95.5900	100.8500	149.2400	84.6200	42.6800	30.1100	27.5300	25.4500	28.7500	41.4100	47.6000	91.6400	
2006	76.6750	121.2200	229.5310	267.4120	47.7950	31.4020	22.1750	19.5420	25.4260	38.8170	57.7530	123.4400	
2007	132.8664	112.0678	282.1364	217.0280	67.0504	30.5171	22.1901	23.1187	21.1019	38.1099	57.8480	57.9185	
2008	146.8582	182.2944	188.5988	139.8498	47.8478	26.9574	21.1436	18.4117	19.3492	46.7702	59.3116	56.9111	
2009	146.9878	291.9612	387.529	329.3998	80.9458	37.5845	24.5445	24.5298	27.4638	47.9902	86.3848	217.2522	
<b>Suma Total</b>	<b>5578.90</b>	<b>7531.17</b>	<b>9243.16</b>	<b>6328.17</b>	<b>2745.87</b>	<b>1573.67</b>	<b>1220.43</b>	<b>1185.70</b>	<b>1433.89</b>	<b>2279.64</b>	<b>3205.78</b>	<b>4280.47</b>	
<b>Promedio mensual</b>	<b>123.98</b>	<b>167.36</b>	<b>205.40</b>	<b>140.63</b>	<b>61.02</b>	<b>34.97</b>	<b>27.12</b>	<b>26.35</b>	<b>31.86</b>	<b>50.66</b>	<b>71.24</b>	<b>95.12</b>	
Promedio Anual	86.31	86.31	86.31	86.31	86.31	86.31	86.31	86.31	86.31	86.31	86.31	86.31	
Distribucion	0.119701	0.161589	0.198322	0.135778	0.058916	0.033765	0.026186	0.025440	0.030766	0.048912	0.068783	0.091842	

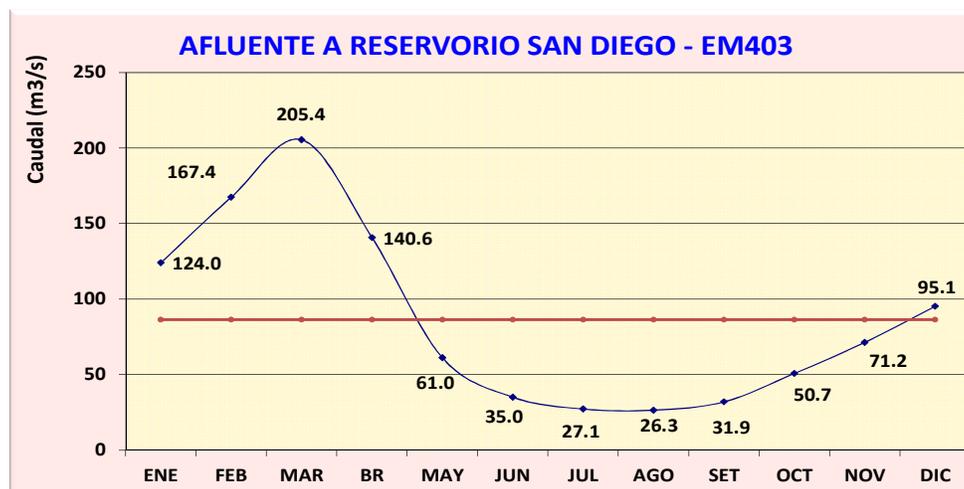


Tabla A4

Caudales históricos del río Jequetepeque para la central hidroeléctrica Gallito Ciego.

QN-501		Est_501											
Jequetepeque													
AÑO	ENE	FEB	MAR	BR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
1965	6.50	11.29	111.30	86.50	29.79	9.30	5.11	2.80	3.61	12.10	22.42	8.80	
1966	43.38	22.20	26.58	21.80	17.51	6.48	3.10	1.79	1.31	10.12	9.18	3.81	
1967	32.18	166.21	107.79	35.80	18.11	8.99	5.60	3.21	2.08	7.32	4.51	2.60	
1968	2.91	7.65	23.60	10.92	4.70	2.70	1.49	0.78	1.81	11.31	6.91	3.99	
1969	9.11	25.98	48.50	75.81	12.09	7.48	2.39	1.31	0.81	2.20	9.80	33.10	
1970	40.70	20.50	39.31	33.22	37.90	11.30	4.41	2.30	2.89	10.19	20.60	29.79	
1971	18.41	30.92	148.11	133.91	29.68	13.62	7.50	5.90	6.02	15.61	15.70	19.71	
1972	28.90	29.43	136.98	77.31	27.40	13.12	6.31	4.52	3.70	3.58	4.28	12.69	
1973	47.19	34.84	86.10	166.78	49.40	18.29	10.72	7.09	13.50	23.30	29.90	26.51	
1974	44.50	83.79	75.08	29.40	14.41	9.10	4.89	2.91	2.89	12.69	7.79	9.60	
1975	20.20	59.48	129.29	102.89	33.79	17.20	9.11	5.00	6.80	23.30	17.59	7.21	
1976	29.61	64.11	85.69	49.81	24.31	13.31	4.41	2.80	1.65	1.38	1.61	2.31	
1977	29.68	117.22	73.59	59.18	23.00	11.50	4.89	2.20	2.31	2.91	6.10	12.51	
1978	5.90	8.31	10.42	20.29	21.39	7.21	2.80	1.38	1.31	1.08	3.59	6.09	
1979	11.31	26.41	123.92	29.69	13.22	6.21	2.60	1.49	3.09	1.31	0.69	0.49	
1980	1.01	3.93	8.59	12.00	3.29	2.08	0.41	0.04	3.04	5.49	15.51	32.11	
1981	10.60	99.94	97.41	26.20	11.61	7.21	3.51	1.49	1.39	5.71	14.20	20.50	
1982	11.31	30.01	17.81	34.80	15.49	7.91	3.29	1.19	1.31	11.80	16.28	51.71	
1983	82.89	46.92	206.99	213.62	100.51	31.60	12.92	6.01	6.60	8.10	8.71	27.57	
1984	15.79	195.02	173.01	67.79	65.41	23.19	13.10	5.11	4.40	18.11	8.80	19.00	
1985	11.01	17.36	23.71	15.01	8.51	4.90	2.39	1.19	1.39	2.99	1.39	12.58	
1986	21.21	23.60	19.41	68.52	21.09	6.71	2.80	1.19	1.12	1.40	7.10	8.70	
1987	52.31	61.09	29.68	19.91	18.82	4.71	2.20	2.09	1.00	4.33	7.33	8.81	
1988	28.23	55.22	29.08	39.12	16.44	6.02	2.43	0.67	0.69	4.07	14.18	9.33	
1989	36.66	124.04	110.40	94.95	23.93	9.07	4.82	2.24	3.55	20.95	13.50	4.14	
1990	5.97	18.35	15.53	14.35	10.45	5.29	2.20	0.37	0.93	8.20	16.40	18.00	
1991	5.71	11.49	50.52	29.71	19.71	5.56	2.28	0.41	0.36	1.10	2.20	5.04	
1992	14.63	7.20	20.50	42.30	16.91	7.39	1.60	0.40	1.20	5.30	6.21	3.90	
1993	3.83	45.53	166.70	113.00	33.70	11.90	4.96	2.08	2.70	16.70	35.50	28.10	
1994	69.90	83.90	119.80	116.90	35.80	16.30	15.60	2.40	2.30	3.70	6.60	11.00	
1995	9.10	47.40	43.70	41.50	14.40	5.80	3.20	1.50	1.30	7.59	10.11	12.52	
1996	16.60	61.10	10.42	29.40	37.90	9.10	4.60	2.91	6.60	3.58	15.51	26.51	
1997	3.42	27.25	19.29	15.49	11.18	4.24	1.99	0.37	0.45	2.69	16.43	72.66	
1998	115.33	220.23	321.45	573.60	63.39	21.65	10.25	5.77	4.36	7.40	12.54	4.93	
1999	15.36	164.75	109.54	63.55	49.78	23.34	14.56	4.14	11.04	16.46	9.57	31.94	
2000	13.22	72.98	163.35	87.37	65.07	24.54	9.64	4.27	4.75	4.40	2.04	20.38	
2001	88.94	82.72	237.64	128.95	40.16	21.73	9.97	5.01	7.33	5.50	21.13	23.66	
2002	16.77	40.64	154.26	130.02	29.88	13.81	5.49	2.73	2.47	8.71	27.86	54.04	
2003	34.42	52.91	55.19	51.13	22.81	11.27	4.05	1.35	1.19	1.87	6.09	8.99	
2004	7.80	29.93	36.86	31.97	12.60	4.46	1.75	0.51	1.09	5.39	23.74	33.67	
2005	28.69	23.06	109.95	48.58	14.65	4.72	2.07	0.80	0.75	6.39	6.07	11.68	
2006	16.54	68.96	186.14	115.07	19.47	11.42	4.47	2.92	2.91	2.27	8.63	32.29	
2007	40.63	32.20	102.96	92.83	27.44	8.62	4.06	2.46	1.92	5.22	21.38	8.97	
2008	48.73	119.21	134.05	118.46	41.07	16.72	6.72	4.74	5.24	14.50	25.87	11.40	
2009	63.03	124.98	168.91	92.97	37.70	16.24	8.81	4.79	3.23	6.16	18.48	43.76	
Suma Total	1260.12	2700.27	4169.11	3462.39	1245.86	503.30	241.48	116.63	140.38	354.49	560.02	837.10	
Promedio mensual	28.00	60.01	92.65	76.94	27.69	11.18	5.37	2.59	3.12	7.88	12.44	18.60	
Promedio Anual	28.87	28.87	28.87	28.87	28.87	28.87	28.87	28.87	28.87	28.87	28.87	28.87	
Distribucion	0.08	0.17	0.27	0.22	0.08	0.03	0.02	0.01	0.01	0.02	0.04	0.05	

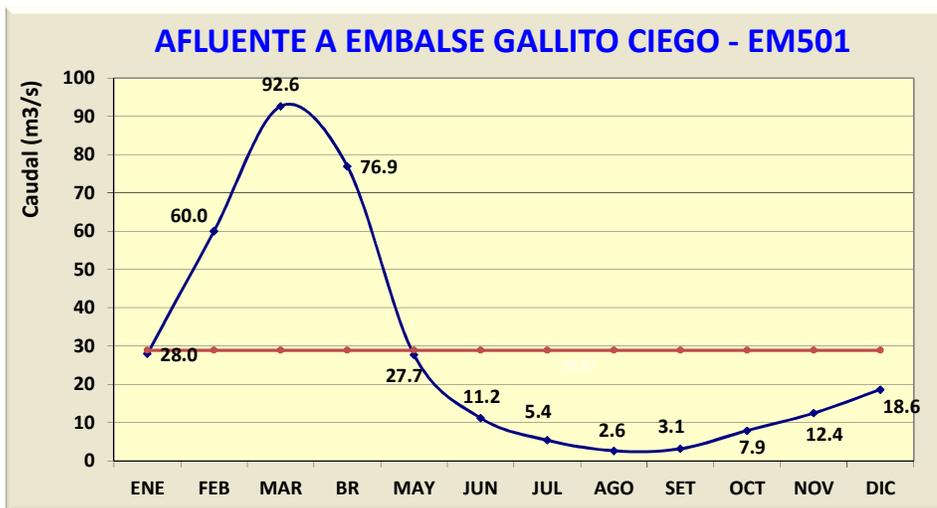


Tabla A5

Caudales históricos del río Chancay para la central hidroeléctrica Carhuaquero.

