

**METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA LOCALIZACIÓN DE UNA PLANTA
DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GAS NATURAL CICLO
COMBINADO**

**WILMAN ALBERTO MORALES TORRES
SANTIAGO ORDÓÑEZ CÁRDENAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2016

**METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA LOCALIZACIÓN DE UNA PLANTA
DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GAS NATURAL CICLO
COMBINADO**

**WILMAN ALBERTO MORALES TORRES
SANTIAGO ORDÓÑEZ CÁRDENAS**

**Proyecto presentado como requisito para optar al título de:
INGENIEROS ELECTRICISTAS**

Director:

PhD. Ingeniero Industrial en Ingeniería Eléctrica

JOHANN FARITH PETIT SUAREZ

Codirector:

MIE. Ingeniero Electricista

MANUEL JOSÉ ORTIZ RANGEL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
INGENIERÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2016

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos especialmente a nuestro director el Doctor Johann Farith Petit Suárez y a nuestro codirector el MPE Manuel José Ortiz Rangel por todo el apoyo y la guía brindada durante este proceso, sus asesorías y aportes han sido vitales para la realización del proyecto.

A los Ingenieros Hildebrando Rojas Calderón, Arcenio Torres, José David Montoya Salas, Sandra Stella Fonseca, Ángela Sarmiento, Javier Enrique Sierra Bohórquez, Orlando Mejía Rueda, Martin Alonso Almonacid Durán, Luis Alonso Cabarique Serrano, Alfredo Valle Sosa, Jaime Galindo, Jaime Serrano Rangel, Jairo Fabián Jaimes Rojas y Carlos Eduardo Castang Montiel, al Abogado Percy Samaniego, a los Doctores Gilberto Carrillo Caicedo, Gerardo Latorre, Cesar Antonio Duarte Gualdrón y Jairo Palacios Peñaranda por la colaboración en la solución de las encuestas de macro-localización y micro-localización a pesar de sus ocupaciones, gracias a su experticia dimos peso a las variables seleccionadas en nuestro trabajo.

Al Ingeniero Jorge Mario Echeverría Carrillo por la capacitación brindada en el Software Power Factory Digsilent y su buena atención.

A la Secretaria del área de pregrado de la E3T Ingrid García, por toda la colaboración administrativa brindada.

Y de manera especial a nuestros padres el Ingeniero Wilman Morales Rey y el Doctor Gabriel Ordóñez Plata por todo el apoyo y colaboración en la ejecución del proyecto.

DEDICATORIA

A mi Dios, porque sin él nada se puede, porque me ha dado todo para lograr las metas que me he trazado, porque si él está conmigo, quien contra mí.

A mi mamá, que se ha aguantado mi genio todo este tiempo, que celebra cada una de mis victorias como propias y sufre en cada uno de mis tropezones, porque su voz me da paz para ordenarme y continuar.

A mi papá, porque es mi ejemplo a seguir, mi guía y mi héroe, porque me apoya en todas mis ideas y locuras, porque doy lo mejor de mí para que siempre se sienta orgulloso de su hijo.

A mi hermana, para que tome mis logros como guía y ejemplo, porque quiero que siempre sea yo el dibujo más grande en su hoja, tú me llamas y yo llego a donde sea princesa.

A mi novia, porque llenó de felicidad mi vida, me ha dado las fuerzas para querer ser mejor cada día, ha sido mi inspiración y compañía, eso no sé cómo pagarlo, somos tu y yo contra el resto.

A mis compañeros de la universidad, ningún camino se labra en soledad y este logro es de todos, gracias por su ayuda.

A mis amigos del colegio, ellos saben lo importantes que son en mi vida.

Y a todo el que crea en mí le dedico esta meta alcanzada, espero no defraudarlos, es el inicio de una vida y daré lo mejor.

Wilman Alberto Morales Torres

Gracias a mis padres por estar siempre ahí, a mi madre por su fortaleza y alegría con las que pinta la vida que la rodea. A mi padre por su seguridad, y sabiduría con las que día a día dirige la familia.

A mi hermano por regalarle más locura a la vida tan planeada que a veces tengo.

A mis amigos por creer siempre en mis ideas, y por estar ahí para escucharme y aconsejarme cuando lo necesito o cuando ellos lo consideran.

Al baile por hacer que el caminar en esta etapa fuera más divertido.

A mi familia, por querer siempre lo mejor para mí.

A la universidad, la cual me acogió con la misma calidez que lo hizo con mi madre, mi padre y mi hermano.

Sobre todo a Dios por llenarme de sabiduría en los momentos más nublados, por colmarme de fuerza en los momentos de debilidad, y por llenarme de ganas cuando más lo necesitaba.

Gracias a todos por haber contribuido inmensamente en mi formación intelectual y personal, porque soy fiel creyente que uno es obra de lo que se rodea.

Santiago Ordóñez Cárdenas

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	15
1. ESPECIFICACIONES DEL PROYECTO	17
1.1. JUSTIFICACIÓN.....	17
1.2. OBJETIVOS	19
1.2.1. OBJETIVO GENERAL.....	19
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
2. MARCO TEÓRICO.....	20
2.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA	20
2.1.1. Central termoeléctrica.....	21
2.2. PARÁMETROS ELÉCTRICOS	27
2.2.1. Solución de flujos de potencia.....	29
2.2.2. Fallas en sistemas de potencia.....	33
2.2.3. Análisis de contingencias simples	33
2.2.4. Márgenes de carga	34
2.3. LOCALIZACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN	37
2.3.1. Variables de macro-localización.....	37
2.3.2. Variables de micro-localización.....	45
3. METODOLOGÍA	49
4.1. Paso 1.	49
4.2. Paso 2.	49
4.2.1. Paso 2.1.....	49
4.2.2. Paso 2.2.....	50
4.3. Paso 3.	50
4.3.1. Paso 3.1.....	50
4.3.2. Paso 3.2.....	51
4.3.3. Paso 3.3.....	51
4.3.4. Paso 3.4.....	51
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	55
4.1. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO LOCAL.....	55
4.2. MACRO-LOCALIZACIÓN	55
4.2.1. Variables de macro-localización.....	55
4.2.2. Encuesta macro-económica	56
4.2.3. Proceso de calificación.....	58

4.3.	MICRO-LOCALIZACIÓN	71
4.3.1.	Etapa I	71
4.3.2.	Etapa II	92
4.4.	DISPOSICIÓN TÉCNICA	99
5.	CONCLUSIONES	102
	REFERENCIAS	110
	BIBLIOGRAFÍA	116

TABLAS

Tabla 1. Tipos de barra y características	29
Tabla 2. Top 5 de países con reserva de Gas natural.....	41
Tabla 3. Comportamiento del PIB por ramas de actividad económica 2015.....	44
Tabla 4. Peso de calificación para variables de la macro-localización	57
Tabla 5. Favorabilidad del criterio “Política de participación”	57
Tabla 6. Calificación Argentina	59
Tabla 7. Calificación Paraguay	60
Tabla 8. Calificación Uruguay	61
Tabla 9. Calificación Bolivia	62
Tabla 10. Calificación Perú	64
Tabla 11. Calificación Chile.....	65
Tabla 12. Calificación Ecuador	66
Tabla 13. Calificación Colombia.....	68
Tabla 14. Calificación Venezuela	69
Tabla 15. Calificación Brasil.....	70
Tabla 16. Capacidad firme de volumen de gas de CAMISEA para generación	73
Tabla 17. Proyecciones de PIB (%) por escenario sin proyectos mineros.....	75
Tabla 18. Demanda de grandes cargas (proyectos) en el escenario base	76
Tabla 19. Proyección oferta de generación	77
Tabla 20. Barras con tensión crítica	82
Tabla 21. Líneas con sobrecargas	83
Tabla 22. Contingencias N-1 2022.....	83
Tabla 23. Contingencias N-1 2026.....	83
Tabla 24. Clasificación balance oferta-demanda.....	85
Tabla 25. Balance Oferta-Demanda S/E Trujillo.....	85
Tabla 26. Balance Oferta-Demanda S/E Cajamarca	86
Tabla 27. Balance Oferta-Demanda S/E Piura.....	86
Tabla 28. Sobrecargas área norte.....	90
Tabla 29. Niveles de tensión en barras área norte	91
Tabla 30. Sobrecarga en líneas de enlace centro-norte.....	92
Tabla 31. Peso de calificación para variables de micro-localización	95
Tabla 32. Calificación Alternativa N°1	96
Tabla 33. Calificación Alternativa N°2	97
Tabla 34. Calificación Alternativa N°3	98
Tabla 35. Proyección oferta de generación.....	99
Tabla 36. Especificación técnica de la central	101

FIGURAS

Figura 1. Matriz energética mundial	18
Figura 2. Flujograma simplificado para la electricidad.....	20
Figura 3. Central termoeléctrica a vapor de agua	21
Figura 4. Fases del proceso de generación en una central térmica a vapor de agua	22
Figura 5. Diagrama esquemático de una termoeléctrica a vapor de agua.....	23
Figura 6. Central termoeléctrica a gas	23
Figura 7. Fases del proceso de generación en una central térmica a gas.....	24
Figura 8. Diagrama esquemático de una central termoeléctrica a gas	25
Figura 9. Central termoeléctrica ciclo combinado.....	25
Figura 10. Fases del proceso de generación en una central térmica ciclo combinado	26
Figura 11. Diagrama esquemático de una central termoeléctrica ciclo combinado	27
Figura 12. Curva P-V	35
Figura 13. Margen de carga definido por el criterio de seguridad del PMC	35
Figura 14. Margen de carga definido por mínima tensión	36
Figura 15. Márgenes de carga para condiciones N y N-k.....	36
Figura 16. Recursos energéticos	40
Figura 17. Estimaciones de las tarifas de gas para generadores eléctricos	42
Figura 18. Comportamiento trimestral del PIB y la demanda de energía.....	43
Figura 19. Potencia de salida vs Altura sobre el nivel del mar	47
Figura 20. Proceso metodológico para la localización de una central de generación	54
Figura 21. Participación por tecnología en la matriz eléctrica.....	67
Figura 22. Clasificación de países del entorno local	71
Figura 23. Zonas eléctricas del SEIN.....	72
Figura 24. Porcentajes de distribución Lote 88 Camisea	73
Figura 25. Futuros de demanda año 2026 (MW).....	74
Figura 26. Energía no servida para el 2026	78
Figura 27. Plan de transmisión 2026.....	81
Figura 28. Curva PV – Barra Piura Oeste 220 A – Cargas sector norte	87
Figura 29. Curva PV – Barra Cajamarca Norte 220 A – Cargas sector norte	87
Figura 30. Curva PV – Barra Trujillo Norte 220 A – Cargas sector norte.....	88
Figura 31. Mapa sector norperuano criterios de favorabilidad.....	89
Figura 32. Alternativas de ubicación	94

ANEXOS

Anexo A. Macro-selección

Anexo B. Balance Oferta-Demanda

Anexo C. SEIN 2026 Estiaje máximo

Anexo D. Curvas PV

Anexo E. Mapa sector norte del Perú - Criterios de favorabilidad

Anexo F. Resultados estudios eléctricos

Anexo G. SEIN 2026 Estiaje máximo – Generación Piura

Anexo H. Alternativas de localización

Anexo I. Micro-selección

Anexo J. Referencias PDF

REVISAR CARPETA ADJUNTA DE ANEXOS

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA LOCALIZACIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GAS NATURAL CICLO COMBINADO*

AUTORES: WILMAN ALBERTO MORALES TORRES
SANTIAGO ORDÓÑEZ CÁRDENAS **

PALABRAS CLAVE: METODOLOGÍA, LOCALIZACIÓN, MACRO-LOCALIZACIÓN, MICRO-LOCALIZACIÓN, SELECCIÓN.

DESCRIPCIÓN:

Un proceso de localización de un proyecto es una de las variables más determinantes para el desarrollo y el éxito del mismo, es por ello que se plantea una metodología práctica para encontrar la localización más idónea de proyectos de generación de energía eléctrica a gas natural ciclo combinado.

La metodología consta de tres procesos (definición del entorno local, macro-localización, y por último micro-localización) los cuales al desarrollarse procedimentalmente arrojan el país objeto de estudio, posteriormente el sector, y por último la alternativa más óptima para la localización de la central. Todos los procesos descritos anteriormente se desarrollan sobre la base de variables económicas, sociales, técnicas, políticas, ambientales, entre otras.

Los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología muestran que el país con mejor calificación para una inversión de este tipo es Perú, que la zona Norte necesita el suministro de energía y cuenta con aspectos favorables para la implementación de la central, y que la alternativa con mejor calificación para una futura construcción y operación de la planta es la alternativa “Central Térmica Tortuga”, ubicada en las coordenadas 5° 17' 3,53" S (latitud) 81° 4' 4,36" O (longitud).

El objetivo de la metodología es establecer un paso a paso para que el inversionista adopte un criterio de decisión sobre los procesos planteados y encuentre la ubicación adecuada para una central de generación a gas natural ciclo combinado.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.

Director: Johann Farith Petit Suarez, Doctor Ingeniero Industrial en Ingeniería Eléctrica

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY TO DETERMINATE THE LOCALIZATION OF AN ELECTRICAL POWER PLANT BASED IN NATURAL GAS AND COMBINED CYCLE *

AUTHORS: WILMAN ALBERTO MORALES TORRES

SANTIAGO ORDÓÑEZ CÁRDENAS **

KEYWORDS: METHODOLOGY, LOCALIZATION, MACRO-LOCALIZATION, MICRO-LOCALIZATION, SELECTION.

DESCRIPTION:

The process of locating one project is one of the most determinant variables for the develop and success of it, that is the reason of planting one practical methodology to find the right location of projects related to electrical power plants based in natural gas and combined cycle

The methodology contains three process (definition of the local environment, macro-localization, and micro-localization) which when you develop sequentially they show the country object of studies, subsequently the sector, and finally the optimal alternative to localize the power plant. All the process described before, have to develop theirselves in base of variables like economical, social, technical, political, environmental, among others.

The results obtained by applying the methodology show that the country with the best qualification to an inversion in this way is Peru, that the north area have a need of supply and favorable aspects to implement a termical power plant, and that the most feasible alternative for the construction and operation of the generation plant is Tortuga, Located at the coordinates 5 ° 17 '3.53' 'S (latitude) 81 ° 4' 4.36 "W (longitude).

The purpose of the methodology is to establish a step by step to an investor could have a decision criteria about the processes raised, and could find the appropriate location of an electrical power plant based in natural gas and combined cycle.

* Bachelor thesis

**Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.
Director: Johann Farith Petit Suarez, Doctor Ingeniero Industrial en Ingeniería Eléctrica

INTRODUCCIÓN

La necesidad de energía eléctrica determina la utilización de diversos tipos de generación de la misma. Hoy en día se dispone de diferentes formas convencionales y no convencionales de generación de energía, las cuales han evolucionado mejorando la eficiencia de procesos, teniendo en cuenta la disponibilidad de los recursos naturales, el costo de producción e instalación de las centrales y el impacto ambiental de estos procesos.

Dentro de las alternativas de uso frecuente para suplir la demanda de energía eléctrica a nivel mundial un 21% corresponde a las plantas de generación térmica a base de gas natural [1]. Las formas convencionales de energía son las más comunes y manejan porcentajes de eficiencia entre el 30 y el 60%¹ [2]; por otra parte, a los procesos no convencionales se le ha limitado el uso por sus elevados costos de producción y difícil almacenamiento y transmisión de energía con respecto a los métodos convencionales.

Para obtener el mejor provecho de una central a gas natural se deben superponer dos ciclos termodinámicos mediante la utilización de un turbo grupo de gas perteneciente al ciclo Brayton, y uno de vapor empleado en el ciclo Rankine, logrando así elevar la flexibilidad del sistema generador, es decir, la central puede trabajar en un intervalo amplio de su potencia nominal a plena carga o cargas parciales además de elevar la eficiencia, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera, manejar un bajo costo de inversión por MW instalado, reducir los periodos de construcción y el consumo de agua de refrigeración, entre otros.

Una planta de ciclo combinado maneja un porcentaje de aprovechamiento de la energía primaria del combustible cercano al 60%² [3, 4], permitiendo ahorrar el recurso, en este caso gas natural, y reduciendo casi a la mitad las emisiones de CO₂ en comparación a una central térmica convencional a carbón.

En este proyecto se desarrollará una metodología que permita, teniendo en cuenta diferentes variables, la ubicación de una central termoeléctrica a gas natural de ciclo combinado. Las variables definidas y analizadas por el grupo de trabajo permitirán seleccionar el país a estudiar, dando paso a un análisis del sistema de potencia del mismo y a la interpretación de los parámetros correspondientes al tema para definir la zona de construcción de la central y una posible disposición técnica de la planta.

Por lo mencionado previamente es necesario emplear un software de simulación de sistemas de potencia que permita analizar flujos de potencia sin restricción, en este

¹ Porcentajes de eficiencia energética manejados por el grupo IBERDROLA en procesos de generación [2].

² Porcentaje de aprovechamiento de energía primaria en las centrales de ciclo combinado [3] [4].

caso se utilizará el software DIGSILENT debido a que la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E3T), perteneciente a la Universidad Industrial de Santander (UIS) cuenta con la licencia de uso.

Teniendo un flujo de potencia óptimo que cumpla con los parámetros eléctricos dentro de los límites establecidos por las entidades reguladoras del sector energético del país seleccionado y entendiendo el proceso de despacho de energía en función del mercado de una planta generadora térmica a gas natural de ciclo combinado se obtendrá la correcta localización de la misma.

En un estudio de factibilidad de obra se involucran diferentes disciplinas para encontrar pros y contras de las características técnicas, económicas, financieras, sociales y ambientales de un proyecto concluyendo la viabilidad del mismo. Este trabajo de grado es el primer paso para realizar el estudio de factibilidad de una central térmica, obteniendo como producto una metodología práctica que permita establecer una localización adecuada de la planta de generación.

La metodología se divide en dos etapas: la primera es un proceso de evaluación de variables macroeconómicas para la selección del país objeto de estudio y la segunda involucra aspectos técnicos y variables físicas de los sectores del país seleccionado para situar correctamente la central generadora.

1. ESPECIFICACIONES DEL PROYECTO

Se indican en este capítulo la justificación y los objetivos del trabajo de grado.

1.1. JUSTIFICACIÓN

Estudios realizados de sistemas eléctricos y energéticos, y el modelamiento del despacho económico del mercado eléctrico revelan la necesidad de incrementar la seguridad y confiabilidad eléctrica y energética de los países en desarrollo, por ende la creación de nuevas centrales eléctricas reducen la concentración de la oferta de generación permitiendo un mejor abastecimiento de energía en caso de contingencias y minimizando pérdidas técnicas.

Este hecho se ha evidenciado con las problemáticas actuales de países como Colombia, que ha centrado los procesos de generación en recursos hídricos con casi el 70%³ [5] de la generación de energía eléctrica del país, que con fenómenos naturales como el del niño presenta baja confiabilidad en el abastecimiento de la misma. Adicionalmente el cambio climático es otro referente actual que puede afectar la generación de energía eléctrica, para lo cual los países deben diversificar la generación energética para lograr un sistema con mayor resiliencia a los cambios que se avecinan con los efectos del cambio climático.

“Hay que reflexionar mucho sobre esto y Colombia debería tener hoy al menos el 50% de su generación ya basada en la termoelectricidad, es decir, plantas que trabajasen con gas, gasoil o carbón. Estoy convencido que es una falta de planificación”⁴ [6] afirmó el experto Henry Jiménez del Heidelberg Center for Latin America.

En Venezuela se ha llegado a implementar el razonamiento de energía con cortes de aproximadamente 4 horas diarias⁵ [7] por una problemática similar.

De la mano con el crecimiento poblacional se encuentra el crecimiento de los sistemas eléctricos. Para suplir todas las necesidades y demandas del ser humano se deben construir centrales generadoras de energía eléctrica que inyecten al sistema eléctrico la cantidad de energía requerida.

Para reducir fallas en el diseño de una central generadora, los procesos se deben estandarizar, de ahí la importancia de la creación de una metodología para la

³ Crisis energética prende la alerta roja, revista Semana, 27 de Febrero del 2016 [5].

⁴ Crisis energética en Colombia es por falta de planeación, el Herald, 20 de Marzo del 2016 [6].

⁵ Crisis energética paraliza Venezuela, El Universal, 7 de mayo de 2016 [7].

localización de la misma, los criterios usados son de selección propia del diseñador, de ahí la dificultad de la obtención de metodologías empleadas.

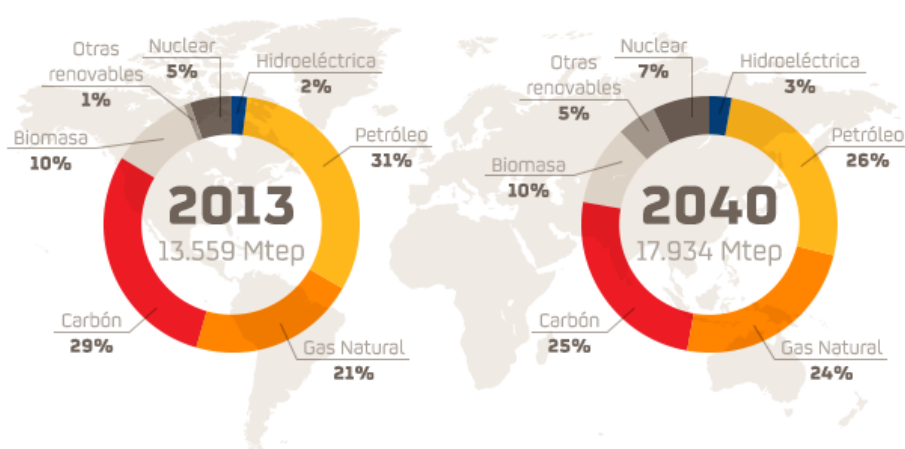
Los proyectos de sistemas de generación de energía eléctrica son de alto valor, por lo tanto, recopilar la información de los procesos ejecutados o tenidos en cuenta para un dictamen causa cierto recelo. La etapa de estudio de localización de una central generadora pertenece a la planificación de un proyecto de gran envergadura para un sistema eléctrico nacional que debe ejecutarse sobre la base de estudios previos acertados, es el pilar fundamental dentro de los planes de expansión de los países que se tendrán en consideración para la aplicación de la misma debido a que es el primer paso en un estudio de factibilidad.

La ubicación de un proyecto no sólo debe estar supeditado a variables técnicas pertinentes, sino a múltiples aspectos que pueden generar sobrecostos al momento de la ejecución, por ello un análisis energético del sistema de potencia de un país permite minimizar pérdidas y garantizar al usuario final los mejores precios de generación.

Dentro de la ejecución de la metodología se debe definir el tipo de generación a implementar, considerando el aprovechamiento de los recursos naturales de la región suramericana, los costos y la velocidad de construcción para un territorio en pleno desarrollo y la capacidad de la futura central. Estos fueron los criterios de selección que llevaron al equipo de trabajo a decidir con plena autonomía, trabajar con base en una central de generación térmica a gas natural de ciclo combinado para explotar sus propiedades de la manera más eficiente posible.

Según lo mostrado en la Figura 1 se tiene una perspectiva de crecimiento de la demanda mundial de gas natural como energía primaria de procesos, siendo pilar fundamental en la matriz energética global.

Figura 1. Matriz energética mundial



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (WEO 2013) y D. Secretaría Técnica de Repsol

[1]

1.2. OBJETIVOS

Los objetivos del trabajo de grado definen el alcance del mismo mencionando aspectos fundamentales para su desarrollo.

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar una metodología practica analizando las variables necesarias para la localización de una planta de generación de energía eléctrica a gas natural ciclo combinado.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar la información relacionada con las variables definidas en los procesos de macro-localización y micro-localización.
- Cuantificar y evaluar las variables del proceso de macro-localización logrando jerarquizar y clasificar los sistemas de potencia de los países del entorno local.
- Identificar los sectores con necesidad de suministro dentro del país seleccionado analizando la proyección oferta-demanda a largo plazo.
- Validar las zonas aptas para una posible implementación de la central teniendo en cuenta aspectos económicos, políticos, sociales, físicos, eléctricos y naturales.
- Cuantificar y evaluar las variables del proceso de micro-localización logrando jerarquizar y clasificar las alternativas de ubicación seleccionadas.
- Obtener una propuesta de capacidad y características técnicas de la planta.

2. MARCO TEÓRICO

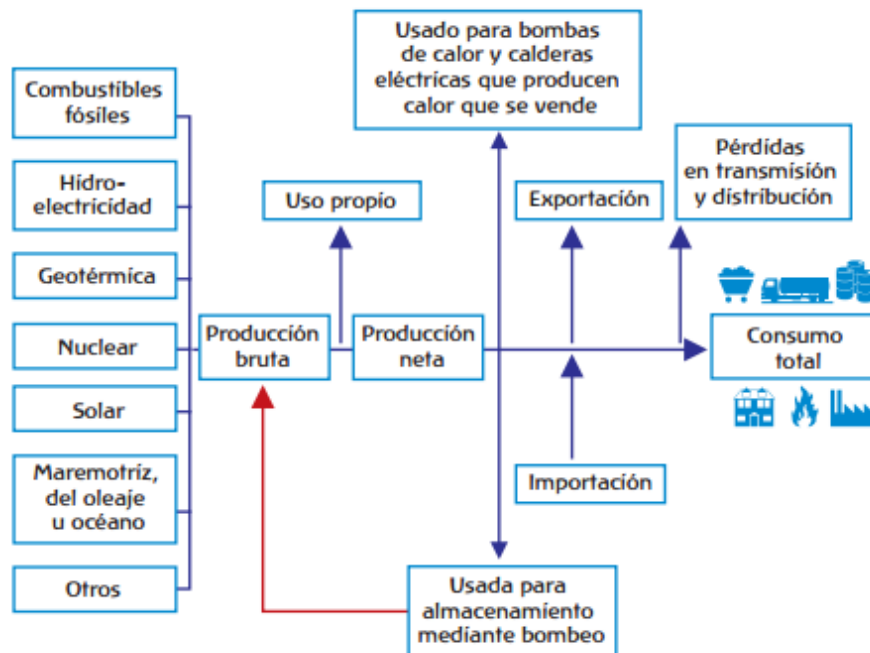
Se desarrollan en este capítulo los conceptos fundamentales para abordar la temática del trabajo de grado.

2.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA

Es el proceso de transformación de cualquier tipo de energía en energía eléctrica. Para la generación a gran escala se cuenta con centrales eléctricas dotadas de equipos especiales que cumplen con el siguiente principio: un generador eléctrico es movido por una turbina, la cual variará de acuerdo a la energía primaria empleada, induciendo una tensión en sus terminales.

Los tipos de generación se pueden clasificar de muchas formas, la más común es en métodos convencionales y no convencionales [8], sin importar cual, la etapa de generación debe suplir con la curva de demanda diaria de la población para la cual se diseñó logrando equilibrar el flujo energético. La Figura 2 permite lograr una visión completa del flujo de electricidad generada en un país.

Figura 2. Flujograma simplificado para la electricidad



[9].

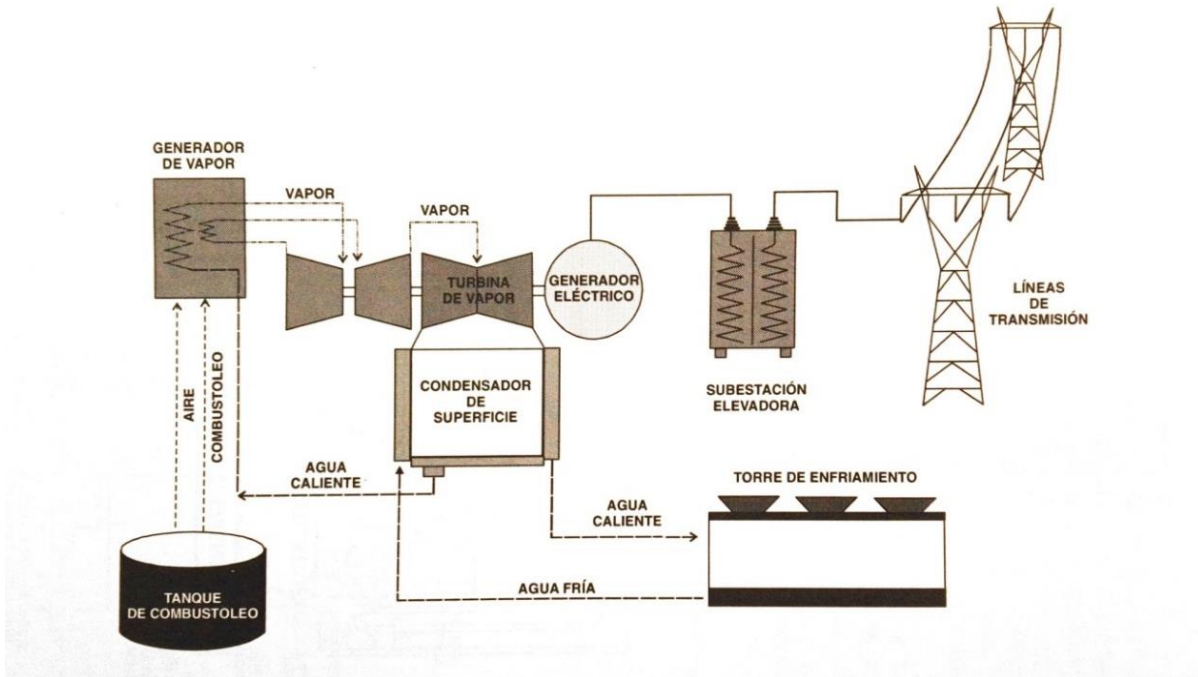
2.1.1. Central termoeléctrica

Una central térmica es una planta de generación de energía eléctrica a partir de un proceso termodinámico, centrado en la utilización de flujos de gases a alta presión y velocidad para impactar una turbina, generando movimiento rotacional en el rotor del alternador para inducir tensión en bornes.

Las centrales térmicas se clasifican según el elemento que acciona los alabes de la turbina, variando el tipo de turbina usada y el ciclo termodinámico aplicado. De acuerdo con estos parámetros, se clasifican en: centrales térmicas a vapor de agua, centrales térmicas a gas, y centrales térmicas de ciclo combinado [10, 11, 12].

3.1.1.1. Centrales térmicas a vapor de agua: Una central térmica a vapor de agua o también llamada central térmica convencional es aquella que produce energía eléctrica siguiendo los principios de funcionamiento de un ciclo termodinámico conocido como ciclo Rankine. Este proceso consiste en la combustión de cualquier material minero energético con el fin de introducir calor en las calderas y convertir el agua circulante en vapor de agua seco. Éste al inyectarse a gran presión hace mover las aspas de la turbina logrando el movimiento del alternador. La Figura 3 muestra los componentes más importantes de una central térmica a vapor de agua.

Figura 3. Central termoeléctrica a vapor de agua



[10].

