



POSGRADOS

MAESTRÍA EN

ELECTRICIDAD

RPC-SO-30-No.508-2019

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

PROYECTOS DE DESARROLLO

TEMA:

IMPACTO DE LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA NO CONVENCIONAL AL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

AUTOR:

CHRISTIAN FERNANDO ESTRELLA NIETO
FRANKLIN RODRIGO GUAMÁN QUILLI

DIRECTOR:

JORGE LUIS ROJAS ESPINOZA

CUENCA - ECUADOR
2022

Autores:



Christian Fernando Estrella Nieto.

Ingeniero Eléctrico.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca

cestrellan@est.ups.edu.ec

cf.estrella2013@gmail.com



Franklin Rodrigo Guamán Quilli.

Ingeniero Eléctrico.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca

fguamanq@est.ups.edu.ec

franklin.guamanq@gmail.com

Director:



Jorge Luis Rojas Espinoza

Ingeniero Eléctrico.

Maestro en Administración de la energía y sus fuentes renovables

jrojase@ups.edu.ec

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana.

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA

CHRISTIAN FERNANDO ESTRELLA NIETO.

FRANKLIN RODRIGO GUAMÁN QUILLI.

IMPACTO DE LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA NO CONVENCIONAL AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

Agradecimientos

En primer lugar quisiera dar gracias a Dios y la Virgen por la bendición de poder estudiar esta maestría, y luego a seres muy importantes y queridos en mi vida, a mi esposa e hijos por ser un pilar fundamental, por el apoyo incondicional, el amor hacia mi persona, la fuerza que me dan todos los días, no hay palabras para describir el amor que les tengo gracias a Dios por la bendición de tenerlos.

A mis padres porque sin ellos nada de esto hubiera sido posible, gracias a los dos por todo el amor, la comprensión y el apoyo que me dan siempre incondicionalmente durante toda mi vida. Christian un amigo sincero, un profesional excepcional, un ser humano muy especial, un hermano de la vida, gracias amigo por todo el apoyo siempre.

Ing. Jorge Rojas por todo el apoyo recibido durante toda la maestría y más aún en el proyecto de graduación, bendiciones.

FRANKLIN

Agradezco a Dios, a mi familia, mis amigos y de manera especial a Franklin que mas que un compañero ha sido un amigo leal y un excelente profesional y a todos quienes han sido parte importante en mi vida y me han apoyado para seguir adelante y culminar con éxito este nuevo reto en el ámbito profesional.

A Elecaastro y de manera especial al Ingeniero Modesto Salgado R. por brindarnos las facilidades para la realización de este trabajo.

Al Ingeniero Jorge Rojas, director del trabajo de titulación, por toda la orientación brindada durante el desarrollo del presente trabajo.

A todos, de todo corazón GRACIAS...

CHRISTIAN

Índice general

Índice de Figuras	6
Índice de Tablas	8
Abstract	10
1. Introducción	12
1.1. Antecedentes	12
1.2. Descripción general del problema	13
1.3. Objetivos	14
1.3.1. Objetivo general	14
1.3.2. Objetivos específicos	14
1.4. Organización del manuscrito	14
2. Marco teórico referencial	15
2.1. Energía eólica	15
2.1.1. Características de la energía eólica	15
2.1.2. Ventajas de la energía eólica	16
2.1.3. Desventajas de la energía eólica	16
2.2. Inicios de la energía eólica	17
2.3. Turbinas eólicas	18
2.4. Clasificación de las turbinas eólicas	19
2.5. Aerogeneradores usados en la industria	21
2.5.1. Tipo 1: Turbina de velocidad fija con tecnología SCIG	22
2.5.2. Tipo 2: Turbina de velocidad variable con tecnología semi variable WRIG	22
2.5.3. Tipo 3: Turbina de velocidad variable con tecnología semi variable DFIG	23
2.5.4. Tipo 4: Turbina de velocidad variable con tecnología SCIG, PMSG O WRSG	24
2.5.5. Tipo 5: Turbina de velocidad variable con tecnología WRSG	25
2.6. Parques eólicos	25
2.6.1. Componentes de un parque eólico	26
2.7. Conexión de parques eólicos a la red eléctrica	26
2.8. Efectos de la conexión de parques eólicos a la red eléctrica	26
2.8.1. Flicker	27
2.8.2. Flujos de potencia inversos	27
2.8.3. Transitorios por conexión y desconexión	28
2.9. Energía eólica a nivel mundial	28
2.9.1. Análisis de la energía Eólica a nivel mundial.	28
2.9.2. Capacidad Instalada a nivel mundial y que país lidera esta tecnología.	29
2.10. Energía eólica en Latinoamérica y el Caribe	32

2.10.1. Análisis de Energía Eólica en Latinoamérica	32
2.10.2. Capacidad instalada en América Latina.	33
2.10.3. Precios de Energía Eólica en América Latina	34
2.11. Situación energética del Ecuador	36
2.11.1. Capacidad instalada para generación eléctrica	36
2.11.2. Centrales recientemente incorporadas	38
2.11.3. Infraestructura de transmisión	38
2.11.4. Infraestructura de distribución	39
2.12. Potencial eólico del Ecuador	40
2.13. Proyectos eólicos en funcionamiento	41
2.14. Proyectos eólicos próximos a implementarse	41
2.15. Normativa legal del sector eléctrico ecuatoriano	41
2.16. Estructura organizacional del sector eléctrico	42
2.17. Contexto regulatorio de las ERNC en Ecuador	42
2.18. Estudios para la conexión al SNI	43
2.18.1. Flujos de potencia	44
2.18.2. Estudios de cortocircuitos	44
2.18.3. Estudios de estabilidad	44
2.19. Precio de la energía renovable en Ecuador	44
2.20. Despacho preferente	45
3. Metodología propuesta	46
3.1. Descripción de la metodología de estudio	46
3.1.1. Método descriptivo	46
3.2. Análisis de demanda proyectada	46
3.2.1. Crecimiento cero	46
3.3. Análisis del sistema con el ingreso de PEMH - Villonaco II-III	47
3.4. Análisis de contingencias	49
3.5. Diagrama de flujo de metodología propuesta	49
4. Proyectos eólicos	51
4.1. Parque eólico Minas de Huascachaca	51
4.1.1. Descripción general de los componentes principales del proyecto.	52
4.1.2. Características del recurso eólico:	55
4.1.3. Estimación de la producción energética:	56
4.1.4. Impacto ambiental:	58
4.2. Parque eólico Villonaco II-III	58
4.2.1. Descripción del proyecto eólico	58
4.3. Integración de los proyectos al sistema nacional de transmisión	63
4.3.1. CASO BASE: Escenario sin la integración de proyectos eólicos.	63
4.3.2. CASO DE ESTUDIO: Ingreso PEMH	78
4.3.3. CASO DE ESTUDIO: Ingreso Villonaco II Y III	84
4.3.4. CASO DE ESTUDIO: Ingreso PEMH Y Villonaco II – III	87
4.4. Simulación de contingencias	89
5. Análisis de resultados	93
5.1. Introducción	93
5.2. Análisis de resultados	93
5.2.1. Caso base: incrementos de carga hasta el 75%	93

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	5
5.2.2. Caso de estudio: Ingreso PEMH	95
5.2.3. Caso de estudio: Ingreso Villonaco II-III	96
5.2.4. Caso de estudio: Ingreso PEMH y Villonaco II-III	98
5.3. Análisis de contingencias	99
5.4. Conclusiones y recomendaciones	103
6. Glosario	105
Referencias	106

Índice de Figuras

2.1. Primer molino multipala americano. [1]	17
2.2. Turbina Savonius. [2]	18
2.3. Partes de una turbina eólica. [3]	19
2.4. Tipos de aerogenerador según la posición del rotor. [4]	20
2.5. Evolución del tamaño de las turbinas eólicas. [5]	21
2.6. Turbina eólica con generador SCIG. [5]	22
2.7. Turbina eólica con generador WRIG. [5]	23
2.8. Turbina eólica con generador DFIG. [5]	23
2.9. Turbina eólica con generador SCIG, PMSG o WRSG. [5]	24
2.10. Turbina eólica con generador WRSG y convertidor de par/velocidad. [5]	25
2.11. Tecnología en Energías Renovables. [6]	29
2.12. Generación eléctrica 2019 América Latina.	32
2.13. Matriz energética de Brasil.	33
2.14. Evolución de la capacidad de generación renovable en América del Sur en el período 2010-2019.	35
2.15. Renovable vs fósil período 2010-2019. [7]	35
2.16. Consumo de energía eléctrica por habitante 2009-2019. [8]	36
2.17. Capacidad instalada para generación eléctrica. [9]	37
2.18. Evolución histórica por tipo de fuente. [9]	38
2.19. Infraestructura de transmisión 2011-2021. [9]	39
2.20. Crecimiento del sistema de transmisión ecuatoriano. [9]	39
2.21. Infraestructura de distribución para el año 2021. [9]	39
2.22. Estructura del sector eléctrico ecuatoriano. [9]	42
3.1. Diagrama de flujo.	50
4.1. Ubicación Geográfica Proyecto Eólico Minas de Huascachaca.	51
4.2. Ubicación proyecto eólico.	52
4.3. Diagrama unifilar grupo Yuluc.	53
4.4. Diagrama unifilar grupo Uchucay.	53
4.5. Subestación Uchucay.	54
4.6. Subestación La Paz.	54
4.7. Subestación de seccionamiento La Paz.	55
4.8. Perfil diario del viento, Torre 1 – septiembre 2011.	56
4.9. Dimensiones aerogenerador.	57
4.10. Curva de potencia del aerogenerador.	57
4.11. Emplazamiento Villonaco II.	59
4.12. Línea de Transmisión Villonaco II.	60
4.13. Localización Villonaco III.	61

4.14. Línea de Transmisión Villonaco III.	62
4.15. Diagrama unifilar Villonaco II-III.	62
4.16. cortocircuito línea Cuenca-Yanacocha.	90
4.17. Apertura del interruptor, transformador Cuenca ATR.	90
4.18. Apertura del interruptor en la línea Uchucay-La Paz.	91
4.19. Apertura del interruptor, línea Cuenca-La Paz.	91
4.20. Apertura interruptor, línea La Paz-Yanacocha.	92
4.21. Apertura del interruptor, Cuenca-Yanacocha.	92
5.1. Perfil de voltaje en subestaciones del área de estudio.	94
5.2. Cargabilidad en transformadores de subestaciones del área de estudio.	94
5.3. Voltaje, cargabilidad: Delsitanisagua se desconecta (PEMH).	96
5.4. Voltaje, cargabilidad: Fase AB Paute-Molino se desconecta (PEMH).	96
5.5. Voltaje, cargabilidad: Delsitanisagua se desconecta (VILLONACO II-III).	97
5.6. Voltaje, cargabilidad: Fase AB Paute-Molino se desconecta (VILLONACO II-III).	98
5.7. Voltaje, cargabilidad: Delsitanisagua se desconecta (PEMH - VILLONACO II-III).	99
5.8. Voltaje, cargabilidad: Fase AB Paute-Molino se desconecta (PEMH - VILLONACO II-III).	99
5.9. Curvas de Voltaje y Frecuencia para Corto circuito en LT Cuenca-Yanacocha	100
5.10. Curvas de Voltaje y Frecuencia para apertura Interruptor Trafo Cuenca ATR	101
5.11. Curvas de Voltaje y Frecuencia para apertura Interruptor LT Uchucay-La Paz	101
5.12. Curvas de Voltaje y Frecuencia para apertura Interruptor LT Cuenca-La Paz	102
5.13. Curvas de Voltaje y Frecuencia para apertura Interruptor LT La Paz-Yanacocha	102
5.14. Curvas de Voltaje y Frecuencia para apertura Interruptor LT Cuenca-Yanacocha	103