QN-605		Est_603											
CAUDALES EN CIRATO (RIO CHANCAY)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	BR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
1965	20.3774	22.261	55.0574	66.2074	30.9074	12.8076	10.8133	5.5632	9.7153	22.6109	42.4674	19.0474	
1966	40.8274	18.861	27.1174	29.4074	38.6374	13.3476	8.2333	5.2932	6.8353	34.3809	27.1174	12.7274	
1967	45.7474	71.441	56.1374	29.6374	24.8074	11.8076	8.7033	5.6032	5.8253	25.1209	15.5974	13.1774	
1968	9.6174	11.921	35.4974	13.5874	12.3574	5.9376	7.0433	5.2432	14.6753	45.4709	20.1274	9.0874	
1969	20.9774	31.381	50.7174	96.0874	25.2074	19.7776	9.0733	4.7632	8.6553	14.7909	31.4174	50.4274	
1970	40.3574	20.701	42.7274	45.9674	66.3074	23.8976	10.3633	5.0632	11.9153	39.7709	33.6674	49.2174	
1971	48.5274	59.791	103.5374	102.1374	43.4274	27.8476	11.6333	2.2132	18.1753	52.2309	36.6674	39.1074	
1972	43.6374	25.601	80.8974	64.7974	34.6274	18.2076	10.3233	4.2932	9.7553	14.6209	15.2274	23.5274	
1973	26.5974	25.381	49.8274	132.7874	48.3474	27.9976	18.1133	3.8832	30.6253	38.2809	42.4674	29.3774	
1974	44.5074	67.341	50.4574	36.7574	28.0674	20.4076	10.6733	3.9832	16.7653	47.8909	26.8274	29.9274	
1975	59.3774	73.051	109.0974	117.4974	55.4474	29.0476	15.4833	3.7932	25.9253	62.0409	30.0674	14.3674	
1976	42.8874	51.571	58.9074	67.1974	34.1074	26.4476	10.7033	3.8432	7.4053	5.0909	6.6274	9.2074	
1977	28.2874	88.321	64.3474	60.3574	34.8474	20.5176	10.1533	5.2232	8.7953	10.2009	17.6074	27.3474	
1978	11.9174	13.131	28.1674	34.9574	41.9274	16.8476	9.4033	5.2532	9.7153	7.5909	15.5374	18.5974	
1979	25.9874	21.321	78.6174	48.5074	34.4074	16.3076	10.6433	6.0832	16.3253	8.5209	7.0974	7.1374	
1980	5.6574	13.421	26.8974	25.5774	14.8374	9.7276	6.8233	5.2532	4.4253	27.1909	38.1274	34.8374	
1981	14.4274	69.021	50.7074	45.0874	18.0874	20.0876	9.3433	4.2232	6.9753	23.1709	27.1474	31.6674	
1982	23.5074	37.011	30.4674	50.5974	40.5574	19.7676	10.3733	5.4332	10.5853	42.2209	33.4274	69.0174	
1983	74.3874	38.741	76.6674	106.1574	66.3974	28.5976	10.5233	4.4832	12.8053	13.4509	10.3974	29.6774	
1984	15.6374	108.581	83.7674	65.7074	60.9774	26.2576	15.6233	4.9132	14.4053	48.5309	20.9274	23.8874	
1985	13.6874	15.371	28.0274	16.7674	14.2974	8.0076	7.0733	5.3432	8.8753	20.2009	8.0374	16.9774	
1986	32.2574	39.611	31.5374	87.4474	44.7274	16.1476	9.8633	4.3532	8.4353	14.3209	33.3374	29.1674	
1987	81.0874	65.491	37.2374	26.8874	26.2174	10.4376	8.4433	4.1432	12.3053	16.0009	19.3074	14.2274	
1988	34.4974	61.951	36.6474	50.4974	35.1274	18.5876	10.1333	5.8332	9.8253	18.0809	32.6474	18.2574	
1989	66.5774	97.861	73.0474	91.1574	29.0274	14.2676	9.1133	6.5332	11.2053	40.4609	19.0274	11.1174	
1990	6.2774	26.041	24.8474	32.5774	28.0274	26.9876	11.1633	6.0432	6.2753	27.2509	28.1674	33.5774	
1991	11.5474	24.771	82.3774	55.1074	45.8774	12.0576	6.7233	4.7232	4.7853	4.9909	8.5274	12.6074	
1992	22.6774	12.261	27.4374	49.9874	28.5574	16.7276	7.2133	4.9632	9.1253	17.2409	11.9074	7.3174	
1993	11.9274	43.771	61.6974	118.6874	55.6174	23.3076	12.1333	7.7432	9.6453	30.7009	47.0874	22.4274	
1994	64.5074	72.081	95.9574	88.9174	35.6074	18.1176	9.7533	5.7832	5.7253	5.0109	18.9074	32.1474	
1995	14.9674	44.071	42.2374	49.7474	25.1974	11.8076	8.5933	6.4032	5.3053	11.7509	35.7974	38.8174	
1996	52.2874	74.041	94.0874	70.6974	30.8174	16.9576	9.3133	7.0532	7.2853	25.6009	23.4074	9.9274	
1997	8.2322	56.1223	34.8445	37.8497	24.2096	10.8726	6.1459	4.17	4.0923	4.7793	19.7204	40.989	
1998	56.8432	62.5499	90.1582	132.8037	53.6758	19.0279	8.8636	6.5368	8.1574	10.4686	19.5942	7.7377	
1999	21.3922	94.7167	60.3238	73.562	52.7534	39.7138	27.4426	12.1592	18.191	30.3831	13.6021	36.904	
2000	14.6427	50.0061	86.5829	83.5693	63.891	26.4379	14.285	9.9462	12.7765	9.4994	4.2234	30.2241	
2001	51.3359	40.077	129.9178	95.4651	36.2232	20.5501	9.8006	6.1349	16.3129	11.2019	25.7214	33.5348	
2002	23.5276	41.5657	97.2175	80.5944	28.0143	15.3186	8.8255	5.3341	4.9519	13.2261	33.8092	25.2008	
2003	20.9574	53.7265	39.5185	54.9644	31.0796	21.5961	10.3056	5.8512	6.167	6.385	12.5202	17.8454	
2004	20.9574	14.9121	29.8118	36.5462	34.4183	11.2577	9.3508	4.5928	5.4929	17.8175	54.1986	50.0003	
2005	23.0759	43.892	107.7324	58.6251	18.0967	7.8453	4.4568	3.6705	3.5183	24.9422	18.274	17.3243	
2006	31.2778	89.2375	159.3916	95.2883	19.9008	16.5695	7.1847	5.9792	6.7633	3.8822	14.9002	43.7596	
2007	51.1709	45.0979	111.6409	110.1478	55.1296	14.0316	6.1515	5.9188	4.8236	15.6447	47.5596	17.2235	
2008	47.3849	101.1294	113.722	95.9658	56.2459	22.4091	12.3192	9.7889	17.2532	48.0243	54.5722	19.5809	
2009	76.6574	114.631	137.5974	69.7574	53.7174	27.3476	14.6933	8.9132	7.4553	9.1109	24.0274	41.1974	
<b>Suma Total</b>	<b>1503.00</b>	<b>2253.84</b>	<b>2993.22</b>	<b>3002.64</b>	<b>1680.74</b>	<b>842.03</b>	<b>463.39</b>	<b>252.32</b>	<b>465.06</b>	<b>1020.15</b>	<b>1127.43</b>	<b>1169.46</b>	
<b>Promedio mensual</b>	<b>33.40</b>	<b>50.09</b>	<b>66.52</b>	<b>66.73</b>	<b>37.35</b>	<b>18.71</b>	<b>10.30</b>	<b>5.61</b>	<b>10.33</b>	<b>22.67</b>	<b>25.05</b>	<b>25.99</b>	
Promedio Anual	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	31.06	
<b>Distribucion</b>	<b>0.090</b>	<b>0.134</b>	<b>0.178</b>	<b>0.179</b>	<b>0.100</b>	<b>0.050</b>	<b>0.028</b>	<b>0.015</b>	<b>0.028</b>	<b>0.061</b>	<b>0.067</b>	<b>0.070</b>	

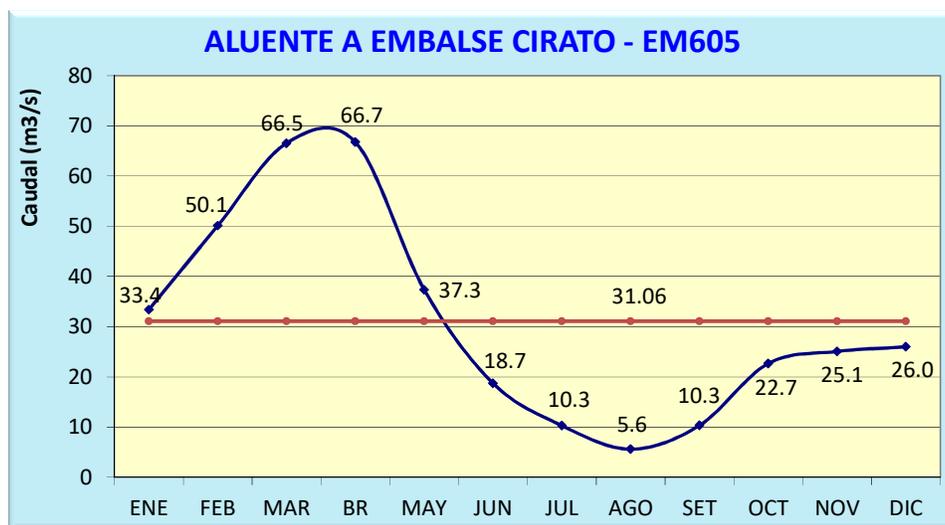


Tabla A6

Caudales históricos del río Pañe contribuye para las centrales de Charcani.