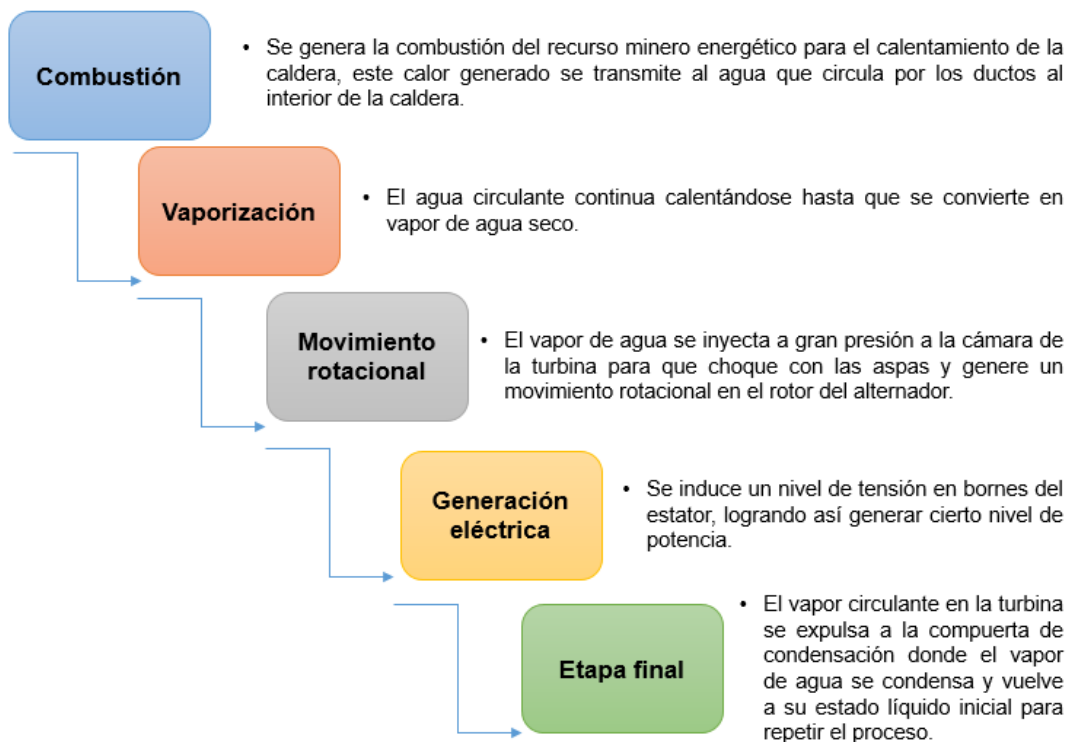
Las partes que componen una planta térmica convencional son:

- Caldera
- Turbina de vapor
- Condensador
- Alternador
- Chimenea
- Entrada de combustión
- Serpentín de calentamiento

La generación de energía eléctrica se logra mediante dos tipos de transformación de energía: la primera es una energía calórica transformada en energía cinética a gran presión en contacto con las aspas de la turbina, éstas en consecuencia comienzan su trabajo realizando un movimiento rotacional sobre su eje (energía cinética-energía cinética rotativa), movimiento que hace girar el rotor de un alternador, el cual genera una potencia a un nivel de tensión específico.

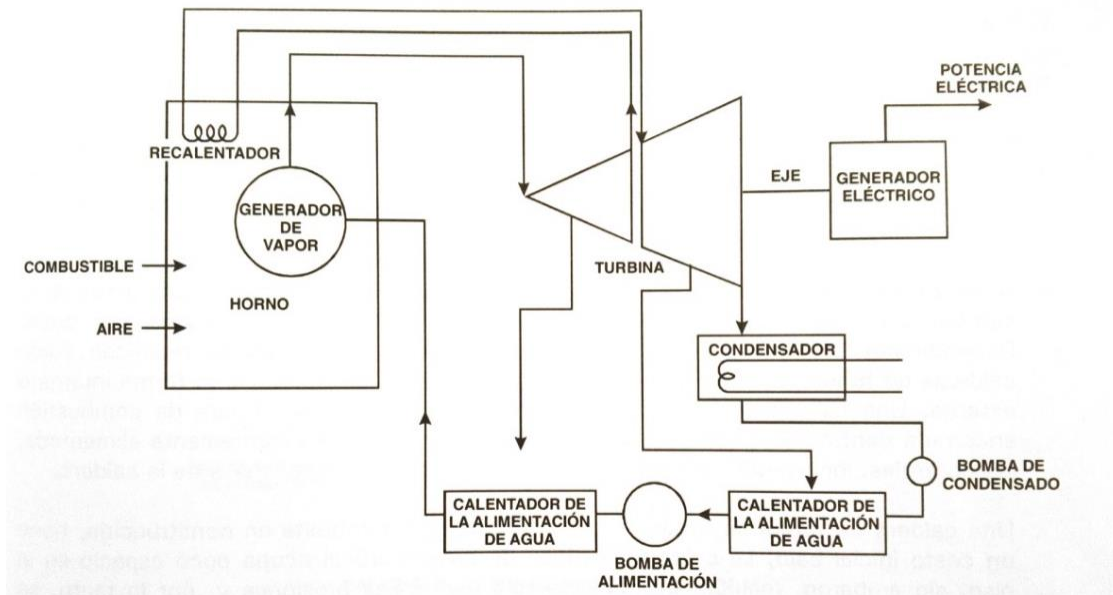
Las fases de dicho proceso son mostradas en la Figura 4.

Figura 4. Fases del proceso de generación en una central térmica a vapor de agua



La Figura 5 presenta el diagrama esquemático de una central térmica a vapor de agua.

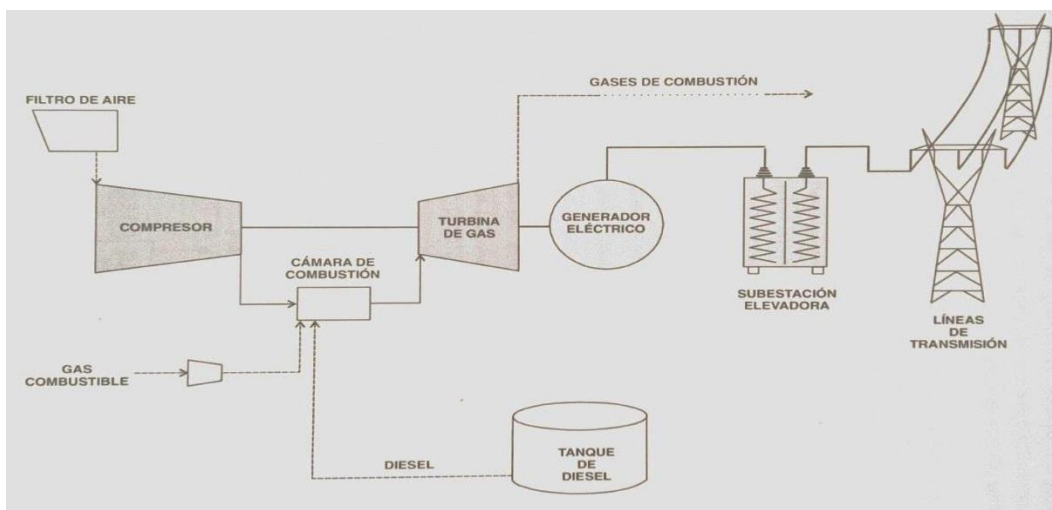
Figura 5. Diagrama esquemático de una termoeléctrica a vapor de agua



[10].

3.1.1.2. Centrales térmicas a gas: Una central térmica a gas basa su funcionamiento en un ciclo termodinámico conocido como ciclo Brayton; el cual tiene como finalidad la producción de energía eléctrica utilizando el recurso fósil directamente en la cámara de combustión de la turbina (turbina a gas), garantizando con esto el movimiento del rotor. La Figura 6 muestra los elementos que conforman una central termoeléctrica a gas.

Figura 6. Central termoeléctrica a gas



[10].

Las principales partes que componen una central térmica a gas son:

-Compresor: Lugar en el cual se comprime el aire externo para aumentar la presión de incidencia del aire.

-Cámara de combustión: Lugar en donde el aire comprimido se mezcla con el recurso minero energético y generan un gas que se calienta hasta la temperatura de producción de la potencia que se desee.

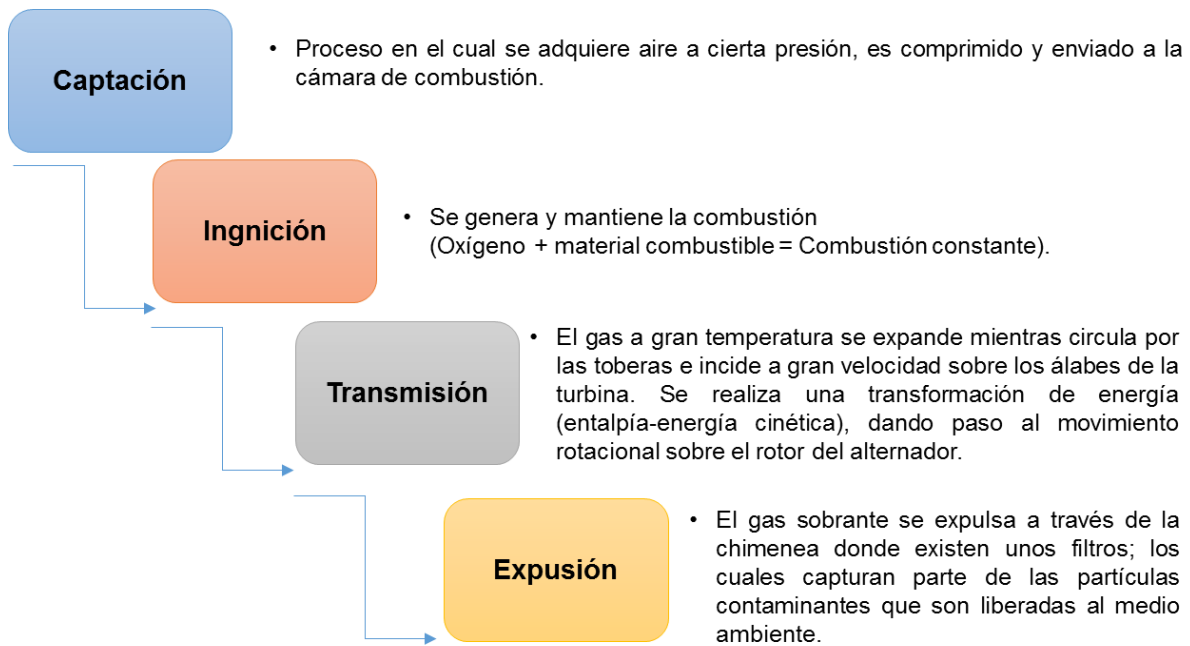
-Escape: Lugar de ubicación de la turbina, en él se realiza el proceso de transmisión de energía cinética a energía mecánica rotacional y posteriormente la expulsión del aire caliente a las chimeneas.

-Chimenea: Lugar de expulsión del gas.

-Turbina a gas

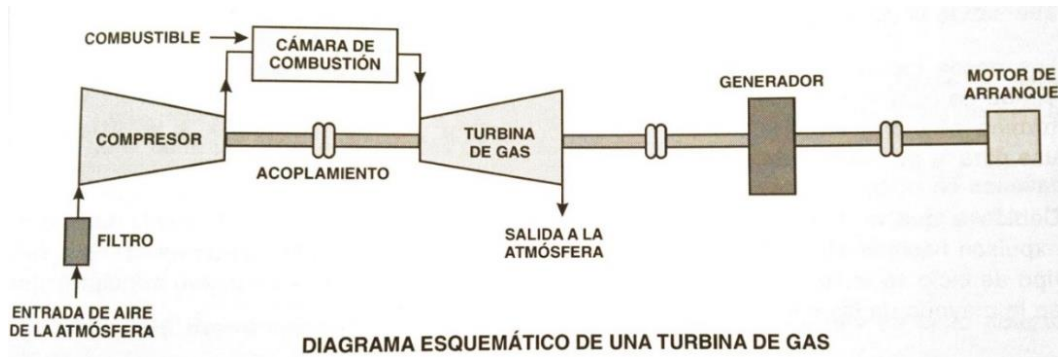
El funcionamiento de una central térmica a gas incluye las fases que se muestran en la Figura 7.

Figura 7. Fases del proceso de generación en una central térmica a gas



La Figura 8 presenta el diagrama esquemático de una central termoeléctrica a gas.

Figura 8. Diagrama esquemático de una central termoeléctrica a gas

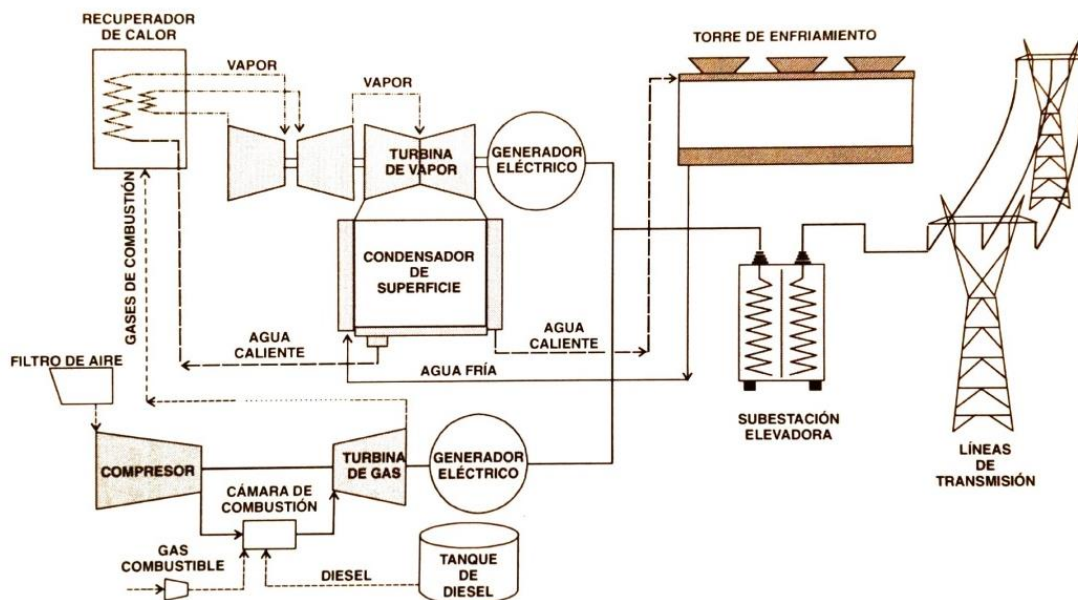


[10].

3.1.1.3. Centrales térmicas de ciclo combinado: El funcionamiento de una central térmica de ciclo combinado está basado en la combinación de dos ciclos termodinámicos, el ciclo Rankine y el ciclo Brayton, elevando la eficiencia térmica y la flexibilidad de funcionamiento a plena carga o a cargas parciales con un mínimo de potencia del 45% de su potencia nominal [10, 11].

La Figura 9 muestra las diferentes partes que componen una termoeléctrica de ciclo combinado.

Figura 9. Central termoeléctrica ciclo combinado



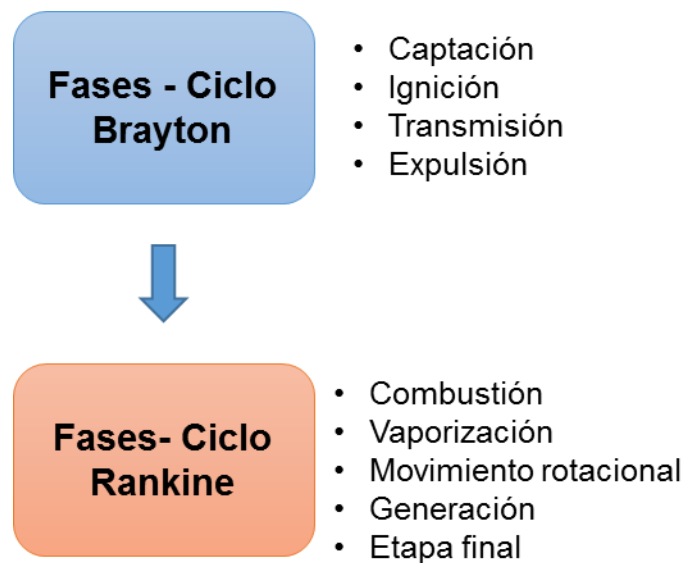
[10].

Las principales partes que componen una central termoeléctrica de ciclo combinado son:

- Caldera
- Turbina de vapor
- Condensador
- Alternador
- Chimenea
- Entrada de combustión
- Serpentín de calentamiento
- Compresor
- Cámara de combustión
- Escape
- Chimenea
- Turbina a gas

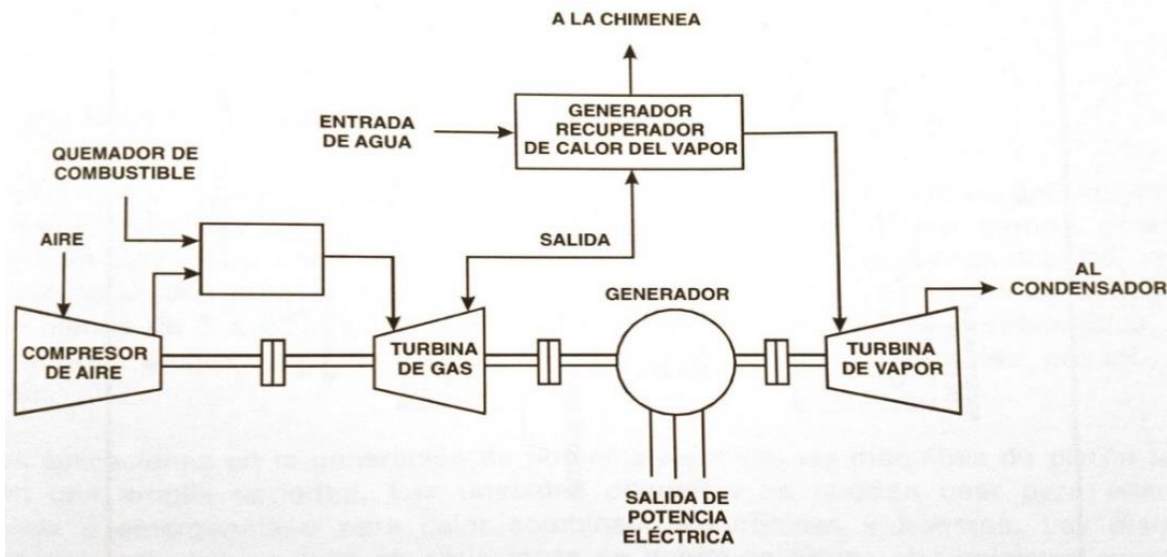
Las fases que se desarrollan en una central termoeléctrica de ciclo combinado se muestran en la Figura 10 [10, 11].

Figura 10. Fases del proceso de generación en una central térmica ciclo combinado



La Figura 11 presenta el diagrama esquemático de una central termoeléctrica de ciclo combinado.

Figura 11. Diagrama esquemático de una central termoeléctrica ciclo combinado



[10].

2.2. PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Un estudio eléctrico de flujos de potencia en un sistema interconectado debe arrojar la magnitud y ángulo de fase de la tensión eléctrica de cada una de las barras vinculadas y las potencias activas y reactivas que se transmiten por cada línea y equipo. Estos parámetros no deben exceder los valores límites establecidos por las entidades de regulación y control.

La magnitud de la tensión se debe encontrar entre el -10% y el +10% del valor nominal base en niveles de alta tensión [13].

Los límites de potencia se indican en la placa de los equipos, estos valores no pueden exceder los especificados por el fabricante ya que esto comprometería la vida útil del equipo.

Los programas computacionales de flujos de potencia son de gran importancia y aplicación en el diseño y operación de sistemas de potencia debido a su flexibilidad a la hora de simular sistemas con un gran número de barras.

Para resolver un problema de flujos de potencia son necesarias las impedancias de punto de operación y de transferencia (Z) que conforman la matriz Z_{BARRA} y las admitancias propias y mutuas (Y) que constituyen la matriz Y_{BARRA} , en cada uno de

los elementos del sistema, además de los valores nominales de los transformadores, capacitores, reactores y valores de inyección de potencia realizados por los generadores [14].

Los elementos de la matriz de admitancias de NxN tienen la forma

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sen \theta_{ij} = G_{ij} + j B_{ij} \quad (1)$$

Una barra i tiene asociado cuatro parámetros potencialmente desconocidos: la potencia activa P_i , la potencia reactiva Q_i , la magnitud de la tensión $|V_i|$ y su ángulo δ_i .

En donde su tensión viene dada en coordenadas polares por la expresión:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sen \delta_i) \quad (2)$$

La potencia real P_i y la potencia activa Q_i que ingresan al sistema por la barra se expresan con la ecuación matemática del complejo conjugado de la potencia de dimensionamiento como:

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad (3)$$

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (4)$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sen(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (5)$$

Y la corriente total inyectada a través de la barra en términos de los elementos de la Y_{BARRA} se obtiene como la sumatoria de:

$$I_i = Y_{i1} V_1 + Y_{i2} V_2 + \dots + Y_{iN} V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad (6)$$

El proceso de solución de un problema de flujo de cargas emplea métodos iterativos, por lo cual es necesario definir el error en las estimaciones, en donde para las potencias se expresa como:

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,calc} \quad (7)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,calc} \quad (8)$$

Para un estudio de sistemas de potencia, se identifican tres tipos de barras en la red [14]:

1. Barra de carga: También llamada barra P-Q debido a que se conoce la potencia activa que hay sobre esta y la potencia reactiva basada en un factor de potencia (que debe ser mayor o igual a 0,85), denominados valores programados $P_{i,prog}$ y $Q_{i,prog}$. En esta barra se debe determinar la magnitud de la tensión y su ángulo.
2. Barras de tensión controlada: Son aquellas barras que mantienen constante su magnitud de la tensión eléctrica, se denominan barras P-V debido a que se conoce la potencia activa generada P_{gi} sobre la barra y la tensión $|V_i|$ cuando en esta se cuenta con un generador.
3. Barra de compensación: Recibe el nombre de barra SLACK y el ángulo del fasor de la tensión que se presenta en ella sirve como referencia para la obtención de los ángulos de las tensiones presentes en las demás barras. Se debe seleccionar como barra SLACK una que tenga un generador conectado en bornes para que la diferencia de la potencia activa de salida y la potencia activa a la entrada al sistema, junto con las pérdidas por efecto Joule se le asignen, se elige comúnmente un ángulo de tensión $\delta_1=0^\circ$.

2.2.1. Solución de flujos de potencia

En la Tabla 1 se encuentra información característica de cada tipo de barra, necesaria en la solución del flujo de potencia.

Tabla 1. Tipos de barra y características

Tipo de barra	No. de barras	Cantidades específicas	No. de ecuaciones disponibles	No. de variables de estado $\delta_i, V_i $
Compensación: $i = 1$	1	$\delta_i, V_i $	0	0
Voltaje controlado ($i = 2, \dots, N_g + 1$)	N_g	$P_i, V_i $	N_g	N_g
Carga ($i = N_g + 2, \dots, N$)	$N - N_g - 1$	P_i, Q_i	$2(N - N_g - 1)$	$2(N - N_g - 1)$
Totales	N	$2N$	$2N - N_g - 2$	$2N - N_g - 2$

[14]

Debido a que las ecuaciones utilizadas no son ecuaciones lineales se deben emplear métodos numéricos iterativos que permitan estimar nuevos valores a partir de valores programados, como es el caso del método de Newton Raphson que resuelve la forma polar de las ecuaciones de flujo de potencia hasta que el error Δ se encuentre en el límite establecido y el método de Gauss-Seidel que emplea las coordenadas rectangulares hasta obtener valores de tensiones suficientemente cercanos [14].

3.2.1.1. Solución de flujos de potencia por Gauss-Seidel: Este método iterativo calcula secuencialmente los valores de tensión en las barras, luego de obtener el valor más exacto en la primera barra, éste se emplea en el cálculo de la tensión de la barra siguiente, el proceso se repite hasta obtener los valores acertados de tensión en todas las barras.

Se debe implementar un inicio plano, es decir, los estimados iniciales de las tensiones desconocidas son iguales a $1.0 \angle 0^\circ$.

Para cualquier barra de carga i en donde las potencias activas y reactivas deben estar programadas, la tensión es igual a:

$$V_i^{(k)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_{i,prog} - jQ_{i,prog}}{V_i^{(k-1)*}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k)} - \sum_{j=i+1}^N Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right] \quad (9)$$

Donde el subíndice k corresponde al número de la iteración que se está calculando y $k-1$ a la iteración anterior.

El número de iteraciones requeridas se puede reducir considerablemente si se aplica un factor de aceleración α . Si $\alpha=1$ el valor calculado de V_i se almacena como valor actual, si $0 < \alpha < 1$ el valor actual almacenado es el promedio ponderado entre el valor calculado V_i y el valor de la iteración previa, y si $1 < \alpha < 2$ el valor actual almacenado se debe extrapolar.

En el caso de las barras de tensión controlada, el cálculo de la potencia reactiva cumple con la siguiente ecuación para los mejores valores previos de las tensiones de barra,

$$Q_i^{(k)} = -Im\{V_i^{(k-1)} * [\sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k)} + \sum_{j=i}^N Y_{ij} V_j^{(k-1)}]\} \quad (10)$$

Este valor se emplea para calcular el nuevo valor de tensión $V_i^{(k)}$ y esta se corrige así:

$$V_{i,corr}^k = |V_i| \frac{V_i^k}{|V_i^k|} \quad (11)$$

Y se continúa con el proceso iterativo [14].

3.2.1.2. Solución de flujos de potencia por Newton-Raphson: La solución de flujos de potencia por este método supone las barras como barras de carga exceptuando la de compensación, se expanden las ecuaciones de potencia activa y reactiva en series de Taylor para encontrar las correcciones sobre cada parámetro [14],

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{n=1, n \neq i}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (12)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{n=1, n \neq i}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (13)$$

Y en compendio se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial P_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial P_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial P_N}{\partial |V_N|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_N|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_N \\ \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_N|}{|V_N|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_N \\ \vdots \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \end{bmatrix} \quad (14)$$

Para J_{11} se tiene que:

-Elementos fuera de la diagonal

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (15)$$

-Elementos de la diagonal

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{n=1, n \neq i}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (16)$$

Para J_{21} :

-Elementos fuera de la diagonal

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (17)$$

-Elementos de la diagonal

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{n=1, n \neq i}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (18)$$

Para J_{12} :

-Elementos fuera de la diagonal

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (19)$$

-Elementos de la diagonal

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i|^2 G_{ii} + \sum_{n=1, n \neq i}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (20)$$

Para la submatriz J_{22} :

-Elementos fuera de la diagonal

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i V_j Y_{ij}| \sen(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (21)$$

-Elementos de la diagonal

$$|V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{n=1, n \neq i}^N |V_i V_n Y_{in}| \sen(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (22)$$

El proceso iterativo que permite obtener la de tensión y ángulo de cada una de las barras ajusta los valores con el uso de correcciones, estas correcciones se calculan con el siguiente proceso:

- Se estiman $\delta_i^{(0)}$ y $|V_i|^{(0)}$
- Se calcula $P_{i,calc}^{(0)}$ y $Q_{i,calc}^{(0)}$
- Se calculan los errores $\Delta P_i^{(0)}$ y $\Delta Q_i^{(0)}$

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,clac} \quad (23)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,clac} \quad (24)$$

- Se calculan los elementos de la matriz Jacobiana
- Se resuelve la matriz para obtener las correcciones iniciales $\Delta \delta_i^{(0)}$ y $\frac{\Delta |V_i|^{(0)}}{|V_i|^{(0)}}$
- Se obtienen los nuevos valores de $\delta_i^{(1)}$ y $|V_i|^{(1)}$, de ser necesario se usan como valores iniciales para la siguiente iteración.

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (25)$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta|V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k)} \left(1 + \frac{\Delta|V_i|^{(k)}}{|V_i|^{(k)}}\right) \quad (26)$$

2.2.2. Fallas en sistemas de potencia

Se define como falla a cualquier evento que interfiera con el flujo normal de corriente en un sistema eléctrico, en su mayoría estas fallas son originadas por descargas atmosféricas y son fallas que permiten reconexión luego de aislarse tras la apertura de los interruptores, de no ser así se catalogan como fallas permanentes causadas por líneas que caen a tierra, rotura de cadena de aisladores, DPS, entre otros.

De acuerdo al desbalance entre fases que genera un evento se definen dos tipos de fallas: Simétricas, generalmente se dan cuando interfieren las tres fases; y asimétricas, entre las cuales encontramos las fallas monofásicas a tierra, de 70-80% de ocurrencia; fallas línea a línea y fallas doble línea a tierra.

El análisis de fallas permite seleccionar de forma apropiada los interruptores del sistema, calculando las corrientes que fluyen inmediatamente después de ocurrida la falla y las corrientes de interrupción [14].

2.2.3. Análisis de contingencias simples

El estado de contingencia simple o N-1 es aquel que ocurre cuando se generan salidas, bien sean forzadas o por mantenimiento. No se requiere una gran precisión en los análisis de contingencia simple porque el interés principal está en saber si existe o no una condición insegura o vulnerable en el estado permanente que continua posterior a la salida. Las variables que se supervisan son las nuevas corrientes en los elementos activos del sistema de potencia y las tensiones en barras, previendo sobrecargas, inestabilidad y salidas secuenciales o en cascada [14].

A continuación se encuentran los pasos a seguir para evaluar las variaciones en corriente y en tensión a raíz de la contingencia.

1. Análisis del sistema pre-falla: Conocimiento de las variables de tensión, flujos de potencia y flujos de corrientes aplicando los respectivos métodos numéricos como Newton Raphson y Gauss Seidel para hallar la convergencia del sistema.
2. Análisis del sistema post-falla: Se resuelve el sistema de potencia con la condición de salida presente, y se calculan los nuevos niveles de tensión en barras, garantizando la estabilidad del sistema.

Existe un método lineal alternativo que se basa en la Z_{barra} del sistema, el cual permite calcular el cambio en p.u. de todas las corrientes de los demás elementos

debido a la salida existente. El análisis del nuevo flujo de corriente por los elementos se calcula adicionando la corriente I_{ij} de la condición N al cálculo de la variación de corriente presente en todos los elementos del sistema con respecto a la contingencia (ΔI_{ij}).

$$\Delta I_{ij} = L_{ij,mn} * I_{mn} \quad (27)$$

$$L_{ij,mn} = -\frac{Z_a}{Z_b} * \left[\frac{(Z_{im}-Z_{jn})-(Z_{jm}-Z_{in})}{Z_{th,mn}-Z_a} \right] \quad (28)$$

Donde:

Z_a = impedancia entre la barra m y la barra n (donde ocurre la salida)

Z_b = impedancia entre la barra i y la barra j (donde se quiere conocer la nueva corriente)

Z_{im} , Z_{jn} , Z_{jm} , Z_{in} = Elementos de la matriz de impedancias.

$Z_{th,mn}$ = Elemento de la matriz de impedancias.

I_{mn} = Corriente que fluye en condición N entre las barra m y la n.

Se debe garantizar que $I_{ij, n-1}$ no sobrepase las especificaciones técnicas de líneas y transformadores.