Índice de Tablas

2.1. Energía Eólica a nivel mundial.	30
2.2. Inversión Eólica nueva (millones USD).	31
2.3. Costo Energía Eólica.	32
2.4. Centrales recientemente incorporadas. [10]	38
2.5. Potencial factible a corto plazo de energía eólica en Ecuador. [11]	40
2.6. Próximos proyectos eólicos en Ecuador. [10]	41
3.1. Primer Caso de Estudio: Ingreso PEMH.	48
3.2. Segundo caso de estudio: ingreso Villonaco II-III	48
3.3. Tercer caso de estudio: ingreso PEMH - Villonaco II-III	49
4.1. Resultado de mediciones 2009 - 2011.	55
4.2. Parámetros de producción de energía del PEMH.	56
4.3. Demandas sin crecimiento de carga	63
4.4. Perfiles de voltaje para crecimiento cero	64
4.5. Cargabilidad Transformadores para crecimiento cero.	65
4.6. Cargabilidad líneas de Transmisión para crecimiento cero.	66
4.7. Demandas con 25 % de crecimiento de carga	67
4.8. Perfiles de voltaje para crecimiento de carga de 25%.	68
4.9. Cargabilidad de transformadores para crecimiento de carga de 25%.	69
4.10. Cargabilidad de líneas de transmisión para crecimiento de carga de 25%.	70
4.11. Demandas con 50 % de crecimiento de carga	71
4.12. Perfiles de voltaje para crecimiento de carga de 50%.	72
4.13. Cargabilidad de transformadores para crecimiento de carga de 50%.	73
4.14. Cargabilidad de líneas de transmisión para crecimiento de carga de 50%.	74
4.15. Demandas con 75 % de crecimiento de carga	75
4.16. Perfiles de voltaje para crecimiento de carga de 75%.	76
4.17. Cargabilidad de transformadores para crecimiento de carga de 75%.	77
4.18. Cargabilidad de líneas de transmisión para crecimiento de carga de 75%.	78
4.19. Caso de estudio: Ingreso PEMH.	78
4.20. Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio.	79
4.21. Cargabilidad Transformador correspondiente al área de estudio.	79
4.22. Cargabilidad líneas de transmisión correspondiente al área de estudio.	79
4.23. Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio: Villonaco 15 MW.	80
4.24. Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio: Villonaco 15 MW.	80
4.25. Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio: Villonaco 15 MW.	80

4.26. Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio: Villonaco se desconecta.	81
4.27. Cargabilidad en Transformadores correspondientes al área de estudio: Villonaco se desconecta.	81
4.28. Cargabilidad en líneas de Transmisión correspondientes al área de estudio: Villonaco se desconecta	81
4.29. Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio: Delsitanisagua se desconecta.	82
4.30. Cargabilidad en Transformadores correspondientes al área de estudio: Delsitanisagua se desconecta.	82
4.31. Cargabilidad en líneas de Transmisión correspondientes al área de estudio: Delsitanisagua se desconecta.	82
4.32. Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio: Fase AB Paute-Molino se desconecta.	83
4.33. Cargabilidad en Transformadores correspondientes al área de estudio: Fase AB Paute-Molino se desconecta.	83
4.34. Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio: Fase AB Paute-Molino se desconecta.	83
4.35. Caso de estudio: Ingreso Villonaco II Y III	84
4.36. Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio: Ingreso Villonaco II III.	84
4.37. Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio: Ingreso Villonaco II III.	84
4.38. Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio: Ingreso Villonaco II-III.	85
4.39. Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio.	85
4.40. Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio.	85
4.41. Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio.	86
4.42. Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio.	86
4.43. Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio.	86
4.44. Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio.	87
4.45. Caso de estudio: Ingreso PEMH y Villonaco II – III.	87
4.46. Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio.	87
4.47. Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio.	88
4.48. Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al area de estudio.	88
4.49. Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al area de estudio.	88
4.50. Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio.	89
4.51. Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio.	89

Resumen

La energía eólica a nivel mundial se ha desarrollado exponencialmente, sobre todo en países de primer mundo como es el caso de China, USA, entre otros. Para Latinoamérica el desarrollo ha sido más lento, siendo Brasil el país con mayor desarrollo en la región. En Ecuador en los últimos años la energía eólica ha sido incluida en el portafolio de generación de energía eléctrica donde predomina la generación hidráulica y térmica, sin embargo, gracias a los avances tecnológicos y los incentivos al uso de energías renovables no convencionales, estas tecnologías van abriéndose paso en el país.

El propósito de este trabajo es analizar el comportamiento de la energía eólica en los sistemas de transmisión de energía, para lo cual se realiza el estudio del impacto de la integración del proyecto Minas de Huascachaca y Villonaco II-III en el sistema nacional interconectado de Ecuador, el estudio se basa principalmente en evaluar las variaciones de voltaje y frecuencia del sistema cuando dichos proyectos inyectan energía en la red, para ello se simulan flujos de potencia con distintos escenarios de operación.

Por otro lado es conveniente analizar el estado de la red cuando se presentan fallas o maniobras de conexión/desconexión, por tal motivo se incluye en el análisis algunas contingencias como: un corto circuito en una línea de transmisión, la desconexión de un transformador de potencia para mantenimiento o la apertura de una línea de transmisión entre subestaciones, todo esto con ayuda del software DigSilent Power Factory que es una herramienta poderosa para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia.

Abstract

Wind energy worldwide has developed exponentially, especially in first world countries such as China, USA, among others. For Latin America the development has been slower, being Brazil the country with the highest development in the region. In Ecuador in recent years wind energy has been included in the electric power generation portfolio where hydro and thermal generation predominates, however, thanks to technological advances and incentives for the use of non-conventional renewable energies, these technologies are making their way in the country.

The purpose of this work is to analyze the behavior of wind energy in power transmission systems, for which the study of the impact of the integration of the Minas de Huascachaca and Villonaco II-III projects in the national interconnected system of Ecuador is carried out, the study is based mainly on evaluating the voltage and frequency variations of the system when these projects inject energy into the network, for this purpose power flows with different operating scenarios are simulated.

On the other hand, it is convenient to analyze the state of the network when failures or connection/disconnection maneuvers occur, for this reason some contingencies are included in the analysis such as: a short circuit in a transmission line, the disconnection of a power transformer for maintenance or the opening of a transmission line between substations, all this with the help of DigSilent Power Factory software, which is a powerful tool for the analysis of electrical power systems.

Capítulo 1

Introducción

Este capítulo describe los objetivos, justificación y necesidades que generaron el interés por realizar la evaluación del comportamiento del sistema nacional de transmisión del Ecuador cuando en el mismo se inyecta un bloque importante de generación proveniente de fuentes renovables no convencionales como la energía eólica.

1.1. Antecedentes

En el país actualmente existe una cuota de participación relativamente baja de este tipo de generación, de alrededor de 21 MW, sin embargo, se prevé en el futuro contar con un bloque de generación de 160 MW con la entrada en operación del parque eólico Minas de Huascachaca y el proyecto eólico Villonaco con sus etapas II y III que actualmente se encuentran en proceso de licitación para su construcción, su implementación se prevee para el año 2023.

La integración de esta cantidad importante de energía al portafolio de generación eléctrica del Ecuador motiva a realizar un análisis en la red de transmisión para evaluar su comportamiento ya que, en el país predomina la generación eléctrica a partir de recursos hídricos y combustibles fósiles y contar con un bloque de generación con recursos renovables no convencionales implica considerar varios aspectos relevantes de esta tecnología para operar de manera correcta el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Se tiene como referencia un estudio realizado en el año 2012 en el que se consideró al proyecto eólico Minas de Huascachaca, formado por 25 aerogeneradores con una capacidad de 2 MW cada uno [3], pero actualmente este proyecto está en fase de construcción y contará con 14 aerogeneradores de 3.57 MW.

Con lo expuesto anteriormente, este trabajo de investigación busca analizar esos aspectos relevantes, evaluando parámetros técnicos propios del sistema como: perfiles de voltaje, flujos de potencia y transitorios por conexión y desconexión de las centrales eólicas, todo esto con el fin de brindar herramientas y conocimientos para la correcta operación del mismo por parte del personal encargado.

Para el desarrollo del trabajo de investigación, se partirá de bibliografía especializada, fruto de la experiencia de otros países en la integración de energía eólica a sus sistemas de transmisión y de estudios previos realizados en el Ecuador para los proyectos eólicos que

actualmente se encuentran en operación.

1.2. Descripción general del problema

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes eólicas en Ecuador es un área de estudio relativamente nueva, ya que, al no existir una cantidad considerable de esta generación en la matriz energética nacional, la tecnología no ha alcanzado la madurez necesaria en el país, así mismo la integración de esta tecnología a la red actual de transmisión podría generar varios inconvenientes entre ellos:

- Ausencia de un marco regulatorio y tarifario que impulse el uso de las energías renovables, principalmente la energía eólica para proyectos de generación.
- Escasez de personal calificado en el área de las energías renovables, principalmente para la puesta en marcha y mantenimiento de centrales eólicas.
- Poca experiencia de los operadores y planificadores del sistema de transmisión ecuatoriano, al no existir en el portafolio de generación eléctrica considerables bloques de energía renovable no convencional como la proveniente del viento.
- Bajo conocimiento tecnológico y falta de industria nacional dedicada a la fabricación de componentes, partes o equipamiento para los aerogeneradores.

La falta de preparación técnica y desconocimiento en el manejo a gran escala de las energías renovables propios de la ausencia de estas tecnologías en el país conllevan a presentarse varias implicaciones, tanto en el ámbito ambiental como en el ámbito económico y técnico.

Dentro de las implicaciones ambientales y económicas, la ausencia de generación eléctrica basada en fuentes renovables no convencionales ocasiona la no diversificación de la matriz energética del país, provocando que no se aprovechen los recursos provenientes de fuentes abundantes como el viento, y más bien depender en gran medida de fuentes convencionales como la generación hidroeléctrica la cual genera impacto ambiental por el volumen de construcción y espacio que esta tecnología necesita o la contaminación ambiental producida por las centrales de combustión.

En cuanto a las implicaciones técnicas, el país no cuenta con experiencia a nivel de planificación, desarrollo y operación de grandes bloques de energía eólica, contrario a Brasil que hasta el año 2018 tenía una capacidad instalada de 14,400 MW, siendo el referente de América Latina en la industria eólica [12].

Por lo mencionado anteriormente, nace la motivación de desarrollar el trabajo de titulación propuesto para adquirir experiencia en el área de planificación y operación, para lo cual se simulará los posibles escenarios como disturbios y eventos de conexión y desconexión, estableciendo lineamientos para una eficiente operación por parte del personal encargado del sistema.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Evaluar técnicamente la respuesta del sistema nacional interconectado frente a la inclusión de generación eléctrica no convencional proveniente de proyectos eólicos a través de un software de simulación.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Modelar los aerogeneradores con las características de los proyectos eólicos estudiados y sus lugares de emplazamiento para integrarlos a la red de transmisión como centrales de generación.
2. Simular con un software computacional los flujos de potencia del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) resultante debido a la integración de nuevas plantas de generación eólica a la red de transmisión eléctrica, para evaluar el comportamiento del SEP en el área de influencia de los proyectos.
3. Analizar la estabilidad de la red de transmisión con la inclusión de la generación eléctrica no convencional, para determinar y corregir los posibles fenómenos que se puedan presentar en los escenarios de simulación.

1.4. Organización del manuscrito

El manuscrito de este trabajo ha sido organizado como sigue:

Capítulo 1: Antecedentes, objetivos y contribuciones que se analizarán en el presente trabajo de titulación.

Capítulo 2: Revisión teórica de la energía eólica a nivel mundial, en Latinoamérica, y en el Ecuador.

Capítulo 3: Descripción de metodología a usar, análisis de la demanda sin el ingreso de los proyectos PEMH y Villonaco II-III y con el ingreso de los mismos, planteamiento de contingencias.

Capítulo 4: Simulación mediante DigSilent PowerFactory de la integración de los proyectos eólicos al sistema nacional interconectado, recolección de datos, simulación de contingencias.

Capítulo 5: Análisis de resultados obtenidos en el capítulo 4 tanto para la integración de los proyectos como para las contingencias, conclusiones y recomendaciones.