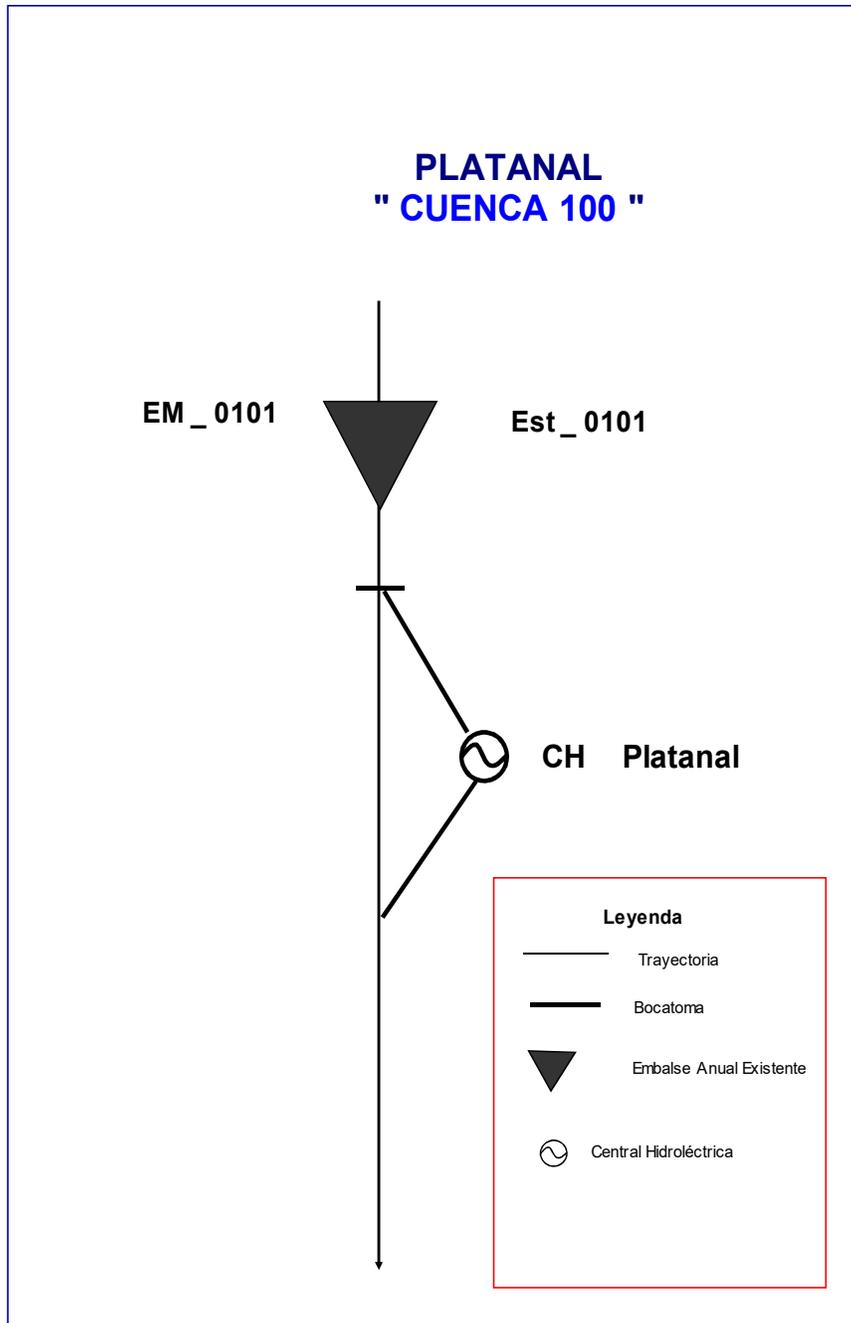
QN-2001 Est_2001													
Pañe													
ANO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
1965	3.0000	11.3000	1.8300	3.5200	0.7000	0.3900	0.0800	0.0100	0.0400	0.0300	0.0100	0.2800	
1966	2.2900	9.6900	3.4000	1.2000	0.8100	0.0200	0.0232	0.0890	0.0550	1.0179	0.6347	0.0500	
1967	3.1600	13.1100	9.0300	3.1200	0.8900	0.7000	0.0400	0.0232	0.0550	0.9771	1.3788	0.0300	
1968	3.0000	6.8900	9.6900	2.8100	0.7700	0.2700	0.0130	0.4820	0.0100	0.2849	0.0100	2.3600	
1969	3.2000	15.1000	3.8900	2.8100	0.7500	0.2600	0.0500	0.0242	0.0550	0.4989	0.0151	0.1900	
1970	6.4400	12.3900	5.9500	2.9500	0.4000	0.1900	0.0800	0.2000	0.0800	0.0315	1.5800	2.8100	
1971	5.5200	19.3500	5.7500	2.4200	0.8600	0.1600	0.3400	1.1792	0.0740	0.9771	0.0151	0.2900	
1972	5.2200	5.2000	21.9300	5.5000	0.8600	0.1200	0.0200	1.0251	0.6347	0.0740	0.5600	4.6600	
1973	6.3900	13.9600	10.5500	2.6100	0.8000	0.1400	0.2000	1.4500	1.7199	0.1850	0.1733	0.8600	
1974	12.1580	12.8180	9.1220	5.4851	2.1677	1.1576	0.2230	0.5678	1.6453	0.4512	5.9718	3.1640	
1975	2.9209	15.4151	9.1911	2.8666	4.6723	0.6513	0.0826	0.2070	0.1600	0.1073	3.6854	0.5907	
1976	8.6585	6.7374	6.7687	2.9060	0.1582	0.3650	0.4600	0.6808	1.0807	0.2134	0.1150	0.7390	
1977	2.1147	5.8582	9.1489	1.1699	0.0517	0.9800	0.0480	0.0700	0.0872	0.7627	1.5616	1.3140	
1978	6.9098	5.4662	1.3033	1.8590	0.1270	0.0189	0.1240	0.0540	0.0620	0.0430	1.1889	3.9066	
1979	7.1544	5.6379	7.6273	1.5771	0.1733	0.0772	0.1220	0.1685	0.1830	0.7611	0.4898	1.8508	
1980	3.4056	3.5066	6.0510	2.2532	0.0852	0.0220	0.5878	0.2960	0.4819	2.0537	1.4718	1.0370	
1981	6.5100	9.0279	11.7651	3.2714	0.4633	0.5320	0.4671	0.8360	0.7771	0.9771	0.5672	1.6028	
1982	11.4357	2.2375	5.3189	3.7269	0.3746	0.0215	0.0668	0.5984	0.9789	2.0711	4.1532	2.2722	
1983	1.2319	1.0695	1.4500	1.3220	0.3727	0.1455	0.0130	0.0232	0.0240	0.0315	0.0288	0.0085	
1984	11.9376	20.4493	6.4025	2.8800	1.2876	1.0316	0.5271	0.5508	0.7545	0.4989	4.1095	7.9741	
1985	4.2089	10.7542	0.1355	0.4638	0.4731	0.7309	1.1260	0.6069	0.7777	0.4781	3.7779	0.8916	
1986	7.0883	11.9933	5.2628	1.8703	1.3146	0.8063	0.8366	0.4820	0.8484	0.2849	0.0154	2.5757	
1987	11.3437	2.2131	2.0556	1.1877	0.0288	0.2966	0.5705	0.0972	0.1200	0.0890	0.0151	0.7100	
1988	8.5725	8.9044	7.9384	2.3460	1.7199	0.1850	1.0248	0.5787	0.7854	1.0179	1.3788	0.1712	
1989	4.8491	5.5216	7.5579	5.0277	0.9147	0.5878	1.0046	1.1692	1.1630	0.9273	0.6347	1.4124	
1990	3.0231	1.5434	2.3619	0.6185	0.3506	1.4839	0.7138	0.0242	0.0550	0.1000	2.9586	2.8756	
1991	6.6124	6.5914	8.2504	1.5909	1.3040	1.3371	0.7984	1.0251	0.8497	0.9379	0.6574	0.4792	
1992	3.3877	3.6373	1.6341	0.1723	1.0240	0.3766	0.0590	0.0688	0.0740	0.0164	0.0134	2.7889	
1993	8.0400	3.2319	6.5113	1.3891	0.6012	0.2863	0.9434	1.1792	1.2132	1.6469	2.7341	7.2015	
1994	12.8494	14.8121	7.1189	1.8465	1.8972	0.9890	1.0507	0.7177	1.0171	0.8898	0.9200	0.6260	
1995	2.6148	5.2228	7.7000	2.0878	0.8358	0.9670	0.5955	1.0143	1.0106	0.7503	0.6268	0.2393	
1996	5.7971	9.1768	3.2159	3.9398	0.5364	0.8465	0.5321	0.9688	0.6260	0.8530	0.4098	3.0390	
1997	9.9013	13.1174	5.3063	2.1496	5.7254	0.9011	1.2954	1.1199	0.9066	0.7056	1.4357	2.5224	
1998	7.4921	9.1994	3.2622	2.0601	0.7570	0.0159	0.2105	0.9026	0.7329	0.9938	1.2626	1.9741	
1999	3.3085	13.4646	15.5052	8.7406	1.4820	0.1610	0.1776	0.2368	4.3025	2.2518	0.4195	0.2556	
2000	8.3209	10.7213	12.5230	3.5636	0.6393	0.3690	0.7460	0.1130	2.3512	0.9520	0.2028	1.0289	
2001	11.1496	14.7001	11.5979	5.3787	0.9932	0.1527	0.1752	0.1514	0.1921	0.5962	0.2558	0.7727	
2002	1.5490	11.4230	9.9220	4.9940	1.7930	0.3160	0.3250	0.3160	0.5010	0.6770	0.9840	2.9070	
2003	4.8270	8.3020	11.6140	2.6370	0.6720	0.4400	0.6570	0.4200	0.5280	0.3500	0.1970	1.9140	
2004	12.1100	10.3210	3.8920	3.9620	0.6120	0.6250	0.3780	0.4550	0.4670	0.9379	0.2028	1.9106	
2005	2.7070	11.8620	2.6230	2.3820	0.4430	0.3620	0.4640	0.4090	0.1120	0.3990	0.4430	0.7310	
2006	7.2680	9.7320	10.3210	5.0380	0.4590	0.2520	0.3990	0.0510	0.0520	0.0240	0.0980	1.0320	
2007	7.1428	6.5633	12.5560	4.7614	0.9090	0.2978	0.3717	0.0634	0.9090	0.1130	0.2273	1.4005	
2008	10.1961	7.2792	4.8019	0.883	0.2423	0.2895	0.1845	0.2057	0.1068	0.1338	0.0518	1.7052	
2009	3.9993	5.5372	6.2253	2.2693	0.2446	0.1892	0.0645	0.1036	0.1089	0.4590	0.5681	2.5569	
<b>Suma Total</b>	<b>266.82</b>	<b>398.22</b>	<b>305.03</b>	<b>124.46</b>	<b>42.26</b>	<b>20.04</b>	<b>18.02</b>	<b>20.71</b>	<b>28.55</b>	<b>28.04</b>	<b>47.59</b>	<b>75.45</b>	
<b>Promedio mensual</b>	<b>6.21</b>	<b>9.26</b>	<b>7.09</b>	<b>2.89</b>	<b>0.98</b>	<b>0.47</b>	<b>0.42</b>	<b>0.48</b>	<b>0.66</b>	<b>0.65</b>	<b>1.11</b>	<b>1.75</b>	
Promedio Anual	2.67	2.67	2.67	2.67	2.67	2.67	2.67	2.67	2.67	2.67	2.67	2.67	
<b>Distribucion</b>	<b>0.194</b>	<b>0.290</b>	<b>0.222</b>	<b>0.091</b>	<b>0.031</b>	<b>0.015</b>	<b>0.013</b>	<b>0.015</b>	<b>0.021</b>	<b>0.020</b>	<b>0.035</b>	<b>0.055</b>	