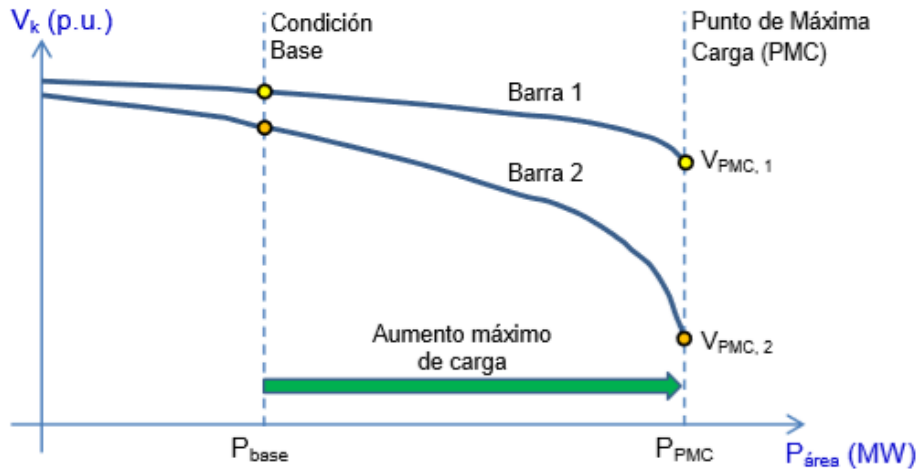
$$I_{ij, n-1} = \Delta I_{ij} + I_{ij} \quad (29)$$

2.2.4. Márgenes de carga

La obtención de los márgenes de carga se realiza a partir de la construcción de curvas P-V en estado estacionario considerando el aumento de potencia activa y reactiva o potencia de carga en una determinada área eléctrica, es decir, se aumenta la carga hasta que se cumple alguna restricción operativa o de seguridad.

En la Figura 12 se observa la naturaleza de una curva P-V, en donde la tensión en barras V_k disminuye a medida que la carga ($P_{\text{área}}$) aumenta a partir de una P_{base} hasta un punto de máxima carga (PMC), de este punto en adelante existe restricción operativa asociada al colapso de tensión [15].

Figura 12. Curva P-V



[15].

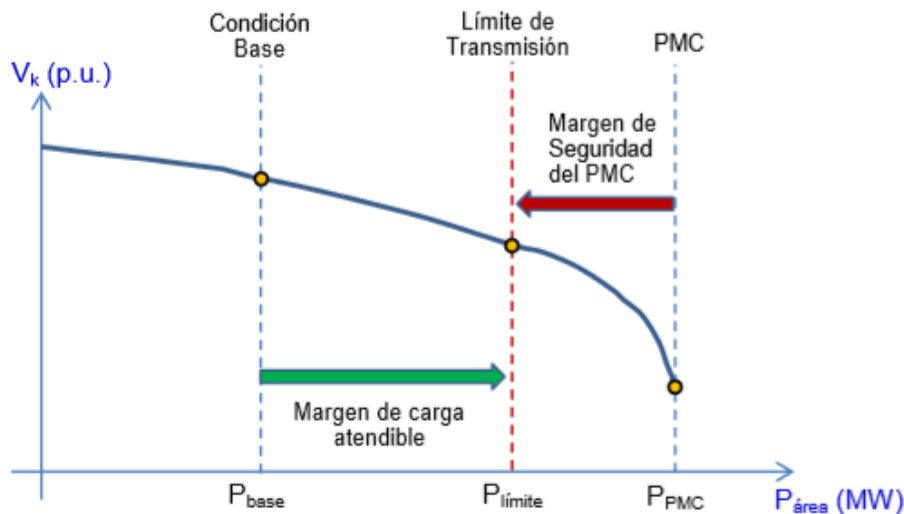
El margen de carga se puede definir de acuerdo al criterio de seguridad del PMC en la Figura 13, que define una potencia límite de la carga como:

$$P_{\text{límite}} = (1 - x\%) * P_{\text{PMC}} \quad (30)$$

Donde el \$X\%\$ para el sistema Western Electricity Coordinating Council (WECC) es igual a 5% en condiciones N y N-1, y mayor a 2,5% en la condición N-2; expresando el margen de carga atendible por el sistema como:

$$\Delta P = P_{\text{límite}} - P_{\text{base}} \quad (31)$$

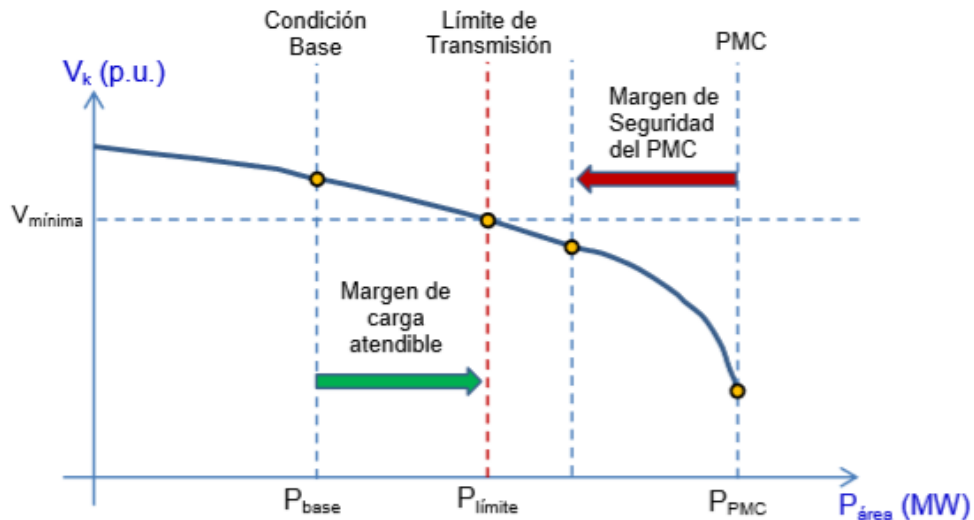
Figura 13. Margen de carga definido por el criterio de seguridad del PMC



[15].

Y el margen de carga se puede definir según el criterio de mínima tensión, como se expresa en la Figura 14.

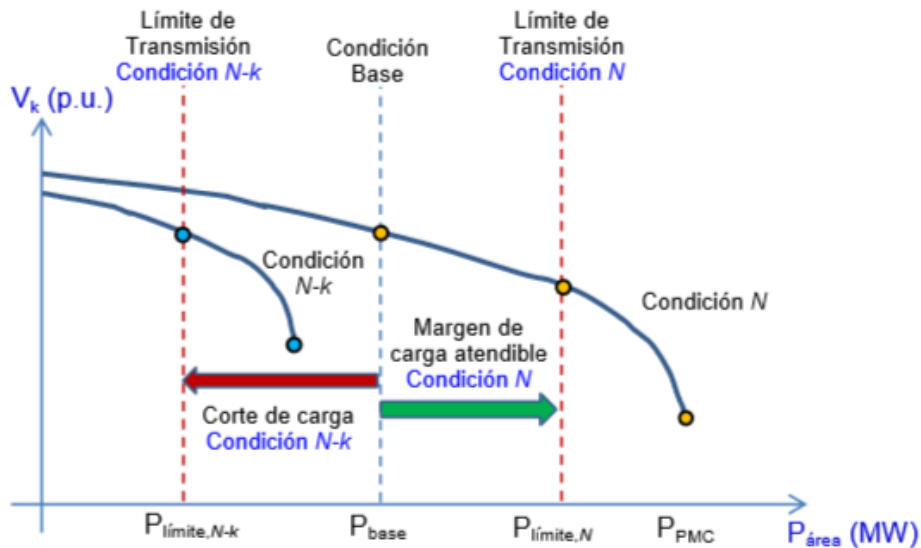
Figura 14. Margen de carga definido por mínima tensión



[15].

Los márgenes de carga son determinados para condiciones N (estado estacionario sin contingencia) y N-k (estado estacionario post falla y con apertura del elemento fallado), en esta última los márgenes de carga pueden llegar a ser negativos lo que indicará la necesidad de deslastre de carga, como se muestra en la Figura 15 [15].

Figura 15. Márgenes de carga para condiciones N y N-k



[15].

2.3. LOCALIZACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN

El nacimiento de un proyecto de cualquier tipo yace alrededor del potencial del mismo y un estudio de factibilidad técnico-económica permite definir los aspectos favorables para su estructuración [16].

Un proceso de localización de planta compromete a un grupo gerencial de una organización encargado de tomar las decisiones de orden estratégico, estas se deben abordar desde un enfoque sistémico debido a que pueden comprometer los costos de la organización por largos periodos, empleos y patrones de mercado [17].

A su vez el estudio se divide en dos etapas o aspectos diferentes, que en ambos casos abordarán fases de análisis preliminar, búsqueda de alternativas de localización, evaluación de alternativas y selección de la localización. Las etapas son:

- Macro-localización: Selección de una región o zona adecuada tras la evaluación de diferentes regiones atractivas para el mercado que se trate.
- Micro-localización: Selección específica del terreno óptimo para la implementación de la planta.

El proceso de evaluación de alternativas permite adoptar un criterio de selección, se analizan múltiples factores fundamentales dependiendo del caso y del criterio del diseñador.

2.3.1. Variables de macro-localización

Para la selección de una región atractiva sobre la cual se realice una inversión para establecer un sistema de generación de energía eléctrica se deben analizar diversas variables. A continuación, se describen las de mayor prioridad para realizar la selección.

3.3.1.1. Margen de reserva en firme objetivo: El margen de reserva en firme objetivo es la capacidad de generación de un sistema con respecto a la demanda de energía que este requiere, es decir, es la comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema.

La potencia en firme es una parte de la potencia efectiva de una central generadora y corresponde a la cantidad de energía que puede ser entregada con un alto nivel de seguridad garantizando los insumos necesarios para su generación, incluso en periodos críticos. Y la demanda máxima es el pico de demanda alcanzada en un periodo de análisis, en este caso un periodo anual [18] [19].

Esta variable es un mecanismo que asegura el abastecimiento de energía de un país, es el balance entre la oferta y la demanda de energía eléctrica que permite elevar la seguridad del sistema manejando reservas operativas y planificadas. El margen de reserva en firme objetivo enfrenta riesgos de hidrología en países con una matriz energética ligada a este tipo de generación, indisponibilidad de centrales y demanda excesiva de energía [20].

Existen varios mecanismos utilizados para mantener el margen de suministro, entre los cuales se tienen [20]:

- Mercados adelantados, se fijan precios únicos generando contratos que garanticen el suministro.
- Modelos marginalistas, se establece un costo fijo de la unidad marginal que permite recuperar todos los costos de generación.
- Pagos adicionales, se adiciona un pago en horas de estrecho margen de reserva.
- Cargo por confiabilidad, se establece un pago por capacidad mediante la cobertura de precios spot por encima de cierto umbral.

3.3.1.2. Política de participación en el negocio de generación de energía eléctrica: El flujo de bienes, servicios y capital entre países cobra cada vez más importancia y la política de participación se define teniendo en cuenta la economía de cada país, ésta puede ser una economía abierta, cerrada o mixta [21].

En una economía cerrada no se intercambian bienes, servicios o activos con otros países, es decir,

$$PIB = Consumo privado + Inversión + Gasto público \quad (33)$$

$$Inversión nacional = Ahorro nacional \quad (34)$$

$$Ahorro nacional = Ahorro privado + Superávit Ppto \quad (35)$$

En una economía abierta sí existe el intercambio antes mencionado y genera apertura económica en tres aspectos:

- Bienes y servicios: Libre decisión de bienes y servicios nacionales o extranjeros, generando un incremento en el aporte de las importaciones y exportaciones en el PIB.
- Mercados financieros: Logra un gran crecimiento de las transacciones financieras internacionales

- Mercados de factores: Permite elegir a las empresas los lugares de producción aprovechando costos bajos en diferentes países.

En esta economía el ahorro puede financiar una inversión en el extranjero y se analizan las fluctuaciones de los tipos de cambio, los intercambios de bienes y servicios y los movimientos internacionales de activos financieros [22].

$$\text{Inversión nacional} = \text{Ahorro nacional} + \text{Flujos de capital} \quad (36)$$

La economía mixta es la mezcla entre una economía de mercado (competitiva) y una centralizada en donde la asignación de recursos se encuentra compartida; la mayoría de las economías son mixtas difiriendo en el grado de intervención del sector público, el cual depende de los fallos en el mercado e interviene si los costos no superan los beneficios de la corrección [23].

El tipo de competencia establecida define los siguientes tipos de mercado [24] [25]:

- Competencia perfecta: El mercado determina los precios fijados por costos de producción, los compradores y vendedores son tan numerosos que no influyen en el precio de bienes y servicios.
- Monopolio: Existe una única empresa con capacidad para determinar el precio debido a las barreras de entrada al mercado, entre las cuales se tienen los derechos exclusivos de producción concedido por las autoridades, un recurso clave propiedad de una única empresa y que los costos de producción permitan que solo una empresa sea más eficiente que el resto de los productores.
- Oligopolio: El mercado es dominado por un pequeño número de vendedores que ofrecen bienes y servicios similares debido a la poca participación de productores en dicho sector.
- Competencia monopolística: Existe una cantidad significativa de productores sin dominio por parte de ninguno.
- Monopsonio: Los compradores que predominan la demanda (la abarcan casi en su totalidad) intervienen en la fijación del precio debido a su alto poder de negociación.

3.3.1.3. Disponibilidad del recurso energético: Recursos energéticos tales como: el carbón, el gas natural, la radiación solar, el agua, la gasolina, los aceites ligeros, y el viento entre otros, son los que caracterizan el tipo de generación de energía eléctrica a implementar, tal como se muestra en la Figura 16.

Figura 16. Recursos energéticos



[26].

Para este proyecto el recurso minero-energético seleccionado es el gas natural, por consiguiente es importante mencionar su disponibilidad en el mundo y América del sur, y su perspectiva.

Se espera incremento en la producción y consumo global de gas natural en años futuros, debido a que es un recurso económico y básico; asociado al transporte, al hogar, la industria y la generación de electricidad; ésta última presenta la mayor expectativa. “El mayor crecimiento para gas es probable en potencia eléctrica, puede llegar a ser 1900.000 [m³] (40%) de todo el total de consumo en 2030”⁶ [26].

Como se puede observar en la Tabla 2 el tiempo estimado (TM) de disponibilidad del energético en el mundo es de 55 años y su comportamiento se refleja en la siguiente ecuación,

$$TM [años] = \frac{\text{producción}}{\text{reserva}} = 55 [años] \quad (37)$$

⁶Afirmación realizada por el consejo mundial de energía para energía sostenible realizado en el 2013. Capítulo 3 Página 2. Traducido al español [26].

Tabla 2. Top 5 de países con reserva de Gas natural

Country	Reserves (bcm)		Production (bcm)		R/P years
	2011	1993	2011	1993	
Russian Federation	47 750	48 160	670	604	71
Iran	33 790	20 659	150	27	> 100
Qatar	25 200	7 079	117	14	> 100
Turkmenistan	25 213	2 860	75	57	> 100
Saudi Arabia	8 028	5 260	99	36	81
Rest of World	69 761	57 317	2 407	1 438	22
Global Totals	209 742	141 335	3 518	2 176	55

[26].

“El gas natural es un recurso fósil el cual continuará haciendo significativas contribuciones a la economía energética global”⁷ [26], esto demuestra que las reservas y producciones de gas natural al transcurrir las décadas han ido creciendo significativamente. Del 2010 al 2013 las reservas mundiales crecieron un 3% y la producción del energético creció un 15% [26] y la reserva mundial probada al 2015 es de 158.835.109.300.000 [m³].

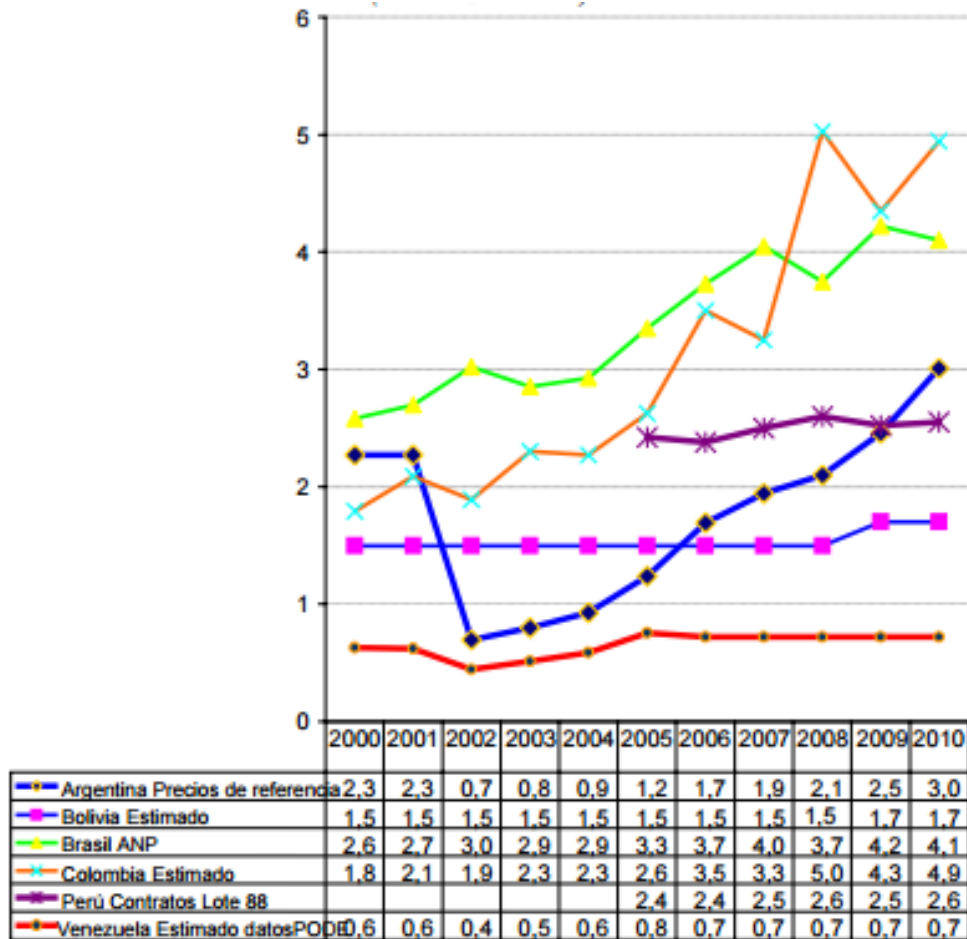
Es importante conocer la disponibilidad del material minero energético usado en el proceso de generación de energía eléctrica en el entorno local encontrando seguridad para la implementación de las centrales térmicas.

3.3.1.4. Precio del recurso energético: El precio del energético es importante en la toma de decisión para la puesta en marcha de una central eléctrica a gas natural ciclo combinado, debido a la relación que tiene con el costo marginal y costo promedio de generación.

La Figura 17 muestra la línea de tendencia del gas natural en la década anterior 2000 – 2010, permitiendo analizar la variación en precios de gas natural para generación por país.

⁷Afirmación realizada por el consejo mundial de energía para energía sostenible realizado en el 2013. Página 14. Traducido al español [26].

Figura 17. Estimaciones de las tarifas de gas para generadores eléctricos periodo 2000 – 2010 (En USD\$/MBTU)



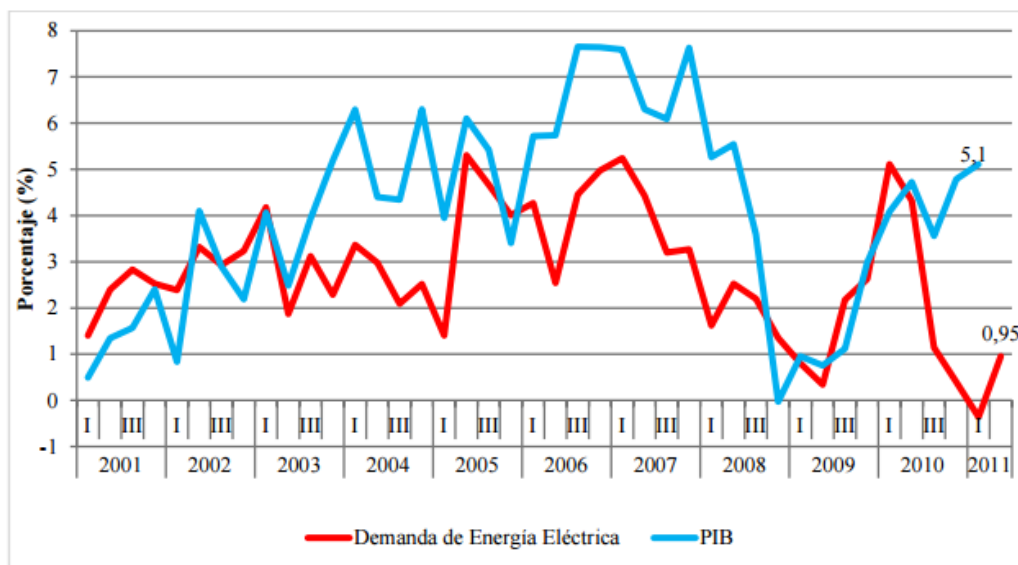
[27].

Países con reservas de gas significativas como Venezuela y Bolivia muestran poca variación en las tarifas del energético para generación de energía eléctrica debido al manejo de precios internos desvinculados de cualquier referencia internacional; en Brasil, Chile y Uruguay el precio está dado por las tarifas de importación; y en Colombia las tarifas están ajustadas a los precios internacionales.

3.3.1.5. Crecimiento económico: El Producto Interno Bruto (PIB) como lo indica el DANE “representa el resultado final de la actividad productiva de las unidades de producción residentes”⁸ [28], es decir, es un indicador que representa los precios de bienes y servicios ofrecidos que demandan los consumidores dentro de una economía y una franja de tiempo estipulada, refleja el comportamiento económico de un sector específico considerando ajustes salariales, cálculo de poder adquisitivo y equilibrio en las partidas de las cuentas nacionales [29].

El PIB va ligado en gran proporción con la demanda de energía eléctrica de un país, manteniendo entre sí una relación directamente proporcional. La Figura 18 muestra como varió el PIB y la demanda energética entre 2001 y 2011 en Colombia.

Figura 18. Comportamiento trimestral del PIB y la demanda de energía



Fuente: DANE, XM, Cálculos Consultor.

[30].

Esta variación se debe en gran parte al porcentaje de bienes y servicios que van relacionados directamente con la demanda de energía eléctrica. La Tabla 3 muestra las diferentes ramas evaluadas como bienes y servicios y su proporción de incremento en el cuarto trimestre de 2015 en Colombia.

⁸Definición de Producto Interno Bruto indicada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Preguntas frecuentes. Página 1, [28].

Tabla 3. Comportamiento del PIB por ramas de actividad económica 2015- cuarto trimestre

Ramas de actividad	Variación porcentual - Series desestacionalizadas		
	Variación porcentual (%)		
	Anual	Trimestral	Año Total
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	4,8	1,1	3,3
Explotación de minas y canteras	-1,4	-0,7	0,6
Industria manufacturera	4,0	0,9	1,2
Suministro de electricidad, gas y agua	4,0	0,2	2,9
Construcción	4,3	0,8	3,9
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	3,6	0,7	4,1
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	0,5	-1,0	1,4
Establecimientos financieros, seguros, actividades inmobiliarias y servicios a las empresas	4,2	1,0	4,3
Actividades de servicios sociales, comunales y personales	3,4	1,0	2,9
Subtotal valor agregado	3,2	0,7	3,0
Impuestos menos subvenciones sobre al producción e importaciones	3,5	0,8	4,0
PRODUCTO INTERNO BRUTO	3,3	0,6	3,1

Fuente: DANE

[31]

3.3.1.6. Nivel de riesgo de inversión: Para concluir el éxito del sector empresarial en un país se debe tener en cuenta la posibilidad de que una entidad soberana no cumpla sus pagos de deuda por razones económico financieras, como los conflictos sociales, devaluaciones, recesiones y la escasez de divisas, lo que implica la imposibilidad de pagar capital, intereses y dividendos, generando un riesgo de incumplimiento.

El grado de inversión es una calificación otorgada a un país sobre una evaluación realizada por agencias calificadoras de riesgo crediticio como Fitch Rating [32], Standard & Poor's [33] y Moody's [34], las cuales tienen en cuenta factores políticos, sociales y económico como lo son la estabilidad política de las instituciones, la existencia de un aparato burocrático excesivamente grande, los niveles de corrupción, la actitud de los ciudadanos y de los movimientos políticos, las proyecciones de crecimiento económico, la inflación, las políticas de cambio de moneda, el ingreso per cápita, los niveles de deuda pública interna y externa, el grado de autonomía del banco central del país, las restricciones presupuestarias que determinan la cantidad del bien que el comprador desea consumir [35], la expansión monetaria, el gasto gubernamental improductivo, el control sobre la fijación de precios y la proporción de divisas disponibles; para calificar la deuda gubernamental, la libertad de prensa y la distribución de la renta [36, 37, 38].

Standard & Poor's permite obtener las calificaciones de riesgo a largo plazo en cada uno de los países del entorno local desde su página oficial, luego se adoptarán las calificaciones realizadas por esta firma.

La firma calificadora estandariza los países de la siguiente manera, determinando la solvencia y estabilidad en operaciones a largo plazo:

Inversiones estables

- AAA, fiable y estable.
- AA, compañías de gran calidad, muy estables y de bajo riesgo.
- A, la situación económica puede afectar la financiación.
- BBB, adecuada capacidad de pago pero sujeto a cambios económicos adversos.

Inversiones de riesgo o especulativas

- BB, muy propensa a cambios económicos.
- B, situación financiera de variaciones notables.
- CCC, vulnerable y muy dependiente de la situación económica.
- CC, muy vulnerable y de alto nivel especulativo.
- C. extremadamente vulnerable, con riesgos económicos

3.3.1.7. Ranking de facilidad para establecer negocios: Según estudio realizado en el 2015 por el Banco Mundial, las economías se clasifican de uno (1) a diez (10), siendo 1 la mejor calificación para los países en estudio, según la facilidad para crear y operar empresas, teniendo en cuenta 10 aspectos como: la apertura de una empresa, el manejo de permisos de construcción, la obtención de electricidad, el registro de propiedades, la obtención de créditos, la protección de los inversionistas minoritarios, el pago de impuestos, el comercio fronterizo, el cumplimiento de contratos y la resolución de la insolvencia, comprendidos en varios indicadores y a los cuales se les da la misma importancia [39].

2.3.2. Variables de micro-localización

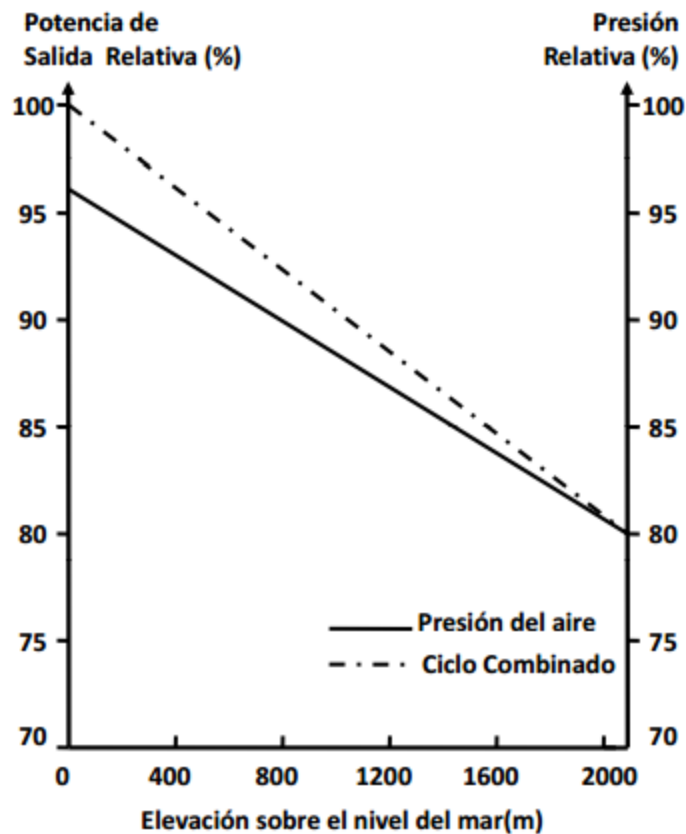
Según Salazar: “Las alternativas de localización deben ser revisadas bajo condiciones de servicios básicos, mano de obra, fuente de materias primas e insumos, demanda del mercado, acceso, etc.”⁹ [17].

⁹ Métodos de localización de planta [17].

Para el negocio de generación de energía eléctrica se tienen las siguientes categorías [40]:

- Requerimientos del sitio
 - Acceso, la construcción y operación requiere un fácil acceso por carretera, ferrocarril o fluvial, evitando el tráfico o problemas de seguridad.
 - Calidad del aire.
 - Restricciones de espacio aéreo, si la central está ubicada cerca de un aeropuerto.
 - Amortiguamiento, es necesario destinar una zona de amortiguamiento para minimizar el impacto visual y auditivo sobre comunidades cercanas.
 - Necesidad de potencia, instalar una planta generadora en un sector con necesidad de suministro reduce las ineficiencias del sistema y las pérdidas en líneas de transmisión.
 - Capacidad de expansión física.
 - Geografía, que puede afectar los costos de operación y el impacto sobre el ambiente; se prefieren terrenos llanos y de alto soporte al peso.
 - Transmisión eléctrica, se debe prever el nodo de conexión con el sistema de potencia.
 - Manejo de residuos sólidos.
 - Abastecimiento y descarga de agua.
 - Altitud, la altura sobre el nivel del mar cumple una función muy importante en la eficiencia de una planta de generación térmica de ciclo combinado, debido a que a medida que aumenta la altitud, la presión atmosférica y la temperatura disminuyen, afectando el flujo másico de aire, provocando que la potencia de salida varíe en proporción a la altura sobre el nivel del mar [41]. Este efecto se puede apreciar en la Figura 19.

Figura 19. Potencia de salida vs Altura sobre el nivel del mar (Eficiencia central de ciclo combinado)



[41]

- Impacto social
 - Estética, el impacto visual concierne a la comunidad local.
 - Sitios arqueológicos e históricos.
 - Servicios, la central de generación requerirá servicios que la comunidad local debe atender como la disponibilidad de agua potable, protección de incendios, seguridad policiaca, nuevas carreteras, etc.
 - Mano de obra.
 - Reubicaciones, en caso de implementación de la central en lugares habitados o negocios en operación.
 - Actitud de los pobladores locales, evitando una posible oposición por parte de los habitantes.

- Salud y seguridad pública
 - Degradación de la calidad de aire local, se deben mantener unos estándares de calidad de aire y analizar la población sensible a estos cambios.
 - Polvo, se deben analizar los tipos y niveles de polvo en el ambiente, así como la distancia que podría alcanzar en periodos de construcción e implementación.
 - Campos eléctricos y magnéticos, evitando la exposición al público.
 - Ruidos, proporcionales a la distancia entre la central y los centros poblados.
 - Olores operativos.
 - Tráfico vehicular, se contará con un leve incremento.
 - Tratamiento de aguas residuales, teniendo en cuenta leyes de descarga y regulación.