Capítulo 2

Marco teórico referencial

2.1. Energía eólica

Es un tipo de energía cinética producida por el efecto de las corrientes de aire en movimiento. Se considera una energía renovable, ya que no contamina y permite reemplazar la energía producida por la quema de combustibles fósiles.

Las corrientes de aire en movimiento se producen por el calentamiento de masas de aire formadas debido a la radiación solar. Este movimiento de masas originan diferencias de presión, que ayudan al propio movimiento del aire en forma de fuerzas de gradiente de presión. La fuerza de rotación de la Tierra conocida también como fuerza de Coriolis, hace que las masas de aire en movimiento sufran una desviación hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. [3]

La interacción de estas dos fuerzas produce vientos llamados geostróficos o globales, en alturas superiores a los 1,000 m. Dada la altura en que se ubican no son afectados por la superficie terrestre.

En cambio, los vientos superficiales se ven influenciados por el relieve de la Tierra, que pueden modificar la dirección y velocidad de estos vientos. A alturas de 100 metros o menos; los vientos superficiales se ven influenciados por la rugosidad de la superficie terrestre y por obstáculos como: árboles, montañas y edificaciones. Para las aplicaciones de generación de energía, los vientos superficiales son los más importantes ya que ellos producen la energía mecánica. [3]

2.1.1. Características de la energía eólica

La principal característica de la energía eólica es la variación de la velocidad del viento tanto en magnitud como en dirección, esta variación depende principalmente de:

- La época del año y sus estaciones
- Las características locales de la superficie
- Los obstáculos

Por lo general durante la mañana el viento suele tener más velocidad que en horas de la noche. Esta variación afecta directamente a la generación de energía. Sin embargo, la inercia

mecánica de los aerogeneradores suele compensar estas rápidas variaciones.

Esta variabilidad se manifiesta como fluctuaciones de voltaje y es el principal problema asociado a la energía eólica. Sin embargo, en sistemas eléctricos con participación eólica menor al 10% es prácticamente imperceptible. En cambio, en redes aisladas con un porcentaje mayor de participación eólica, el sistema debe considerar el nivel apropiado de voltaje para que los usuarios no se vean afectados por estas variaciones conocidas como efecto “Flicker”. [3]

2.1.2. Ventajas de la energía eólica

Recurso inagotable

El viento es una fuente abundante e inagotable y siempre se puede contar con el mismo para la producción de energía. Esto hace que esté disponible en varios lugares del mundo.

Ocupa poco espacio

Para producir la misma cantidad de energía eléctrica, un parque eólico necesita menos terreno que una granja solar fotovoltaica. Además, es una tecnología reversible, es decir que el área ocupada por el parque puede restaurarse para llevar el terreno a sus condiciones iniciales.

No contamina

La energía eólica es la fuente de energía más limpia, debido a que durante el proceso de generación no existe combustión. Por lo tanto, no produce emisiones al medio ambiente. Además, los aerogeneradores tienen un ciclo de vida muy largo antes de ser retirados de servicio.

Es compatible con otras actividades

La actividad agrícola y ganadera conviven en armonía con el funcionamiento de un parque eólico. Por lo tanto, existe un impacto positivo en la economía local, permitiendo que las instalaciones no interrumpan con el desarrollo de la comunidad al mismo tiempo que se presenta una nueva fuente de ingresos.

2.1.3. Desventajas de la energía eólica

Variabilidad del viento

El viento es impredecible por lo que con frecuencia no se cumplen los pronósticos de producción. Para minimizar los riesgos las inversiones en estas tecnologías son a largo plazo. A modo de ejemplo, los aerogeneradores funcionan correctamente con velocidades de viento entre los 4 y los 20 m/s. A velocidades menores la producción energía no es rentable y a velocidades mayores se presenta un riesgo para el aerogenerador.

Energía no almacenable

La energía eólica no se puede almacenar, por lo que debe ser consumida de manera inmediata. Esto hace que esta tecnología no ofrezca una alternativa completa como lo hacen otras tecnologías de generación.

Impacto en el paisaje

Los grandes parques eólicos son visibles desde largas distancias por lo que causan un impacto considerable en el paisaje. La altura promedio de las torres oscila entre los 25 y los 100 metros, con palas giratorias que se elevan otros 50 metros. [13]

2.2. Inicios de la energía eólica

A finales del siglo XIX apareció el primer molino, que fue denominado como "multipala americano", su creador fue Charles Brush en los años 1886-1887. Se trataba de un aerogenerador de 12 kW, cuya energía era almacenada en 12 baterías, su altura era de 17 metros con 144 palas y funcionó durante 20 años, en la figura 2.1 se puede observar el molino multipala americano.

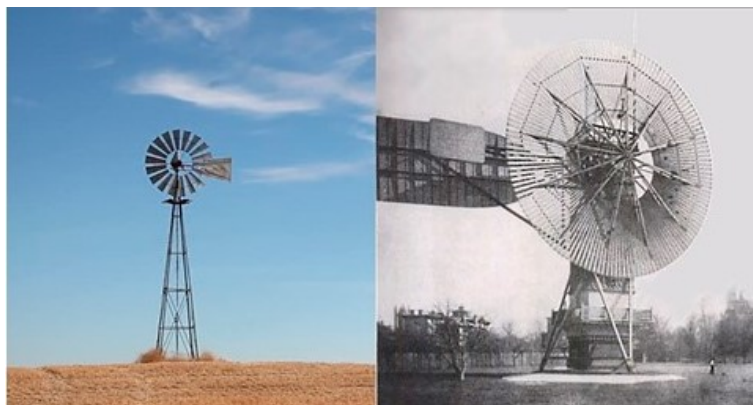


Figura 2.1: Primer molino multipala americano. [1]

Paul la Cour de Dinamarca construyó un túnel de viento para realizar las primeras pruebas científicas. Descubrió que pocas y delgadas palas son más eficientes para generar electricidad, por ello es considerado como el padre de los aerogeneradores modernos. En 1891 construyó su primera turbina eólica para dotar de alumbrado a una escuela, pero, en lugar de cargar baterías, produjo hidrógeno para almacenar energía.

Posteriormente, en 1922, el ingeniero finlandés Sigurd J. Savonius crea la turbina eléctrica que lleva su nombre. Aerodinámicamente, son dispositivos de arrastre o resistencia que constan de dos o tres palas. Mirando desde la parte superior las palas forman una S. Estos elementos no necesitan orientarse en la dirección del viento y empiezan a girar con vientos de baja velocidad, la turbina Savonius se observa en la figura 2.2. [14]

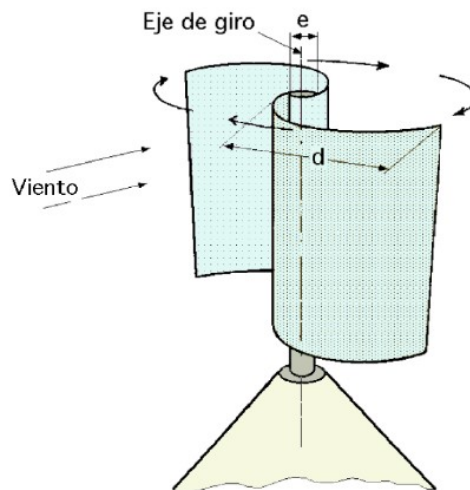


Figura 2.2: Turbina Savonius. [2]

En 1929 Albert Betz, profesor de la Universidad de Göttingen (Alemania), con su trabajo teórico denominado Ley de Betz, comprobó que la máxima potencia aprovechable de una turbina eólica es de 59.3% [14]

La cantidad de energía que se puede obtener del viento está en función del tamaño de la turbina y de la longitud de sus aspas. Dicha cantidad de energía es proporcional a las dimensiones del rotor y al cubo de la velocidad del viento. En teoría, al duplicarse la velocidad del viento, el potencial de la energía eólica aumenta en un factor de ocho.

La capacidad de las turbinas eólicas ha aumentado a lo largo del tiempo. Por ejemplo, en 1985, las turbinas contaban con una capacidad nominal de 50 kW y un diámetro de rotor de 15 metros. Actualmente proyectos de energía eólica tienen capacidades de turbinas de aproximadamente 4 MW en tierra y de 3 a 6 MW en alta mar.

2.3. Turbinas eólicas

Las turbinas eólicas son máquinas rotatorias que aprovechan el viento para convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Las turbinas eólicas están generalmente alejadas de los centros de consumo e incluso de las subestaciones, debido a que necesitan un rango específico de velocidad de viento y esto se obtiene en emplazamientos alejados de la urbe. [3]

Como se observa en la figura 2.3 un aerogenerador o turbina eólica se compone principalmente de:

- Aspas o palas (reciben la energía eólica)
- Caja de engranajes (transforma la energía eólica en mecánica)
- Generador eléctrico (transforma la energía mecánica en energía eléctrica)
- Torre (soporta a toda la estructura y le permite alcanzar la altura de funcionamiento)

- Freno (detiene el aerogenerador en condiciones de sobre velocidad y para tareas de mantenimiento)

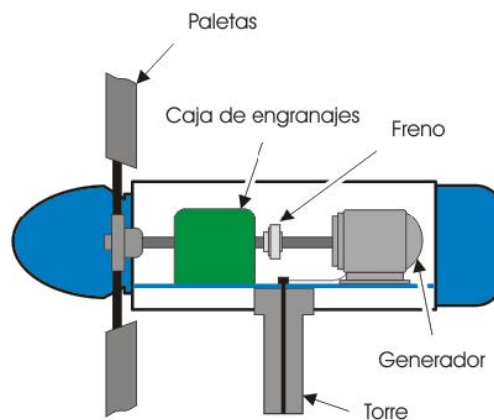


Figura 2.3: Partes de una turbina eólica. [3]

Funcionamiento de una turbina eólica

Las palas de la turbina eólica producen elevación cuando el aire atraviesa una parte de su superficie en forma más rápida que por otra. Esta elevación produce el giro de las aspas de la turbina, que están conectadas a un generador a través de engranajes dentro de la góndola.

La fuerza del viento sobre las palas produce giro en el eje. De tal forma que la potencia mecánica (P_m), transferida al eje por el viento está definido por la Eq. 2.1 [3]

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.1)$$

Donde:

ρ = densidad del aire [kg/m^3]

A = área de barrido de las palas [m^2]

v = velocidad del viento [m/s]

La potencia aprovechada por el rotor del aerogenerador (P_a) se obtiene al agregar un factor de corrección a la Eq. 2.1, este factor representa la eficiencia de conversión de potencia eólica-mecánica de un aerogenerador y se lo conoce como Coeficiente de potencia (C_p). [3]

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (2.2)$$

La máxima potencia eólica aprovechada por el aerogenerador lo determina el límite de Betz, en los aerogeneradores modernos se sitúa en alrededor del 45% (el límite máximo teórico llega a 59.3%).

2.4. Clasificación de las turbinas eólicas

Existen diferentes tipos de aerogeneradores que pueden clasificarse en función de diversos criterios. A continuación, se muestran algunas de las posibles clasificaciones: [15]

Según la posición del eje de giro

- Aerogeneradores de eje vertical.
- Aerogeneradores de eje horizontal, (comúnmente usados debido a su mayor rendimiento).

Según el número de palas

- Aerogeneradores monopala, (de muy poco uso).
- Aerogeneradores bipala, son poco comunes debido a la necesidad de mayor velocidad de giro para producir la misma cantidad de energía.
- Aerogeneradores tripala (son los más usados actualmente).