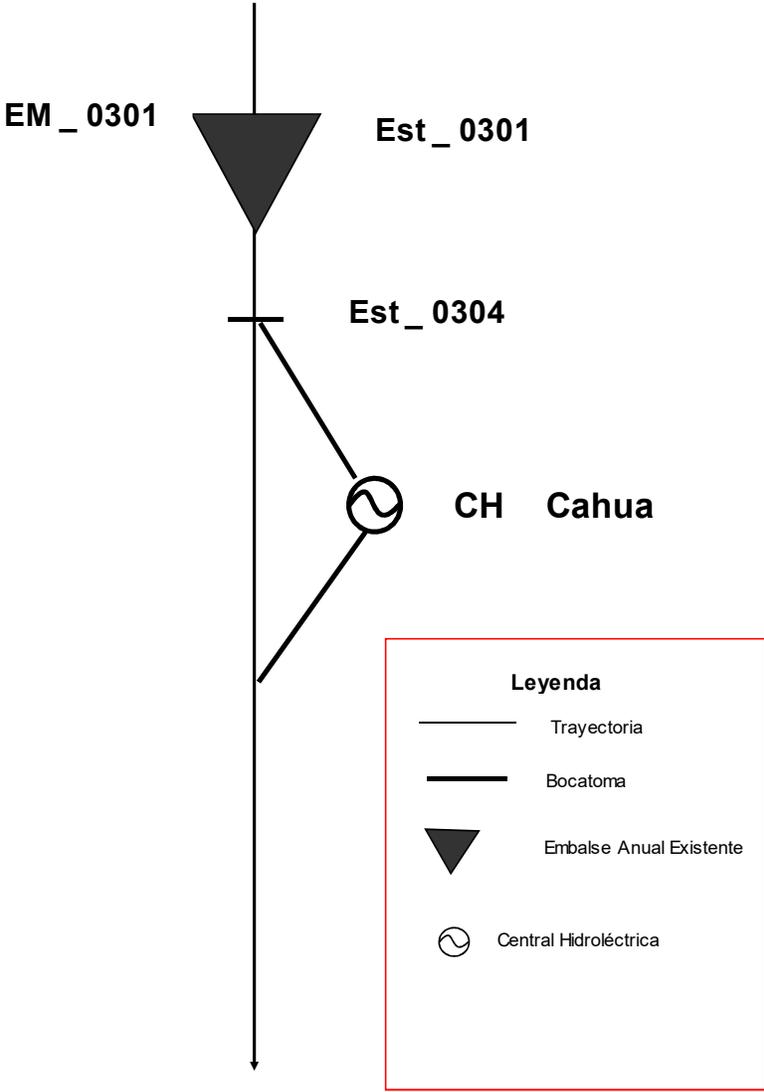
### Anexo 3

Diagramas de las cuencas del sistema eléctrico interconectado nacional.

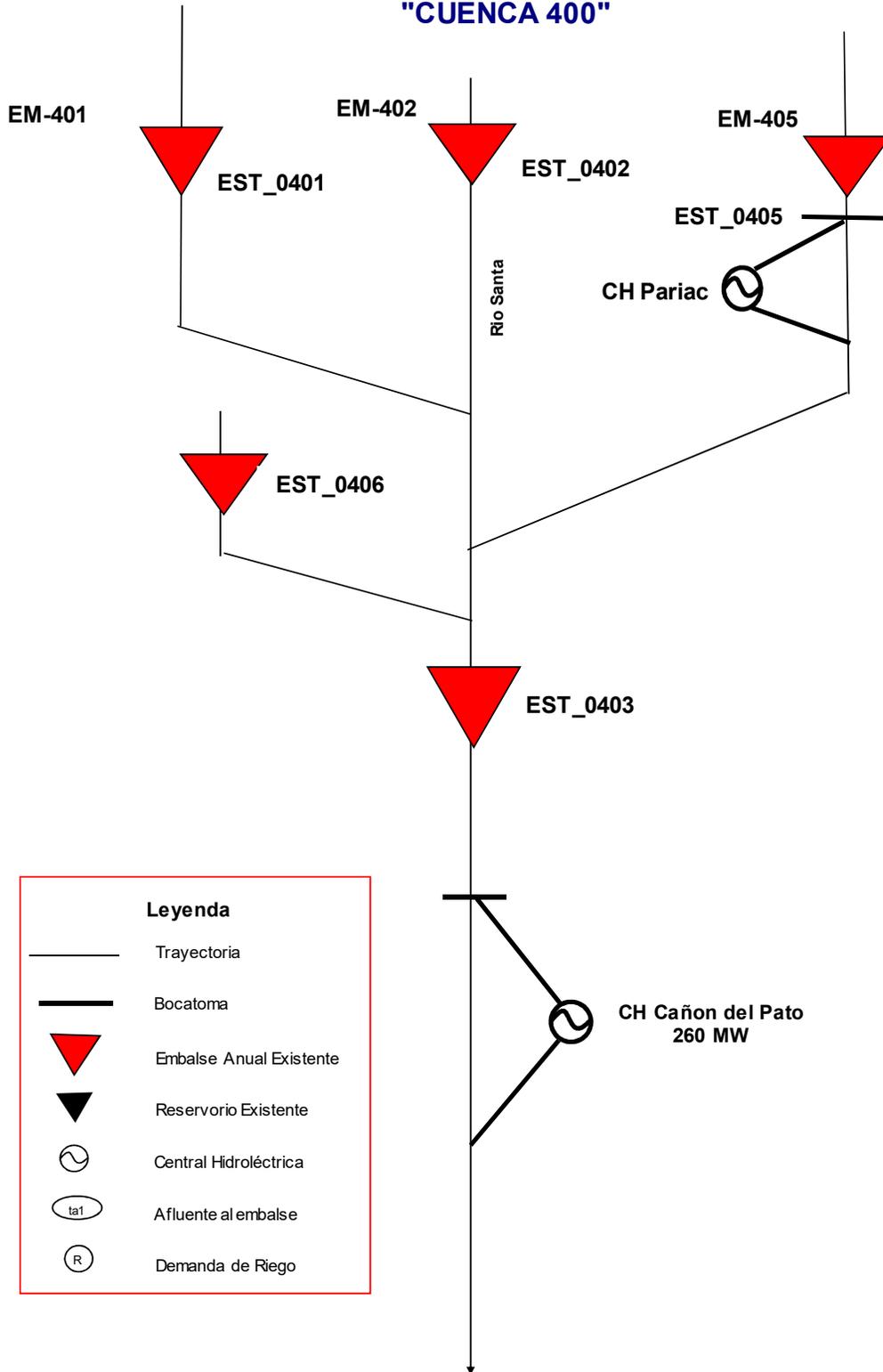
Se presentan a modo de ejemplo algunos de los diagramas de las cuencas hídricas del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).