- Impacto ambiental
 - Calidad de aire, evaluando el riesgo potencial sobre componentes no humanos como la vegetación, la vida marítima, la vida salvaje, materiales de construcción, etc.
 - Impacto en aguas subterráneas en cuanto a niveles, flujos y calidad.
 - Especies protegidas.
 - Minimización de desperdicios, con la implementación del reciclaje.
 - Manejo de descarga de aguas residuales.
 - Vida salvaje y tierras naturales, impacto de la vida salvaje sobre la operación de la central.

- Impacto económico
 - Precio de despacho de energía, los costos de construcción y operación son adicionados a las tasas de consumo de los usuarios.
 - Impuesto local, una porción de los impuestos pagados por la central es destinada para el desarrollo de la zona de impacto.
 - Valorización, los predios cercanos se valorizan.

No se ha creado un paso a paso para encontrar sitios idóneos de ubicación de centrales generadoras, se analizan las características mencionadas anteriormente con el fin de asegurar los requerimientos regulatorios de un proyecto de esta índole, elevando con la estandarización de la selección de variables la eficiencia del proyecto [40].

3. METODOLOGÍA

A continuación se describen las diferentes etapas que comprenden la metodología para determinar la localización de una planta de generación de energía eléctrica a gas natural ciclo combinado.

4.1. Paso 1. Definir el entorno local para implementar una central de generación.

4.2. Paso 2. Macro-localización

Con el análisis de las variables macroeconómicas seleccionadas, se debe elegir el país perteneciente al entorno local que sea más apto para una inversión en generación de energía eléctrica con centrales termoeléctricas de gas natural de ciclo combinado.

4.2.1. Paso 2.1. Consultar información del comportamiento de las variables que se listan a continuación, en diferentes referencias bibliográficas, incluidas páginas web de las entidades reguladoras, en cada uno de los países del entorno local:

- Margen de reserva en firme objetivo.
- Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica.
- Disponibilidad del recurso energético.
- Precio del recurso energético.
- Crecimiento económico.
- Nivel de riesgo de inversión.
- Ranking de facilidad para establecer negocios

Estas variables fueron seleccionadas con base en estudios de viabilidad y localización de centrales térmicas [42, 43].

Este proyecto es una propuesta metodológica que busca ser utilizada en proyectos de inversión en generación de energía eléctrica. Para abordar un mercado de energía eléctrica es necesario analizar el tipo de economía que allí se maneja y sus políticas de inversión y participación, por esto se analiza el nivel de riesgo de inversión de los países del entorno local, sus políticas de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica y el ranking de facilidad para establecer negocios.

La implementación de una central generadora tiene el fin de satisfacer la necesidad de demanda de energía eléctrica, la cual es proporcional al crecimiento económico de un país y justifica el análisis de esta variable, a su vez esta necesidad de

suministro se debe satisfacer de forma confiable manejando un margen de reserva en firme objetivo considerable.

Los procesos de generación basan su funcionamiento en el recurso energético que utilizan, la disponibilidad este y su precio son variables primordiales en la toma de decisiones sobre el lugar idóneo para una futura implementación.

Debido a que los países han adquirido compromisos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y que en un futuro cercano se piensa cobrar por el carbono que se emita a la atmosfera, se aconseja incluir una variable de política ambiental al proceso de macro-localización.

4.2.2. Paso 2.2. Cuantificar y evaluar las variables definidas para la clasificación y jerarquización de los sistemas de potencia de los países del entorno local.

El grado de importancia de los criterios se obtiene de una encuesta diligenciada por expertos del sector energético, en la validación de la metodología se describe la encuesta y se jerarquizan las variables, a su vez se indica el proceso de ponderación de cada una de estas, en este caso se utilizó un promedio aritmético de los pesos definidos por encuestado.

Los encuestados que además de contar con una trayectoria empresarial que sopesara su calidad de expertos en la toma de decisiones dentro del sector energético, debían representar los sectores académico, gubernamental (regulador) y privado (inversionista).

Se debe indicar y describir el proceso de calificación por variable, así como el compendio de información por país para obtener el promedio ponderado y el puesto ocupado dentro de la metodología. Se debe realizar la conclusión del proceso en un párrafo, indicando el país sobre el cual se efectuará el proceso de micro-localización.

4.3. Paso 3. Micro-localización

Una vez seleccionado el país objeto de estudio, se realiza un proceso de micro-selección para ubicar los sectores con necesidad de suministro de energía eléctrica y sobre estos analizar las variables sociales, físicas, eléctricas y naturales para establecer la mejor localización de la central generadora.

4.3.1. Paso 3.1. Analizar el sistema de potencia actual y proyectado del país para determinar los sectores con necesidad de suministro de energía eléctrica bajo condiciones de seguridad, confiabilidad y estabilidad eléctrica. Se puede analizar el sistema de potencia en estudio con simulaciones propias o realizadas por terceros.

4.3.2. Paso 3.2. Validar los siguientes aspectos en paralelo debido a que estos posibilitan o no la implementación de la central, determinando las zonas o sectores óptimos:

- Disponibilidad del recurso energético
- Altitud.
- Disponibilidad de agua.
- Zonas protegidas.
- Disponibilidad de carreteras.
- Disponibilidad eléctrica.

Estas variables fueron seleccionadas con base en estudios de viabilidad y localización de centrales térmicas [40, 44].

Expertos analizan las posibles zonas o sectores para la ubicación del proyecto y toman una decisión empresarial, en este paso se deben tener en cuenta las políticas de la empresa y otros criterios como cimentaciones, aspectos sociales y propiedad de terrenos.

4.3.3. Paso 3.3. Seleccionar las alternativas de ubicación dentro del sector viable. Se seleccionan 3 puntos alternativos de ubicación de la central dentro de la zona elegida, para realizar un correcto análisis comparativo, teniendo en cuenta un área de impacto y expansión del proyecto; se pueden tener en cuenta más alternativas si el proyectista lo cree conveniente.

4.3.4. Paso 3.4. Cuantificar y evaluar las siguientes variables para la clasificación y jerarquización de las alternativas seleccionadas:

- Cercanía a gasoducto.
- Cercanía a fuente de agua.
- Cercanía a subestación eléctrica.
- Zona sensible a riesgos naturales.
- Facilidad para manejo de emisiones.
- Cercanía a centros poblados.
- Disponibilidad de terrenos.
- Cercanía a zonas arqueológicas.
- Altitud.
- Facilidad de construcción y operación.

Se debe realizar un estudio de impacto ambiental sobre cada alternativa, complementando el proceso de evaluación de cada una.

Para una central de generación a gas natural es indispensable un gran volumen del recurso energético, este a su vez no es económicamente almacenable, por lo que se debe contar con un gasoducto cercano.

El recurso hídrico es indispensable en un proceso de ciclo combinado, se necesitan construcciones de gran envergadura que lleven el agua de la fuente a la central y por tal la cercanía a este recurso es importante.

Se debe tener en cuenta la subestación eléctrica a la cual se le inyectará la potencia generada por la central; de ser necesario se deberá construir una línea de transmisión y entre menor sea la distancia más económico será el proyecto.

Se debe tener en cuenta si la central se encuentra ubicada en una zona de inundaciones, tsunamis, deslizamientos y afectaciones en general por fenómenos naturales; en la aplicación de la metodología se tuvo en cuenta un control en donde se indica la frecuencia y magnitud sísmica de todo el territorio.

Los centros poblados o turísticos cercanos pueden verse afectados por dispersión de gases, ruidos o por riesgo de accidentes, la distancia a estos es un factor que limita la facilidad para manejar estas situaciones; a su vez los centros poblados proveen mano de obra y servicios en el proceso de construcción y operación de la central, incluyendo logística de alojamiento.

El terreno sobre el cual se implementaría la central debe estar disponible y debe tener la posibilidad de uso industrial.

Se debe tener en cuenta la interferencia o cercanía de la central con restos arqueológicos, estructuras existentes y zonas protegidas, factores que impedirían la implementación del proyecto.

La altura sobre el nivel del mar impacta la eficiencia de las unidades, entonces este es un criterio importante de decisión en materia de calidad de energía.

Un proyecto de generación de energía eléctrica cuenta con obras adicionales que impactan económica, física y socialmente al proyecto. La construcción de líneas de transmisión, derivación de gasoductos, carreteras y sistemas de bombeo son unas de las obras que se deben planear en la construcción de una central a gas natural ciclo combinado.

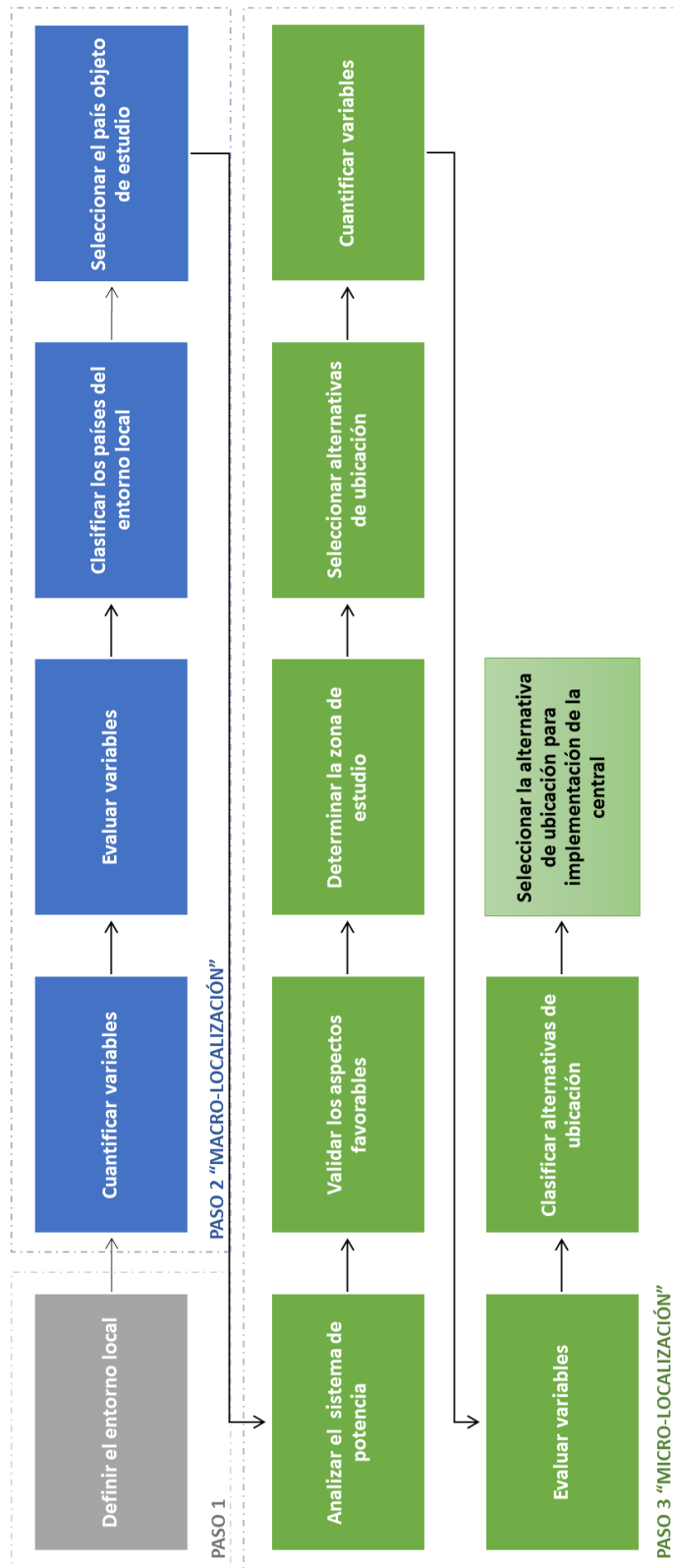
El grado de importancia de los criterios se obtiene de una encuesta diligenciada por expertos del sector energético, en la validación de la metodología se describe la encuesta y se jerarquizan las variables, a su vez se indica el proceso de ponderación de cada una de estas, en este caso se utilizó un promedio aritmético de los pesos definidos por las personas encuestadas.

Fue necesaria la participación de expertos en la etapa de construcción y operación de centrales de generación debido a la naturaleza físico-técnicas de las variables de micro-localización, se contó a su vez con la participación del sector académico, con la solución de la encuesta por parte de docentes con tendencias de investigación hacia la generación de energía eléctrica.

Se debe indicar y describir el proceso de calificación por cada alternativa para obtener el promedio ponderado y el puesto ocupado dentro de la metodología. Se debe realizar la conclusión del proceso en un párrafo, indicando la alternativa final sobre la cual se recomienda implementar una central de generación de energía eléctrica a gas natural ciclo combinado.

En la Figura 20 se describe esquemáticamente el proceso metodológico.

Figura 20. Proceso metodológico para la localización de una central de generación



4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

En este capítulo se aplica la metodología planteada en el trabajo de grado, realizando los procesos de macro-localización y micro-localización definidos en el capítulo anterior, para obtener la localización idónea de una central térmica a gas natural ciclo combinado.

4.1. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO LOCAL

En función de las características necesarias para implementar una central de generación a gas natural ciclo combinado, se debe seleccionar un entorno local sobre el cual se realiza el análisis macroeconómico. Se seleccionó el continente de América del Sur como entorno local debido a que los países que lo conforman son naciones en vía de desarrollo, este aspecto eleva las probabilidades de necesidad de suministro, además cuentan con características, descritas en la metodología ¹⁰, necesarias para implementar una central de generación a gas natural, también son sistemas eléctricos organizados en interacción, es decir, están interconectados.

4.2. MACRO-LOCALIZACIÓN

Este es un proceso de selección, en el cual se analizan variables macroeconómicas en cada uno de los países pertenecientes al entorno local, que permitan definir el sistema de potencia óptimo para una inversión en generación de energía eléctrica con centrales térmicas de gas natural. Las variables deben ser sopesadas por un criterio de expertos para su jerarquización y calificación.

4.2.1. Variables de macro-localización

A continuación se indican los procesos tenidos en cuenta para la obtención de los datos (aproximaciones, proyecciones, supuestos, etc.). En el anexo A, hoja del archivo Excel “Tabla de información” se encuentra la información recopilada.

Para el cálculo del margen de reserva en firme objetivo se emplea la demanda de potencia promedio anual en lugar de la demanda máxima de potencia en los casos necesarios, es decir, países que suministran información de demanda de energía máxima anual y no de potencia.

¹⁰ Capítulo 3 del documento actual.

La proyección de la oferta y demanda se basa en el incremento o decremento porcentual del PIB al 2016, asumiendo que este no varía en el tiempo.

$$Pmáx_{2022} = Pmáx_{2030} - (8 * Pmáx_{2030} * \%PIB_{2016}) \quad (32)$$

A su vez, se asume el valor base inicial de potencia como valor constante para el cálculo del crecimiento o decrecimiento de demanda.

Se supone un 75% de la capacidad instalada de un país como potencia en firme generada, asumiendo ciertos riesgos en la obtención de insumos para generación de energía eléctrica [45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54], [55, 56, 57, 58, 59, 60].

La política de participación en el negocio de generación de energía eléctrica se cataloga como pública, privada o mixta [61, 62].

Se especifican las reservas de gas natural comprobadas [63] y los precios de este recurso energético para el negocio de generación en los países de America del Sur [64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72].

Se analiza el crecimiento o decrecimiento económico porcentual en cada país, identificando esta variable como muestra de la estabilidad, el progreso y la opción de inversión de una nación [73].

Se especifican los niveles de riesgo de inversión calificados por la firma Standard & Poor's [74] y el ranking de facilidad para establecer negocios en países de Sur América según el Banco Mundial [39].

4.2.2. Encuesta macro-económica

Para darle peso de selección a las variables se realiza esta encuesta en donde participan diez expertos del sector energético, que con sus conocimientos y experiencia deben calificar la importancia de cada uno de estos factores al momento de elegir un país para invertir en el sector de América del Sur, la suma total de la calificación de las siete variables debe ser del 100% y el promedio aritmético de las encuestas se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Peso de calificación para variables de la macro-localización

Criterio de selección	Total
El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	0,098
Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración ¹	0,137
Disponibilidad del recurso energético	0,218
Precio del recurso energético	0,163
Crecimiento económico (PIB)	0,113
Nivel de riesgo de inversión*	0,139
Ranking de facilidad para establecer y operar negocios**	0,132

A su vez los encuestados debieron seleccionar el tipo de política de participación del estado en el negocio de generación que consideran propicio para una inversión en el sector energético concluyendo que una economía mixta pura garantiza una estabilidad regulatoria y permite intervenir en el mercado. Ver Tabla 5.

Tabla 5. Favorabilidad del criterio “Política de participación del estado en el negocio de generación”

Tipo	Calificación
Mixta pura	5
Mixta privada	4
Privada	3
Mixta pública	2
Pública	1

Los expertos del sector energético que contestaron la encuesta fueron:

- Ing. Sandra Stella Fonseca
- Ing. Hildebrando Rojas Calderón
- Ing. Arcenio Torres
- Ing. José David Montoya Salas
- Ing. Wilman Morales
- PhD. Gilberto Carrillo Caicedo
- PhD. Gerardo Latorre
- PhD. Cesar Antonio Duarte Gualdrón
- Abogado Percy Samaniego
- Ing. Ángela María Sarmiento

En el anexo A se encuentran las encuestas diligenciadas y la trayectoria empresarial de los expertos.

4.2.3. Proceso de calificación

El proceso de calificación de cada uno de las variables por país se observa en el anexo A, hoja del archivo Excel “Criterio de calificación”, en donde se califica con 5 al país con mayor favorabilidad para el proyecto en cada ítem y proporcionalmente a los demás países. El nivel de favorabilidad para la variable “Política de participación del estado en el negocio de generación” se concluye de la encuesta respondida por los expertos y el de “Nivel de riesgo de inversión” se toma de la información suministrada por la agencia calificadora de riesgos Standard & Poor’s. A su vez en el mismo anexo, en la hoja del archivo Excel “Jerarquización”, se encuentra la calificación y clasificación de los países que favorecen la inversión en el negocio de generación de energía eléctrica a gas natural.

Argentina: País con disponibilidad de recursos hidroeléctricos y de gas natural no explotados, por ende sus autoridades han establecido mecanismos administrativos para aumentar la capacidad de generación, como la implementación de procedimientos de compra de energía a generadores privados, compra de centrales e incentivación para la creación de nuevas generadoras; y así evitar que el precio spot y los precios estacionales sean inferiores a los costos marginales del sistema generador.

Los agentes generadores privados han capitalizado sus créditos ante el mercado mayorista argentino estableciendo cargos tarifarios, debido a la construcción de diversas centrales. Centrales que en su mayoría emplean gas natural como

combustible para la generación de energía, el cual proviene de varias cuencas conectadas a una amplia red de gaseoductos.

Eléctricamente está interconectada con Brasil a través de un convertidor de frecuencia, con Paraguay a través de una central hidroeléctrica binacional (Yacyretá) y con Uruguay y Chile a través de líneas de transmisión.

La secretaria de energía ha generado resoluciones respecto al despacho de energía, el uso de combustibles de generación, asignación de prioridades en el abastecimiento de energía eléctrica, entre otras, ejerciendo control sobre el mercado eléctrico mayorista [75]. El proceso de calificación se observa en la Tabla 6.

Tabla 6. Calificación Argentina

País	Argentina		Puesto	9	
	Criterio	Información	Peso	Calificación	Total
	El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	1,140	0,098	1,135	0,11
	Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración	mixta	0,137	4,000	0,55
	Disponibilidad del recurso enegetico [m3]	378,000	0,218	0,340	0,07
	Precio del recurso energético [USD/millones de BTU]	5,200	0,163	0,421	0,07
	Crecimiento económico (PIB) [%]	0,100	0,113	0,100	0,01
	Nivel de riesgo de inversión	B-	0,139	1,190	0,17
	Ranking de facilidad para establecer y operar negocios	8	0,132	1,500	0,20
			TOTAL	1,18	

Paraguay: Paraguay no cuenta con un mercado eléctrico mayorista, por el contrario, existe una única empresa eléctrica propiedad del estado, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) encargada de prestar el servicio público de electricidad en todo el territorio paraguayo, la ANDE tiene el monopolio

de la explotación de los sistemas de abastecimiento eléctrico de generación, transmisión y distribución.

La interconexión de su sistema eléctrico nacional cuenta con las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipu (Brasil) y Yacyretá (Argentina), una central hidroeléctrica nacional llamada Acaray y una pequeña capacidad instalada en centrales térmicas; excediendo ampliamente sus necesidades energéticas. Cuenta con proyectos de generación térmica a gas natural con el uso del gasoducto construido desde Bolivia hasta Brasil y que pasa por suelo Paraguayo, a su vez existen proyectos hidroeléctricos que buscan reducir los costos medios de generación y mejorar la contratación de potencia a las hidroeléctricas binacionales [65]. El proceso de calificación se observa en la Tabla 7.

Tabla 7. Calificación Paraguay

País	Paraguay		Puesto	8	
	Criterio	Información	Peso	Calificación	Total
	El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	1,451	0,098	0,892	0,09
	Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración	pública	0,137	1,000	0,14
	Disponibilidad del recurso energético [m3]	0	0,218	0,000	0,00
	Precio del recurso energético [USD/millones de BTU]	0	0,163	0,000	0,00
	Crecimiento económico (PIB) [%]	4,000	0,113	4,000	0,45
	Nivel de riesgo de inversión	BB	0,139	2,143	0,30
	Ranking de facilidad para establecer y operar negocios	5	0,132	3,000	0,40
			TOTAL		1,37

Uruguay: Uruguay es un país que la totalidad de la transmisión y distribución de energía eléctrica es manejada por empresas del estado y que ha empezado a desarrollar proyectos de generación renovable con entes privados, en vista de implementar un mercado eléctrico mayorista que incentive estos tipos de

generación. Presenta interconexión eléctrica con Argentina y Brasil. Con presencia de una central hidroeléctrica binacional con Argentina llamada “Salto Grande” [76].

Este país no cuenta con un plan de generación periódico y para asegurar el abastecimiento de energía se ejecutan inversiones licitadas en generación con empleo de recursos renovables e importaciones con Argentina y Brasil aprovechando la interconexión eléctrica [76]. Debido a las seguías prolongadas que sufre, se ve la necesidad de Implementar centrales térmicas a fuel-oil, gas-oil y gas natural ciclo combinado aprovechando los tres gasoductos que se conectan con la red de gas de Argentina e importaciones de gas natural licuado. El proceso de calificación se observa en la Tabla 8.

Tabla 8. Calificación Uruguay

País	Uruguay		Puesto	7	
	Criterio	Información	Peso	Calificación	Total
	El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	1,873	0,098	0,691	0,07
	Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración	mixta	0,137	2,000	0,27
	Disponibilidad del recurso enegetico [m3]	0	0,218	0,000	0,00
	Precio del recurso energético [USD/millones de BTU]	0	0,163	0,000	0,00
	Crecimiento económico (PIB) [%]	2,900	0,113	2,900	0,33
	Nivel de riesgo de inversión	BBB	0,139	2,857	0,40
	Ranking de facilidad para establecer y operar negocios	4	0,132	3,500	0,46
			TOTAL		1,53

Bolivia: Es un país que promueve una participación activa de los sectores privado y público en la expansión de la generación y transmisión. El gobierno ha introducido reformas que incrementan la participación del estado en el sector eléctrico, llegando a participar en cerca del 72 % de los procesos de generación, siendo la empresa estatal ENDE la responsable del control del sector, garantizando la seguridad de

abastecimiento, la ampliación de fronteras y la modificación de la matriz energética del sistema interconectado nacional (SIN). La estructura de la ley de electricidad N°1604 permitió el desarrollo de un mercado eléctrico mayorista administrado por el centro nacional de despacho de carga (CNDC) que busca aprovechar fuentes renovables de energía.

Presenta interconexiones con Chile, Colombia, Ecuador y Perú, factor que le permite promover la exportación de energía, debido al crecimiento acelerado de la demanda e inverso a las inversiones en generación. El porcentaje de generación térmica es del 67% y el gas natural es el combustible más utilizado para este proceso [77]. El proceso de calificación se observa en la Tabla 9.

Tabla 9. Calificación Bolivia

País	Bolivia		Puesto	5	
	Criterio	Información	Peso	Calificación	Total
	El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	0,719	0,098	1,800	0,18
	Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración	mixta	0,137	2,000	0,27
	Disponibilidad del recurso energético [m3]	281,500	0,218	0,253	0,06
	Precio del recurso energético [USD/millones de BTU]	1,260	0,163	1,738	0,28
	Crecimiento económico (PIB) [%]	4,300	0,113	4,300	0,49
	Nivel de riesgo de inversión	BB	0,139	2,143	0,30
	Ranking de facilidad para establecer y operar negocios	9	0,132	1,000	0,13
			TOTAL	1,70	

Perú: Es un país que promueve la inversión de capital privado para los procesos de generación aplicando procesos de subastas para proyectos de generación de fuentes no convencionales con el fin de asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica. Un 30% de su energía generada procede de empresas estatales.

Existe una línea que interconecta al país con Ecuador la cual es requerida en casos de contingencia.

Su matriz energética tiene una tendencia a ser hidráulica y a gas natural, con un porcentaje de 52% y 46% respectivamente, dejando el 2% restante en proyectos de energías no convencionales. La producción de origen térmico proviene de recursos energéticos como el gas natural, carbón y diésel.

Con base en la Ley N° 28832, se asegura el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, tratando de corregir las ineficiencias de las señales dadas por la ley anterior a esta (Ley de concesiones eléctricas), mediante los siguientes mecanismos:

- ✓ Establecer la licitación o subasta como medida preventiva para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica para los distribuidores, mediante contratos.
- ✓ Prever la participación en el mercado de corto plazo de los Generadores, de los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y de los Grandes Usuarios Libres.

La expansión del sistema eléctrico se está realizando a base de centrales a gas natural, debido a la gran cantidad de reservas que poseen, y el trabajo de expansión del gasoducto de CAMISEA.

La planeación de expansión de generación y transmisión es gestada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), realizando un plan de referencia donde se analizan los futuros de demanda y de oferta para determinar las necesidades del sistema interconectado nacional [78]. El proceso de calificación se observa en la Tabla 10.

Tabla 10. Calificación Perú

País	Perú	Puesto	1		
	Criterio	Información	Peso	Calificación	Total
	El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	0,704	0,098	1,838	0,18
	Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración	mixta	0,137	4,000	0,55
	Disponibilidad del recurso enegetico [m3]	435,400	0,218	0,391	0,09
	Precio del recurso energético [USD/millones de BTU]	1,000	0,163	2,190	0,36
	Crecimiento económico (PIB) [%]	5,000	0,113	5,000	0,57
	Nivel de riesgo de inversión	BBB+	0,139	3,095	0,43
	Ranking de facilidad para establecer y operar negocios	2	0,132	4,500	0,59
			TOTAL		2,76

Chile: La participación del estado en generación es nula, debido al modelo de mercado acogido hace más de treinta años, pero el estado si es el ente regulador de éste. Los contratos en bolsa realizados por los distribuidores con los entes generadores deben garantizar abastecimiento de energía a los usuarios regulados en un horizonte mínimo de tres años.

Posee interconexión eléctrica con Bolivia.

Es un país con limitada capacidad de recursos energéticos que depende de la hidrología y de la importación de hidrocarburos para su generación de energía. El gas natural es importado mediante terminales de regasificación desde varias partes del mundo. Existen varios gasoductos desde argentina aunque no haya gran intercambio de energético por éste.

El sistema eléctrico interconectado se divide en dos, el SIC (Sistema Interconectado Central) y el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) los cuales presentan

en su matriz energética mayor participación de centrales térmicas, 50% y 99% respectivamente.

La proyección de expansión en generación viene delimitada por los acuerdos realizados en el COP21, que aunque no sean sancionatorios, se espera que sean cumplidos. Estos acuerdos mencionan la reducción de generación a base de carbón, y el aumento de generación con base en energía renovables tales como fotovoltaica y eólica (30% de la matriz energética a 2030) [79, 80, 81]. El proceso de calificación se observa en la Tabla 11.

Tabla 11. Calificación Chile

País	Chile		Puesto	4	
	Criterio	Información	Peso	Calificación	Total
	El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	1,787	0,098	0,724	0,07
	Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración	privada	0,137	3,000	0,41
	Disponibilidad del recurso enegetico [miles de millones de m3]	97,970	0,218	0,088	0,02
	Precio del recurso energético [USD/millones de BTU]	2,610	0,163	0,839	0,14
	Crecimiento económico (PIB) [%]	3,300	0,113	3,300	0,37
	Nivel de riesgo de inversión	AA-	0,139	4,048	0,56
	Ranking de facilidad para establecer y operar negocios	1	0,132	5,000	0,66
			TOTAL	2,23	

Ecuador: Es un país el cual garantiza al pueblo el suministro de energía como responsabilidad directa del estado, dándole el control total sobre los sectores en la prestación del servicio. De ser necesario el estado puede delegar a empresas privadas actividades del sector energético únicamente cuando:

- ✓ Sea necesario y adecuado satisfacer el interés público y colectivo.
- ✓ La demanda no pueda ser cubierta por las empresas públicas.

En generación el mayor aporte de energía lo realizan las centrales hidroeléctricas con un 92% aproximadamente, y con un 8% en centrales térmicas. Debido a los problemas de abastecimiento recurrentes en el transcurso del tiempo, los entes privados han aprovechado para participar en los procesos licitatorios para generación [82]. El proceso de calificación se observa en la Tabla 12.

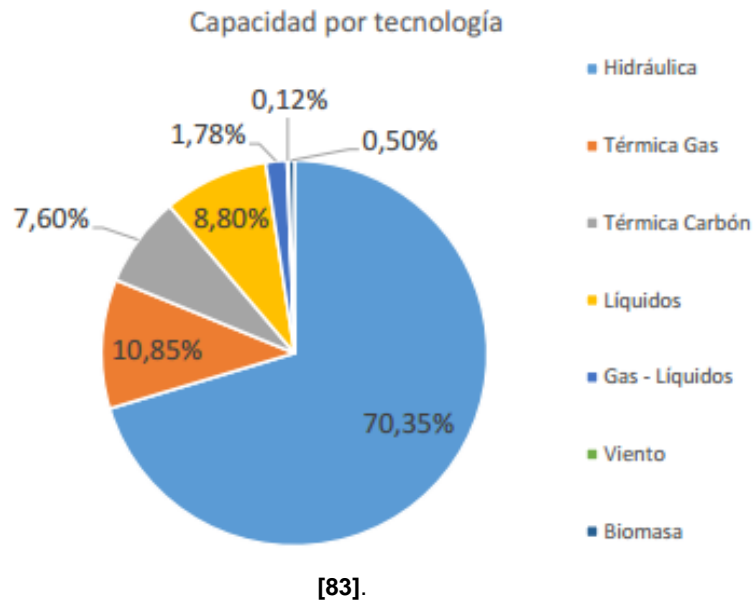
Tabla 12. Calificación Ecuador

País	Ecuador		Puesto	6	
	Criterio	Información	Peso	Calificación	Total
	El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	0,259	0,098	5,000	0,49
	Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración	pública	0,137	1,000	0,14
	Disponibilidad del recurso enegetico [m3]	6,003	0,218	0,005	0,00
	Precio del recurso energético [USD/millones de BTU]	2,750	0,163	0,796	0,13
	Crecimiento económico (PIB) [%]	3,600	0,113	3,600	0,41
	Nivel de riesgo de inversión	B	0,139	1,429	0,20
	Ranking de facilidad para establecer y operar negocios	7	0,132	2,000	0,26
			TOTAL		1,63

Colombia: Colombia cuenta con un mercado de energía mayorista, con participación de generadores y comercializadores públicos, privados y mixtos, regulados por la comisión de regulación de energía y gas (CREG).