Según la posición del rotor

- Casi todos los aerogeneradores modernos usan la disposición a barlovento en las que el rotor se sitúa por delante de la torre. Sin embargo, necesitan de un mecanismo de orientación para mantener su posición.
- En las turbinas a sotavento, el rotor se encuentra por detrás de la torre. Por lo tanto, no necesitan de un sistema de orientación. [15]

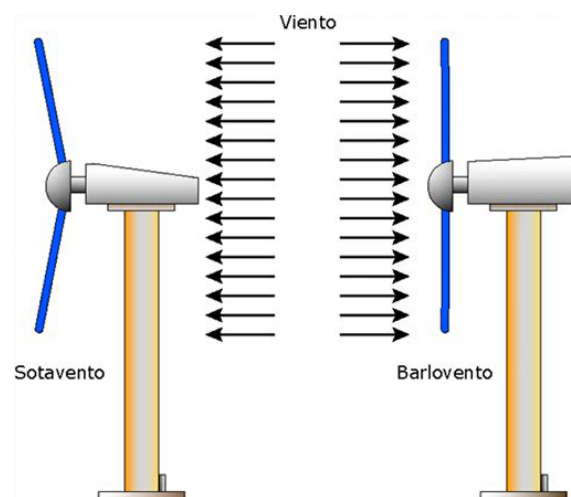


Figura 2.4: Tipos de aerogenerador según la posición del rotor. [4]

Según la tecnología de control

- Aerogeneradores de velocidad fija

En estos aerogeneradores, la velocidad de giro es constante y está en función de la frecuencia de la red y la relación de la caja multiplicadora entre otros. Están diseñados

para alcanzar su eficiencia máxima a una velocidad determinada. [3], [15]

Las principales ventajas de los aerogeneradores de velocidad fija son su bajo precio, robustez y confiabilidad. Su principal desventaja es el consumo excesivo de potencia reactiva, además del hecho que todas las variaciones de velocidad de viento se convierten en variaciones en el par mecánico y éstas pueden provocar fluctuaciones en el voltaje. [3], [15]

- Aerogeneradores de velocidad variable

Están diseñados para alcanzar la máxima eficiencia aerodinámica dentro de un amplio rango de velocidades de viento, logrando: aumentar la potencia generada, suavizar las oscilaciones debidas a la variabilidad del viento y mejorar la calidad de la energía entregada. La principal desventaja es la pérdida de energía en el convertidor de potencia y el costo elevado debido al uso de electrónica de potencia. [3], [15]

2.5. Aerogeneradores usados en la industria

Con el avance de la tecnología el tamaño de las turbinas eólicas comerciales ha aumentado exponencialmente en los últimos 30 años, como se demuestra en la figura 2.5. El tamaño de las turbinas ha aumentado de 50 kW en 1980 a 7.5 MW en 2010 y a los 15 MW para el año 2020. [16]

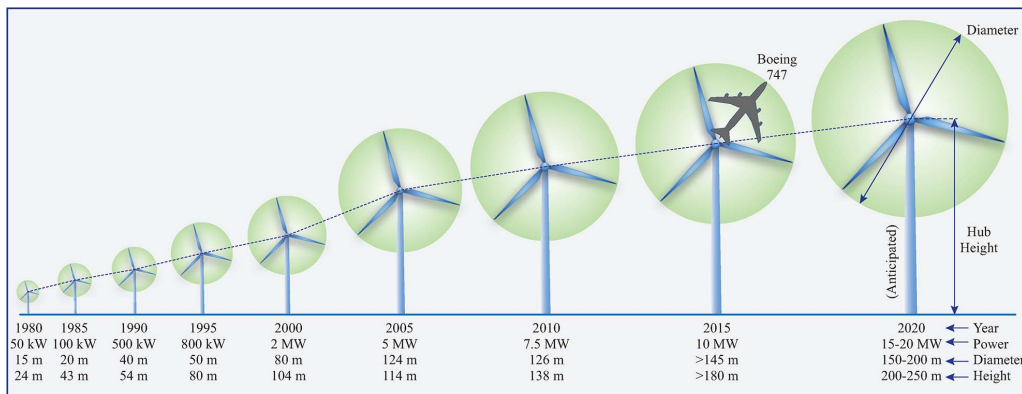


Figura 2.5: Evolución del tamaño de las turbinas eólicas. [5]

El diámetro del rotor de la turbina eólica también ha aumentado considerablemente, pasando de 15 m en 1980 a más de 150 m para el año 2020. [17]

La tecnología offshore también impulsa el crecimiento de las turbinas de viento. El mercado indica que el diámetro del rotor y la potencia nominal de las turbinas eólicas offshore (situadas en el mar) son mayores en comparación con las turbinas situadas en tierra.

Se espera que muy pronto entren en funcionamiento turbinas de 20 MW con diámetros de rotor superiores a 150 m, equivalente al doble de la longitud de un avión Boeing 747. [5]

Por otro lado, se han experimentado grandes avances tecnológicos en términos de diseño aerodinámico, sistemas mecánicos, generadores eléctricos, convertidores electrónicos de potencia, integración a sistemas de potencia y teoría de control. En este sentido, los generadores eléctricos y los convertidores electrónicos de potencia son los componentes principales en el funcionamiento de los sistemas de conversión de la energía eólica WECS, por sus siglas en inglés. [5]

A continuación se describen los tipos de generadores y sistemas de conversión usados en los sistemas WECS.

2.5.1. Tipo 1: Turbina de velocidad fija con tecnología SCIG

Este tipo de turbinas utiliza un generador de inducción tipo jaula de ardilla SCIG por sus siglas en inglés, el cual se conecta a la red a través de un arrancador suave y un transformador elevador, como se visualiza en la figura 2.6.

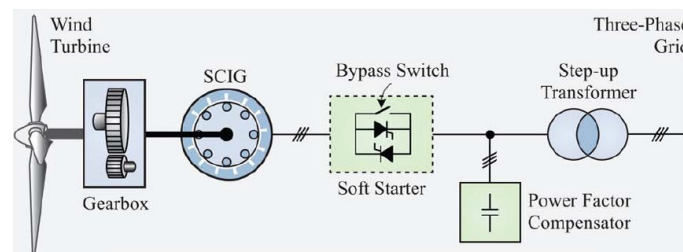


Figura 2.6: Turbina eólica con generador SCIG. [5]

Esta es la tecnología más antigua y la primera desarrollada para las turbinas eólicas. En los WECS de alta potencia, el SCIG contiene 4 polos para un funcionamiento a 50 Hz y 6 polos para un funcionamiento a 60 Hz. La velocidad del generador puede soportar una variación máxima del 1 % de la velocidad del viento.

El SCIG extrae la energía reactiva de la red y para compensar esto, se suelen emplear bancos de condensadores trifásicos. [18]

Esta tecnología se caracteriza por su simplicidad, bajos costos iniciales y funcionamiento confiable. Los mayores inconvenientes incluyen: menor rendimiento en la conversión de la energía eólica y variaciones en la velocidad del viento que se reflejan en la red. A pesar de sus inconvenientes, esta configuración ha sido aceptada por la industria y actualmente existen turbinas comerciales disponibles en el rango de MW como: Vestas V82 con una potencia de 1.65 MW y Siemens SWT 2.3-101 con una potencia de 2.3 MW. [5]

2.5.2. Tipo 2: Turbina de velocidad variable con tecnología semi variable WRIG

En esta tecnología se usa un generador de inducción con rotor bobinado WRIG por sus siglas en inglés, y se encuentra conectado a la red por medio de un arrancador suave y un transformador elevador como se puede observar en la figura 2.7.

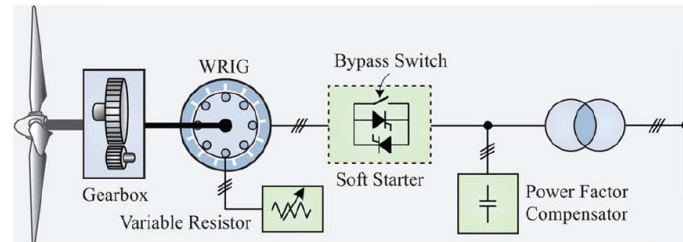


Figura 2.7: Turbina eólica con generador WRIG. [5]

La resistencia variable del rotor influye en la característica par/velocidad del generador, permitiendo el funcionamiento de la turbina a velocidad variable. [19] La resistencia del rotor se ajusta normalmente mediante un convertidor de potencia compuesto por un rectificador de diodos.

El rango de ajuste de la velocidad está típicamente limitado a cerca del 10% de su velocidad nominal. Con el funcionamiento de velocidad variable, el sistema puede capturar más energía del viento, pero también tiene pérdidas de energía en la resistencia del rotor. Esta configuración también requiere de una caja de cambios, el arranque suave y la compensación de la energía reactiva. [5]

La tecnología WRIG ha estado en el mercado desde mediados de los años 90 con una potencia de hasta 2 MW. Algunos ejemplos de soluciones comerciales son: Vestas V66 con una potencia de 2 MW y Suzlon Energy S88 con una potencia de 2.1 MW. Esta configuración se está volviendo menos importante entre los fabricantes de turbinas eólicas debido a su rango limitado de velocidad y baja eficiencia de conversión de energía. [5]

2.5.3. Tipo 3: Turbina de velocidad variable con tecnología semi variable DFIG

Las turbinas de tipo 3 usan un generador de inducción doblemente alimentado DFIG por sus siglas en inglés y se puede observar en la figura 2.8. En este caso la energía del generador se transfiere a la red a través de los bobinados del estator y del rotor.

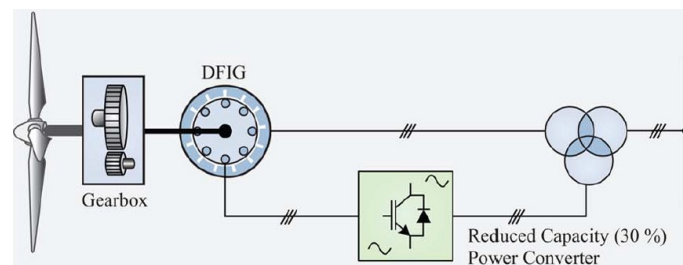


Figura 2.8: Turbina eólica con generador DFIG. [5]

En el circuito del rotor se emplea un convertidor de potencia para procesar la potencia de deslizamiento, que es aproximadamente el 30% de la potencia nominal del generador. Al

igual que en las turbinas de Tipo 1 y 2, esta configuración también utiliza la caja de engranajes, pero no el arrancador suave ni la compensación de la potencia reactiva. [20]

El uso de los convertidores de potencia permite el flujo de potencia bidireccional y aumenta el rango de velocidad del generador. Este sistema se caracteriza por una mayor eficiencia de conversión de potencia general al realizar un seguimiento del punto de máxima potencia MPPT por sus siglas en inglés, [21] un rango de velocidad ampliado (30%), un mejor rendimiento dinámico y una mayor robustez frente a las perturbaciones del sistema de potencia en comparación con las turbinas de Tipo 1 y 2.

Estas características han hecho que la tecnología DFIG sea una de las tecnologías dominantes en la industria eólica de hoy en día, con una participación en el mercado de aproximadamente el 50%. Algunas turbinas DFIG de alta potencia son: Repower 6M con una potencia de 6 MW, Bard con una potencia de 5 MW y Acconica AW-100/ 3000 con una potencia de 3 MW. [5]

2.5.4. Tipo 4: Turbina de velocidad variable con tecnología SCIG, PMSG O WRSG

Este tipo de turbinas eólicas pueden usar generadores de inducción tipo jaula de ardilla SCIG, generadores síncronos con imanes permanentes PMSG o generadores síncronos con rotor bobinado WRSG y transfieren la energía a la red por medio de un convertidor de potencia y un transformador elevador, esto puede ser observado en la figura 2.9.