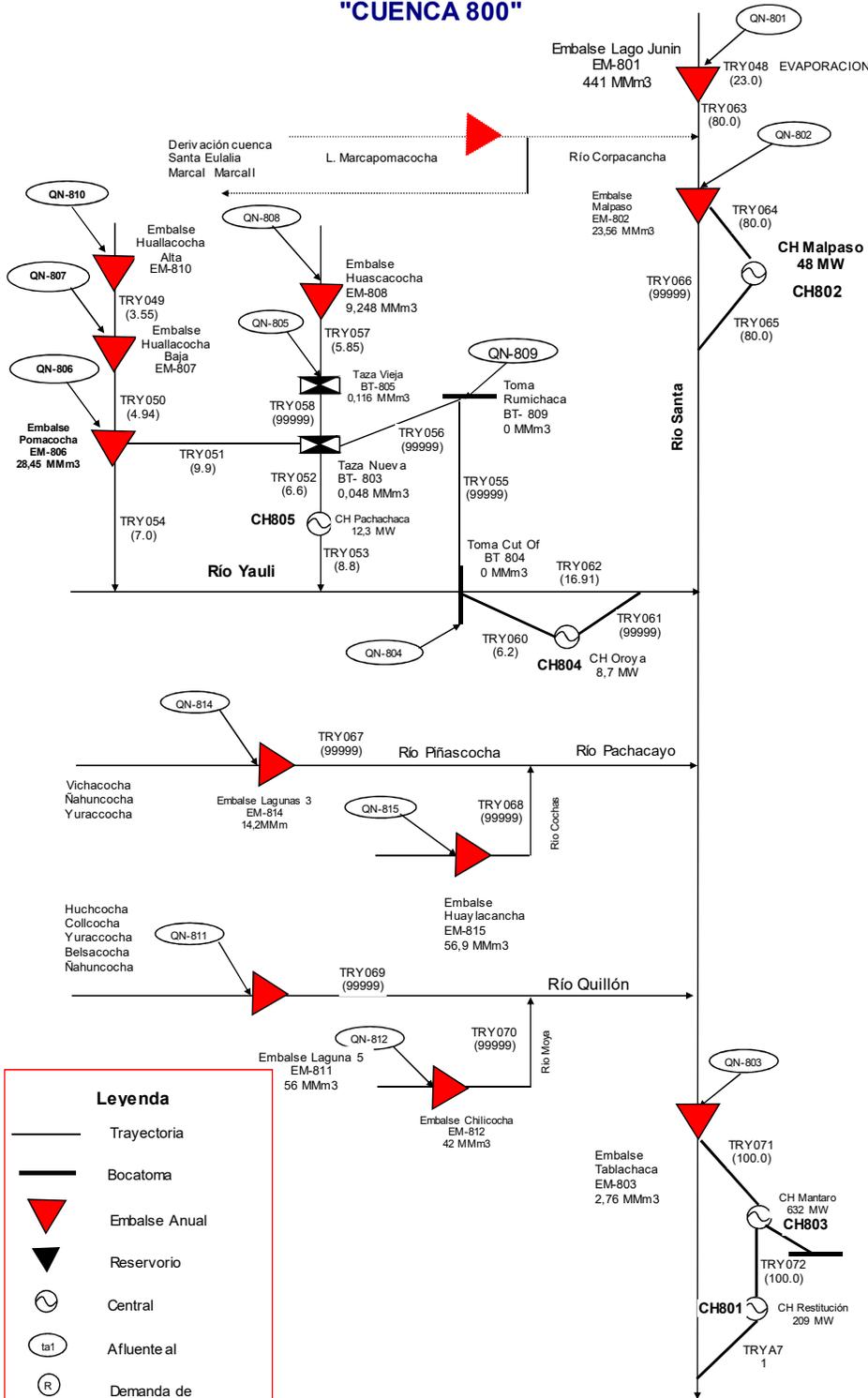
**CUENCA DEL RIO PATIVLCA  
" CUENCA 300 "**



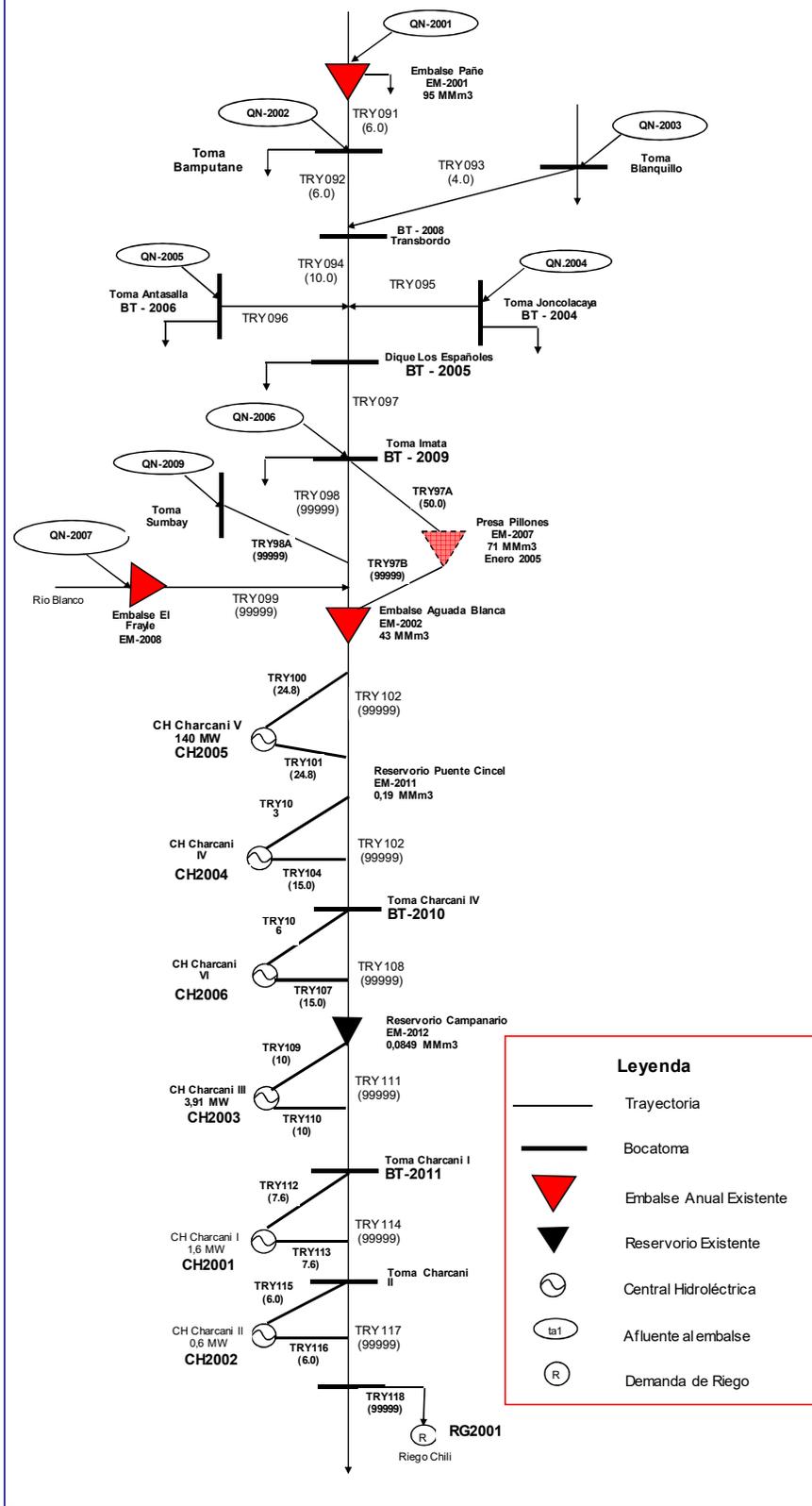
## CUENCA DEL RÍO SANTA "CUENCA 400"