En su matriz energética prima la participación de centrales hidráulicas y térmicas, con poca presencia de fuentes no convencionales (solamente 15 MW de energía eólica en la Guajira). La distribución de su capacidad instalada se visualiza en la Figura 21.

Figura 21. Participación por tecnología en la matriz eléctrica



Aproximadamente el 4% de la capacidad de generación es propiedad del estado, volviendo la participación en el negocio de generación mayormente privado. Colombia está interconectado eléctricamente con Venezuela, Ecuador, y Panamá, que en casos de crisis energética, le dan abastecimiento al sistema.

Las centrales térmicas a gas natural reciben el energético de la extracción producida a cargo de Ecopetrol en la región caribe y en los llanos orientales. Las centrales a carbón utilizan un 35% del 5% que es destinado para consumo nacional, ya que el 95% de explotación, es destinado a exportación. La planeación del sector eléctrico se da a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) la cual proyecta el crecimiento y la suplencia de la demanda a futuro considerando diferentes escenarios en la expansión de la matriz eléctrica [84]. El proceso de calificación se observa en la Tabla 13.

Tabla 13. Calificación Colombia

País	Colombia		Puesto	3	
	Criterio	Información	Peso	Calificación	Total
	El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	1,535	0,098	0,843	0,08
	Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración	mixta	0,137	5,000	0,69
	Disponibilidad del recurso enegetico [miles de millones de m3]	198,400	0,218	0,178	0,04
	Precio del recurso energético [USD/millones de BTU]	4,090	0,163	0,535	0,09
	Crecimiento económico (PIB) [%]	3,700	0,113	3,700	0,42
	Nivel de riesgo de inversión	BBB	0,139	2,857	0,40
	Ranking de facilidad para establecer y operar negocios	3	0,132	4,000	0,53
			TOTAL	2,24	

Venezuela: Es un país con participación estatal del 100% en el negocio de generación, transmisión distribución, y comercialización. Está proyectado, regulado y gestado por la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC).

Presenta interconexión nacional con Brasil y Colombia para el intercambio de energía en momentos de escasez.

Su matriz eléctrica está compuesta en un 60% de centrales hidroeléctricas y 40% de centrales térmicas. Tiene una cantidad significativa de recursos fósiles tales como el petróleo, el gas natural, y derivados de estos, los cuales lo catalogan como uno de los países más ricos en energéticos a nivel mundial.

En los últimos años ha presentado inestabilidad en el sistema eléctrico nacional, llegando a presentar racionamiento eléctrico, hecho que refleja una falta latente de inversión en el sector de generación y transmisión [62]. El proceso de calificación se observa en la Tabla 14.

Tabla 14. Calificación Venezuela

País	Venezuela		Puesto	2	
	Criterio	Información	Peso	Calificación	Total
	El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	0,950	0,098	1,363	0,13
	Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración	pública	0,137	1,000	0,14
	Disponibilidad del recurso enegetico [miles de millones de m3]	5562,000	0,218	5,000	1,09
	Precio del recurso energético [USD/millones de BTU]	0,438	0,163	5,000	0,82
	Crecimiento económico (PIB) [%]	-4,000	0,113	0,000	0,00
	Nivel de riesgo de inversión	CCC	0,139	0,714	0,10
	Ranking de facilidad para establecer y operar negocios	10	0,132	0,500	0,07
			TOTAL	2,34	

Brasil: Es un país el cual presenta una participación activa del estado en el sector de generación de energía, con cerca del 80% de la capacidad instalada.

En caso de presentarse nivel bajo en los embalses, las centrales térmicas son el respaldo principal o sino la interconexión presente con Paraguay, Argentina, Venezuela y Uruguay.

Su parque de generación es diverso, presenta centrales hidroeléctricas, térmicas, eólicas, PCHs, nucleares y fotovoltaicas siendo la primera la más dominante con un porcentaje de 65,9% de su capacidad instalada.

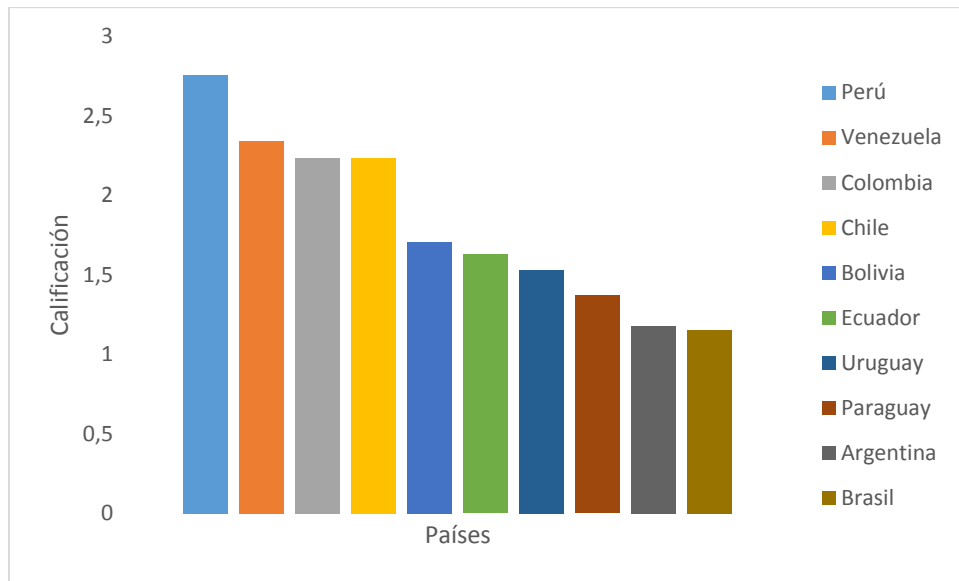
La Empresa de Pesquisa Energética (EPE) es la encargada de los planes determinativos de generación y transmisión, como lo son la proyección de la matriz energética del país e identificar y cuantificar los recursos energéticos, dicha empresa está vinculada al ministerio de minas y energía [85]. El proceso de calificación se observa en la Tabla 15.

Tabla 15. Calificación Brasil

País	Brasil		Puesto	10	
Criterio	Información	Peso	Calificación	Total	
El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	1,765	0,098	0,733	0,072	
Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración	mixta	0,137	2,000	0,274	
Disponibilidad del recurso enegetico [miles de millones de m3]	388,700	0,218	0,349	0,076	
Precio del recurso energético [USD/millones de BTU]	4,100	0,163	0,534	0,087	
Crecimiento económico (PIB) [%]	1,000	0,113	1,000	0,113	
Nivel de riesgo de inversión	B	0,139	1,429	0,199	
Ranking de facilidad para establecer y operar negocios	6	0,132	2,500	0,330	
			TOTAL	1,15	

Tras el proceso de calificación de las variables macroeconómicas se concluye que Perú es el país más óptimo dentro del entorno local para realizar una inversión en generación a gas natural, su regularidad en todos los ítems eleva la probabilidad de éxito para la futura implementación y control del proyecto generador. Por lo mencionado, el proceso de micro-localización se valida para el territorio peruano. La clasificación de los países de américa del sur en esta metodología se muestra en la Figura 22.

Figura 22. Clasificación de países del entorno local



4.3. MICRO-LOCALIZACIÓN

Es el estudio del sistema eléctrico del país seleccionado como objeto de estudio ubicando los sectores con necesidad de suministro, confiabilidad y seguridad eléctrica, además del análisis físico del territorio. Este paralelo de información garantiza la zona óptima de localización y permite definir alternativas puntuales de ubicación de la central, que serán cuantificadas y evaluadas a partir de un juicio de expertos para la decisión final.

4.3.1. Etapa I

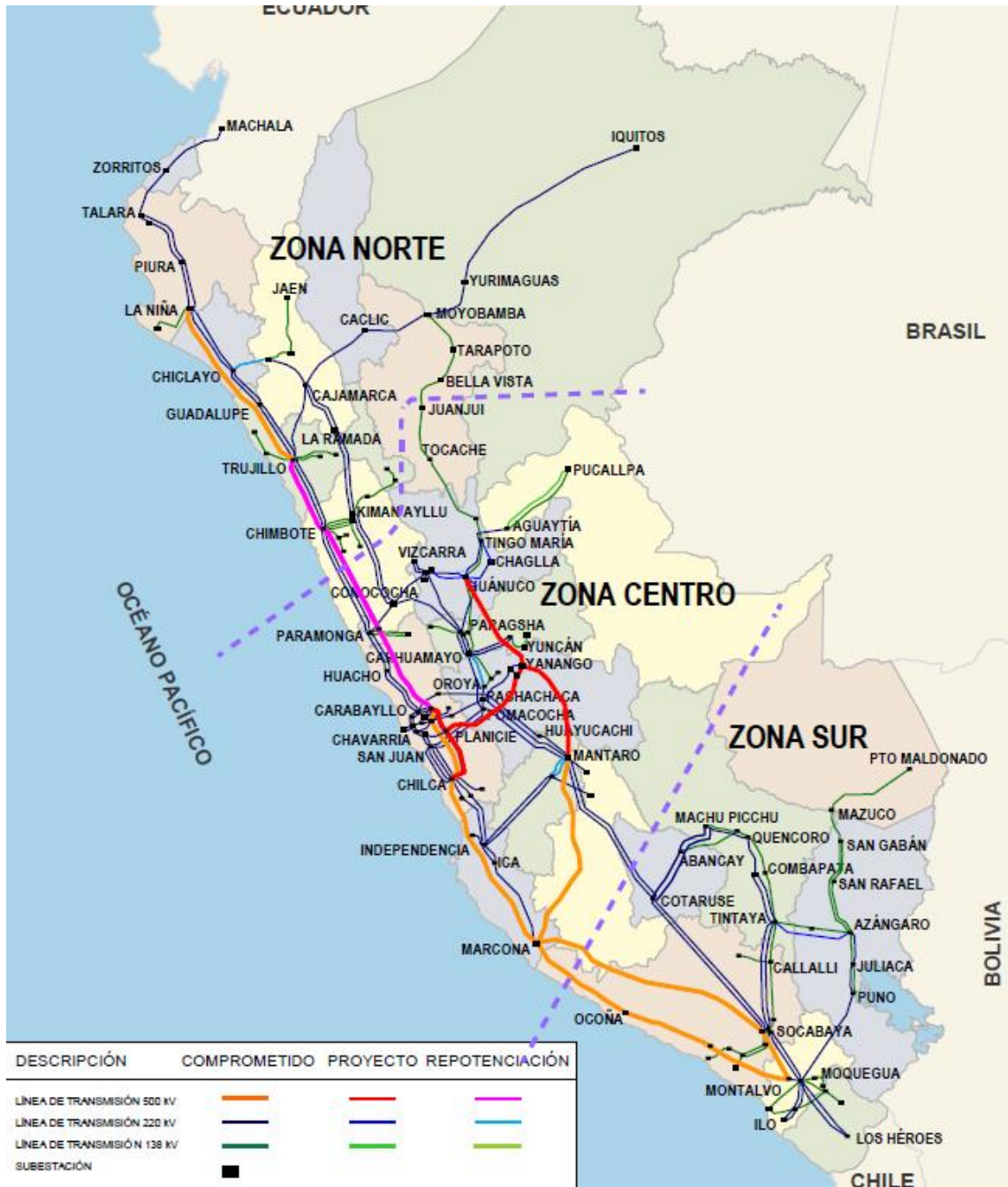
Análisis simultáneo del sistema de potencia proyectado del país objeto de estudio y sus características físicas para la selección de un sector o zona de implementación.

Se utiliza la información actualizada de proyecciones de demanda y planes de obra de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN), suministrada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). Se analiza el sistema de potencia en un periodo de trabajo de largo plazo sujeto a incertidumbre de demanda y oferta, adicionando proyectos con alto grado de maduración [86].

El SEIN está delimitado eléctricamente en 3 zonas grandes de desarrollo por la disposición del territorio nacional peruano, en la Figura 23 se puede visualizar su distribución y ubicación. “La división en zonas tiene como objetivo permitir y

considerar hipótesis diferenciadas de crecimiento de la demanda y desarrollo de generación en ellas, las cuales al combinarse generan múltiples escenarios de operación cuyo análisis sirve para planificar el sistema de transmisión del SEIN¹¹ [87].

Figura 23. Zonas eléctricas del SEIN



[87]

¹¹ Introducción de la división del SEIN en zonas eléctricas realizada por el COES. Pág 1 [87].

Perú es un país con gran disponibilidad de gas natural en su territorio, en donde a partir del 2018 no existirá limitación del recurso para proyectos de generación de energía eléctrica debido a la culminación de trabajos de expansión del gasoducto, hecho que se evidencia en la Tabla 16 [15].

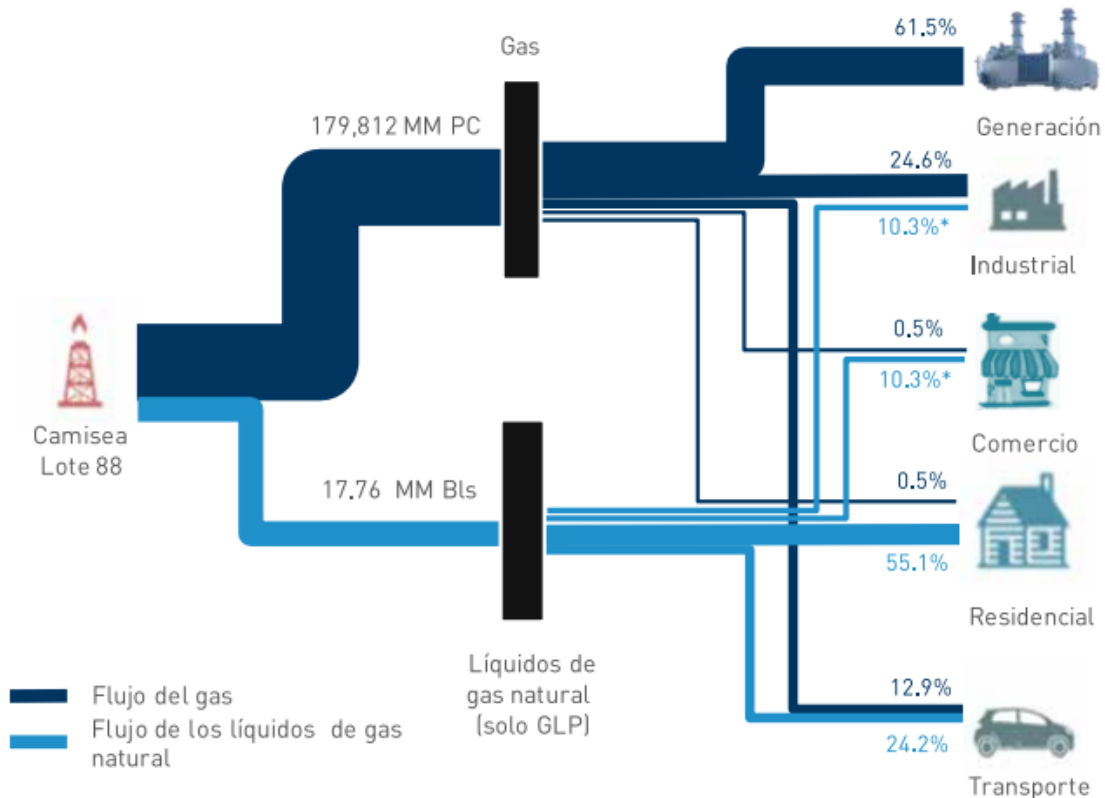
Tabla 16. Capacidad firme de volumen de gas de CAMISEA para generación

Año	2015	2016 - 2017	2018
Capacidad Firme de Transporte (MMPCD)	453	512	Sin límites

[15]

Desde la aparición del proyecto de extracción de gas de Camisea (2003), el sector eléctrico se ha visto beneficiado en gran manera, la generación térmica incrementó su participación en la matriz eléctrica en un 40%, presentando un consumo anual a 2014 de 61,5 % del gas extraído en boca de pozo [88]. Ver Figura 24.

Figura 24. Porcentajes de distribución Lote 88 Camisea



[88]

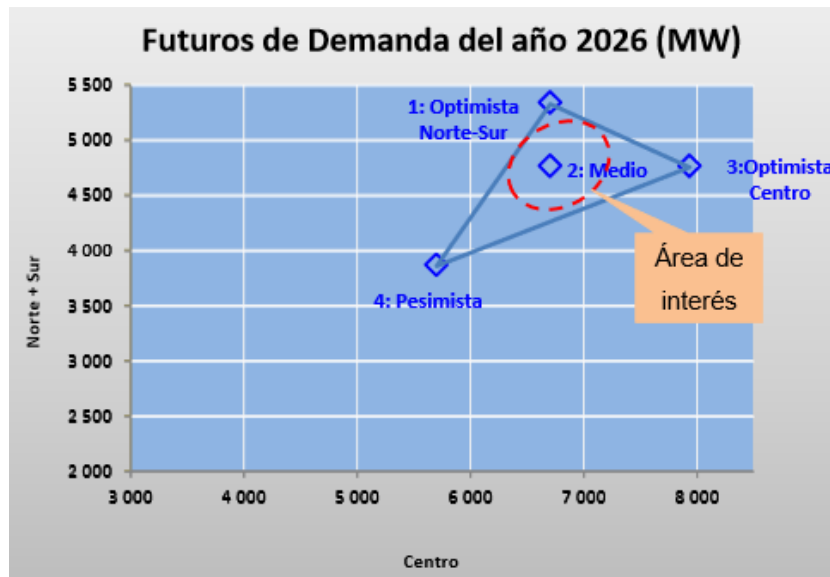
La proyección de disponibilidad de gas para generación es buena, porque a 2034 plantean que el 54% de las reservas van a estar destinadas para la generación de energía eléctrica [89].

Con necesidad de analizar en conjunto la repuesta a largo plazo del sistema de potencia, se definen varios escenarios diferenciados por zona y caso propuesto. Los escenarios planteados por el COES son [90]:

- Optimista Norte-Sur
- Optimista Centro
- Medio o base
- Pesimista
- Optimista
- Muy optimista
- Muy pesimista

En la Figura 25 se puede observar las respectivas proyecciones de demanda a 2026 reflejando un interés en el escenario medio, el cual presenta una proyección de demanda significativa por zona.

Figura 25. Futuros de demanda año 2026 (MW)



[15].

Esta proyección de demanda analiza las estimaciones de demanda vegetativa, basadas en proyecciones de PIB de largo plazo, y de la estimación de demanda de grandes cargas, basada en una encuesta elaborada con declaraciones e información actualizada de cada una de las grandes cargas (cargas especiales, cargas incorporadas, proyectos, etc.).

En la Tabla 17 se muestran las proyecciones de % PIB utilizadas y en la Tabla 18 las proyecciones de demanda no vegetativa.

Tabla 17. Proyecciones de PIB (%) por escenario sin proyectos mineros

Años	Escenarios				
	Muy Pesimista	Pesimista	Base	Optimista	Muy Optimista
2014	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
2015	1,5%	2,3%	2,8%	3,3%	3,8%
2016	2,3%	3,1%	3,5%	4,0%	4,6%
2017	2,6%	3,5%	3,9%	4,5%	5,2%
2018	2,3%	3,6%	4,1%	4,8%	5,7%
2019	1,7%	3,2%	3,9%	4,8%	6,3%
2020	1,7%	3,2%	3,9%	4,8%	6,4%
2021	1,5%	3,0%	3,7%	4,7%	6,3%
2022	1,3%	2,9%	3,6%	4,6%	6,3%
2023	1,2%	2,7%	3,4%	4,5%	6,3%
2024	1,1%	2,6%	3,3%	4,4%	6,2%
2025	1,1%	2,5%	3,3%	4,4%	6,3%
2026	1,1%	2,6%	3,3%	4,4%	6,4%
2014-2026	1,6%	2,9%	3,6%	4,4%	5,8%

[15].

Tabla 18. Demanda de grandes cargas (proyectos) en el escenario base

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	2022		2026	
	MW	GWH	MW	GWH
Ampliación Concentradora Cujone (SPCC)	73	572	73	572
Ampliación Concentradora Toquepala (SPCC)	104	865	104	865
Ampliación Cerro Verde-500kV	370	2 877	370	2 877
Ampliación Shougang Hierro Perú	110	808	110	808
Ampliación Antamina	120	951	135	1 063
Ampliación Aceros Arequipa-Pisco	6	201	26	1 300
Ampliación Toromocho (Chinalco)	88	904	88	904
Ampliación Bayovar (Miski Mayo)	29	227	29	227
Fosfatos de Bayovar-CCPSA	60	436	60	436
Cementos Piura- CCPSA	14	105	14	105
Ampliación UNACEM-Condorcocha	28	267	28	270
Las Bambas (MMG)	150	1 192	150	1 192
Galeno (Lumina)	119	942	119	942
Bongará-Cajamarquilla (Votorantim)	10	98	10	98
Mina Quechua	78	615	78	615
Quellaveco (Angloamerican)	125	937	200	1 496
Pukaqaqa (Milpo)	18	128	18	128
Pampa de Pongo (JMP)	72	631	72	631
Los Calatos (Hampton)	100	788	100	788
Michiquillay (Angloamerican)			147	1 156
Haqira (Antares)	132	1 037	132	1 037
Mina Justa (Marcobre)	55	434	55	434
Ampliación Refinería Talara (PETROPERU)	107	788	107	788
Corani (Bear Creek)	41	266	41	266
Inmaculada- Suyamarca (Hochschild)	14	139	14	139
La Arena (Río Alto)	21	164	25	200
El Porvenir (Milpo)	18	117	18	117
Ollachea (Kuri Kullu)	11	96	2	17
Salmueras Sudamericanas - CCPSA	35	260	35	260
Langostinera	25	186	25	186
Total de Proyectos - zona NORTE	420	3 206	571	4 398
Total de Proyectos - zona CENTRO	457	3 948	492	5 162
Total de Proyectos - zona SUR	1 256	9 876	1 321	10 356
TOTAL PROYECTOS	2 133	17 030	2 384	19 917

[15].

En el caso de la proyección de oferta de generación de energía eléctrica se evalúan proyectos conocidos, clasificándolos por nivel de certeza (mayor a menor) de ejecución [15], en la Tabla 19 se indican los proyectos que forman parte del programa de obras de generación y que están comprometidos hasta el 2018.

Tabla 19. Proyección oferta de generación

N°	PROYECTO DE GENERACIÓN COMPROMETIDOS	TIPO	POTENCIA (MW)
1	CE Parque Tres Hermanas	RER - EÓLICA	90
2	CH Chancay	RER - HIDRO	19
3	CH Chaglla	HIDRO	406
4	CH 8 de Agosto	RER - HIDRO	20
5	CH El Carmen	RER - HIDRO	9
6	CT Puerto Bravo - Nodo Energético del Sur	DIESEL/GAS NATURAL	630
7	CH Cerro del Águila	HIDRO	510
8	CH RenovAndes H1	RER - HIDRO	20
9	CH Carpapata III	RER - HIDRO	13
10	CH Potrero	RER - HIDRO	20
11	CT Ilo - Nodo Energético del Sur	DIESEL/GAS NATURAL	610
12	CT Santo Domingo de los Olleros - TV	GAS NATURAL	91
13	CH Karpa	RER - HIDRO	20
14	CT Malacas - TG6	GAS NATURAL	43
15	CH La Virgen	HIDRO	64
16	CT Chilca 1 - TV2	GAS NATURAL	113
17	CH Huatziroki I	RER - HIDRO	11
18	CH Yarucaya	RER - HIDRO	17
19	CH Angel III	RER - HIDRO	20
20	CH Angel I	RER - HIDRO	20
21	CH Angel II	RER - HIDRO	20
22	CH Santa Lorenza I	RER - HIDRO	19
23	CH Manta	RER - HIDRO	20
24	CT Santa Rosa - TV	GAS NATURAL	131
25	CH Hydrika 5	HIDRO	39
26	CH Carhuac	RER - HIDRO	16
27	CH Laguna Azul	RER - HIDRO	20
28	CH Colca	RER - HIDRO	12
29	CH Zaña 1	RER - HIDRO	13
30	CH Olmos 1	HIDRO	50
31	CT Iquitos Nueva - Reserva Fría	DIESEL/GAS NATURAL	81
32	CH Pucará	HIDRO	150
33	CT Quillabamba	GAS NATURAL	200

[91].

Las áreas de energía no servida son los lugares críticos que presentan mayor probabilidad de inestabilidad, debido a la no capacidad de cumplir con el suministro, bien sea por sobrecargas en las líneas o fallas en las líneas de transmisión. La Figura 26 muestra los sectores más críticos.

Figura 26. Energía no servida para el 2026



[90]

5.3.1.1. Análisis del sistema de potencia proyectado: Para el análisis del sistema de potencia de Perú se realizan estudios energéticos y eléctricos en diferentes futuros de demanda y escenarios de carga respectivamente, evaluando flujos de potencia y el comportamiento del sistema en contingencia N-1, evitando que los parámetros eléctricos se salgan de sus límites establecidos (sobrecargas y regulación).

El estudio energético permite modelar un sistema eléctrico de la forma más eficiente, analizando variables económicas y técnicas. En la solución de flujos en un escenario base para líneas y transformadores encontramos que en el 2022 ningún área del sector eléctrico peruano presenta sobrecargas [15], caso contrario al 2026 en donde las siguientes líneas y transformadores llegan a su límite de potencia [15].

Sobrecargas área Norte:

- Sobre carga en la LT 220 KV Piura-La Niña de 114%
- Sobre carga en la LT 500 KV Trujillo-La niña de 103%
- Sobre carga en la LT 500 KV Carabayllo-Chimbote 104%
- Sobrecarga en el TR 500/220 KV La niña de 118%
- Sobrecarga en el TR 220/138 KV Kiman Ayllu de 120%

Sobrecargas área Sierra Costa- Centro:

- Sobrecarga en la LT 220 KV Huancavelica -Independencia de 122%
- Sobrecarga en la LT 220 KV Mantaro - Huayacachi de 110%

Sobrecargar área Sur-medio:

- Sobrecarga en la LT 220 KV Chilca REP-Asia de 107%
- Sobrecarga en la LT 220 KV Asia - Canteras de 103%
- Sobrecarga en la LT 220 KV Chilca REP - Desierto de 118%
- Sobrecarga en la LT 220 KV Desierto-Chicha de 102%

Sobrecargas en redes para abastecer la demanda Lima metropolitana:

- Sobrecarga en la LT 220 KV Chavarria – Santa Rosa de 154%
- Sobrecarga en la LT 220 KV San Juan – Chilca REP de 130%
- Sobrecarga en la LT 220 KV San Juan – Alto Praderas de 123%
- Sobrecarga en la LT 220 KV Alto Praderas – Chilca REP de 129%
- Sobrecarga en la LT 220 KV Santa Rosa – San Juan de 162%

Analizando la distribución de las sobrecargas se presenta una falencia en el envío de energía eléctrica hacia el norte del país debido a la generación en el centro y sur del territorio Peruano.

Las líneas Huanuco-Tocache-Celendín-Trujillo 500KV, La Niña-Piura 500KV, Cajamarca-Caclic-Moyobamba 220KV, Pariñas-Tumbes 220KV y Tingo María-Aguaytía 220KV satisfacen las condiciones para justificar una línea nueva por el

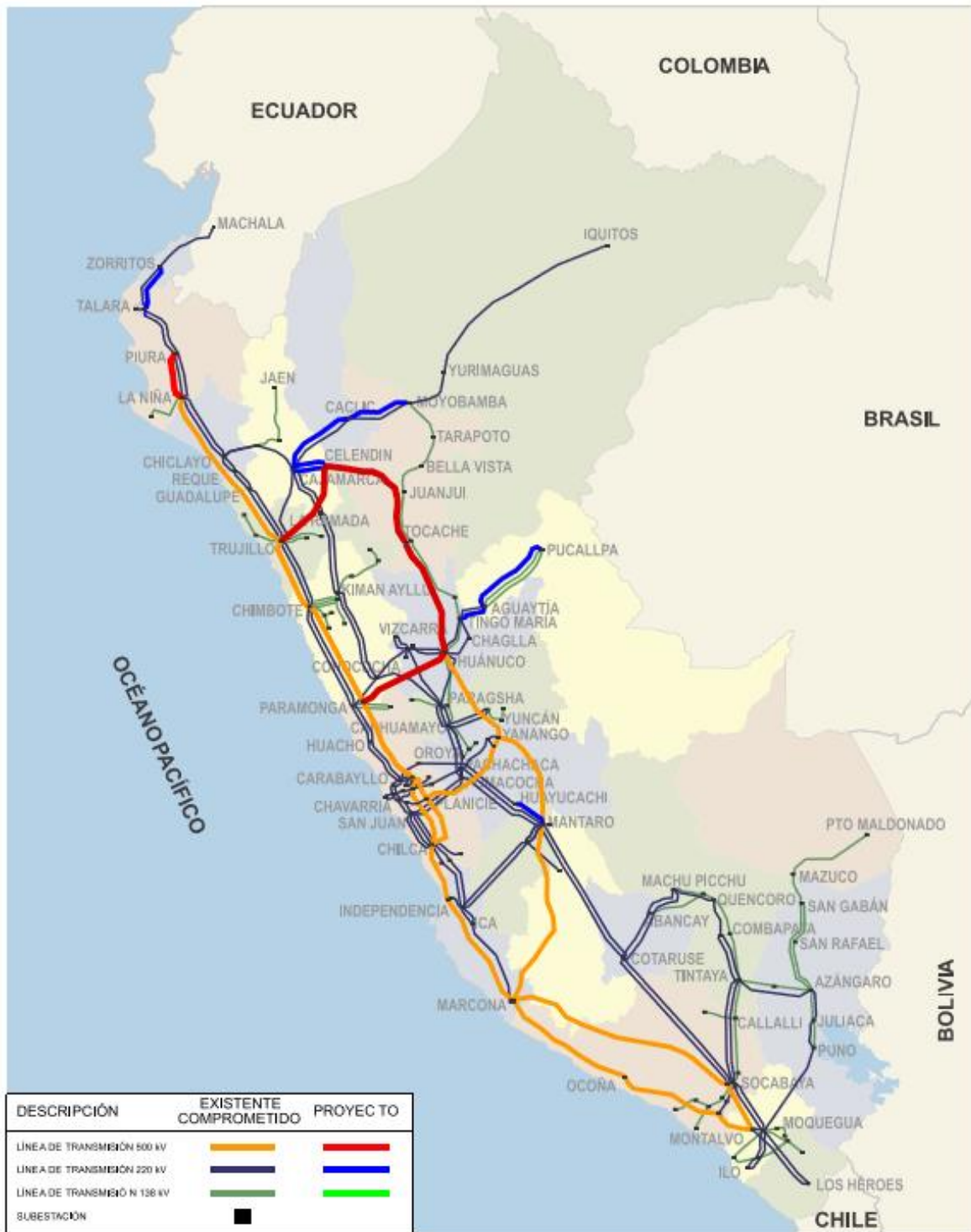
criterio N-1 por lo que se incluyen en el plan de transmisión del 2026, es decir, que la región de demanda y generación no se separe en una isla del sistema tras la contingencia, que la suma de la demanda máxima más la oferta de la región dividida entre el costo de la línea nueva tiene que ser mayor o igual a 3 W/\$ y que la capacidad total de transferencia (TTC) no exceda los flujos máximos previstos [15]; las líneas La Niña-Piura 500 KV, Pariñas-Tumbes 220KV y Tingo María-Aguaytía 220KV se incluyen en el plan de transmisión del 2022.