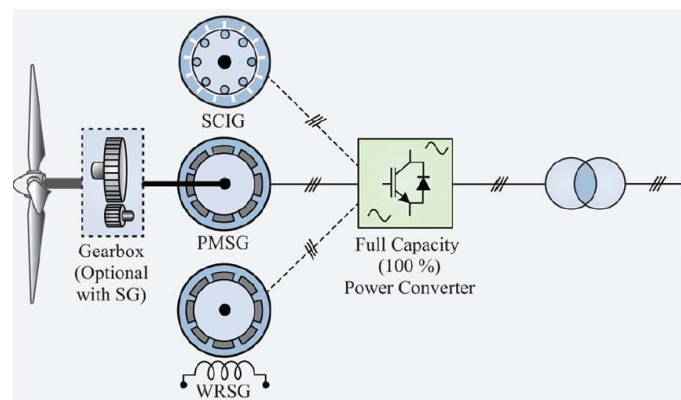


Figura 2.9: Turbina eólica con generador SCIG, PMSG o WRSG. [5]

Para este tipo de turbinas los convertidores de potencia deben tener la misma capacidad del generador; por lo tanto, el tamaño, el costo y la complejidad del sistema aumenta. Además, las pérdidas en el convertidor de potencia son mayores, lo que conduce a una menor eficiencia. Sin embargo, con el convertidor de potencia a plena capacidad, el generador está totalmente desacoplado de la red, y puede funcionar en todo el rango de velocidades (0 a 100%). [5]

La eficiencia de conversión de energía eólica es mayor en estas turbinas en comparación con otros tipos. Esta configuración es más robusta en presencia de fallas del sistema de energía en comparación con las turbinas de Tipo 1, 2 y 3. [21] Las típicas turbinas comerciales

incluyen: Enercon E126 con una potencia de 7.5 MW; Multibrid M5,000 con una potencia de 5 MW y Vestas V-112 con una potencia de 3 MW. [5]

2.5.5. Tipo 5: Turbina de velocidad variable con tecnología WRSG

La turbina eólica de tipo 5 usa un generador síncrono de rotor bobinado y se conecta directamente a la red por medio de un convertidor de velocidad y par como se muestra en la figura 2.10.

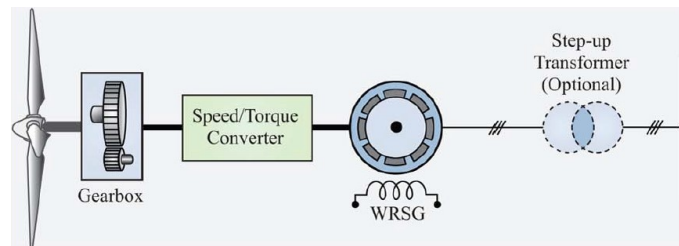


Figura 2.10: Turbina eólica con generador WRSG y convertidor de par/velocidad. [5]

El funcionamiento en régimen de velocidad variable se logra mediante un convertidor mecánico en lugar de un convertidor eléctrico. [22] El convertidor de par/velocidad transforma la velocidad variable de la turbina eólica en velocidad constante. El generador funciona a una velocidad fija y está directamente conectado a la red a través de un disyuntor de sincronización. [5]

El coste global del sistema y el espacio se reducen, ya que no se necesita un convertidor electrónico de potencia.

El generador puede ser conectado directamente al sistema colector de MV sin ningún transformador elevador ya que no hay ninguna restricción impuesta por el convertidor electrónico de potencia. A pesar de las ventajas de esta configuración, no es muy usado en la industria de la energía eólica debido a los limitados conocimientos relacionados con el convertidor mecánico. Las soluciones comerciales que utilizan esta tecnología son: DeWind con una potencia de 2.2 MW, Windtec SuperGear con una potencia de 2 MW y Wikov W2,000 que entrega una potencia de 2 MW. [5]

2.6. Parques eólicos

Un parque eólico conocido también como granja eólica es una agrupación de aerogeneradores dentro de una determinada área de terreno. Los parques eólicos se pueden ubicar en tierra (onshore), o en el mar (offshore).

El número de aerogeneradores que constituyen un parque eólico depende principalmente de la superficie disponible y de las características del viento en el lugar. Antes de implementar un parque eólico se estudia el viento en el lugar durante un periodo de tiempo por medio de veletas y anemómetros. Los datos recogidos sirven para trazar la rosa de los vientos que indica las direcciones predominantes del viento y su velocidad. [3]

2.6.1. Componentes de un parque eólico

Aerogenerador

Los aerogeneradores, están conformados por: turbina, caja de engranajes y generador, y se sitúan en la parte superior de una torre, generalmente de acero, la misma que descansa sobre una base cimentada de hormigón armado.

Subestación

Esta estructura incluye el edificio de control y el patio de maniobras del parque eólico. La superficie promedio de una subestación es de unos 1,000 m².

Línea eléctrica de evacuación

Los parques eólicos evacuan su energía mediante líneas aéreas de alta tensión. En Europa generalmente la potencia se evacua a 66 kV. En Ecuador se tiene como referencia el parque eólico Villonaco ubicado en Loja el cual evacua su potencia generada a nivel de 69 kV desde la subestación elevadora hasta la subestación de conexión con el SNI. [23]

Plataformas de montaje

Las plataformas se construyen para realizar el montaje de los aerogeneradores. Posteriormente serán utilizadas para la ejecución de grandes mantenimientos, como el cambio de una pala de un aerogenerador.

2.7. Conexión de parques eólicos a la red eléctrica

La conexión de parques eólicos a la red eléctrica implica la introducción de fluctuaciones propias de la naturaleza de la energía eólica en el SEP. Por lo tanto, se presentan varios desafíos para los operadores del sistema nacional interconectado SNI para mantener la operación del SEP dentro de los parámetros óptimos de voltaje y frecuencia que requiere el sistema. [24], [25]

El desafío principal con respecto a la integración de energía eólica en la red se basa en dos aspectos:

- Mantener un nivel de tensión aceptable para todos los consumidores dentro de un sistema eléctrico de potencia.
- Mantener el equilibrio de potencia del sistema, es decir el balance entre generación y demanda.

2.8. Efectos de la conexión de parques eólicos a la red eléctrica

Tanto la generación de energía eléctrica como el consumo de la misma, ocasionan un conjunto de efectos no deseados en la red. En el caso de la energía eólica estos efectos son

aún más importantes dado la variabilidad del recurso eólico. [25]

El término calidad de energía se usa para describir cómo se entrega ésta a los consumidores. Los parámetros sobre los que se basa son la corriente, el voltaje y la frecuencia. [3]

Entre los principales efectos debido a la conexión con fuentes de energía eólica se tiene: [3]

2.8.1. Flicker

Las variaciones de tensión conocidas también como Flicker son el resultado de fluctuaciones rápidas de pequeña amplitud en la onda de tensión y son provocadas principalmente por:

- La variación de potencia que absorben ciertos equipos como: hornos de arco, soldadoras, motores.
- La conexión o desconexión de cargas importantes, arranque de motores y maniobras en las baterías de los condensadores.

En el caso de los parques eólicos, estos también inyectan Flickers a la red cuando están conectados, esto se debe principalmente a:

- Influencia de la velocidad del viento.
- Turbulencias.
- Número de aerogeneradores conectados en grupo.
- Topología de red.

Se distinguen dos regímenes de operación de los parques eólicos en los cuales pueden aparecer los Flickers: [26]

1. **Régimen de operación continua de los aerogeneradores:** los Flickers producidos en operación continua con causados por la variación en la velocidad de viento, efecto sombra de las torres y las características mecánicas del aerogenerador.
2. **Régimen de operaciones de conmutación:** El arranque y parada de los aerogeneradores, cambio entre generadores o devanados de los mismos, ocasiona cambios en la producción de energía del parque, por lo tanto, existirán variaciones de voltaje en el punto de conexión provocando la aparición de Flickers en la red.

2.8.2. Flujos de potencia inversos

En los sistemas convencionales comúnmente la potencia fluye desde los sistemas de alto voltaje a los de bajo voltaje, esto no aplica para la generación distribuida, apareciendo los flujos de potencia inversos. En donde, si un generador entrega más energía a la red de la que se necesita, este exceso de potencia será revertido a la red a través de los transformadores.

Esta situación presenta inconvenientes al momento de calibrar los taps en los transformadores, puesto que esta calibración se la hace en el lado de alto voltaje mediante reguladores de voltaje, en donde la complejidad de los sistemas de control de voltaje podría llegar a ser un problema en estos sistemas, si bien la mayoría de sistemas de control funcionan bien con los flujos de potencia inversos, en algunos regímenes de operación aún hay problemas, los cuales con el avance de la tecnología están siendo superados mediante el uso de dispositivos de control más sofisticados. [3]

2.8.3. Transitorios por conexión y desconexión

La capacidad de los generadores de seguir conectados a la red en situación de contingencia depende de:

- La topología de la red
- La naturaleza de la perturbación
- Las características del generador

En ciertas condiciones en las que la estabilidad de la red se reduce, algunos generadores pueden aportar para el restablecimiento de la estabilidad. Por lo que resulta beneficioso para el operador y para el generador que la planta permanezca conectada.

2.9. Energía eólica a nivel mundial

2.9.1. Análisis de la energía Eólica a nivel mundial.

La energía eólica cuenta con el crecimiento mas rápido dentro de las renovables. Se está implementando en todo el mundo, desde lugares con vientos muy favorables hasta lugares en donde la velocidad del viento no es la más recomendable

Su auge se debe fundamentalmente a la reducción de costos que la tecnología ha tenido. En las últimas décadas la energía eólica se ha multiplicado por al menos 75 veces, con un incremento de mas de 500 GW del año 1997 a 2018, según datos de [IRENA](#) (International Renewable Energy Agency).

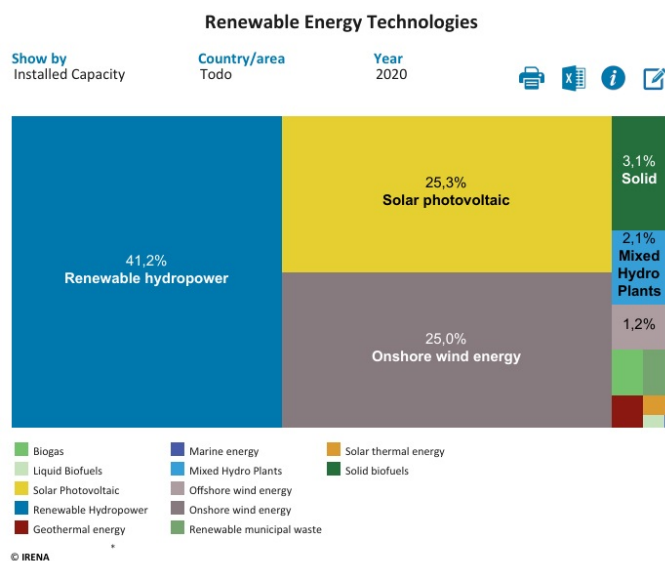


Figura 2.11: Tecnología en Energías Renovables. [6]

El mayor desarrollo se ha dado en las tecnologías Solar y Eólica, teniendo todavía una fuerte prevalencia la Energía Hidráulica, pero a la vez recortando cada vez más la brecha entre estas tecnologías.

En 2019 la energía eólica representó el 16% de la electricidad generada por E.R. [6]. Esto se debe en gran parte a la reducción de costos, y luego porque en casi todo el planeta hay corrientes de viento favorables para el uso de esta tecnología.

La energía eólica no solo se puede aprovechar en tierra, los océanos también nos ofrecen un gran potencial (Offshore Wind y Onshore Wind), siendo útil para países con perfiles costaneros extensos. [6]

En cuanto a temperatura, en el mar son diferentes a las de la tierra esto debido a distintas altitudes de la atmósfera que se tiene en la superficie terrestre.

Por lo tanto se puede emplazar aerogeneradores de menor altura con un período de trabajo útil mayor, lo que nos daría como consecuencia una eficiencia técnica en producción energética.

La energía Eólica presenta un mayor desarrollo en los países más desarrollados teniendo como protagonistas a: China, Usa, Alemania y por América Latina Brasil.

2.9.2. Capacidad Instalada a nivel mundial y que país lidera esta tecnología.

Como se dijo antes el desarrollo de la Energía Eólica ha sido de crecimiento exponencial, para el año 2006 el país con un mayor crecimiento era USA, para el año 2016, fue China con 148.6 GW, lo cual representaba el 32% de la capacidad mundial, teniendo como capacidad instalada para ese momento 470 GW.