## CUENCA DEL RÍO MANTARO "CUENCA 800"



## CUENCA DEL RÍO CHILI "CUENCA 2000"



# Anexo 4

## Tabla A7. Despacho horario de electricidad para el año 2015

FECHA	HORARIO																							
	Enero																							
	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
01/01/2015	4776.33	4235.40	4071.06	3948.37	3906.19	3716.68	3436.13	3520.05	3686.71	3766.52	3885.66	3962.49	3974.79	3960.91	3921.96	3850.61	3849.74	3964.46	4550.54	4745.04	4720.21	4622.96	4393.33	4107.17
02/01/2015	3881.03	3776.09	3707.67	3703.73	3716.75	3725.19	3747.86	4011.34	4280.87	4517.70	4664.49	4720.63	4623.36	4602.73	4626.54	4600.05	4630.49	4538.21	4885.88	5182.95	5140.64	5067.42	4693.63	4443.82
03/01/2015	4181.03	4013.83	3939.18	3889.44	3922.92	3882.10	3919.44	4223.15	4595.61	4759.04	4896.66	4928.68	4903.62	4831.96	4842.32	4770.65	4756.44	4705.08	5142.56	5313.20	5335.45	5337.98	4982.56	4660.55
04/01/2015	4391.32	4256.87	4139.33	4083.33	4080.32	4010.55	3912.38	4045.28	4180.81	4355.63	4469.06	4549.38	4527.69	4482.73	4430.98	4446.76	4415.60	4515.18	5067.42	5373.78	5275.29	5146.53	4813.83	4437.82
05/01/2015	4241.82	4021.73	3962.33	3908.90	3994.98	4063.16	4229.27	4555.03	4967.73	5196.47	5352.11	5371.88	5376.90	5287.80	5364.54	5378.49	5319.30	5126.58	5374.17	5549.06	5480.81	5441.55	5020.71	4627.34
06/01/2015	4333.67	4184.79	4161.82	4007.06	4096.28	4228.78	4351.08	4663.45	4962.54	5186.95	5321.48	5379.63	5296.72	5262.47	5269.89	5336.39	5302.65	5056.41	5274.28	5458.55	5443.25	5407.22	5056.71	4620.09
07/01/2015	4345.21	4187.19	4169.23	4075.29	4125.32	4205.07	4404.52	4672.70	4943.36	5111.31	5233.94	5331.70	5251.33	5247.59	5275.96	5265.86	5227.91	5009.98	5260.33	5432.49	5468.54	5459.44	5071.17	4719.03
08/01/2015	4406.84	4231.53	4156.45	4104.52	4184.19	4244.93	4312.85	4679.82	5017.01	5201.16	5386.59	5473.19	5373.46	5238.96	5361.63	5373.33	5422.34	5189.35	5440.09	5552.42	5545.77	5468.88	5031.96	4783.95
09/01/2015	4494.42	4336.43	4266.39	4204.11	4305.15	4369.74	4513.91	4764.69	5169.82	5306.58	5499.68	5586.58	5480.35	5432.92	5494.16	5482.68	5434.25	5251.24	5447.58	5624.90	5591.44	5400.77	5055.96	4853.17
10/01/2015	4552.43	4360.71	4322.92	4293.32	4349.31	4401.65	4372.27	4677.04	4987.28	5182.20	5362.23	5415.86	5209.31	5128.66	5102.75	5114.21	5052.04	4973.36	5321.03	5308.65	5562.48	5416.69	5033.13	4775.61
11/01/2015	4525.42	4335.94	4282.42	4178.39	4176.72	4119.27	3998.50	4045.70	4305.65	4462.19	4562.77	4647.92	4635.58	4578.47	4549.03	4510.57	4402.42	4471.81	5062.36	5318.59	5624.40	5146.37	5084.44	4443.34
12/01/2015	4234.86	4057.45	4030.54	3969.37	4071.05	4155.73	4327.03	4688.48	5056.33	5266.68	5469.47	5582.56	5549.57	5430.06	5518.82	5420.78	5452.07	5283.41	5420.69	5590.25	5601.22	5474.89	5024.15	4763.35
13/01/2015	4217.84	4062.83	3971.07	3972.48	4075.29	4151.36	4313.60	4647.13	5072.01	5373.19	5447.48	5338.08	5452.93	5488.19	5525.67	5549.29	5482.73	5226.19	5449.86	5625.04	5625.58	5558.48	5064.15	4835.09
14/01/2015	4488.03	4386.24	4312.55	4257.61	4334.52	4394.09	4538.06	4763.73	5141.56	5377.68	5518.78	5580.78	5473.32	5423.81	5542.49	5525.38	5504.35	5223.43	5457.40	5676.70	5628.10	5533.91	5111.78	4753.51
15/01/2015	4473.35	4346.20	4256.05	4215.03	4289.27	4326.91	4441.45	4759.28	5153.32	5379.11	5479.86	5589.62	5417.69	5479.82	5443.83	5434.17	5417.74	5213.90	5444.10	5695.96	5696.24	5451.83	5146.73	4862.13
16/01/2015	4508.59	4389.62	4313.99	4338.94	4358.37	4477.24	4532.11	4889.32	5197.41	5467.02	5478.54	5509.24	5368.84	5420.66	5542.97	5547.74	5517.83	5215.50	5443.69	5651.86	5632.14	5564.89	5103.28	4899.14
17/01/2015	4632.22	4474.16	4345.21	4322.16	4406.32	4454.85	4424.36	4708.66	5093.91	5228.37	5362.70	5415.86	5326.90	5250.38	5217.11	5112.81	5050.93	5002.34	5219.08	5378.89	5550.48	5446.81	5107.22	4869.44
18/01/2015	4591.06	4381.98	4306.32	4322.57	4241.49	4198.76	4022.44	4131.43	4342.38	4485.75	4576.98	4634.42	4593.35	4500.21	4553.94	4511.85	4503.13	4558.74	5098.07	5426.85	5294.58	5159.78	4780.97	4500.87
19/01/2015	4217.84	4062.83	3971.07	3972.48	4075.29	4151.36	4313.60	4647.13	5072.01	5373.19	5447.48	5338.08	5452.93	5488.19	5525.67	5549.29	5482.73	5226.19	5449.86	5625.04	5625.58	5558.48	5064.15	4835.09
20/01/2015	4572.52	4408.78	4357.63	4278.50	4369.78	4514.36	4526.47	4913.27	5285.82	5467.13	5511.95	5613.28	5463.61	5483.78	5575.95	5553.95	5513.09	5346.36	5445.61	5699.93	5628.47	5585.90	5178.26	4853.92
21/01/2015	4567.12	4404.81	4325.14	4281.16	4291.06	4402.28	4554.88	4872.07	5244.51	5499.69	5439.69	5417.26	5424.44	5437.41	5589.85	5554.84	5550.63	5354.08	5495.97	5649.62	5591.44	5519.96	5133.45	4888.25
22/01/2015	4628.45	4448.10	4380.53	4314.63	4370.36	4496.28	4621.40	4971.20	5241.39	5543.04	5623.89	5665.40	5587.82	5571.94	5664.93	5641.72	5609.75	5419.95	5430.81	5685.62	5678.64	5628.45	5241.15	4877.38
23/01/2015	4603.91	4355.98	4335.62	4327.46	4406.63	4455.16	4607.92	4922.92	5318.13	5482.58	5593.69	5650.73	5530.08	5537.96	5633.96	5641.64	5666.55	5303.30	5434.78	5656.40	5671.31	5631.06	5274.24	4896.29
24/01/2015	4690.55	4485.51	4377.49	4307.33	4354.89	4415.59	4466.46	4716.77	5045.48	5227.46	5418.79	5385.84	5260.28	5174.40	5132.03	5114.94	5036.72	4946.39	5311.84	5566.68	5587.08	5517.90	5169.92	4773.67
25/01/2015	4583.66	4370.94	4280.91	4199.15	4253.67	4252.64	3964.91	4134.16	4333.31	4457.19	4548.43	4643.16	4620.56	4588.36	4533.15	4554.67	4598.44	5079.66	5429.88	5591.44	5303.04	5103.22	4527.90	
26/01/2015	4342.90	4149.87	4067.52	3991.14	4042.58	4208.37	4372.20	4733.43	5155.52	5404.51	5607.12	5653.09	5578.06	5535.50	5683.54	5674.65	5525.21	5287.80	5473.25	5712.34	5992.19	5584.62	5183.23	4879.26
27/01/2015	4559.02	4418.87	4364.09	4315.08	4389.96	4469.11	4625.96	4926.29	5268.42	5542.36	5648.28	5715.95	5610.87	5610.13	5700.55	5686.38	5649.86	5368.19	5529.38	5704.49	5702.80	5704.62	5292.45	4964.22
28/01/2015	4658.80	4399.96	4339.93	4318.47	4381.91	4519.17	4609.63	4954.26	5334.32	5535.30	5673.50	5784.00	5630.94	5669.42	5747.25	5764.93	5656.57	5396.64	5572.74	5783.28	5732.83	5654.57	5273.41	4947.14
29/01/2015	4577.00	4464.91	4378.07	4329.67	4413.46	4508.44	4601.50	4952.35	5310.90	5503.11	5659.35	5624.19	5513.01	5498.68	5654.19	5644.02	5591.35	5352.01	5544.10	5756.06	5713.33	5705.80	5307.21	4985.97
30/01/2015	4708.60	4509.57	4450.84	4420.61	4481.08	4590.78	4626.08	4995.61	5371.95	5611.86	5692.72	5760.11	5655.06	5617.71	5741.02	5689.74	5614.15	5433.95	5595.63	5578.36	5695.73	5648.11	5361.80	5021.00
31/01/2015	4471.39	4357.14	4491.70	4431.73	4485.18	4504.28	4488.20	4775.76	5075.63	5315.22	5376.57	5472.08	5462.67	5180.35	5146.92	5131.08	5052.30	5070.98	5383.55	5598.92	5583.09	5518.00	5381.87	4847.37
Febrero																								
01/02/2015	4523.22	4378.00	4321.16	4181.61	4250.32	4178.90	3985.97	4080.81	4289.59	4399.45	4483.03	4559.49	4558.56	4442.29	4452.62	4449.53	4538.22	4564.16	5106.23	5301.36	5157.49	5154.75	4794.99	4479.26
02/02/2015	4237.70	4072.40	4011.74	3956.24	4053.55	4181.01	4306.66	4736.20	5070.07	5305.72	5417.19	5477.68	5420.59	5330.18	5491.38	5498.84	5436.82	5343.37	5495.32	5610.66	5579.49	5555.35	5187.23	4814.54
03/02/2015	4586.64	4362.28	4317.99	4278.36	4301.34	4394.32	4521.52	4760.03	5147.64	5473.64	5519.55	5563.25	5426.85	5414.90	5551.86	5519.06	5494.24	5325.80	5442.12	5640.60	5596.98	5613.74	5102.22	4806.22
04/02/2015	4440.33	4344.55	4242.75	4170.92	4237.15	4363.71	4531.25	4815.92	5240.49	5382.94	5541.31	5625.68	5464.30	5483.01	5554.76	5612.89	5554.71	5381.23	5564.65	5725.67	5643.91	5640.60	5264.70	4878.57
05/02/2015	4599.51	4373.86	4309.46	4246.33	4344.89	4504.98	4635.69	4923.12	5289.93	5560.81	5663.94	5623.33	5524.20	5568.75	5782.15	5780.14	5617.48	5439.62	5561.38	5732.67	5619.08	5538.04	5184.46	4967.03
06/02/2015	4667.60	4443.36	4376.65	4347.07	4428.61	4537.32	4581.20	4890.33	5314.40	5525.16	5623.43	5703.79	5554.89	5530.05	5627.74	5664.13	5558.73	5357.80	5532.91	5704.09	5707.42	5545.44	5140.86	4902.77
07/02/2015	4618.72	4473.93	4420.47	4337.02	4439.93	4476.68	4457.47	4754.50	5098.99	5292.37	5465.07	5477.43	5373.75	5199.42	5239.71	5219.94	5152.58	5059.53	5434.81	5634.00	5587.14	5364.05	5065.02	4824.59
08/02/2015	4586.45	4391.86	4259.05	4214.65	4427.44	4182.95	3938.71	4063																