Para incrementar la seguridad, calidad y robustez eléctrica en el mediano y largo plazo se recomienda incluir los siguientes proyectos [15]:

- Área norte: Adelanto de la línea de transmisión la Niña-Piura de 500 KV incorporando un equipo de compensación reactiva (EACR) a la subestación Piura 500 KV, proyecto perteneciente a la interconexión con Ecuador.
- Área centro-independencia: Incorporar una Subestación Independencia 500/220 KV.
- Área nor-oriental: Implementación de un segundo circuito para la línea Cajamarca-Caclic-Moyobamba 220KV y de un EACR en la subestación Moyobamba 220 KV, atendiendo la necesidad del crecimiento de demanda del sector y de la conexión de Iquitos al SEIN.
- Área Pucallpa: Implementar una línea de transmisión Aguaytía-Pucallpa 220KV con un EACR en la subestación Pucallpa 220KV.
- Área sur: El sistema se mantiene robusto y redundante para soportar los proyectos de demanda previstos.
- Área lima: Realizar verificaciones de desempeño eléctrico debido a la dependencia de las redes de subtransmisión.

El sistema eléctrico interconectado nacional proyectado lo encontramos en la Figura 27.

Figura 27. Plan de transmisión 2026



[15].

El estudio eléctrico permite verificar las condiciones operativas del sistema en estado estacionario en condiciones normales y en contingencias. Las tensiones a condiciones normales se deben encontrar en el rango 0,95-1,05 [p.u.], en condición de emergencia a 220-500 KV en el rango 0,9-1,1 [p.u.] y para 138 KV entre 0,9-1,05 [p.u.]; los valores en por unidad están referidos a las tensiones nominales. Los límites de potencia activa y reactiva de los generadores son fijados en placa considerando las curvas de capacidad [92, 93, 94], de las cuales se conoce el comportamiento del generador en estado estable, las curvas de capacidad son diagramas fasoriales de potencia activa y reactiva que condicionan los límites de operación, también se le denomina diagrama de límite térmico porque con él se determinan las temperaturas de operación estable de bobinados y núcleos según el aislamiento y construcción [15].

Para éste estudio se utilizó el software Digsilent Power Factory, simulando el sistema en estado estacionario con un estiaje y avenida en carga máxima, media y mínima.

La Tabla 20 indica las barras en rango crítico de tensión [95, 96].

Tabla 20. Barras con tensión crítica

Año	Tensión nominal [KV]	Barra	Escenario	Rango crítico de tensión [p. u.]	
				Menor a 0,95	Mayor a 1,05
2022	220	Balnearios	Avenida Max	x	
			Avenida Med	x	
			Estiaje Max	x	
2026	220	Balnearios	Avenida Max	x	
			Avenida Med	x	
			Estiaje Max	x	
			Estiaje Med	x	
		Santa Rosa	Avenida Med	x	
		Chavarria	Avenida Max	x	
			Avenida Med	x	
		Industriales	Avenida Med	x	

La Tabla 21 resume las líneas de transmisión que presentan sobrecargas luego de la solución del flujo de potencia [95, 96].

Tabla 21. Líneas con sobrecargas

Año	Línea	Escenario	Carga [%]
2022	LT 500 KV Carabayllo-Chimbote	Estiaje Max	100
	LT 220 KV Mantaro-Cotaruse	Avenida Min	105
2026	LT 220 KV Moyobamba-Iquitos	Avenida Max	100
		Estiaje Max	100
	LT 220 KV Montaro-Cotaruse	Avenida Min	100

Tanto en el 2022 como en el 2026 los compensadores de reactivos (SVC's) se encuentran dentro de sus límites reactivos y los transformadores de potencia 500/220 no presentan un incremento en su carga que supere el 80% de su capacidad nominal al 2022-2026 [95, 96, 97].

La Tabla 22 y la Tabla 23 reflejan la operación en estado estacionario en contingencia N-1 para los años 2022 y 2026 respectivamente [97].

Tabla 22. Contingencias N-1 2022

Año	ÁREA	CONTINGENCIA	ESCENARIO	LINEAS AFECTADAS	NOMINAL	LIMITE OPERATIVO EN CONTINGENCIA			PRE-FALLA(*)	POST-FALLA(*)
					(MVA)	(MVA)	(%)	TIEMPO (min)	(%)	(%)
2022	Norte	LT 500KV Trujillo - LaNiña	MAn22	LT 220KV Chiclayo - Felam	180	216	120	240	19	145
				LT 220KV Trujillo - Guadalupe_L2234	152	182	120	240	54	152
				LT 220KV Guadalupe - Chiclayo	152	182	120	240	37	135
		LT 500KV Chimbote - Trujillo	Es22max	LT 220KV Chimbote - Trujillo	152	182	120	240	113	418
				LT 220KV Paramonga-Chimbote_L2215	180	216	120	240	43	188
				LT 220KV Conococha-Vizcarra	190	-	100	-	40	159
	LT 500KV Carabayllo - Chimbote	Es22max	LT 220KV Paramonga-Huacho	180	216	120	240	28	153	
			LT 500KV Carapongo-Carabayllo	865	-	100	-	91	147	
			LT 500KV Planicie - Carabayllo	865	-	100	-	60	117	
	Centro	LT 500KV Chilca-Poroma	Av22min	LT 220KV ChilcaREP-Cantera_L2090	152	182	120	240	105	130
				LT 500KV Colcabamba-Poroma	840	1000	119.048	-	83	132
		LT 500KV Planicie - Carapongo	Es22med	LT 500KV Chilca - Planicie	865	-	100	-	92	147
LT 220KV Montalvo-Moquegua				150	-	100	-	80	362	
Sur	LT 220KV Montalvo-Moquegua	Es22max	LT 220KV Moquegua-Socabaya	150	-	100	-	80	362	

(*) Porcentaje respecto a la potencia nominal de la línea.

[97].

Tabla 23. Contingencias N-1 2026

Año	ÁREA	CONTINGENCIA	ESCENARIO	LINEAS AFECTADAS	NOMINAL	LIMITE OPERATIVO EN CONTINGENCIA			PRE-FALLA(*)	POST-FALLA(*)
					(MVA)	(MVA)	(%)	TIEMPO (min)	(%)	(%)
2026	Norte	LT 500KV Trujillo - LaNiña	Av26max	LT 220KV Chiclayo-Carhuaguero	150	-	100	-	42	122
				LT 220KV Chiclayo - Felam	180	216	120	240	23	167
				LT 220KV Trujillo - Guadalupe_L2235	180	216	120	240	53	145
				LT 220KV Guadalupe - Reque	152	182	120	240	38	140
				LT 220KV Reque - Chiclayo	180	216	120	240	33	122
	Centro	LT 500KV Carapongo-Carabayllo	MAn26	LT 220KV Santa Rosa - Chavarria_2003	152	182	120	240	112	128
				LT 500KV Huánuco-Tocache	1000	-	100	-	71	103
				LT 500KV Chilca-Poroma	152	182	120	240	109	121
				LT 220KV Pomacocha-Carhuamayo	250	300	120	240	99	130
				LT 500KV Chilca - Carapongo	865	-	100	-	65	127
	Sur	LT 220KV Montalvo-Moquegua	Es26max	LT 500KV Chilca-Planicie	865	-	100	-	112	175
				LT 220KV Montalvo-Socabaya	150	-	100	-	10	215

(*) Porcentaje respecto a la potencia nominal de la línea.

[97].

Además de cumplir con los criterios técnicos de desempeño eléctrico es importante contar con criterios técnicos complementarios que permitan garantizar una operación segura, de calidad y fiable del sistema de potencia en estudio, entre los cuales está la determinación de los márgenes de carga de cada sector del territorio peruano.

Las restricciones utilizadas para determinar los límites del estudio en condición N son:

- Tensiones entre el 0,95-1,05 p.u. en todas las barras del sistema.
- Sin sobrecargas.
- Margen de seguridad sobre el PMC de 7,5%.

Y para la condición N-k:

- Tensiones entre el 0,9-1,1 p.u. en barras de 220 KV y entre 0,9-1,05 p.u. en barras de 138 KV.
- 20% de sobrecargas en caso de no existir una condición de emergencia declarada.
- Margen de seguridad sobre el PMC de 5%.

Del estudio de márgenes de carga del SIEN por zonas, realizado por el COES, se concluye que [15, 98]:

- El sistema no podrá atender el crecimiento continuo de la demanda del área norte en el periodo 2022-2026 debido a la dependencia de la generación de la central térmica Malacas; que la subestación Piura es el mejor punto de conexión de compensación reactiva al alcanzar mayores márgenes de carga y mayor soporte de tensión; que se debe reforzar esta débil área tras el proyecto de interconexión eléctrica 500 KV con Ecuador y aumentar los márgenes de carga a 430 MW.
- El sistema no podrá atender el crecimiento de demanda del sector nor-oriental del territorio Peruano en el periodo 2022-2026 por problemas de operación y que la subestación Moyobamba es el mejor punto de conexión de compensación reactiva al alcanzar mayores márgenes de carga.
- El sistema no podrá atender el crecimiento de demanda del sector centro-independencia en el periodo 2022-2026 por problemas de soporte de tensión y se necesita implementar la subestación independencia 500/220 KV.
- El sistema no podrá atender el crecimiento de demanda del sector Pucallpa en el periodo 2022-2026 a pesar del aumento en la capacidad de transmisión debido a su operación con tensiones mínimas, con riesgo de alcanzar colapso de tensión.
- El sistema atenderá el crecimiento acelerado continuo de la demanda del área sur del territorio Peruano en el periodo 2022-2026.

Teniendo en cuenta todos los análisis anteriores las zonas que necesitan satisfacer la necesidad de suministro de energía son: Área norte y área nor-oriental de Perú.

Entendiendo la necesidad de suministro como uno de los fines principales para la implementación de una central generadora de energía eléctrica, se realiza un balance oferta-demanda en las barras más significativas del área norte del país, es decir, a las subestaciones eléctricas (S/E) con un nivel de potencia y ubicación óptima para una buena distribución de energía. Este balance es el criterio que selecciona la S/E a la cual debe inyectar potencia la nueva planta y se encuentra en el anexo B. La Tabla 24 indica el compendio del análisis y las Tablas 25, 26 y 27 indican el balance de las subestaciones más favorables. En el anexo C, en formato pfd (Power Factory Digsilent), se trabaja sobre un escenario de estiaje máximo.

Tabla 24. Clasificación balance oferta-demanda

Puesto	Nombre	Balance
1	Piura	-360,1
2	Cajamarca	-315,1
3	Trujillo	-287,5
4	Chimbote	-114,1
5	Chiclayo	-102,7
6	Moyobamba	-82,5
7	Guadalupe	11,2
8	Kiman Ayllu	176,7

Tabla 25. Balance Oferta-Demanda S/E Trujillo

	Name	Terminal Busbar	u.p.u.	Generation Active Power [MW]	Generation Reactive Power [Mvar]	Load Active Power [MW]	Load Reactive Power [Mvar]	Balance Potencia Activa
Barras	TRUJ19.5		1,113656	0	0	0,0	0,0	
	TRUJ33		0	0	0	0,0	0,0	
	TRUJCEN10		0,96297	0	0	14,0	2,1	
	TRUJCEN22.9		0,959263	0	0	14,5	2,1	
	TRUJCEN20 138		0,981193	0	0	0,0	0,0	
	TRUJILLO NOR OESTE 138		0,988512	0	0	0,0	0,0	
	TRUJILLO NORTE 10		1,016007	0	0	39,8	6,0	
	TRUJILLO NORTE 10A		1,034795	0	0	0,0	0,0	
	TRUJILLO NORTE 10B		1,028342	0	0	0,0	0,0	
	TRUJILLO NORTE 10C		0,997171	0	0	0,0	0,0	
	TRUJILLO NORTE 23A		1,020212	0	0	0,0	0,0	
	TRUJILLO NORTE 23B		1,009157	0	0	0,0	0,0	
	TRUJILLO NORTE SVC 8		1,040773	0	0	0,0	0,0	
	TRUJILLO SUR 10A		1,002593	0	0	33,8	10,0	
	TRUJILLO SUR 10B		1,004411	0	0	16,2	4,7	
	TRUJILLO SUR 10C		1,002714	0	0	32,6	9,5	
	TRUJILLO SUR 138		0,975466	0	0	0,0	0,0	
	TRUJILLO SUR 60		0,949263	0	0	9,8	2,8	
Cargas Aguas abajo	lod Porve10	PORVENIR 10				36,6	13,3	
	lod Porve23	Terminal(7)				1,5	0,3	
	lod Altochi13.8	ALTCHI13.8				12,5	4,3	
	lod Motil35	MOTIL35				11,5	3,8	
	lod SantiagodeCao	SCAO 35				21,0	9,8	
	lod Trupal	TRUP13.8				5,7	1,9	
	lod TNOeste10.5	T-OESTE10.5				30,9	4,5	
	lod TNOeste22.9	T-OESTE22.9				7,1	1,1	
TRUJILLO TOTAL				0	0	287,5	76,2	-287,5

Tabla 26. Balance Oferta-Demanda S/E Cajamarca

	Name	Terminal Busbar	u p.u.	Generation Active Power [MW]	Generation Reactive Power [Mvar]	Load Active Power [MW]	Load Reactive Power [Mvar]	Balance Potencia Activa
Barras	CAJAMARCA NORTE 10		0,9994165	0	0	0,9	0	
	CAJAMARCA NORTE 60		0,9900877	0	0	0	0	
	CAJAMARCA 60A		0,9381542	0	0	2,6	0,6	
Cargas Aguas abajo	Iod Gold22.9	LA QUINUA 22.9				2,4	1,7	
	Iod Coro13.8	CERRO CORONA 13.8				14,4	10,8	
	Iod Pajue23	LA PAJUELA 22.9				3,7	1,5	
	Iod Pajue23B	LA PAJUELA 22.9				2,2	0,9	
	Iod Coro13.8B	CERRO CORONA 13.8				4,8	3,6	
	Iod Ccorona22.9	CERRO CORONA 22.9				17,1	5,6	
	Iod Galeno	GALENO220				119,5	39,3	
	Iod Gold22.9B	LA QUINUA 22.9				0,6	0,4	
	Iod Michiquillay	MICHIQ220				146,7	48,2	
	Iod Chilete	CHILETE 60				12,9	3,2	
Iod Smarco60	SMARCO60				2,8	1		
Generación Aguas abajo	Potrero G1			7,8	4,8			
	Potrero G2			7,8	4,8			
CAJAMARCA TOTAL				15,5	9,7	330,6	116,8	-315,1

Tabla 27. Balance Oferta-Demanda S/E Piura

	Name	Terminal Busbar	u p.u.	Generation Active Power [MW]	Generation Reactive Power [Mvar]	Load Active Power [MW]	Load Reactive Power [Mvar]	Balance Potencia Activa
Barras	PIURA 220		0,33175	0	0	0	0	
	PIURA 33		0,33162	0	0	0	0	
	PIURA 500		1	0	0	0	0	
	PIURA OESTE 10B		0	0	0	0	0	
	PIURA13.5		1,06512	0	0	0	0	
Cargas Aguas abajo	Iod Poech60	POECHOS 60				4,1	1,7	
	Iod Tierra colorada	PAITA 60				16,6	5,2	
	Iod Paita60	PAITA 60				41,4	1,5	
	Iod Sullana60A	SULLANA 60				36,0	0,0	
	Iod Sullana60B	SULLANA 60				18,2	6,6	
	Iod Arenal60	ARENAL 60				10,4	3,0	
	Iod Huaca60	LA HUACA 60				5,1	3,5	
	Iod Textil piura	PIURA OESTE 60A				1,0	0,1	
	Iod Piura60	PIURA OESTE 60A				74,2	32,7	
	Iod Ejido	PIURA OESTE 60A				52,0	18,3	
	Iod Sepa23	PLANTA ETANOL 22.9				0,3	0,1	
	Iod Sechura60	SECHU60				5,6	2,1	
	Iod Union60	UNION60				7,8	2,7	
	Iod Const60	CONST60				5,0	0,9	
	Iod CPIura	CPiura6				14,1	3,2	
	Iod Malacas	MALACAS 13.2				6,8	1,4	
	Iod Gym	MALACAS 13.2				2,3	0,7	
	Iod Enosa	MALACAS 13.2				13,7	7,7	
Iod AmpTalara	TALARA 220A				107,1	35,2		
Iod Bayovar_138	BAYOVAR 138				48,9	8,0		
Iod Salmu_Sud	LANIÑA 220A				34,9	11,5		
Iod FosfatosBayovar	LANIÑA 220A				53,9	13,7		
Generación Aguas abajo	Poech G2			5,55	0			
	Poech II G2			4,12	0			
	Poech II G1			4,12	0			
	Poech G1			5,55	0			
	Tablazo G1			26,66	10			
	Curum G1			4,27	0			
	Malsc G4			83,23	7			
MalscasG6			57,38	0				
PETALARA			13,80001	0				
PIURA TOTAL				211,28001	17	571,4	165,8	-360,1

Adicionalmente las curvas PV de estas tres barras (Ver Figura 28, Figura 29 y Figura 30) nos indican que aumentando las cargas del sector norte de Perú hasta un valor límite, a partir del cual la solución de flujos de potencia no converge por el fenómeno

de caída de tensión, la barra Cajamarca Norte 220 KV tiene la mejor regulación y la barra Trujillo Norte 220 KV alcanza valores inferiores en comparación. El incremento de carga es de aproximadamente 8,5% y a pesar de que los niveles de tensión se encuentran en valores permitidos la inyección de reactivos en la barra con peor regulación compensaría el nivel bajo de tensión. La elaboración de estas curvas se encuentra en el anexo D.

Figura 28. Curva PV – Barra Piura Oeste 220 A – Cargas sector norte

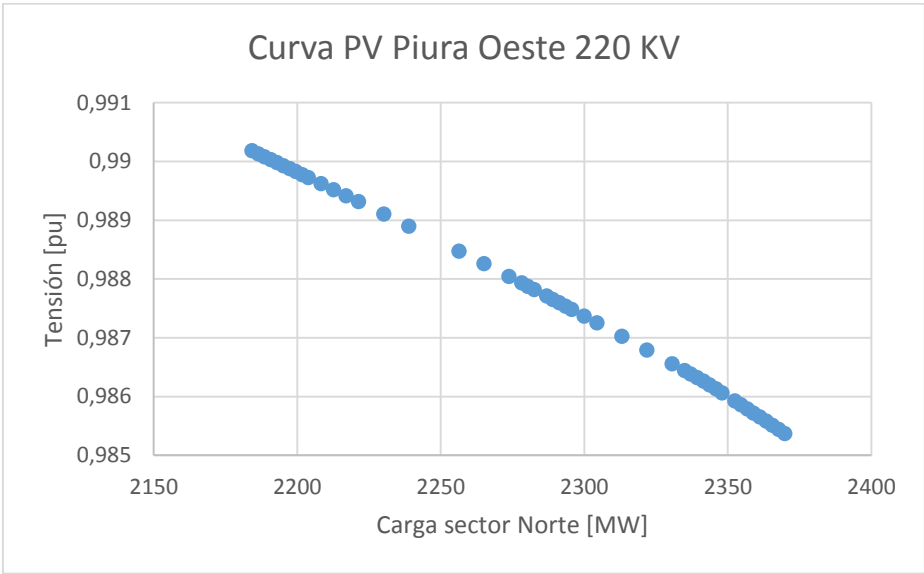


Figura 29. Curva PV – Barra Cajamarca Norte 220 A – Cargas sector norte

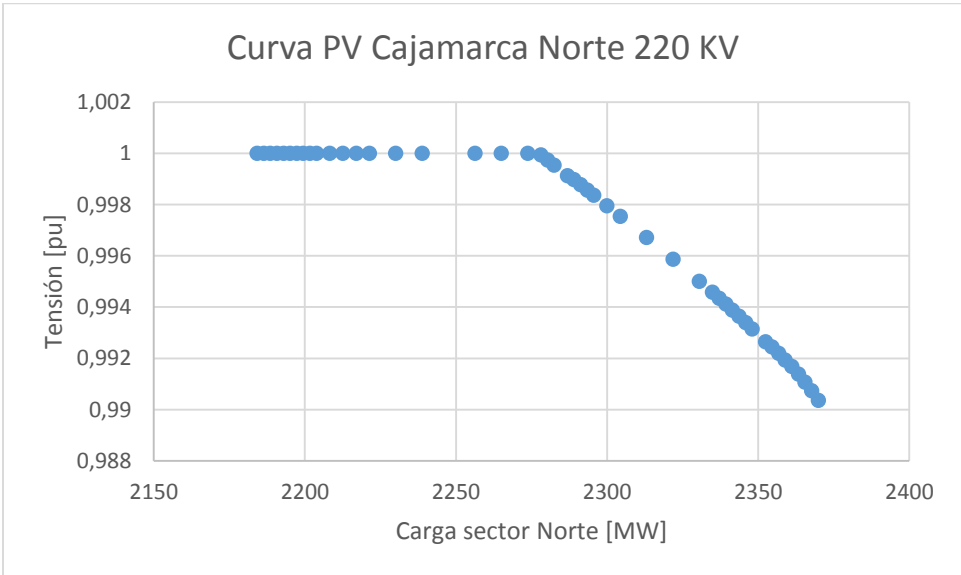
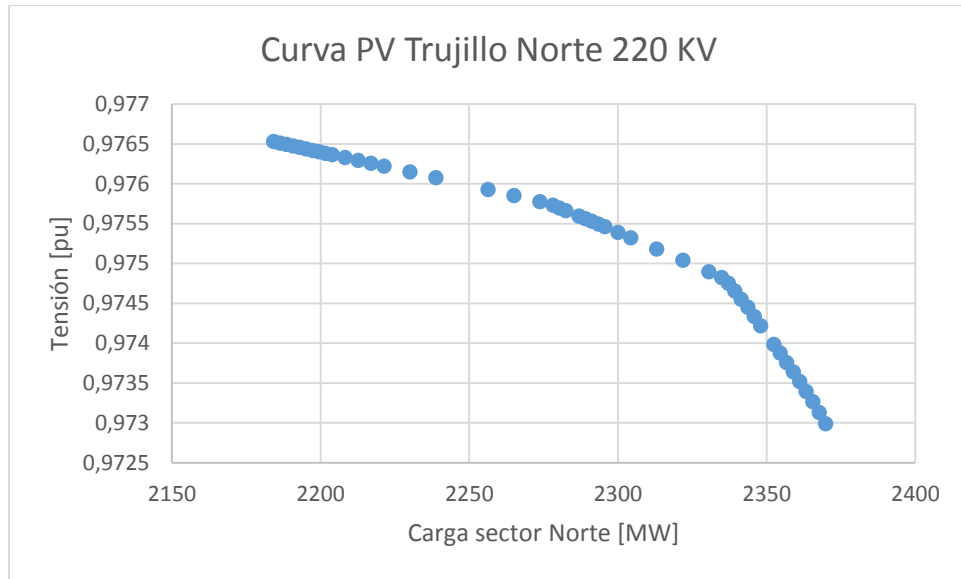
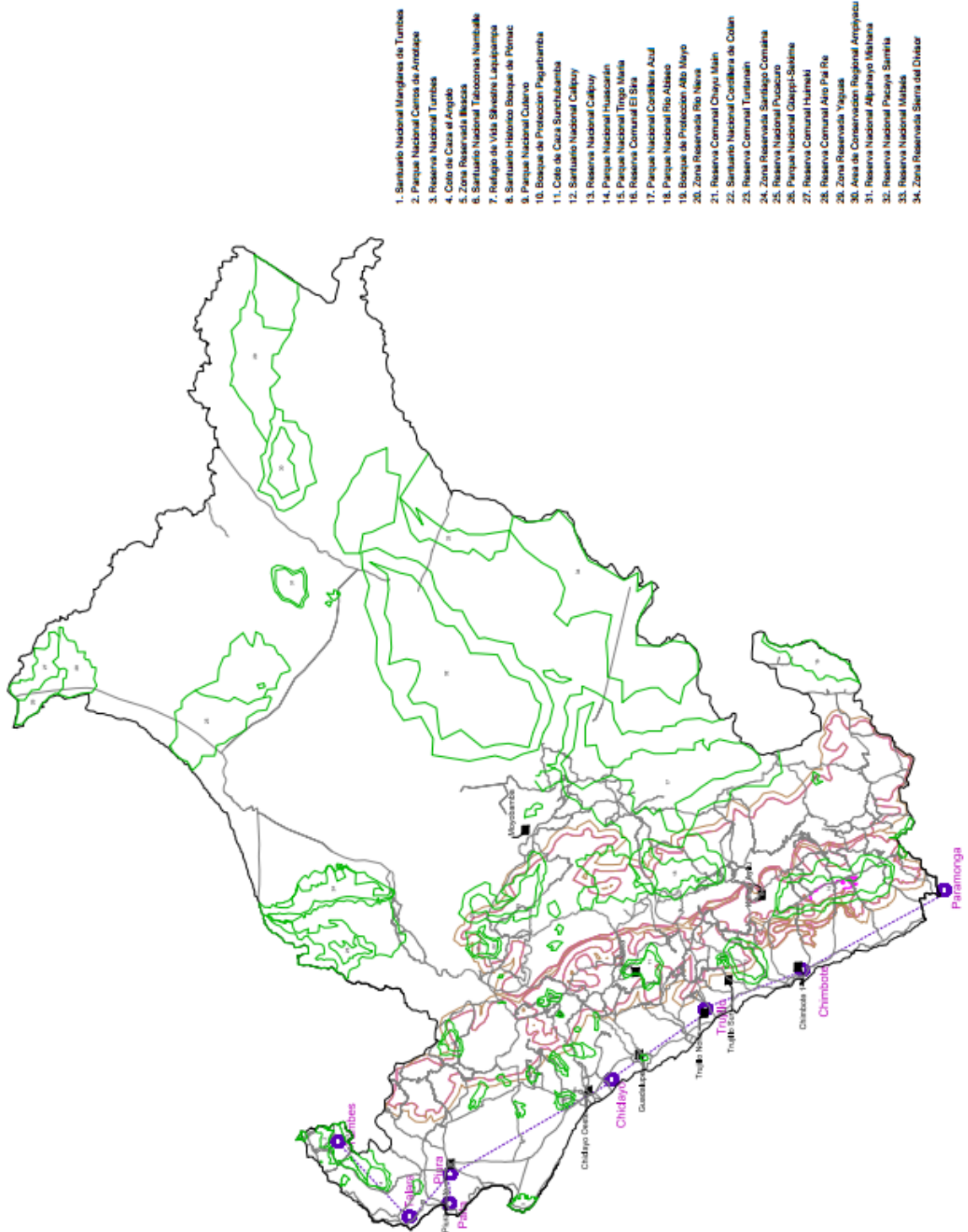


Figura 30. Curva PV – Barra Trujillo Norte 220 A – Cargas sector norte



5.3.1.2. Validación: en el anexo E, formato dwg, se especifican geográficamente todos y cada uno de los criterios de favorabilidad mencionados anteriormente, en la Figura 31 se pueden apreciar [99, 100, 101, 102, 103, 104].

Figura 31. Mapa sector norperuano criterios de favorabilidad



5.3.1.3. Decisión: Teniendo en cuenta el análisis de necesidad de suministro y los criterios de favorabilidad para ubicar una central de generación a gas natural ciclo combinado en territorio peruano, se seleccionó el sector de Piura sobre el cual se ejecutaron simulaciones implementando una central que inyecta 440 MW a la subestación Piura Oeste 220 KV y de las cuales se obtiene la información suministrada en las Tablas 28, 29 y 30, ubicadas en el anexo F. El software implementado fue Power Factory Digsilent versión 15.1, el esquema de simulación fue suministrado por el COES y se implementó la central en un escenario de estiaje o sequía y una demanda máxima, teniendo en cuenta que la centrales térmicas despachan a su potencia en firme en estos momentos. El anexo G, formato pdf, contiene el esquema de simulación implementando la nueva central.