China se mantiene en el primer lugar con una capacidad instalada de 281.9GW teniendo un crecimiento de casi el 100% desde el año 2016, seguido por USA con 117.7 GW que representa alrededor del 40% de crecimiento con respecto al año 2016, lo que nos muestra claramente la total superioridad en cuanto a desarrollo Eólico que tiene China con respecto a USA y por ende al resto del mundo. Esto permite concluir que este escenario no ha variado desde el 2016, a continuación lo ilustraremos: [6]

Ranking de Energía Eólica a nivel mundial			
Ranking	País	Capacidad Instalada	Unidad
1	CHINA	281,992.67	MW
2	USA	117,743.80	MW
3	GERMANY	62,184.00	MW
4	INDIA	38,558.60	MW
5	SPAIN	27,088.83	MW
6	UNITED KINGDOM	24,665.11	MW
7	FRANCE	17,381.85	MW
8	BRASIL	17,198.32	MW
9	CANADA	13,577.00	MW
10	ITALY	10,839.46	MW

Tabla 2.1: Energía Eólica a nivel mundial.

En Sudamérica destaca Brasil, que además ha sido tomado como ejemplo para el resto de naciones en esta parte del mundo.

Las energías renovables cuestan cada vez menos que las opciones de generación basadas en combustibles fósiles. En 2019 la capacidad renovable agregada obtuvo menores costos de electricidad que el carbón, siendo protagonistas proyectos eólicos y solares, según los últimos informes presentados por [IRENA](#).

Los resultados de la subasta muestran que estas tendencias favorables en los costos de las energías renovables se están acelerando. Los costos de la energía Eólica y Solar han seguido cayendo, a estos se han sumado tecnologías como: bioenergía, geotermia e hidroeléctricas más ecológicas. [6]

	2016	2010	2006
TOTAL POR TIPO	112,478.4	101,617.3	39,655.9
Financiación por activos	112,478.4	101,617.3	33,655.3
África	107,902.3	94,923.2	37,093.1
Asia	41,255.8	34,553.8	6,392.8
América Central y Sur	6,054.7	2,112.1	156.9
Europa UE	37,418.2	30,375.2	18,849.2
Ote.Medio y África Norte	1,933.1	1,036.1	209.9
Europa no UE	3,231.1	1,549.9	478.3
Ámerica Norte y Caribe	16,139.1	23,103.4	10,143.3
Oceanía	1,577.4	2,187.8	770.2
I+D Corporativo	381.0	646.6	436.6
I+D Gubernamental	828.8	698.6	300.2
Mercados Públicos	4,278.7	4,785.9	1,466.5
Capital Reinvertido	-1,451.6	-996.2	-531.3
ap. riesgo/cap.priv	539.1	383.4	891.8
TOTAL POR REGIÓN	112,478.4	101,617.3	39,655.9
África (ex.África norte)	253.0	24.4	11.5
Asia	41,713.3	37,390.3	6,796.4
América Central y Sur	6,513.8	2,431.1	160.1
Europa UE	40,488.1	31,906.6	20,791.9
Ote.Medio África Norte	1,933.6	1,047.4	209.9
Europa no UE	3,284.9	1,654.5	486.7
América Norte y Caribe	16,741.6	24,915.1	10,243.4
Oceanía	1,550.0	2,247.1	875.0

Tabla 2.2: Inversión Eólica nueva (millones USD).

A continuación, mostraremos algunos datos a considerar si se reemplaza el carbón por fuentes renovables:

- Reemplazar 500 GW de capacidad instalada de carbón con energías renovables de mayor desarrollo como son la solar y eólica reduciría los costos anuales del sistema hasta en USD 23 mil millones por año y produciría un estímulo por valor de USD 940 mil millones, o alrededor del 1 % del (PIB) mundial. [6]
- Debemos también considerar que al reemplazar el uso de carbón con energías renovables también reduciría las emisiones anuales de dióxido de carbono (CO2) en alrededor de 1.8 giga toneladas, o el 5 % del total global del año 2020. [6]
- Las continuas disminuciones de costos confirman la necesidad de energía renovable como una solución para la sociedad y la economía mundial. [6]
- Costos de Energía Eólica en países con mayor desarrollo de la tecnología desde 1982 hasta 2019:

COSTO DE ENERGÍA EÓLICA		
País	USD/KWh	Año
CHINA	0,0470	2019
USA	0,0480	2019
GERMANY	0,0720	2019
INDIA	0,0490	2019
SPAIN	0,0510	2019
UNITED KINGDOM	0,0710	2019
FRANCE	0,0650	2019
BRASIL	0,0480	2019
CANADA	0,0730	2019
ITALY	0,0620	2019

Tabla 2.3: Costo Energía Eólica.

2.10. Energía eólica en Latinoamérica y el Caribe

2.10.1. Análisis de Energía Eólica en Latinoamérica

En el 2019, América Latina y el Caribe contribuyeron con el 6% de la generación total mundial en E.R, esto haciendo un analisis de comportamiento con el año 2018 donde se redujo en un 0.08%. [12]

El 58.5% de la generación eléctrica pertenece a fuentes renovables, lo restante se reparte entre combustibles fósiles y nuclear.

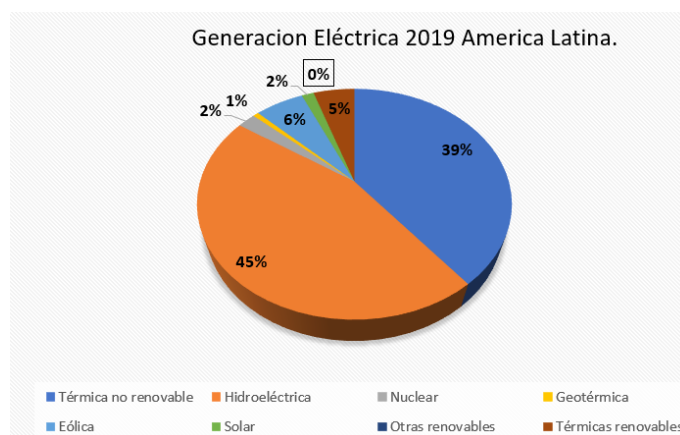


Figura 2.12: Generación eléctrica 2019 América Latina.

En América latina, Brasil es el referente en la región con una generación aproximadamente de 626 TWh en el 2019, este total se divide en:

- 64 % generación hidráulica.
- 36 % resto de energías renovables.

También en el 2019, México incrementó su generación eléctrica en un 2.06 % con respecto a su generación anterior. [12]

América Central en el año 2019 duplicó su generación eléctrica con respecto al año 2000, "pasando de 27,094 GWh a 56,178 GWh", en esta región la generación eléctrica se distribuye de la siguiente manera: [12]

- Hidroeléctrica teniendo un valor superior al 38 %.
- Térmica con un 35 %.
- Geotérmica con una participación del 7.5 %.

Realizando un análisis del Cono Sur, sin sopesar a Brasil, en 2019 se tuvo una generación de 273 TWh, lo cual indica una reducción del 5.22 % respecto al 2018.

La energía eólica por su parte tuvo un incremento de aproximadamente 55 % con respecto al año 2018, "pasando de 9.4 TWh en el 2018 a 14.6 TWh en el 2019". [12]

2.10.2. Capacidad instalada en América Latina.

En el año 2015, la inversión mas alta en energía limpia fue de países en desarrollo, principalmente destaco Latinoamérica, esto debido a su gran biodiversidad y condiciones en inversión, lo que permite explotar distintos tipos de generación energética.

Por otro lado, en países como Brasil, México y Chile su desarrollo ha ido creciendo exponencialmente, más aún Brasil donde su desarrollo ha sido notorio siendo considerado ejemplo de desarrollo en la región, Brasil ocupa la octava posición en el ranking mundial con una capacidad instalada de 17,198.324 MW y en la región siendo el país con mayor desarrollo de energía limpia. [27]

Aunque no siempre fue así, Brasil dependía en un 80 % de centrales hidroeléctricas para su sostenibilidad, esto cambio en el 2014 luego de que el gigante sudamericano tuviera una de las sequías mas prolongadas en su historia, llevándolo al uso de centrales térmicas, este fue el punto de quiebre para que Brasil priorizara otras fuentes de generación limpia.

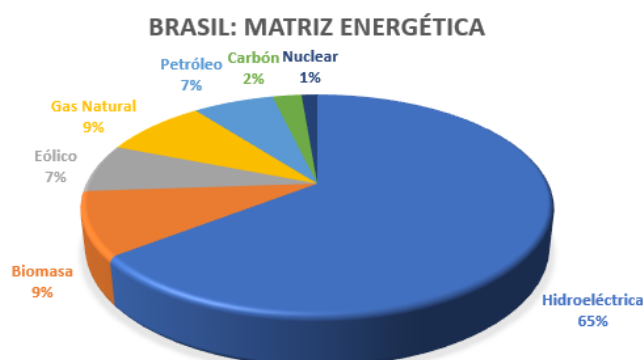


Figura 2.13: Matriz energética de Brasil.

Para el año 2015, comenzó el cambio invirtiendo US\$ 7.1 mil millones en energía limpia. Esta inversión le bastó para ubicarse entre las economías en vías de desarrollo que más aportan al sector, y a la vez se ubicó en el top ten a nivel mundial.

2.10.3. Precios de Energía Eólica en América Latina

El 60 % de su matriz energética esta basada en energía renovable (hidroeléctrica, eólicas, solares, etc), mientras que la media global no supera el 25 %. Las energías renovables han captado gran parte del crecimiento en la capacidad de generación en la última década, "pasando de 147 millones de kW en 2010 (63 %) a redondear 220 millones de kW en 2019".

Según estadísticas aportadas por la [\(IEA\)](#) (International Economic Association), el crecimiento de la oferta de generación de origen renovable sin tomar en cuenta a la generación hidráulica se dio de la siguiente manera:

- Uruguay en un 114 %.
- Chile lo hizo en un 84 %.
- Perú en un 70 %.
- Brasil en un 60 %.
- Colombia en un 33 %.
- Argentina en un 28 %.

Esto es aun mas significativo si observamos la oferta de generación de origen fósil durante el mismo lapso de tiempo:

- Uruguay: 36 %.
- Chile: 59 %.
- Perú: 73 %.
- Brasil: 16 %.
- Colombia: 4 %.
- Argentina: 16 %.

La oferta renovable aumento entre 2010 y 2019 en aprox 50%, con respecto a la fósil que fue en un 30%. [7]

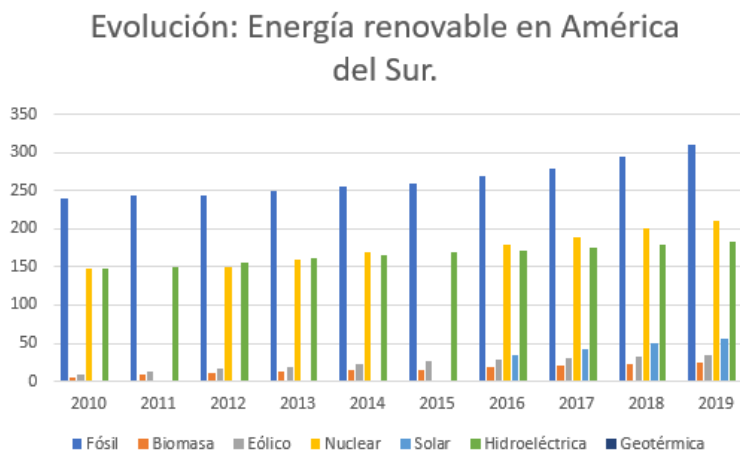


Figura 2.14: Evolución de la capacidad de generación renovable en América del Sur en el período 2010-2019.