		Abril																																		
01/04/2015	4467.25	4267.16	4237.76	4194.66	4281.50	4472.08	4664.46	4758.76	5095.28	5347.82	5405.47	5361.03	5270.03	5301.43	5476.84	5475.11	5346.32	5280.62	5664.56	5671.07	5569.62	5446.99	5039.89	4808.67												
02/04/2015	4521.11	4342.46	4256.59	4206.28	4259.13	4288.95	4159.70	4324.48	4599.93	4757.45	4888.89	4963.26	4912.44	4783.14	4775.47	4726.88	4730.16	4802.70	5471.09	5401.95	5368.35	5168.18	4806.28	4494.64												
03/04/2015	4221.13	4065.60	3962.61	3946.28	3931.11	3969.25	3896.69	3820.87	4078.94	4214.31	4376.30	4457.50	4426.48	4333.93	4299.16	4264.60	4242.85	4398.88	5076.48	5040.46	5028.93	4844.96	4539.47	4296.54												
04/04/2015	4044.48	3794.20	3779.98	3824.72	3789.34	3893.11	3930.12	4161.10	4572.52	4860.34	5041.14	4969.91	4968.08	4880.39	4875.91	4825.59	4726.86	4766.69	5344.81	5369.73	5281.89	5195.07	4915.53	4571.53												
05/04/2015	4319.13	4101.05	4059.46	4063.54	4035.41	4044.36	3878.49	4039.34	4238.37	4396.57	4504.22	4548.08	4538.61	4540.15	4503.90	4484.12	4554.40	4713.53	5388.90	5393.02	5316.15	5144.06	4574.44	4421.00												
06/04/2015	4168.55	4018.91	3962.25	3938.51	4018.98	4313.44	4553.09	4768.67	5120.56	5383.83	5518.37	5548.71	5280.65	5488.15	5575.85	5618.98	5539.19	5406.22	5806.00	5737.15	5666.60	5502.44	5054.00	4657.89												
07/04/2015	4522.97	4348.67	4272.77	4231.89	4390.40	4534.50	4730.38	4768.63	5066.11	5360.71	5518.23	5625.12	5432.95	5388.63	5605.89	5530.74	5506.97	5367.84	5750.16	5701.00	5620.06	5469.57	5032.41	4724.22												
08/04/2015	4399.30	4240.00	4206.86	4142.51	4223.01	4441.92	4654.93	4767.56	5126.43	5235.00	5430.94	5485.52	5360.36	5394.29	5494.63	5543.65	5499.74	5392.16	5763.92	5411.45	5499.50	5368.73	5444.97	4988.76	4732.17											
09/04/2015	4441.01	4267.72	4246.87	4138.57	4218.82	4434.00	4722.43	4721.40	5014.66	5261.40	5360.30	5509.22	5312.19	5333.58	5494.07	5493.86	5476.28	5392.83	5748.34	5727.85	5630.21	5470.25	5027.43	4747.99												
10/04/2015	4467.88	4336.18	4276.41	4208.85	4297.99	4504.89	4728.17	4862.91	5144.35	5377.49	5546.96	5566.12	5402.07	5454.03	5557.00	5566.16	5509.75	5450.36	5816.82	5731.22	5655.85	5532.73	5156.34	4811.39												
11/04/2015	4566.06	4404.81	4293.65	4271.11	4300.67	4382.70	4402.49	4655.45	5047.91	5221.88	5329.77	5406.51	5174.81	5086.89	5058.80	5092.04	5065.38	5044.37	5542.93	5513.14	5510.22	5405.42	5049.15	4732.43												
12/04/2015	4483.60	4310.87	4220.75	4171.73	4128.92	4136.80	3915.60	4007.03	4244.68	4340.41	4453.76	4532.77	4510.60	4476.39	4444.58	4417.02	4450.44	4633.40	5388.44	5376.78	5283.67	5097.78	4697.10	4348.10												
13/04/2015	4121.74	3982.09	3923.09	3941.00	3921.21	4175.40	4585.92	4702.91	5063.65	5232.01	5420.90	5520.87	5361.54	5408.12	5567.03	5602.32	5542.75	5425.20	5837.64	5833.77	5759.45	5645.15	5180.90	4822.88												
14/04/2015	4553.73	4468.62	4402.12	4328.73	4455.97	4593.01	4817.13	4967.79	5252.13	5538.54	5684.49	5745.65	5624.22	5563.18	5702.38	5721.23	5646.56	5588.45	5917.31	5884.63	5809.51	5756.63	5288.79	4878.27												
15/04/2015	4669.06	4434.33	4410.64	4344.49	4418.26	4658.91	4812.78	4912.58	5268.93	5485.41	5661.44	5699.36	5521.78	5496.46	5710.81	5735.44	5664.02	5618.07	5866.46	5802.39	5742.44	5701.18	5239.08	4867.75												
16/04/2015	4680.43	4383.34	4342.02	4319.16	4353.39	4609.19	4829.01	4926.47	5209.16	5507.02	5616.46	5700.14	5542.98	5465.09	5696.68	5655.58	5589.56	5573.67	5857.13	5822.67	5782.85	5721.61	5257.16	4933.91												
17/04/2015	4680.53	4450.33	4440.40	4377.41	4433.59	4635.74	4866.53	4977.35	5320.06	5476.40	5640.90	5697.96	5560.27	5548.27	5620.86	5662.36	5566.77	5489.58	5833.94	5808.21	5731.34	5676.05	5197.20	4922.12												
18/04/2015	4669.57	4486.69	4436.90	4409.55	4493.47	4473.85	4497.61	4803.83	5187.88	5343.45	5410.04	5480.34	5370.52	5270.99	5215.86	5175.98	5150.95	5203.81	5441.44	5614.79	5530.91	5506.72	5114.17	4786.81												
19/04/2015	4539.87	4279.40	4237.19	4171.40	4170.47	4197.11	3992.62	4104.98	4212.98	4450.87	4537.35	4612.94	4615.43	4606.12	4494.35	4516.50	4467.04	4776.90	5593.45	5441.45	5449.50	5358.01	5218.42	4540.11												
20/04/2015	4169.64	4075.28	4030.20	3990.46	4146.72	4405.01	4685.34	4794.75	5116.53	5322.81	5488.32	5577.56	5423.94	5425.88	5552.88	5607.52	5534.62	5514.06	5911.07	5805.24	5768.71	5549.99	5102.61	4865.30												
21/04/2015	4529.22	4403.44	4391.22	4346.83	4489.26	4623.12	4864.96	4968.46	5245.55	5448.13	5587.85	5563.46	5423.99	5392.84	5524.97	5506.96	5477.59	5414.66	5821.05	5780.52	5728.47	5574.77	5102.83	4834.20												
22/04/2015	4577.63	4442.88	4365.08	4370.04	4418.21	4636.91	4893.09	5016.57	5278.93	5422.53	5604.04	5633.90	5498.67	5439.55	5677.37	5630.32	5635.72	5596.96	5939.29	5888.45	5801.05	5722.72	5106.98	4890.98												
23/04/2015	4558.23	4427.60	4368.09	4278.51	4387.13	4602.96	4829.16	4926.08	5222.29	5483.37	5593.92	5457.17	5456.75	5452.47	5547.68	5622.84	5562.15	5494.58	5847.69	5819.43	5731.41	5626.18	5130.53	4836.64												
24/04/2015	4510.01	4369.23	4320.44	4334.87	4413.29	4658.97	4852.19	4979.56	5271.19	5413.15	5581.50	5602.96	5469.24	5469.84	5625.79	5543.34	5511.16	5519.92	5798.06	5689.54	5667.81	5584.82	5206.65	4842.34												
25/04/2015	4654.66	4440.41	4353.67	4338.64	4400.28	4492.39	4475.40	4781.84	5102.52	5301.94	5375.04	5458.26	5341.48	5301.51	5219.61	5142.63	5125.54	5212.70	5675.34	5590.92	5562.09	5483.90	5124.05	4831.94												
26/04/2015	4554.47	4407.62	4289.94	4267.07	4301.08	4270.48	4096.64	4203.61	4383.98	4527.08	4624.14	4678.90	4616.04	4645.11	4571.21	4562.22	4603.76	4859.93	5528.98	5500.37	5442.80	5250.56	4909.08	4468.42												
27/04/2015	4224.07	4095.68	4060.84	4020.44	4128.33	4392.66	4685.88	4810.45	5139.24	5452.38	5572.31	5670.38	5536.71	5486.26	5641.48	5584.74	5518.18	5561.64	5988.75	5841.61	5801.79	5704.13	5222.18	4881.51												
28/04/2015	4639.81	4487.96	4430.09	4355.56	4441.27	4673.68	4939.09	5062.01	5318.95	5476.26	5556.67	5589.86	5375.90	5456.19	5572.71	5566.33	5551.89	5643.75	5837.83	5768.10	5698.27	5614.92	5163.70	4828.80												
29/04/2015	4555.93	4368.08	4296.50	4260.53	4375.19	4596.85	4775.43	4910.63	5244.54	5390.59	5480.97	5551.52	5404.78	5362.37	5471.26	5459.03	5445.68	5521.87	5842.53	5809.56	5715.10	5480.10	5052.62	4817.58												
30/04/2015	4499.67	4371.65	4290.25	4270.92	4325.98	4568.68	4789.30	4881.23	5163.00	5398.54	5533.49	5599.53	5416.38	5382.64	5471.67	5479.53	5442.19	5483.76	5712.52	5656.19	5559.60	5346.76	4980.72	4720.27												

		Mayo																																		
01/05/2015	4425.44	4245.84	4153.94	4107.66	4121.37	4106.85	3892.26	3969.20	4195.73	4376.06	4494.54	4561.24	4520.16	4429.97	4398.50	4322.59	4250.68	4582.83	5176.85	5190.30	5162.66	5007.42	4672.72	4349.04												
02/05/2015	4079.57	3902.66	3828.88	3789.45	3832.47	3916.82	3896.56	4282.94	4671.17	4859.40	5067.82	5134.86	5101.43	4948.37	4779.87	4749.05	4710.87	4900.87	5345.34	5441.38	5355.12	5294.22	4988.52	4675.07												
03/05/2015	4139.73	4153.00	4114.60	4056.37	4064.30	4074.61	3882.68	4056.09	4252.86	4343.27	4493.71	4604.67	4561.55	4517.50	4439.23	4430.74	4435.37	4757.08	5375.60	5395.43	5373.00	5184.53	4738.48	4409.27												
04/05/2015	4140.53	4036.12	3972.08	3963.77	4076.53	4304.43	4602.06	4769.79	5053.16	5267.79	5396.87	5510.01	5356.50	5356.66	5528.30	5513.29	5479.22	5483.65	5785.24	5732.64	5644.10	5558.04	5139.07	4800.97												
05/05/2015	4478.75	4237.62	4189.78	4191.44	4263.22	4566.99	4761.63	4821.30	5130.92	5269.56	5410.99	54																								