- Área norte

Tabla 28. Sobrecargas área norte

SOBRECARGAS [%]									
	NOMBRE	BASE	BASE CON GENERACIÓN PIURA	N-1 (LT 220 KV Piura-Talara) CON GENERACIÓN PIURA	N-1 (LT 220 KV Cajamarca Norte-Trujillo Norte) CON GENERACIÓN PIURA	N-1 (LT 220 KV Guadalupe-Trujillo Norte) CON GENERACIÓN PIURA	N-1 (LT 220 KV Carhuaquero-Cajamarca Norte) CON GENERACIÓN PIURA	N-1 (LT 138KV Tarapoto-Moyobamba) CON GENERACIÓN PIURA	
LÍNEAS	L-6036/A	172,36	172,36	172,36	172,36	172,36	172,36	172,36	
	line CCorona22.9-CCorona22.9B	170,23	170,23	170,23	170,23	170,23	170,23	170,23	
	L-1139	158,72	158,72	158,72	158,72	158,72	158,72	158,72	
	L-6046	106,18	106,18	106,18	106,18	106,18	106,18	106,18	
	L-6698A	102,61	102,91	102,98	102,91	102,92	102,93	102,91	
	Lne Tarapoto-MoyobN	123,90	123,90	123,90	123,90	123,90	123,90	-	
	LT 60kV IquitosNueva-IQUITOS1	111,09	111,09	111,09	111,09	111,09	111,09	111,09	
	LT 60kV IquitosNueva-IQUITOS2	111,09	111,09	111,09	111,09	111,09	111,09	111,09	
TRIDEVANADOS	tr3 CCorona-T3	202,56	202,56	202,56	202,56	202,56	202,56	202,56	
	T1(1)	183,98	183,94	183,94	183,99	184,00	184,37	183,92	
	tr3 Sihuas_1	171,62	171,47	171,47	171,57	171,51	171,53	171,41	
	Tr3-ChimSur	147,27	146,77	146,77	146,72	146,80	146,73	146,76	
	AT77-212	140,37	140,35	140,39	140,38	140,52	140,41	140,35	
	tr3 Cutervo	134,25	134,22	134,22	134,25	134,26	134,50	134,21	
	T33-261	126,59	126,59	126,59	126,59	126,59	126,59	126,59	
	AT31-211	107,82	108,42	108,42	107,54	107,43	108,29	108,50	
	Tr3-TNOESTE	107,54	107,54	107,54	107,54	107,54	107,54	107,54	
	AT99-212	105,82	106,20	106,20	105,57	105,48	106,13	106,25	
	TP-A005	104,49	104,49	104,49	104,49	104,49	104,49	104,49	
	TD4LF	101,86	105,46	105,46	105,40	105,49	105,39	106,02	
	T92-261	101,47	101,20	101,20	101,31	101,71	101,24	101,18	
	TP-A050	100,65	100,65	100,65	100,65	100,65	100,65	100,65	
	tr3 Moyobamba	169,44	169,44	169,44	169,44	169,44	169,44	169,89	
	TR3 IQUITOS	118,48	118,48	118,48	118,48	118,48	118,48	118,48	
	tr3 Tarapoto	106,51	106,51	106,51	106,51	106,51	106,51	-	
	BIDEVANADOS	tr2 chin_801	149,02	148,45	148,45	148,40	148,49	148,41	148,44
		Tr2 SVC Iquitos	130,37	130,37	130,37	130,37	130,37	130,37	130,37

Tabla 29. Niveles de tensión en barras área norte

REGULACIÓN TENSIÓN								
	NOMBRE	BASE	BASE CON GENERACIÓN PIURA	N-1 (LT 220 KV Piura-Talara) CON GENERACIÓN PIURA	N-1 (LT 220 KV Cajamarca Norte-Trujillo Norte) CON GENERACIÓN PIURA	N-1 (LT 220 KV Guadalupe-Trujillo Norte) CON GENERACIÓN PIURA	N-1 (LT 220 KV Carhuaquero-Cajamarca Norte) CON GENERACIÓN PIURA	N-1 (LT 138KV Tarapoto-Moyobamba) CON GENERACIÓN PIURA
	CAJAMARCA SVC 11	1,122	1,103	1,103	1,110	1,109	1,119	-
	TRUJIL9.5	1,114	1,056	-	-	-	-	-
	CHICLAYO OESTE SVC 8	1,074	1,060	-	-	-	-	-
	NUEVA JAEN 60	1,070	1,070	-	-	-	-	-
	CHIMBOTE 13.8A	1,067	1,071	-	-	-	-	-
	JAEN 60	1,067	1,068	-	-	-	-	-
	PIURA19.5	1,065	-	-	-	-	-	-
	BAGUA 60	1,058	1,058	-	-	-	-	-
	MUYO 60	1,052	1,052	-	-	-	-	-
	NUEVA JAEN 22.9	1,052	1,052	-	-	-	-	-
	SVC Iquitos	1,130	1,130	1,130	1,130	1,130	1,130	1,130
	CELENDIN33	1,114	1,097	-	1,124	1,103	1,116	-
	Terminal	1,055	1,055	-	-	-	-	-
	INT-2	1,052	1,052	-	-	-	-	-
	CASMA13.8	0,882	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884
	PAITA 60	0,875	0,872	0,871	0,872	0,871	0,871	0,872
	ARENAL 60	0,885	0,882	0,882	0,882	0,882	0,882	0,882
	CERRO CORONA 22.9	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888
	LA HUACA 60	0,890	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887
	TABLAZO 60	0,893	0,891	0,890	0,890	0,890	0,890	0,891
	CERRO CORONA 22.9B	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895
	CONST60	0,896	0,893	0,892	0,893	0,893	0,893	0,893
	SECHU60	0,905	0,902	-	-	-	-	-
	TABLAZO 10	0,908	0,905	-	-	-	-	-
	CERRO CORONA 60	0,917	0,917	-	-	-	-	-
	SCAO 35	0,918	0,918	-	-	-	-	-
	TABLAZO 13.8	0,919	0,916	-	-	-	-	-
	TRUP13.8	0,919	0,919	-	-	-	-	-
	TIERRAS NUEVAS 10	0,919	0,920	-	-	-	-	-
	SULLANA 60	0,923	0,920	-	-	-	-	-
	BAYOVAR 138	0,924	0,924	-	-	-	-	-
	UNION60	0,930	0,927	-	-	-	-	-
	MOTIL35	0,939	0,939	-	-	-	-	-
	SJAC13.8	0,943	0,946	-	-	-	-	-
	MOTIL7	0,943	0,943	-	-	-	-	-
	TIERRAS NUEVAS 22.9	0,944	0,945	-	-	-	-	-
	PALLASCA 66	0,945	0,945	-	-	-	-	-
	LA NIÑA 22.9	0,946	0,946	-	-	-	-	-
	LA NIÑA 138	0,947	0,947	-	-	-	-	-
	CAJAB60	0,948	0,948	-	-	-	-	-
	RIO SECO 60	0,949	-	-	-	-	-	-
	TRUJILLO SUR 60	0,949	0,949	-	-	-	-	-
	Terminal(16)	0,751	0,751	0,751	0,751	0,751	0,751	-
	IQUITOS60	0,844	0,844	0,844	0,844	0,844	0,844	0,844
	NUEVA CAJAMARCA 60	0,925	0,925	-	-	-	-	-
	IQUIT60	0,941	0,941	-	-	-	-	-
	CT IquitosNueva60_G1	0,941	0,941	-	-	-	-	-
	CT IquitosNueva60_G2	0,941	0,941	-	-	-	-	-
	CT IquitosNueva10.5_G1	0,941	0,941	-	-	-	-	-
	CT IquitosNueva10.5_G2	0,941	0,941	-	-	-	-	-
	RIOJA 60	0,947	0,947	-	-	-	-	-
	Terminal(18)	0,950	0,950	-	-	-	-	-

- Unión centro-norte

Tabla 30. Sobrecarga en líneas de enlace centro-norte

SOBRECARGAS [%]			
	NOMBRE	BASE	BASE CON GENERACIÓN PIURA
LÍNEAS	L-2215	26,311	17,223
	L-2216	26,311	17,223
	Ine SL_CentralA	368,648	368,378
	Ine SL_CentralB	368,648	368,378
	L-624C	197,048	196,811
	Ine Lurin_Sb	154,835	155,083
	L-695B	142,897	141,630
	L-698	137,910	137,466
	L-626/1	134,266	133,536
	L-6544	128,983	127,858
	L-641	128,174	128,006
	L-642	128,174	128,006
	L-616/2	127,586	127,125
	L-619	126,053	125,979
	L-6031	120,415	118,069
	L-625	118,152	117,864
	L-6708	112,724	114,387
	L-657	108,926	109,907
	L-2118.	107,157	105,629
	L-2119.	107,157	105,629
	L-2118	107,140	105,613
	L-2119	107,140	105,613
	L-6077/2	134,009	134,004
L-6077/1	129,226	129,221	
L-1704	122,117	123,761	

La implementación de una central generadora que inyecte potencia a la barra de Piura Oeste 220 KV descongestionaría la unión centro-norte del SEIN y mantendría el sistema en óptimas condiciones de seguridad, confiabilidad y estabilidad; algunos problemas de regulación de tensión y sobrecargas se deben solucionar con proyectos de transmisión ya que estos se observan en las simulaciones previas y posteriores a la central. La S/E en mención da el punto de partida para la elegir las alternativas de ubicación dentro el sector.

4.3.2. Etapa II

Proceso de selección de alternativas y jerarquización de las mismas, obteniendo la ubicación idónea para una central de generación a gas natural ciclo combinado.

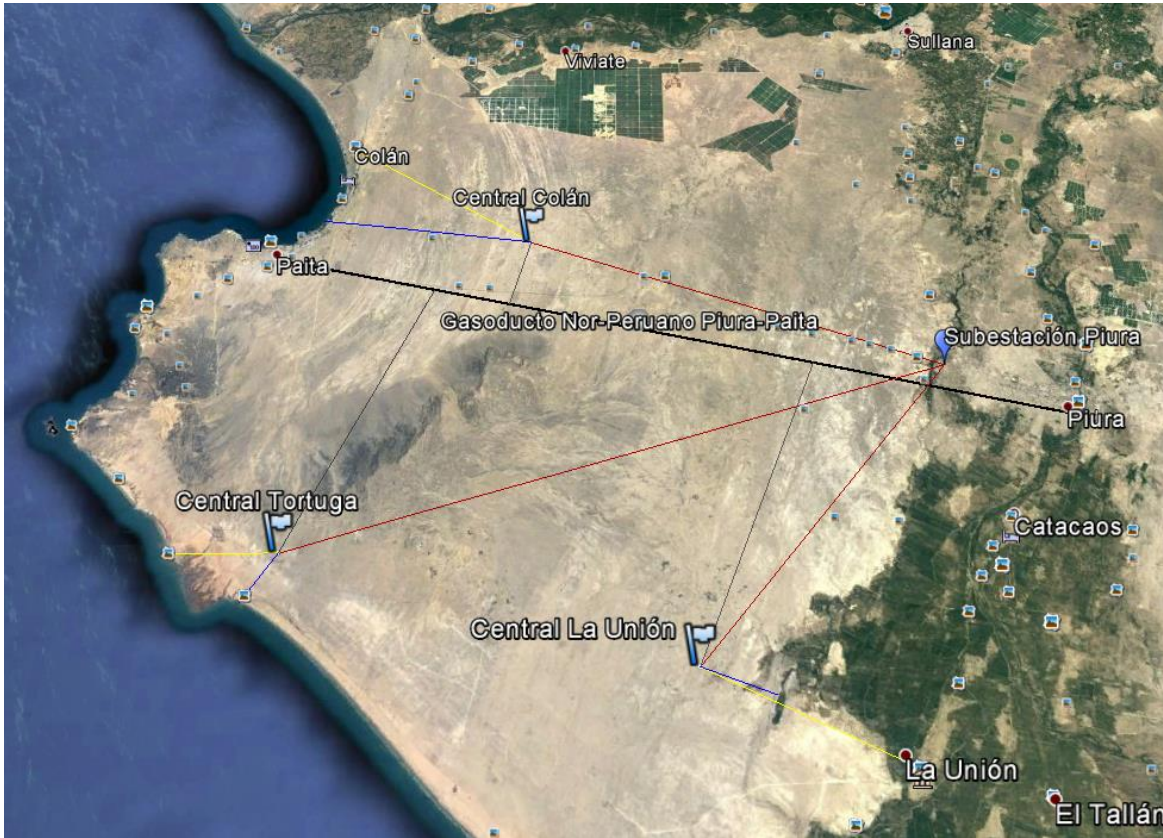
5.3.2.1. Alternativas de ubicación: A continuación se describirán las tres alternativas de ubicación seleccionadas, sobre las cuales se analizarán las variables de micro-localización.

Alternativa N°1: La Central Térmica Tortuga estaría ubicada a una altura de 110 msnm, con relativa proximidad al pueblo pesquero de Tortuga, cercanía de 6 km que permitirían hospedar a los trabajadores de la central en los procesos de construcción y operación de la misma; el pueblo cuenta con una vía de acceso derivada de la autopista Piura-Paita que a su vez viaja en paralelo con el gasoducto proyectado que conecta las mismas ciudades. La alternativa N°1 se sitúa aprovechando la cercanía con una abundante fuente de agua, a 3 km de la costa pacífica y estaría alejada de cualquier reserva natural y sus áreas de impacto. La central térmica Tortuga necesitaría una línea de transmisión, de cerca de 42 km, que inyecte la potencia generada a la subestación Piura Oeste. Se asume un polígono de construcción de 4 hectáreas aproximadas previendo futuras expansiones y un área de impacto moderada.

Alternativa N°2: La Central Térmica Colán estaría ubicada a una altura de 80 msnm, con relativa proximidad al pueblo pesquero de Colán, cercanía de 15 km que permitirían hospedar a los trabajadores de la central en los procesos de construcción y operación de la misma; La central contaría con una vía de acceso alterna derivada de la autopista Piura-Paita que a su vez viaja en paralelo con el gasoducto proyectado que conecta las mismas ciudades. La alternativa N°2 se ubicaría a 14,6 km de la fuente hídrica y estaría alejada de cualquier reserva natural y sus áreas de impacto. La central necesitaría una línea de transmisión de cerca de 28 km, que inyecte la potencia generada a la subestación Piura Oeste. Se asume un polígono de construcción de 4 hectáreas aproximadas previendo futuras expansiones y un área de impacto moderada.

Alternativa N°3: La Central Térmica La Unión estaría ubicada a una altura de 34 msnm, con relativa proximidad a la Municipalidad distrital de La Unión, cercanía de 12 km que permitirían hospedar a los trabajadores de la central en los procesos de construcción y operación de la misma; La central contaría con una vía de acceso alterna desde la municipalidad. La alternativa N°3 estaría a escasos 5 km de la laguna de sal Villa Yapato, alejada de cualquier reserva natural y necesitaría una línea de transmisión, de aproximadamente 25 km, que inyecte la potencia generada a la subestación Piura Oeste. Se asume un polígono de construcción de 4 hectáreas aproximadas previendo futuras expansiones y un área de impacto moderada.

Figura 32. Alternativas de ubicación



En el anexo H se especifican geográficamente las tres alternativas de ubicación. Ver Figura 32.

5.3.2.2. Variables de micro-localización: A continuación se definen límites de calificación para un rango de valores por variable. En el anexo I, hoja del archivo Excel “Tabla de información” se encuentra la información recopilada.

5.3.2.3. Encuesta físico-técnica: Para darle peso de selección a las variables se realiza esta encuesta en donde participan diez expertos del sector energético, que con sus conocimientos y experiencia deben enfrenar las variables seleccionadas a través del método de factores ponderados Brown & Gibson, utilizando una matriz de enfrentamiento. El promedio aritmético de las encuestas se muestra en la Tabla 31.

Tabla 31. Peso de calificación para variables de micro-localización

Criterio de selección	Total
Cercanía a gasoducto	0,116
Cercanía a fuente de agua	0,113
Cercanía a la subestación eléctrica	0,082
Zona sensible a riesgos naturales	0,144
Facilidades para manejo de emisiones	0,076
Cercanía a centros poblados	0,044
Disponibilidad de terrenos	0,107
Zonas arqueológicas	0,120
Altitud	0,078
Facilidad de construcción y operación	0,120

Los expertos del sector energético que contestaron la encuesta fueron:

- Ing. Javier Enrique Sierra Bohórquez
- Ing. Orlando Mejía Rueda
- Ing. Martin Alonso Almonacid Durán
- PhD. Jairo Palacios Peñaranda
- Ing. Luis Alonso Cabarique Serrano
- Ing. Alfredo Valle Sosa
- Ing. Jaime Galindo Cárdenas
- Ing. Jaime Serrano Rangel
- Ing. Jairo Fabián Jaimes Rojas
- Ing. Carlos Eduardo Castang Montiel

En el anexo I se encuentran las encuestas diligenciadas y la trayectoria empresarial de los expertos.

5.3.2.4. Proceso de calificación: En el anexo I, archivo Excel hoja “Jerarquización” se encuentra el proceso de calificación de las alternativas de localización. Ver Tablas 32, 33 y 34 [105].

Alternativa N°1:

Tabla 32. Calificación Alternativa N°1

Zona:	Alternativa N°1			Nombre: CT Tortuga		Puesto	1
	Criterio	Rango	Escala	Información	Peso		
Cercanía a gasoducto	De 0 a 10 km	0.9-1.0		20,119	0,116	0,400	0,046
	De 10 a 20 km	0.5-0.8					
	De 20 km en adelante	0.0-0.4					
Cercanía a fuente de agua	De 0 a 5 km	0.9-1.0		3,537	0,113	1,000	0,113
	De 5 a 10 km	0.5-0.8					
	De 10 km en adelante	0.0-0.4					
Cercanía a la subestación eléctrica	De 0 a 15 km	0.9-1.0		42,778	0,082	0,300	0,025
	De 15 a 30 km	0.5-0.8					
	De 30 km en adelante	0.0-0.4					
Zona sensible a riesgos naturales	Bajo riesgo de afectación de sismo y tsunami	0.9-1.0		Mediano riesgo	0,144	0,600	0,087
	Mediano riesgo de afectación de sismo y tsunami	0.5-0.8					
	Alto riesgo de afectación de sismo y tsunami	0.0-0.4					
Facilidades para manejo de emisiones	De 15 km en adelante	0.9-1.0		6,189	0,076	0,400	0,030
	De 10 a 15 km	0.5-0.8					
	De 5 a 10 km	0.0-0.4					
Cercanía a centros poblados	De 5 a 10 km	0.9-1.0		6,189	0,044	1,000	0,044
	De 10 a 15 km	0.5-0.8					
	De 15 km en adelante	0.0-0.4					
Disponibilidad de terrenos	En venta y con alta disponibilidad para uso industrial	0.9-1.0		En venta y de uso industrial	0,107	1,000	0,107
	En venta y con media disponibilidad para uso industrial	0.5-0.8					
	En venta y con baja disponibilidad para uso industrial	0.0-0.4					
Zonas arqueológicas	Sin restos arqueológicos en un radio de 3 km	0.9-1.0		Sin restos arqueológicos	0,120	1,000	0,120
	Con restos arqueológicos en un radio de 3 km	0.5-0.8					
	Con restos arqueológicos en la zona	0.0-0.4					
Altitud	De 0 a 250 msnm	0.9-1.0		113	0,078	1,000	0,078
	De 250 a 600 msnm	0.5-0.8					
	De 600 msnm en adelante	0.0-0.4					
Facilidad de construcción y operación	Obras sin dificultades especiales	0.9-1.0		Gran envergadura	0,120	0,400	0,048
	Obras de moderada envergadura	0.5-0.8					
	Obras de gran envergadura	0.0-0.4					
Ubicación	5°17'3.53"S		Latitud	TOTAL			
	81°4'4.36"O		Longitud				

Alternativa N°2:

Tabla 33. Calificación Alternativa N°2

Zona:		Alternativa N°2			Nombre:		CT Colón		Puesto		3	
Criterio	Rango	Escala	Información	Peso	Calificación	Total						
Cercanía a gasoducto	De 0 a 10 km	0.9-1.0	5,210	0,116	0,900	0,104						
	De 10 a 20 km	0.5-0.8										
	De 20 km en adelante	0.0-0.4										
Cercanía a fuente de agua	De 0 a 5 km	0.9-1.0	14,558	0,113	0,200	0,023						
	De 5 a 10 km	0.5-0.8										
	De 10 km en adelante	0.0-0.4										
Cercanía a la subestación eléctrica	De 0 a 15 km	0.9-1.0	28,549	0,082	0,500	0,041						
	De 15 a 30 km	0.5-0.8										
	De 30 km en adelante	0.0-0.4										
Zona sensible a riesgos naturales	Bajo riesgo de afectación de sismo y tsunami	0.9-1.0	Mediano riesgo	0,144	0,600	0,087						
	Mediano riesgo de afectación de sismo y tsunami	0.5-0.8										
	Alto riesgo de afectación de sismo y tsunami	0.0-0.4										
Facilidades para manejo de emisiones	De 15 km en adelante	0.9-1.0	15,516	0,076	0,900	0,068						
	De 10 a 15 km	0.5-0.8										
	De 5 a 10 km	0.0-0.4										
Cercanía a centros poblados	De 5 a 10 km	0.9-1.0	15,516	0,044	0,400	0,018						
	De 10 a 15 km	0.5-0.8										
	De 15 km en adelante	0.0-0.4										
Disponibilidad de terrenos	En venta y con alta disponibilidad para uso industrial	0.9-1.0	En venta y de uso industrial	0,107	1,000	0,107						
	En venta y con media disponibilidad para uso industrial	0.5-0.8										
	En venta y con baja disponibilidad para uso industrial	0.0-0.4										
Zonas arqueológicas	Sin restos arqueológicos en un radio de 3 km	0.9-1.0	Sin riesgos arqueológicos	0,120	1,000	0,120						
	Con restos arqueológicos en un radio de 3 km	0.5-0.8										
	Con restos arqueológicos en la zona	0.0-0.4										
Altitud	De 0 a 250 msnm	0.9-1.0	82	0,078	1,000	0,078						
	De 250 a 600 msnm	0.5-0.8										
	De 600 msnm en adelante	0.0-0.4										
Facilidad de construcción y operación	Obras sin dificultades especiales	0.9-1.0	Gran envergadura	0,120	0,200	0,024						
	Obras de moderada envergadura	0.5-0.8										
	Obras de gran envergadura	0.0-0.4										
Ubicación	5° 4'52.84"S	Latitud		TOTAL		0,669						
	80° 56'27.79"O	Longitud										

Alternativa N°3:

Tabla 34. Calificación Alternativa N°3

Zona:		Alternativa N°3			Nombre: CT La Unión		Puesto	2
Criterio	Rango	Escala	Información	Peso	Calificación	Total		
Cercanía a gasoducto	De 0 a 10 km	0.9-1.0	21,158	0,116	0,400	0,046		
	De 10 a 20 km	0.5-0.8						
	De 20 km en adelante	0.0-0.4						
Cercanía a fuente de agua	De 0 a 5 km	0.9-1.0	4,547	0,113	0,900	0,102		
	De 5 a 10 km	0.5-0.8						
	De 10 km en adelante	0.0-0.4						
Cercanía a la subestación eléctrica	De 0 a 15 km	0.9-1.0	23,391	0,082	0,600	0,049		
	De 15 a 30 km	0.5-0.8						
	De 30 km en adelante	0.0-0.4						
Zona sensible a riesgos naturales	Bajo riesgo de afectación de sismo y tsunami	0.9-1.0	Mediano riesgo	0,144	0,600	0,087		
	Mediano riesgo de afectación de sismo y tsunami	0.5-0.8						
	Alto riesgo de afectación de sismo y tsunami	0.0-0.4						
Facilidades para manejo de emisiones	De 15 km en adelante	0.9-1.0	11,951	0,076	0,500	0,038		
	De 10 a 15 km	0.5-0.8						
	De 5 a 10 km	0.0-0.4						
Cercanía a centros poblados	De 5 a 10 km	0.9-1.0	11,951	0,044	0,500	0,022		
	De 10 a 15 km	0.5-0.8						
	De 15 km en adelante	0.0-0.4						
Disponibilidad de terrenos	En venta y con alta disponibilidad para uso industrial	0.9-1.0	En venta y de uso industrial	0,107	1,000	0,107		
	En venta y con media disponibilidad para uso industrial	0.5-0.8						
	En venta y con baja disponibilidad para uso industrial	0.0-0.4						
Zonas arqueológicas	Sin restos arqueológicos en un radio de 3 km	0.9-1.0	Sin restos arqueológicos	0,120	1,000	0,120		
	Con restos arqueológicos en un radio de 3 km	0.5-0.8						
	Con restos arqueológicos en la zona	0.0-0.4						
Altitud	De 0 a 250 msnm	0.9-1.0	34	0,078	1,000	0,078		
	De 250 a 600 msnm	0.5-0.8						
	De 600 msnm en adelante	0.0-0.4						
Facilidad de construcción y operación	Obras sin dificultades especiales	0.9-1.0	Gran envergadura	0,120	0,400	0,048		
	Obras de moderada envergadura	0.5-0.8						
	Obras de gran envergadura	0.0-0.4						
Ubicación	5°20'42.61"S	TOTAL		TOTAL		0,697		
	80°50'48.12"O							

Del proceso de micro-localización se selecciona a la alternativa N°1 como el área de construcción y operación idónea para un proceso de generación de energía eléctrica a gas natural ciclo combinado. El proyecto denominado Central Térmica Tortuga ubicado en las coordenadas latitud 5°17'3.53"S y longitud 81°4'4.36"O contaría con aspectos físico-técnicos y económicos favorables, hecho que despertaría interés en inversionistas del sector.

La central inyectaría 440 MW a plena carga a la subestación Piura Oeste 220 KV, dando soporte al plan de expansión peruano de generación, como se aprecia en la Tabla 35, se estima la implementación de una central térmica de ciclo combinado en sectores aledaños al distrito de Piura, dando así validez a la metodología diseñada.

Tabla 35. Proyección oferta de generación

N°	PROYECTO	TIPO	POTENCIA (MW)
1	C.T. Puerto Bravo - Ciclo Combinado	TERMO	308
2	C.T. Ilo - Ciclo Combinado	TERMO	300
3	C.T. Los Libertadores	TERMO	552
4	C.T. Sulpay	TERMO	346
5	C.T. CC SUR a Gas (2 TG + 1 TV) (*1)	TERMO	520
6	C.T. CC SUR a Gas (2 TG + 1 TV) (*2)	TERMO	520
7	C.T. CC NORTE (2 TG + 1 TV) (*1)	TERMO	750
8	C.T. CC PIURA (2 TG + 1 TV) (*3)	TERMO	520
9	C.T. CC SUR a Gas (2 TG + 1 TV) (*3)	TERMO	520
10	C.T. Nueva Esperanza	TERMO	135
11	C.T. El Faro - TG	TERMO	169
12	C.T. El Faro - TV	TERMO	95
13	C.T. CC NORTE (2 TG + 1 TV) (*2)	TERMO	520
14	C.T. CC NORTE (2 TG + 1 TV) (*3)	TERMO	520

[91]

4.4. DISPOSICIÓN TÉCNICA

La central que contará con una alimentación energética de gas natural proveniente de la reserva de Camisea a través del gasoducto nor-peruano estará formada por dos módulos de 220 MW cada uno, a su vez estos estarán conformados por una turbina de gas de tipo heavy duty que generará aproximadamente dos terceras partes de la energía eléctrica de la central; una caldera de recuperación de calor HRSG que descarga los gases de escape (CO₂, NO y partículas de hollín) hacia la atmosfera respetando las normas de protección del medio ambiente; y una turbina de vapor que genera una tercera parte de la energía del ciclo en una configuración 1x1x1 multieje. Ver Tabla 36.

Esta planta de ciclo combinado debe contar con dispositivos y medidas que permitan reducir o eliminar los desechos para limitar el nivel de contaminantes a los valores implantados en las normas medioambientales de Perú; mediante el uso de quemadores DLN en las cámaras de combustión, se reduce la formación de óxidos de nitrógeno (NO); la descarga de agua de mar a la fuente hídrica se da con una temperatura incrementada de aproximadamente 10°C después de ser tratada para la separación de partículas y control de ph; y los residuos sólidos debes ser almacenados y desechados correctamente [106, 107].

La central incluirá todos los sistemas auxiliares, mecánicos y eléctricos, así como todos los sistemas de instrumentación y control asociados.

Tabla 36. Especificación técnica de la central de generación a gas natural ciclo combinado

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS		
Tecnología	Ciclo combinado con turbinas de combustión		
Potencia Neta en condiciones del sitio	Aproximadamente 2x220 MW		
Tensión en bornes de generador	18 KV		
Factor de potencia	0,85		
Rendimiento Neto	55%		
Vida útil	Mínimo 20 años		
Sumidero de Calor	Oceano Pacífico		
Configuración y disposición	2 Módulos 1x1x1 multiteje	<i>Combustible</i>	Gas Natural
		<i>Unidad turbogas encapsulada TG para interperie</i>	Turbina de gas tipo heavy duty
		<i>Caldera de recuperación de calor CRC</i>	Tipo de HRSGs Horizontales de 3 presiones con recalentamiento
		<i>Unidad turbovapor de condensación TV</i>	Tipo de turbina de vapor Tandem-compund
		<i>Tipo de quemadores</i>	Secos de bajo NOx(DLN)
		<i>Transformador elevador principal y auxiliar turbo gas</i>	
		<i>Transformador elevador principal y auxiliar turbo vapor</i>	
	<i>Grupo de emergencia diesel</i>		
	Estación de regulación y medición de gas		
	Planta de tratamiento de agua	<i>Planta de desalinizado</i>	
		<i>Planta de desmineralizado</i>	
		<i>Planta de agua residual</i>	
	Tanques de almacenamiento de agua		
	Bombas de circulación para refrigeración		
	Planta de bombeo sistema contraincendios		
	Subestación	220 KV. Configuración barra sencilla y barra de transferencia	
	Sala de control		
Edificio administrativo			
Edificio Taller			

5. CONCLUSIONES

- El proceso de validación permite afirmar que la metodología diseñada determina la localización óptima de una planta de generación de energía eléctrica a gas natural ciclo combinado; si ya se cuenta con un sistema de potencia seleccionado como objeto de análisis se realiza únicamente el estudio de micro-localización.
- Un estudio macro-económico permite seleccionar un país, que pertenezca a un entorno local a estudiar, con características económicas, políticas, sociales y físicas idóneas para el negocio de generación de energía eléctrica a gas natural.
- Un estudio físico-técnico permite ubicar sectorialmente, dentro de un sistema de potencia, una central generadora.
- Un estudio energético del sistema de potencia permite analizar las sobrecargas de líneas de transmisión y transformadores del sistema dependiendo del despacho de energía de las centrales generadoras según los escenarios de demanda y periodos de precipitación, logrando obtener una visión eficiente del sistema eléctrico para la creación de planes de expansión.
- Un estudio eléctrico del sistema de potencia permite verificar las condiciones operativas del sistema en estado estacionario en condiciones normales y en contingencias, como niveles de tensión, sobrecargas en equipos (líneas de transmisión, transformadores y compensadores reactivos) y márgenes de carga en las barras.
- Del proceso de validación se concluye que Perú es el país de América del Sur con mejores posibilidades de inversión en el negocio de generación de energía eléctrica a gas natural, a su vez el sector de Piura ubicado al norte del territorio Peruano tiene una necesidad de suministro notoria que sería suplida con la construcción y operación de una central, logrando elevar la seguridad, confiabilidad y estabilidad del sistema de potencia gracias a sus características eléctricas.
- Las coordenadas latitud $5^{\circ}17'3.53''S$ y longitud $81^{\circ}4'4.36''O$ se obtienen del proceso de micro-localización e indican una ubicación exacta para una correcta construcción y operación de la central generadora.
- El entorno local objeto de estudio en este proyecto fue América del Sur debido a que los países pertenecientes a éste tienen cierta necesidad de suministro, cuentan con elementos necesarios para la implementación de una central de generación a gas natural, son sistemas eléctricos organizados en interacción y existía una cierta facilidad en la obtención de información.
- En la macro-localización se analizó información del margen de reserva en firme objetivo, política de participación en el negocio de generación de energía eléctrica, disponibilidad del recurso energético, precio del recurso energético, crecimiento económico y nivel de riesgo de inversión de cada

uno de los países de América del Sur, así como el ranking de facilidad para establecer negocios; la trayectoria y conocimiento de los expertos encuestados reafirman la selección de las variables para el proceso y nos permitieron obtener el peso de calificación para cada variable, la Tabla 4 muestra los resultados de las encuestas realizadas.