Sin duda alguna, desarrollar energías limpias en la región es un proceso vital, para gradualmente lograr que las economías se descarbonicen y conservar nuestro planeta. [7]

Analizando al desempeño por país en la región, Brasil a hecho una gran inversión en fuentes renovables, de US\$ 6,800 millones para el año 2019, Chile cuadruplicó en 2019 la inversión en energías renovables con respecto al año 2018, Argentina registró una inversión de US\$ 2,000 millones, la inversión en energías renovables por parte de Uruguay le ha permitido contribuir actualmente con el 60% de su matriz energética primaria, transformándolo en el país más “verde” de la región. [7]

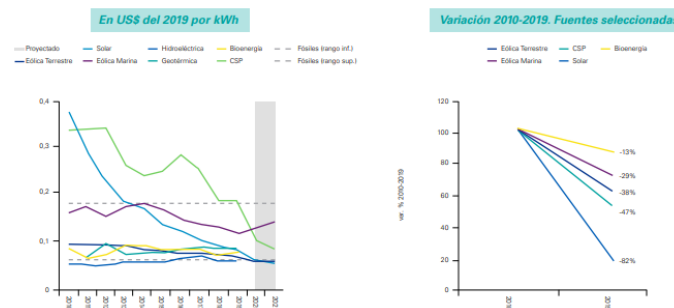


Figura 2.15: Renovable vs fósil período 2010-2019. [7]

La eólica terrestre registro una caída en su precio del 38% entre los años 2010-2019, y se espera que estos rangos varíen aun mas en los próximos años.

Sin duda alguna la necesidad de la humanidad en cambiar la forma de generación eléctrica debido al cambio climático que afecta al planeta es el mas grande incentivo en la reducción en los precios de las llamadas energías verdes. [7]

2.11. Situación energética del Ecuador

En Ecuador el uso de la energía ha venido variando en sintonía con el crecimiento económico y social del país. Nuevas tecnologías están ingresando en el país y se llevan a cabo inversiones en la infraestructura energética para cubrir estos requerimientos de consumo. [8]

De acuerdo a datos recolectados para el Balance energético 2019 y proyecciones nacionales del Instituto Nacional de Estadística y Censos INEC, entre 2009 y 2019 se estima un incremento en la población de 3.3 millones, pasando de 14 millones a 17.3 millones de habitantes. [8]

En el mismo contexto, el consumo de energía eléctrica por persona entre 2009 y 2019 registró un aumento del 39.4%, llegando a 1,517 kWh por habitante, como se visualiza en la figura 2.16.

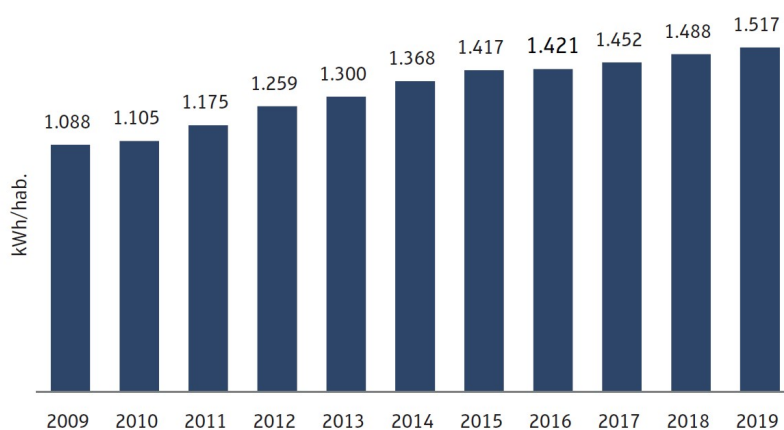


Figura 2.16: Consumo de energía eléctrica por habitante 2009-2019. [8]

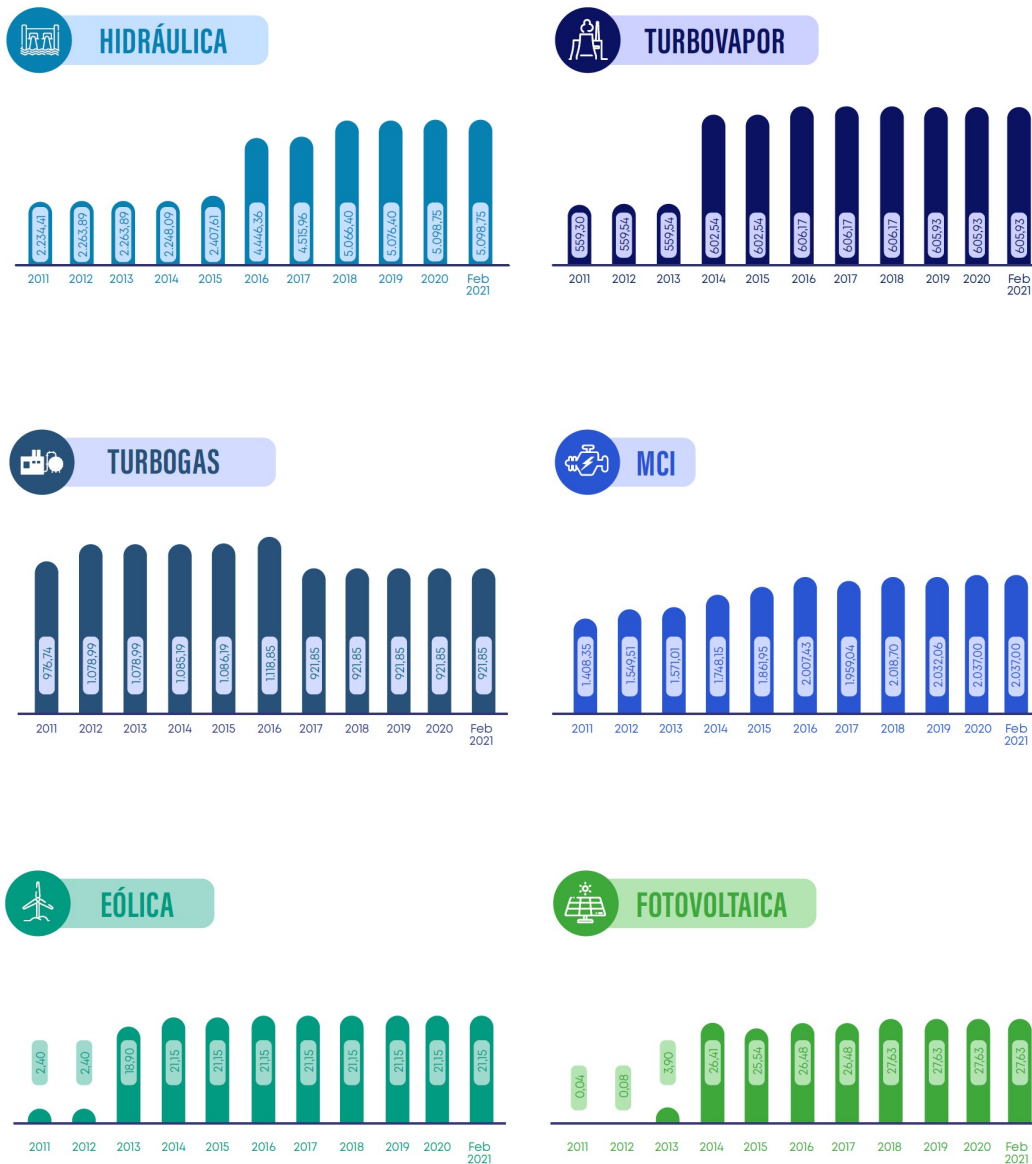
2.11.1. Capacidad instalada para generación eléctrica

La potencia nominal para generación eléctrica pasó de 5,181.23 MW en el año 2011 a 8712.29 MW hasta febrero del 2021, registrando un incremento del 67.56% en el periodo de análisis, considerando la potencia nominal conectada al SNI y la potencia no incorporada al sistema, proveniente de los autogeneradores, esta información se detalla en la figura. 2.17 [9].

	Febrero 2021		2011		Variación 2011 a Febrero 2021	
	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (%)	Potencia Efectiva (%)
Por Sistema						
SNI ⁽⁹⁾	7.340,26	7.039,55	4.380,55	4.201,17	67,56	67,56
No Incorporado	1.372,04	1.055,70	800,68	594,51	71,36	77,57
Por Tipo de Energía						
Renovable	5.299,09	5.254,95	2.338,15	2.303,01	126,64	128,18
No Renovable	3.413,21	2.840,30	2.843,08	2.492,67	20,05	13,95

Figura 2.17: Capacidad instalada para generación eléctrica. [9]

La evolución histórica de la generación de energía por tipo de fuente se puede observar en la figura 2.18.



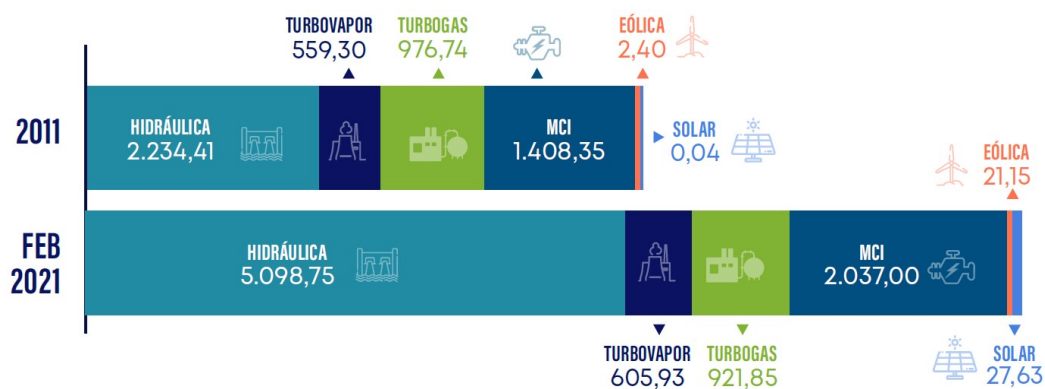


Figura 2.18: Evolución histórica por tipo de fuente. [9]

2.11.2. Centrales recientemente incorporadas

Entre los años 2017 y 2018 se incorporaron las siguientes centrales de generación:

Tabla 2.4: Centrales recientemente incorporadas. [10]

Central	Empresa	Tipo	P Nominal (MW)	Año de ingreso
Minas San Francisco	Celec Ep - Enerjubones	Hidroeléctrico	275	2018
Delsitanisagua	Celec Ep - Gensur	Hidroeléctrico	180	2018
6 térmicas	Petroamazonas	Térmica	46.66	2,017-2018
Due	Hydroalto	Hidroeléctrico	49.71	2017
Normandía	Hidronormandía	Hidroeléctrico	49.58	2,018
Pusuno	EliEnergy	Hidroeléctrico	38.25	2018
Topo	Ecuagesa	Hidroeléctrico	29.20	2017
Sigchos	hidrosigchos	Hidroeléctrico	18.60	2017
Palmira Nanegal	Ipnegal	Hidroeléctrico	10.44	2018
Mazar Dudas	Celec Ep - Hidroazogues	Hidroeléctrico	20.82	2,017
Isabela	E.E. Galápagos	Térmica dual	1.63	2018
Pichacay	EMAC - GBP	Biogás	1.06	2017
Isabela solar	E.E. Galápagos	Fotovoltaica	0.95	2018
Paneles Pastaza	E.E. Ambato	Fotovoltaica	0.20	2018
Estación Mira	Orion	MCI	0.18	2018
TOTAL			708	

2.11.3. Infraestructura de transmisión

Con el ingreso de los proyectos hidroeléctricos Sopladora, Delsitanisagua, Minas San Francisco y Coca Codo Sinclair, se conformaron dos grandes centros de generación en el país, uno ubicado en la parte sur (Paute, Mazar, Sopladora, Delsitanisagua y Minas San Francisco) y otro en la parte norte (Coca Codo Sinclair), mejorando la confiabilidad operativa del SNI. [10]

Estos centros de generación modificaron de forma importante la configuración del Sistema Nacional de Transmisión SNT, donde a partir de 2021, se tienen líneas de transmisión que operan a 500 kV, 230 kV y 138 kV, como se observa en la figura 2.19 [10]