		Octubre																											
01/10/2015	4566.95	4389.01	4376.39	4423.54	4517.61	4702.07	4962.45	5106.81	5289.65	5450.05	5585.79	5558.24	5429.26	5489.31	5582.41	5596.08	5517.07	5576.25	5819.14	5798.45	5793.19	5833.85	5248.65	5248.65	4934.84				
02/10/2015	4660.71	4500.03	4424.88	4416.81	4542.81	4773.22	5014.56	5065.68	5334.34	5510.76	5604.93	5618.26	5455.02	5603.09	5702.24	5712.81	5580.32	5548.27	5843.78	5861.10	5792.53	5575.26	5256.10	4962.18					
03/10/2015	4724.87	4555.18	4505.50	4532.11	4581.52	4602.55	4739.71	5039.50	5280.54	5431.35	5545.52	5499.28	5362.21	5297.65	5313.97	5182.14	5224.34	5507.10	5801.60	5429.18	5727.81	5230.98	5135.47	4860.90					
04/10/2015	4657.77	4506.47	4415.32	4398.73	4425.88	4269.75	4191.80	4272.11	4498.85	4611.18	4746.29	4768.96	4705.90	4708.98	4661.18	4660.64	4688.42	5094.17	5556.76	5553.51	5441.23	5429.26	4864.03	4556.28					
05/10/2015	4309.17	4181.91	4140.19	4184.43	4256.18	4550.71	4904.71	5127.24	5411.51	5551.03	5624.02	5657.41	5475.92	5597.07	5653.01	5597.06	5554.59	5657.74	5760.24	5825.85	5730.79	5560.00	5231.06	4892.48					
06/10/2015	4606.09	4461.29	4422.69	4460.97	4552.96	4710.64	4921.36	5114.04	5387.79	5488.49	5654.29	5603.36	5445.85	5544.39	5553.84	5543.00	5552.91	5633.42	5852.15	5773.53	5706.45	5534.86	5246.69	4925.40					
07/10/2015	4678.38	4535.40	4472.41	4498.77	4655.55	4859.21	5085.50	5198.54	5461.95	5611.89	5709.87	5660.02	5530.38	5606.20	5644.41	5670.83	5639.61	5692.08	5825.55	5745.23	5728.02	5545.54	5232.67	4886.57					
08/10/2015	5870.19	5761.42	5751.22	5648.66	5250.10	4969.59	4721.86	4589.42	4502.99	4479.71	4513.93	4436.61	4399.01	4557.32	4839.36	4995.57	5045.29	5102.37	5060.72	5043.37	5003.02	4990.45	4948.50	5024.02					
09/10/2015	5688.05	5678.16	5578.84	5384.66	4951.25	4571.60	4320.95	4221.65	4179.82	4170.02	4226.38	4256.68	4372.91	4517.58	4929.46	5116.49	5296.29	5391.41	5201.16	5206.10	5250.76	5227.66	5203.65	5313.61					
10/10/2015	5795.02	5769.26	5720.14	5585.53	5232.48	4864.16	4610.59	4448.06	4379.41	4361.43	4383.42	4411.99	4464.09	4750.18	5049.57	5135.65	5274.13	5272.74	5212.77	5156.07	5158.87	5073.54	4986.33	5242.29					
11/10/2015	5707.83	5651.79	5585.64	5393.58	5130.83	4909.64	4696.47	4508.03	4422.42	4353.47	4394.25	4334.61	4216.88	4372.29	4602.60	4707.68	4756.15	4798.79	4783.06	4820.64	4700.19	4675.38	4643.48	4927.39					
12/10/2015	5631.22	5663.44	5569.97	5420.59	4987.59	4628.30	4357.24	4270.30	4234.48	4242.76	4351.07	4504.97	4781.74	5009.13	5361.77	5533.53	5687.44	5740.09	5560.72	5596.08	5708.12	5660.51	5589.76	5561.16					
13/10/2015	5913.10	5871.37	5769.13	5607.79	5128.79	4925.53	4673.68	4529.11	4541.90	4571.52	4623.60	4741.41	5035.59	5151.38	5418.98	5565.94	5649.91	5695.52	5480.05	5547.67	5696.59	5660.09	5674.19	5691.94					
14/10/2015	5952.75	5925.28	5853.77	5676.69	5447.34	5095.07	4766.52	4603.16	4510.64	4509.12	4616.62	4778.25	5099.20	5130.93	5423.80	5535.63	5596.16	5714.39	5545.37	5532.19	5629.35	5646.23	5584.39	5626.12					
15/10/2015	5907.85	5879.93	5818.07	5677.30	5255.73	5036.65	4732.45	4561.81	4519.58	4493.81	4566.87	4719.45	4926.84	5139.99	5409.28	5547.30	5557.28	5641.67	5479.61	5558.85	5636.01	5685.45	5595.08	5688.23					
16/10/2015	5927.00	5874.77	5813.37	5706.46	5299.57	5058.35	4806.21	4630.10	4536.38	4463.78	4543.60	4683.55	5015.20	5157.58	5427.73	5625.02	5731.00	5816.93	5705.18	5627.10	5775.86	5772.49	5675.29	5622.02					
17/10/2015	5950.86	5943.11	5906.44	5697.92	5335.16	5089.84	4870.59	4680.43	4652.58	4628.32	4698.37	4713.92	4801.91	5059.21	5306.11	5376.90	5486.39	5526.26	5475.00	5387.89	5412.67	5338.74	5395.35	5514.47					
18/10/2015	5959.30	5849.38	5833.32	5621.78	5310.97	5094.07	4826.22	4618.42	4506.63	4488.52	4460.22	4321.06	4204.29	4247.89	4445.68	4514.30	4576.30	4649.71	4608.48	4642.05	4636.16	4566.62	4632.55	4924.82					
19/10/2015	5576.73	5628.27	5530.56	5415.05	5010.74	4647.42	4401.63	4294.39	4256.66	4248.59	4375.53	4573.56	4886.33	5007.86	5399.64	5578.15	5644.57	5712.75	5496.42	5643.58	5747.91	5677.56	5687.15	5690.88					
20/10/2015	6010.47	5977.52	5961.85	5690.19	5256.43	5027.16	4771.93	4671.51	4598.90	4586.49	4470.50	4771.61	4970.42	5111.34	5362.79	5463.84	5698.24	5725.65	5534.46	5600.41	5687.17	5640.12	5633.79	5728.47					
21/10/2015	5926.76	5883.47	5832.18	5696.85	5252.49	5018.21	4673.01	4504.15	4428.83	4419.51	4489.01	4623.73	4904.73	5069.68	5365.34	5468.38	5542.86	5568.22	5406.06	5430.21	5537.01	5560.72	5561.24	5684.25					
22/10/2015	5830.84	5775.12	5698.96	5560.94	5132.61	4927.63	4706.68	4578.00	4445.35	4383.68	4421.20	4585.51	4918.89	5061.25	5449.98	5488.36	5677.85	5710.08	5529.59	5467.09	5540.08	5551.27	5552.81	5692.58					
23/10/2015	5900.75	5881.10	5805.80	5532.94	5235.07	5059.48	4845.94	4665.00	4646.99	4573.53	4641.23	4778.91	5152.70	5243.26	5537.86	5726.87	5829.92	5897.28	5641.49	5651.88	5757.73	5738.27	5748.58	5805.71					
24/10/2015	5945.80	5906.76	5803.98	5749.30	5356.78	5126.76	4814.01	4756.81	4676.81	4687.21	4744.13	4763.52	4823.93	5112.24	5419.83	5565.63	5557.72	5555.33	5525.36	5517.65	5536.93	5482.66	5470.31	5587.38					
25/10/2015	5942.09	5868.48	5808.89	5690.58	5247.64	5060.41	4782.58	4620.21	4550.11	4577.02	4637.68	4808.38	5075.56	5229.54	5459.44	5618.60	5774.42	5773.10	5553.35	5545.35	5731.05	5788.71	5761.78	5674.18					
26/10/2015	5664.60	5646.83	5568.57	5356.77	5012.34	4698.34	4456.38	4378.38	4294.87	4264.79	4373.78	4535.10	4881.40	4985.54	5367.71	5536.75	5684.09	5722.80	5632.29	5672.38	5738.27	5783.92	5732.37	5726.39					
27/10/2015	5990.85	5968.08	5908.89	5690.58	5247.64	5060.41	4782.58	4620.21	4550.11	4577.02	4637.68	4808.38	5075.56	5229.54	5459.44	5618.60	5774.42	5773.10	5553.35	5545.35	5731.05	5788.71	5761.78	5674.18					
28/10/2015	5926.10	5983.73	5858.65	5718.54	5269.95	4993.58	4750.12	4528.19	4454.06	4448.31	4539.93	4763.26	5053.66	5149.92	5484.21	5659.79	5726.09	5796.08	5669.68	5632.10	5773.09	5747.61	5722.27	5651.12					
29/10/2015	5977.18	5811.43	5822.84	5724.19	5340.41	5109.57	4833.35	4704.60	4547.13	4594.67	4688.75	4837.75	5109.45	5181.81	5471.86	5607.76	5774.26	5833.76	5674.31	5600.19	5811.36	5833.85	5776.12	5769.60					
30/10/2015	6018.07	5972.72	5933.30	5783.93	5419.28	5146.20	4864.34	4705.27	4602.78	4559.27	4655.05	4861.67	5165.20	5224.11	5499.05	5589.91	5622.99	5735.99	5548.93	5485.77	5652.59	5576.50	5607.14	5589.55					
31/10/2015	6018.07	5972.72	5933.30	5783.93	5419.28	5146.20	4864.34	4705.27	4602.78	4559.27	4655.05	4861.67	5165.20	5224.11	5499.05	5589.91	5622.99	5735.99	5548.93	5485.77	5652.59	5576.50	5607.14	5589.55					

		Noviembre																											
01/11/2015	4742.98	4559.63	4415.15	4355.08	4387.43	4172.92	4059.44	4156.58	4346.10	4420.45	4565.63	4580.88	4540.42	4489.07	4438.63	4336.73	4463.59	4894.42	5350.82	5411.29	5419.95	5226.93	4845.47	4496.69					
02/11/2015	4316.38	4160.77	4130.19	4101.04	4200.37	4379.37	4700.57	4938.99	5226.88	5404.72	5510.43	5458.05	5317.95	5419.43	5501.18	5475.94	5493.68	5490.23	5732.88	5735.67	5663.27	5530.89	5189.42	4840.29					
03/11/2015	4650.89	4496.81	4446.26	4408.48	4818.48	5042.47	5166.64	5419.61	5495.21	5595.10	5638.57	5485.26	5626.38	5740.60	5670.30	5499.60	5466.71	5728.77	5745.92	5521.16	5150.93	4975.97	4795.97						
04/11/2015	4592.57	4462.24	4416.14	4408.13	4497.14	4739.13	4957.95	5130.24	5353.71	5490.19	5551.48	5595.58	5470.91	5530.86	5626.74	5671.76	5616.91	5599.16	5876.81	5813.03	5763.01	5659.87	5135.69	4870.36					
05/11/2015	4455.25	4387.06	4383.24	4408.43	4525.05	4721.03	4993.60	5153.05	5399.02	5529.31	5669.33	5638.49	5452.01	5481.82	5573.76	5547.40	5473.35	5578.89	5832.42	5841.46	5794.95	5510.83	5279.61	4908.15					
06/11/2015	4695.18	4561.46	4475.73	4465.95	4553.08	4726.04	4962.36	5180.20	5368.54	5552.52	5657.34	5599.75	5443.99	5567.45	5605.23	5602.53	5524.81	5506.90	5825.71	5792.18	5718.57	5480.63	5161.01	4901.24					
07/11/2015	4715.74	4570.10	4488.66	4460.14	4553.15	4544.57	4722.48	5004.98	5279.30	5446.09	5575.20	5548.32	5451.00	5380.87	5315.78	5272.45	5319.75	5410.19	5800.92	5815.31	5766.90	5528.84	5308.92	5039.30					
08/11/2015	5813.49	5778.75	5741.29	5607.89	5290.44	5107.38	4852.15	4662.57	4559.86	4455.90	4510.94	4384.16	4274.92	4316.09	4507.54	4603.67	4708.74	4780.36	5455.88	4714.11	4700.09	4649.96	4702.82	4915.15					
09/11/2015	5609.70	5585.78	5488.94	5320.43	4943.51	4571.06	4344.45	4183.28	4107.04	4078.31	4210.47	4395.90	4742.07	4828.48	5174.74	5328.47	5549.98	5625.10	5734.83										