Tabla 4. Peso de calificación para variables de la macro-localización

Criterio de selección	Total
El margen de reserva en firme objetivo: Comparación entre la potencia firme de las unidades generadoras con la demanda máxima anual del sistema	0,098
Política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica, definiendo un tipo de mercado energético y su maduración ¹	0,137
Disponibilidad del recurso enegetico	0,218
Precio del recurso energético	0,163
Crecimiento económico (PIB)	0,113
Nivel de riesgo de inversión*	0,139
Ranking de facilidad para establecer y operar negocios**	0,132

- El margen de reserva en firme objetivo nos da una visión de los países con mayor necesidad de suministro, a mayor margen se considera una mayor robustez del sistema de potencia, como en el caso de Uruguay, Chile y Brasil; y a menor margen se abre una oportunidad en el negocio de generación para aumentar el balance oferta-demanda, como en Ecuador, Perú y Bolivia.
- Se supone un 75% de la capacidad instalada por país como potencia en firme generada, asumiendo riesgos en la obtención de insumos para este proceso.
- La política de participación del estado en el negocio de generación de energía eléctrica va ligada a la economía de cada país, una participación mixta aporta la eficiencia productiva del sector privado y la estabilidad regulatoria del sector público, como el caso de Colombia, Perú y Argentina; por otro lado una economía cerrada como la de Venezuela, Ecuador y Paraguay no da la

posibilidad de competir en el mercado, siendo países poco atractivos para los inversionistas.

- Venezuela es el país de América Latina con mayor disponibilidad de gas natural, sus reservas son cercanas a los 5 billones de m³ y cuenta con el precio en USD/MBTU más bajo para el negocio de generación de energía eléctrica, elevando su favorabilidad.
- El crecimiento económico de un país es directamente proporcional a su demanda de energía eléctrica, Perú es el país de América del Sur de mayor crecimiento económico al 2016 con un 5%, esta variación representa la estabilidad, el progreso y una buena opción de inversión sobre este territorio; por otro lado Venezuela tiene problemas en esta variable, las proyecciones recalcan un decrecimiento del 4% al 2016 en su economía, hecho que reduce las posibilidades de inversión en la nación Bolivariana.
- Chile, Perú y Colombia son los países con menor nivel de riesgo de inversión según la firma calificadora de riesgos Standard & Poor's, aumentando las probabilidades de éxito del sector empresarial sobre estas economías; a su vez, ocupan el primer, segundo y tercer puesto respectivamente en el ranking de facilidad para establecer negocios otorgado por el Banco Mundial, ratificando la facilidad para crear y operar empresas en estos territorios.
- En el proceso de calificación de las variables seleccionadas para la macro-localización se utilizó la proporcionalidad, es decir, el país con mayor favorabilidad en la variable obtuvo una puntuación máxima de cinco (5) y proporcionalmente se adjudicaron las calificaciones de los demás países, esto con el fin de realizar un proceso más justo, exceptuando los criterios en donde la calificación es otorgada por terceros.
- Argentina tiene un buen margen de reserva en firme objetivo y una disponibilidad de gas aceptable distribuida por todo el territorio a través de una amplia red de gasoductos, pero su precio para el negocio de generación es muy elevado, además no registra crecimiento económico lo que eleva su nivel de riesgo de inversión y lo baja en el ranking de facilidad de negocios, hecho que evidencia que se necesitan más mecanismos administrativos para elevar la generación a gas natural.
- Paraguay a pesar de contar con un margen de reserva en firme objetivo que posibilita la creación de centrales generadoras cuenta con un monopolio de explotación de los sistemas de generación, transmisión y distribución, hecho que dificulta una inversión extranjera; además de no contar con disponibilidad de gas natural en su territorio, el gasoducto construido desde Bolivia hasta Brasil que pasa por suelo Paraguayo no da una seguridad de suministro del energético para un negocio de este tipo.
- Uruguay presenta una situación similar a la de Paraguay en cuanto a la disponibilidad del recurso, además de tener un margen de reserva de generación amplio lo que no lo hace tan atractivo para una inversión de este

- tipo; el país se ha inclinado a incentivar proyectos de generación renovable para cambiar su matriz energética dependiente de la generación hidráulica.
- Bolivia posee una riqueza en yacimientos de gas natural en el sector centro y sur del país, pero su crecimiento en la oferta de generación no ha sido acelerado debido al incremento de la participación del estado en el sector eléctrico; a pesar de que cuenta con un crecimiento económico notorio de 4,3% al 2016, no es un país que brinde garantías a inversionistas para establecer negocios.
 - Perú es un país que cuenta con buena calificación en todas las variables seleccionadas para el proceso de macro-localización; necesita aumentar la oferta de energía para aumentar su margen de reserva en firme objetivo, promueve la inversión para procesos de generación aplicando subastas en las cuales participan empresas privadas y estatales, y cuenta con una excelente reserva de gas natural ubicada en el sector de Camisea destinada para generar energía eléctrica, hecho que ha nivelado su matriz energética. Es la nación con mayor crecimiento económico en Suramérica, logrando la expansión en todos sus sistemas y ubicándose en la mira de grandes inversionistas.
 - Chile es otro de los países atractivos para los inversionistas, a pesar de contar con una limitada capacidad de recursos energéticos, la participación nula por parte del estado en los procesos de generación de energía minimiza el riesgo de interferencia política. Su balance oferta-demanda es uno de los más estables del continente con una alta participación de centrales térmicas, logrando un margen de reserva en firme objetivo de 1,78.
 - En Ecuador el estado tiene control total sobre los sectores de servicio eléctrico, hecho que eleva el nivel de riesgo de inversión por parte de un ente privado en este país. Su matriz energética es dependiente de la generación hidráulica con un 92 %, la cual no garantiza el suministro de energía necesario para el pueblo ecuatoriano, su margen de reserva en firme objetivo es de 0,25 abriendo la posibilidad de participación en procesos licitatorios para generación de energía eléctrica.
 - Colombia cuenta con un mercado de energía mayorista de participación mixta, es un país muy organizado en el sector eléctrico que cuenta con un ente encargado de la planeación y uno de la regulación del mismo, hecho que se refleja con un margen de reserva en firme objetivo superior a la unidad. Su matriz energética muestra una dependencia de la energía hidráulica; en periodos de sequía diferentes tipos de generación entran en despacho y se abre con este hecho una posibilidad de negocio para una central de generación térmica a gas natural. A su vez Colombia ha tenido un crecimiento económico notorio en los últimos años y ocupa los primeros puestos en América del Sur en el ranking de facilidad para establecer y operar negocios.

- Venezuela no está pasando por un buen momento económico, sufre un decrecimiento en el porcentaje de PIB del 4%, el riesgo de inversión es muy alto, establecer y operar negocios es complicado, y el negocio de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía está en manos del estado. A pesar de todo esto es un país con múltiples riquezas naturales, cuenta con la mayor disponibilidad de gas natural en América del Sur y por tal su precio para la generación de energía eléctrica es reducido, catapultándolo al segundo lugar de la macro-selección. Venezuela necesita la reorganización de su sector eléctrico para garantizar el suministro de energía a los habitantes.
- Brasil cuenta con un parque de generación diverso en el cual predominan las centrales hidroeléctricas con un 65,9%, su margen de reserva es superior a la unidad y el estado tiene una participación activa en el negocio de generación de energía eléctrica.
- Este documento contiene información relevante del sector energético de América del Sur, es una recopilación profunda y completa realizada para validar la metodología diseñada.
- Tras el proceso de calificación de las variables macroeconómicas se concluye que Perú es el país más óptimo dentro del entorno local para realizar una inversión en generación a gas natural, su regularidad en todos los ítems eleva la probabilidad de éxito para la futura implementación y control del proyecto generador. Por lo mencionado, el proceso de micro-localización se validó para el territorio peruano.
- Se realizó un análisis a largo plazo debido al tiempo de espera para la implementación de una central, teniendo en cuenta los periodos de adjudicación de contratos y construcción de obra; los estudios energéticos y eléctricos tienen como años base el 2022 y 2026.
- El sistema eléctrico interconectado nacional de Perú se divide en tres zonas: Norte, centro y Sur. Esta delimitación eléctrica permite analizar cada zona de forma independiente.
- Aprovechando la capacidad firme de volumen de gas de Camisea, Perú ha tomado la decisión gubernamental de equilibrar su matriz energética con un 50% de generación térmica y 50% de generación hidráulica; el lote 88 de esta reserva elimina la limitación del recurso para proyectos de generación de energía eléctrica después de terminadas las obras de expansión del gasoducto sur y norte del país.
- La zona sur del sistema de potencia de Perú presenta el mayor incremento de demanda de energía no vegetativa con 9.876 GWh para el 2022 y 10.356 GWh para el 2026, analizando un escenario de demanda base y la zona centro presenta mayor probabilidad de inestabilidad eléctrica bien sea por sobrecargas o fallas en líneas de transmisión.
- La proyección de oferta de generación es de 17.845 MW de tipo hidráulica, 9.674 MW térmica y tan solo 638 MW empleando energías renovables; esto

da validez a la implementación de una metodología que permita localizar centrales de generación convencional.

- Al 2026 se presentará una falencia en el envío de energía eléctrica hacia el norte de Perú debido a la generación en el centro y sur del territorio, esto se puede concluir del análisis de sobrecargas en el estudio energético.
- Los planes vinculantes de expansión se realizan teniendo en cuenta el estudio energético y el criterio N-1, de los cuales se concluye que para incrementar la seguridad, calidad y robustez del sistema eléctrico se necesita la construcción de la línea de 500 KV La Niña-Piura, la línea de 220 KV Cajamarca-Caclic-Moyobamba, la línea de 220 KV Aguaytía-Pucallpa, y las subestaciones Piura 500 KV y Moyobamba 220 KV.
- Eléctricamente el sistema de potencia de Perú no presenta grandes inconsistencias, al 2022 y 2026 los parámetros eléctricos proyectados estarían dentro de los límites establecidos.
- Del estudio complementario de márgenes de carga se aprecia que el sistema no podrá atender el crecimiento continuo de demanda de las áreas norte, nor-oriental, centro-independencia y Pucallpa de Perú, y sí podrá atender el crecimiento de demanda del área Sur.
- El área norte del sistema eléctrico peruano necesita aumentar los márgenes de carga en 430 MW, supliendo el déficit y garantizando el suministro de energía demandada por la zona al 2026.
- El análisis de oferta-demanda se realizó en las 8 principales subestaciones del sector norte de Perú debido a su importancia en la distribución de potencia, en estas encontramos la subestación Piura, Cajamarca, Trujillo, Chimbote, Chiclayo, Moyobamba, Guadalupe y Kiman Ayllu.
- El área que comprende la subestación Piura presenta un mayor déficit en abastecimiento de potencia seguida de la zona de Cajamarca y posteriormente la zona de Trujillo, se tuvieron en cuenta las cargas y generadores aguas abajo de cada subestación principal.
- Los criterios de favorabilidad se deben cumplir en su totalidad, son los aspectos físicos óptimos para la construcción y operación de la central, en la validación de la metodología se trabajó sobre un mapa que indicara las zonas viables mostrando en paralelo cada uno de los criterios analizados, dentro de los cuales encontramos la disponibilidad de gas natural, la altitud, disponibilidad de agua, zonas protegidas, disponibilidad de carreteras, disponibilidad de terrenos y disponibilidad eléctrica.
- El gas, el agua y un punto de conexión son aspectos primordiales en el funcionamiento de una central generadora a gas natural ciclo combinado.
- No se puede ejecutar el proyecto en zonas naturalmente protegidas o legalmente ocupadas, para la validación de la metodología se asumió que todos los terrenos exceptuando las zonas protegidas están en venta y con permiso de trabajo industrial.

- La infraestructura vial facilita las etapas de construcción y futura implementación de la planta.
- La altitud es inversamente proporcional a la eficiencia de los procesos termodinámicos de una central de este tipo, por ende se debe tener en cuenta.
- Se decidió trabajar sobre la subestación Piura Oeste 220 KV inyectando 440 MW y simulando el comportamiento del sistema luego de adicionar esta cantidad de potencia a la barra en mención, entendiendo su necesidad de suministro y viabilidad física del sector para la construcción e implementación de una planta de generación a gas natural ciclo combinado, esta decisión puede verse afectada por las políticas de la empresa que utilice la metodología propuesta; el escenario de simulación se manejó en estiaje y demanda máxima con el fin de tener en cuenta el despacho de las centrales térmicas tras un periodo crítico de sequía; con los resultados se aprecia la descongestión del sistema de transmisión centro-norte del SEIN, manteniendo las condiciones mínimas de seguridad, confiabilidad y estabilidad.
- El equipo de trabajo seleccionó tres alternativas de ubicación con diferentes características, se puede emplear un número mayor si se considera necesario, sobre las cuales se analizaron las variables de micro-localización como lo son la distancia mínima a la red de gasoducto, distancia mínima a una fuente de agua, distancia mínima a una subestación eléctrica, distancia mínima a centros poblados, zonas arqueológicas cercanas, zonas sensibles a riesgos naturales, disponibilidad de terrenos, facilidad para el manejo de emisiones, construcción y operación, y la altitud de cada una de ellas.
- Con la ayuda de expertos logramos obtener un peso de calificación para las variables de micro-localización, se manejó el método de factores ponderados Brown & Gibson utilizando una matriz de enfrentamiento, la Tabla 31 es el resultado del proceso.

Tabla 31. Peso de calificación para variables de micro-localización

Criterio de selección	Total
Cercanía a gasoducto	0,116
Cercanía a fuente de agua	0,113
Cercanía a la subestación eléctrica	0,082
Zona sensible a riesgos naturales	0,144
Facilidades para manejo de emisiones	0,076
Cercanía a centros poblados	0,044
Disponibilidad de terrenos	0,107
Zonas arqueológicas	0,120
Altitud	0,078
Facilidad de construcción y operación	0,120

- Se utilizó una escala que determinara la calificación de cada variable teniendo en cuenta un rango de valores, de este proceso se concluye como la alternativa de ubicación más idónea a la N°1, llamada Central Térmica Tortuga, la cual cuenta con aspectos físicos, técnicos, económicos y sociales favorables para una inversión en generación a gas natural ciclo combinado.
- La inclusión de estudios complementarios en las alternativas de selección o en el área dispuesta como los estudios geológicos, ambientales y sociales, realizados por expertos son necesarios para la ejecución del proyecto.
- Un análisis financiero concluye si el futuro del proyecto es sostenible, por tal se deben tener en cuenta los costos operativos de la central.

REFERENCIAS

- [1] «Repsol,» [En línea]. Available: https://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/contexto-energetico/matriz-energetica-mundial/. [Último acceso: 30 Abril 2016].
- [2] Grupo Iberdrola, «Eficiencia energética Iberdrola como empresa eléctrica,» 2015.
- [3] A. R. R. Diego Inmaculada, «Centrales de generación de energía eléctrica,» Cantabria.
- [4] Fenosa, «Gas Natural Fenosa,» [En línea]. Available: <http://www.gasnaturalfenosa.es/es/conocenos/compromiso+y+sostenibilidad/cambio+climatico/energias+responsables/1297101993224/ciclos+combinados.html>. [Último acceso: 30 Abril 2016].
- [5] Semana, «Crisis energética prende alerta roja,» *Semana*, 2016.
- [6] Alianza Uninorte-El Heraldo, «Crisis energética en Colombia es por falta de planeación,» *El Heraldo*, 20 Marzo 2016.
- [7] J. Meléndez, «Crisis energética paraliza Venezuela,» *El universal*, 7 Mayo 2016.
- [8] J. L. Jaramillo, *Generación de energía eléctrica*, 2010.
- [9] OECD/IEA, «Energy Statistics Manual,» 2005.
- [10] E. Harper, *Tecnologías de generación de energía eléctrica*, 2009.
- [11] Y. A. Cengel, *Termodinámica*, Mc Graw Hill.
- [12] Anónimo, «Centrales térmicas».
- [13] Icontec, *NTC 1340*, 2013.
- [14] W. D. S. J. John J. Grainger, *Soluciones de flujos de potencia en análisis de sistemas de potencia*.
- [15] COES/SINAC, «Propuesta de actualización de plan de transmisión 2017-2026,» 2016.
- [16] Universidad de América Latina, *Localización de plantas*.
- [17] B. Salazar, «Ingeniería Industrial online,» [En línea]. Available: <http://www.ingenieriaindustrialonline.com/herramientas-para-el-ingeniero-industrial/dise%C3%B1o-y-distribuci%C3%B3n-en-planta/m%C3%A9todos-de-localizaci%C3%B3n-de-planta/>. [Último acceso: 10 Mayo 2016].
- [18] Sociedad Nacional de minería petróleo y energía, «Potencia instalada, efectiva y firme,» 2009.
- [19] Anónimo, «Curva de carga o de demanda».
- [20] A. D. Lira, «Mecanismos para asegurar el abastecimiento de energía en el Perú».

- [21] J. P. Gutiérrez, «Expansión,» [En línea]. Available: <http://www.expansion.com/diccionario-economico/economia-cerrada.html>. [Último acceso: 15 Mayo 2016].
- [22] J. P. Gutiérrez, «Expansión,» [En línea]. Available: <http://www.expansion.com/diccionario-economico/economia-abierta.html>. [Último acceso: 15 Mayo 2016].
- [23] P. F. Sánchez, «Expansión,» [En línea]. Available: <http://www.expansion.com/diccionario-economico/economia-mixta.html>. [Último acceso: 15 Mayo 2016].
- [24] I. Thompson, «Promonegocios,» [En línea]. Available: <http://www.promonegocios.net/mercado/tipos-de-mercado.html>. [Último acceso: 20 Mayo 2016].
- [25] Universidad de la punta, [En línea]. Available: http://contenidosdigitales.ulp.edu.ar/exe/economia1/tipos_de_mercados__caracteristicas.html. [Último acceso: 20 Mayo 2016].
- [26] World Energy Council, «World Energy Resources,» 2013.
- [27] R. Kozulj, «Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur,» 2012.
- [28] DANE, «Producto interno bruto».
- [29] Anónimo, «Deflactor del PIB».
- [30] C. Q. Montaña, «Estudios de mercado».
- [31] DANE, «Cuentas Trimestrales - Colombia Producto Interno Bruto (PIB),» Bogotá, 2015.
- [32] Anónimo, «Wikipedia,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Fitch_Group. [Último acceso: 25 Mayo 2016].
- [33] Anónimo, «Wikipedia,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Standard_%26_Poor%27s. [Último acceso: 25 Mayo 2016].
- [34] Anónimo, «Wikipedia,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Moody%27s>. [Último acceso: 25 Mayo 2016].
- [35] P. Nunes, «Know enciclopedia temática,» [En línea]. Available: <http://know.net/es/cieeconcom/economia-es/restricciones-presupuestarias/>
<http://know.net/es/cieeconcom/economia-es/restricciones-presupuestarias/>. [Último acceso: 28 Mayo 2016].
- [36] F. Montilla, «Zona económica,» [En línea]. Available: <http://www.zonaeconomica.com/riesgo-pais>. [Último acceso: 28 Mayo 2016].
- [37] J. Garcia, «Ámbito financiero,» [En línea]. Available: <http://ambito-financiero.com/tipos-de-riesgos-de-inversion/>. [Último acceso: 28 Mayo 2016].

- [38] Anónimo, «Moody's eleva calificación de México a A3,» *El financiero*, 2014.
- [39] Banco Mundial, «Doing business,» [En línea]. Available: <http://espanol.doingbusiness.org/rankings>. [Último acceso: 3 Junio 2016].
- [40] Public service commission, «Common power plant siting criteria».
- [41] R. H. Sepulveda, «MODELACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS DE CICLO COMBINADO Y SU APLICACIÓN EN EL PROBLEMA DE PREDESPACHO DE UNIDADES,» Santiago de Chile, 2011.
- [42] C. M. Morales, «Formulación y evaluación de proyectos de inversión,» 2008.
- [43] A. Bernal, «Diseño plantas industriales,» [En línea]. Available: <http://andresbernal040.blogspot.com.co/2012/06/factores-queafectan-la-macro.html>. [Último acceso: 3 Junio 2016].
- [44] Anónimo, «Matewiki Universidad politécnica de madrid,» [En línea]. Available: https://mat.caminos.upm.es/wiki/Estudio_de_viabilidad_y_localizaci%C3%B3n_de_una_central_t%C3%A9rmica_de_gas_natural. [Último acceso: 5 Jun 2016].
- [45] Comisión nacional de energía atómica, «Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la república de argentina,» 2016.
- [46] ANDE, «Plan maestro de generación y transmisión 2014-2023,» 2014.
- [47] Anónimo, «Climascope,» [En línea]. Available: <http://global-climatescope.org/es/pais/uruguay/#/details>. [Último acceso: 6 Junio 2016].
- [48] C. R. Cecilia Plotier, «Informe de prospectiva del sector energético,» 2010.
- [49] Ministerio de hidrocarburos y energía, «Plan óptimo de expansión del sistema interconectado nacional 2012-2022,» 2012.
- [50] Ministerio de energía y minas Perú, «Plan energético nacional 2014-2025,» 2014.
- [51] Energía , «Política energética de Chile».
- [52] CONELEC, «Plan maestro de electrificación 2013-2022 Ecuador».
- [53] UPME, «Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2014-2028».
- [54] A. M. M. Parra, «ESTUDIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BAJO ESCENARIO DE CAMBIO CLIMATICO».
- [55] Ministerio del poder popular para la energía eléctrica, «Plan de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2013-2019».
- [56] Ministerio de minas y energía brasil, «Electricidad en el plan decenal de expansión de energía».
- [57] UPME, «Proyección de demanda de energía eléctrica en Colombia,» 2013.
- [58] AVINA, «Escenarios energéticos Argentina 2011-2030».
- [59] Comisión nacional de energía Chile, «Informe de previsión de demanda 2015-2030».

- [60] Ministerio de minas y energía Brasil , «Plan decenal de expansión de energía 2024».
- [61] CIER, «Regulación sector eléctrico 2013,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/home> . [Último acceso: 10 Junio 2016].
- [62] Corpoelec, [En línea]. Available: <http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/venezuela-cuenta-con-6500-mw-de-generacion-termoelectrica>. [Último acceso: 10 Junio 2016].
- [63] Central Intelligence Agency, [En línea]. Available: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2253rank.html>. [Último acceso: 10 Junio 2016].
- [64] ADEERA, «Aumentan el precio del gas para la generación eléctrica,» 2012.
- [65] ANDE, «Regulación sector eléctrico Paraguay,» 2013. [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/paraguay>. [Último acceso: 12 Junio 2016].
- [66] Banco de desarrollo de América Latina, «ENERGÍA: UNA VISIÓN SOBRE LOS RETOS Y OPORTUNIDADES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE,» 2013.
- [67] Yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos, «Boletín estadístico,» 2014.
- [68] J. C. Mariela Pajuelo, «Peru: Sector eléctrico».
- [69] Banco central de Chile, «Base de datos estadísticos,» [En línea]. Available: <http://si3.bcentral.cl/Boletin/secure/boletin.aspx?idCanasta=TNJ8Q2067> . [Último acceso: 15 Junio 2016].
- [70] R. C. Delgado, *Decreto N° 1458*.
- [71] Anónimo, «Precio del gas para térmicas e industrias subirá en 2015,» *Portafolio*, 2014.
- [72] Anónimo, *Gaceta Oficial de la república bolivariana de Venezuela* , 20 Marzo 2006.
- [73] FMI, «Fondo monetario internacional,» [En línea]. Available: <http://www.imf.org/external/Spanish/pubs/ft/survey/so/2015/CAR042915AS.htm>. [Último acceso: 15 Junio 2016].
- [74] Standards & Poor's, «S&P Global,» [En línea]. Available: https://www.standardandpoors.com/es_LA/web/guest/home. [Último acceso: 15 Junio 2016].
- [75] CIER, «Regulación sector eléctrico Argentina,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/argentina>. [Último acceso: 17 Junio 2016].
- [76] UTE, «Regulación sector eléctrico Uruguay,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/uruguay> . [Último acceso: 15 Junio 2016].

- [77] BOCIER, «Regulación sector eléctrico Bolivia,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/bolivia>. [Último acceso: 15 Junio 2016].
- [78] OSINERGMIN, «Regulación sector eléctrico Perú,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/peru>. [Último acceso: 15 Junio 2016].
- [79] Fundación AVINA, [En línea]. Available: <http://www.avina.net/avina/incontext-9/>. [Último acceso: 16 Junio 2016].
- [80] GNL Quintero, [En línea]. Available: <http://www.gnlquintero.com/>. [Último acceso: 16 Junio 2016].
- [81] CHICIER, «Regulación del sector eléctrico Chile,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/chile>. [Último acceso: 16 Junio 2016].
- [82] CONELEC, «Regulación del sector eléctrico,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/ecuador>. [Último acceso: 18 Junio 2016].
- [83] UPME, «INFORME MENSUAL DE VARIABLES DE GENERACIÓN Y DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO,» 2015.
- [84] CODENSA, EMGESA, ISAGEN, «Regulación sector eléctrico,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/colombia>. [Último acceso: 18 Junio 2016].
- [85] ANEEL, «Regulación sector eléctrico,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/brasil>. [Último acceso: 18 Junio 2016].
- [86] COES/SINAC, «INFORME DE DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL SEIN, PERIODO 2017 – 2026».
- [87] COES/SINAC, «DEFINICIÓN DE LAS ZONAS ELÉCTRICAS».
- [88] OSINERGMIN, «La industria del gas natural en Perú: Adiez años del proyecto Camisea».
- [89] OSINERGMIN, «Regulación del gas natural en el Perú».
- [90] COES/SINAC, «Versión preliminar Propuesta de actualización del plan de transmisión 2017-2026».
- [91] COES/SINAC, «Futuros de oferta».
- [92] M. E. M. Marroquín, «GUÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LÍMITES DE OPERACIÓN, CURVA DE CAPACIDAD, PRUEBAS Y MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE GENERADORES SÍNCRONOS».
- [93] H. M. Manrique, «CURVA DE CAPACIDAD DE UN GENERADOR SÍNCRONO».

- [94] W. G. J. Loachamin, «CURVA DE CAPABILIDAD DE LA MAQUINA SINCRÓNICO, GRADOS DE PROTECCIÓN IP LIMITES TERMICOS».
- [95] COES/SINAC, «RESULTADOS DEL ANALISIS ELECTRICO DEL AÑO 2026».
- [96] COES/SINAC, «RESULTADOS DEL ANALISIS ELECTRICO DEL AÑO 2022».
- [97] COES/SINAC, «DIAGNÓSTICO OPERATIVO A LARGO PLAZO».
- [98] COES/SINAC, «ANÁLISIS DE MARGEN DE CARGA AÑO 2022».
- [99] Google, «topographic-map,» [En línea]. Available: <http://es-pe.topographic-map.com/places/Lima-901389/>. [Último acceso: 20 Junio 2016].
- [100] Google, «Google maps,» [En línea]. Available: <https://www.google.it/maps/place/Per%C3%BA/@-9.1960691,-78.6930496,6z/data=!4m5!3m4!1s0x9105c850c05914f5:0xf29e011279210648!8m2!3d-9.189967!4d-75.015152>. [Último acceso: 20 Junio 2016].
- [101] Dirección nacional de caminos y ferrocaminos, *Mapa- Sistema nacional de carreteras del Perú*.
- [102] COES/SINAC, *Mapa- Sistema eléctrico interconectado nacional del Perú*.
- [103] Ministerio de minas y energía Perú, *Plan energético nacional 2014-2025*, 2014.
- [104] Ministerio del medio ambiente Perú, «SINIA visor de mapas,» [En línea]. Available: <http://sinia.minam.gob.pe/visor/>. [Último acceso: 20 Junio 2016].
- [105] Instituto geofísico del Perú, [En línea]. Available: <http://www.igp.gob.pe/bdsismos/ultimosSismosSentidos.php>. [Último acceso: 6 Jun 2016].
- [106] EEBIS Perú GRupo EB, «CAPACIDAD Y DISPOSICIÓN DE PLANTA».
- [107] EEBIS Perú grupo EB, «CONFIGURACIÓN Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CENTRAL TÉRMICA».

BIBLIOGRAFÍA

- ANDE, «Plan maestro de generación y transmisión 2014-2023,» 2014.
- AVINA, «Escenarios energéticos Argentina 2011-2030».
- Banco Mundial, «Doing business,» [En línea]. Available: <http://espanol.doingbusiness.org/rankings>. [Último acceso: 3 Junio 2016].
- COES/SINAC, «ANÁLISIS DE MARGEN DE CARGA AÑO 2022».
- COES/SINAC, «DEFINICIÓN DE LAS ZONAS ELÉCTRICAS».
- COES/SINAC, «DIAGNÓSTICO OPERATIVO A LARGO PLAZO».
- COES/SINAC, «Futuros de oferta».
- COES/SINAC, «INFORME DE DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL SEIN, PERIODO 2017 – 2026».
- COES/SINAC, «Propuesta de actualización de plan de transmisión 2017-2026,» 2016.
- COES/SINAC, «RESULTADOS DEL ANALISIS ELECTRICO DEL AÑO 2022».
- COES/SINAC, «RESULTADOS DEL ANALISIS ELECTRICO DEL AÑO 2026».
- COES/SINAC, «Versión preliminar Propuesta de actualización del plan de transmisión 2017-2026».
- COES/SINAC, Mapa- Sistema eléctrico interconectado nacional del Perú.
- Comisión nacional de energía atómica, «Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la república de argentina,» 2016.
- Comisión nacional de energía Chile, «Informe de previsión de demanda 2015-2030».
- CONELC, «Plan maestro de electrificación 2013-2022 Ecuador».
- DANE, «Cuentas Trimestrales - Colombia Producto Interno Bruto (PIB),» Bogotá, 2015.
- E. Harper, Tecnologías de generación de energía eléctrica, 2009.
- EEBIS Perú Grupo EB, «CAPACIDAD Y DISPOSICIÓN DE PLANTA».
- EEBIS Perú grupo EB, «CONFIGURACIÓN Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CENTRAL TÉRMICA».
- Energía, «Política energética de Chile».
- Icontec, NTC 1340, 2013.
- Instituto geofísico del Perú, [En línea]. Available: <http://www.igp.gob.pe/bdsismos/ultimosSismosSentidos.php>. [Último acceso: 6 Jun 2016].
- Ministerio de energía y minas Perú, «Plan energético nacional 2014-2025,» 2014.

Ministerio de minas y energía Brasil, «Plan decenal de expansión de energía 2024».

Ministerio de minas y energía Brasil, «Electricidad en el plan decenal de expansión de energía».

Ministerio de minas y energía Perú, Plan energético nacional 2014-2025, 2014.

Ministerio del medio ambiente Perú, «SINIA visor de mapas,» [En línea]. Available: <http://sinia.minam.gob.pe/visor/>. [Último acceso: 20 Junio 2016].

Ministerio del poder popular para la energía eléctrica, «Plan de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2013-2019».

OECD/IEA, «Energy Statistics Manual,» 2005.

OSINERGMIN, «La industria del gas natural en Perú: A diez años del proyecto Camisea».

OSINERGMIN, «Regulación del gas natural en el Perú».

Public service commission, «Common power plant siting criteria».

R. Kozulj, «Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur,» 2012.

UPME, «Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2014-2028».

UPME, «Proyección de demanda de energía eléctrica en Colombia,» 2013.