	Febrero 2021	2011	Variación 2011 a febrero 2021
SNI ⁽¹⁾	Longitud (km)	Longitud (km)	(%)
500 kV	610,00	-	-
230 kV	3.057,54	1.836,55	66,48
138 kV	2.296,57	1.778,10	29,16

Figura 2.19: Infraestructura de transmisión 2011-2021. [9]

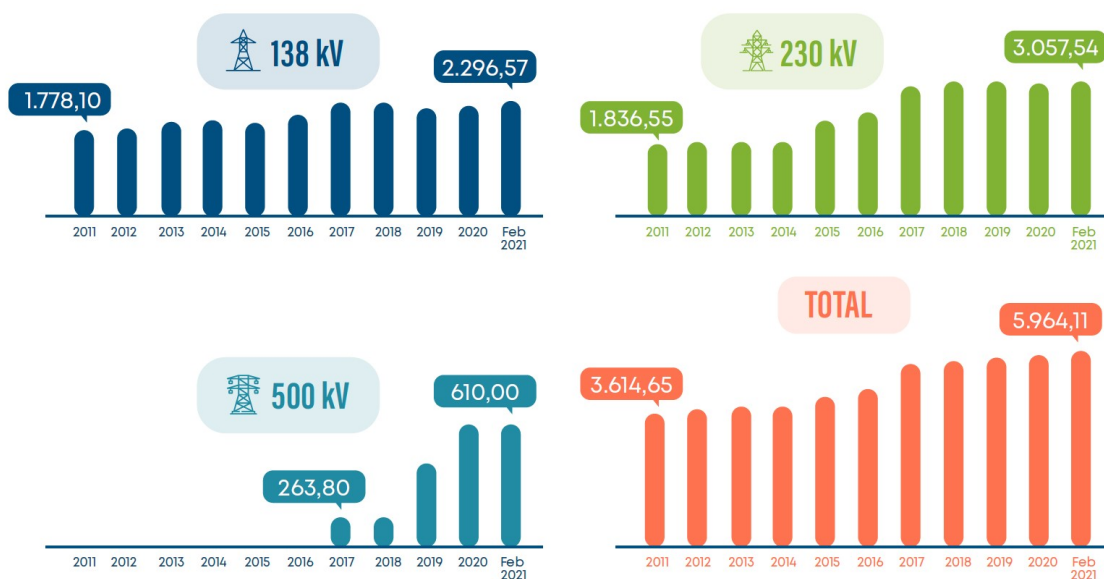


Figura 2.20: Crecimiento del sistema de transmisión ecuatoriano. [9]

2.11.4. Infraestructura de distribución

En la figura 2.21 se presenta la infraestructura de los sistemas de distribución, entre ellos se encuentran: redes de media y baja tensión, transformadores, luminarias, acometidas y contadores de energía.



Figura 2.21: Infraestructura de distribución para el año 2021. [9]

2.12. Potencial eólico del Ecuador

De acuerdo al Atlas Eólico del Ecuador, existen varias provincias con potencial eólico para la implementación de proyectos eléctricos de generación, los cuales se detallan a continuación: [3]

Tabla 2.5: Potencial factible a corto plazo de energía eólica en Ecuador. [11]

Provincia	Rango velocidad (m/s)	Potencia instalable (MW)	Factor de Planta	Energía anual (GWh/año)
Carchi	7 - 7.5	3.72	0.20	6.39
	7.5 - 8	4.68	0.25	10.04
	8 - 8.5	2.88	0.30	7.42
	>8.5	2.52	0.35	7.57
Imbabura	7 - 7.5	3.24	0.20	5.56
	7.5 - 8	3	0.25	6.44
	8 - 8.5	3.12	0.30	8.04
	>8.5	1.68	0.35	5.05
Pichincha	7 - 7.5	63.76	0.20	109.48
	7.5 - 8	36.02	0.25	77.31
	8 - 8.5	15.23	0.30	39.23
	>8.5	7.40	0.35	22.23
Chimborazo	7 - 7.5	21.93	0.20	37.66
	7.5 - 8	9.76	0.25	20.94
	8 - 8.5	3.56	0.30	9.16
	>8.5	0.36	0.35	1.08
Cañar	7 - 7.5	34.49	0.20	59.21
	7.5 - 8	21.26	0.25	45.62
	8 - 8.5	9.47	0.30	24.39
	>8.5	6.64	0.35	19.94
Azuay	7 - 7.5	64.14	0.20	110.13
	7.5 - 8	24.86	0.25	53.34
	8 - 8.5	8.70	0.30	22.40
	>8.5	4.08	0.35	12.26
Loja	7 - 7.5	214.38	0.20	368.08
	7.5 - 8	126.59	0.25	271.70
	8 - 8.5	67.45	0.30	173.72
	>8.5	112.04	0.35	336.65

Para la estimación del potencial eólico, se consideraron las siguientes premisas: [11]

- Curvas medias de desempeño de turbinas eólicas de última generación instaladas en torres a 80 m de altura.
- Una densidad media de ocupación del terreno de $3 \text{ MW}/\text{km}^2$ para la estimación de generación de energía.
- Un factor de disponibilidad de 0.98 considerado típico para parques eólicos comerciales.
- Factores de planta que varían en un rango entre 0.2 y 0.35, calculados en función de la velocidad media anual del viento.

- La densidad del aire a 3,500 m.s.n.m. que tiene un valor de 0.87 kg/m^3 .
- Todos los sitios por debajo de los 3,500 m.s.n.m., con velocidades mayores a 7 m/s, además de los sitios que están a una distancia menor o igual a 10 km de la infraestructura eléctrica y carreteras.

2.13. Proyectos eólicos en funcionamiento

Al año 2021 Ecuador cuenta con tres parques eólicos, los dos primeros ubicados en Galápagos: isla San Cristóbal con una potencia de 2.4 MW e isla Baltra con 2.25 MW; no estando estos proyectos incorporados al sistema de transmisión y abasteciendo de energía eléctrica a los habitantes de las islas. El tercer proyecto se encuentra ubicado en el cerro Villonaco en la provincia de Loja con una potencia de 16.5 MW y entrega energía al SNI a nivel de 69 kV a través de la subestación Loja.

La cuota de participación de la energía eólica en Ecuador para generación de electricidad es de 21.15 MW siendo el 0.24% dentro del portafolio de generación, donde la energía hidroeléctrica y térmica predominan con un 58.52% y 23.30% respectivamente. [9]

2.14. Proyectos eólicos próximos a implementarse

Segun datos del Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 y a información brindada por Elecaustro S.A. y CELEC EP, en los próximos años se implementarán nuevos proyectos eólicos en la zona continental y en las islas Galápagos, dichos proyectos se detallan a continuación:

Tabla 2.6: Próximos proyectos eólicos en Ecuador. [10]

Ubicación	Proyecto	Año de operación	Capacidad (MW)
Azuay-Loja	Minas de Huascachaca	2022	50
Loja	Proyecto Villonaco II y III	2023	110
Isla San Cristóbal	Proyecto eólico S. Cristóbal	2022	5.6
Isla Santa Cruz-Baltra	Segunda fase eólico Baltra	2022	6.75
Isla Santa Cruz-Baltra	Tercera fase eólico Baltra	2025	2.75

2.15. Normativa legal del sector eléctrico ecuatoriano

Para el caso del sector energético, la normativa establece en los artículos 313 y 314, que el Estado tiene la facultad para administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, entre ellos el de energía eléctrica, respetando los principios de sostenibilidad ambiental, prevención y eficiencia. [9]

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica LOSPEE, publicada el 16 de enero de 2015, derogó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE, del 10 de octubre de 1996 y sus reformas.

El objetivo de la [LOSPEE](#) es reforzar el modelo de provisión de energía eléctrica bajo la estructura de empresas públicas, en el cual las distribuidoras tienen la obligación de suscribir contratos regulados por el Estado, respetando la premisa que la provisión del servicio eléctrico es un derecho garantizado por el Estado. [9]

2.16. Estructura organizacional del sector eléctrico

El sector eléctrico está estructurado bajo los ámbitos institucional y empresarial, como se detalla en la figura 2.22:



Figura 2.22: Estructura del sector eléctrico ecuatoriano. [9]

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables [MERNNR](#) es el ente encargado de la creación de políticas y otorgamiento de títulos habilitantes.

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables [AR-CERNNR](#) se encarga de la regulación y control de las actividades del sector eléctrico.

El Operador Nacional de Electricidad [CENACE](#) opera el [SEP](#) y administra las transacciones de energía del sector eléctrico ecuatoriano.

2.17. Contexto regulatorio de las ERNC en Ecuador

El artículo 15 de la Constitución de la República del Ecuador establece que: *“El estado promoverá en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua”* [28]

Así mismo el artículo 26 de la [LOSPEE](#) señala *“El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía”* [28], [29]

Por lo tanto, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable **MEER** establece que se debe considerar la participación de las **ERNC** para el abastecimiento de electricidad con el objetivo de disminuir la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles. [30]

Con la implementación de proyectos de generación con **ERNC**, nace la necesidad de establecer un marco normativo adecuado con los aspectos técnicos para la conexión de este tipo de tecnologías de generación a los sistemas de transmisión o distribución del país, en consecuencia, el 21 de octubre de 2015 el directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad **ARCONEL** aprobó la Regulación “Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución”

El propósito de la normativa es establecer los criterios técnicos relacionados con la conexión de **ERNC** a las redes de transmisión y distribución, con el objetivo de: [30]

- Mantener siempre los niveles de corrientes y voltajes del sistema dentro de sus rangos seguros.
- No degradar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, en la zona de influencia del generador.
- Asegurar la operación eficiente y segura de la red.

La tecnología de **GRNC** comprende a las centrales de generación con las siguientes tecnologías:

- Solar fotovoltaica y solar termoeléctrica
- Eólica
- Pequeñas centrales hidroeléctricas (potencia nominal menor o igual a 10 MW)
- Geotérmica
- Biomasa
- Biogás
- Mareomotriz

2.18. Estudios para la conexión al SNI

La empresa interesada en desarrollar un proyecto de **GRNC** está en la obligación de elaborar estudios técnicos comprobar que el ingreso del **GRNC** no producirá efectos negativos en el sistema al cual se va a conectar.

Los estudios que deberán realizarse se describen a continuación:

2.18.1. Flujos de potencia

Éstos estudios servirán para verificar el cumplimiento del perfil de voltajes en los nodos de la red. Para GRNC, este estudio debe incluir el funcionamiento de la red con contingencia simple (condición N-1).

No será admitido ningún proyecto que produzca en estado estable, sobrecarga en los equipos de la red o perfiles de voltaje fuera del rango permitido por el operador de la misma. De ser el caso, el generador propondrá alternativas para evitar la inestabilidad del sistema. [30]

2.18.2. Estudios de cortocircuitos

Se deberá realizar estudios de cortocircuitos, trifásicos y monofásicos, en los puntos más críticos de la red en función de la incorporación de la nueva generación.

En cada nodo analizado se deberá indicar el incremento de la potencia de cortocircuito debido a la nueva generación y verificar que no se superen los niveles de cortocircuito de los equipos existentes. De ser el caso, el generador propondrá soluciones para dichas contingencias. [30]

2.18.3. Estudios de estabilidad

Los estudios de estabilidad no son obligatorios para todos los GRNC, en este caso el CE-NACE será quien determine si son o no necesarios dichos estudios y bajo qué condiciones serán requeridos.

a) Estabilidad de ángulo

El GRNC deberá realizar estudios de estabilidad transitoria y de pequeña señal para determinar el comportamiento del ángulo del generador, tanto en condiciones normales como en condiciones de perturbación (fallas, desconexión de carga y/o generación).

b) Estabilidad de voltaje

El GRNC deberá realizar estudios de estabilidad de voltaje, para evaluar el efecto del ingreso de la nueva generación en la estabilidad de voltaje en el sistema.

c) Estabilidad de frecuencia

El GRNC deberá realizar estudios de frecuencia, para determinar si el ingreso de la nueva generación afecta a la estabilidad del sistema, tanto para condiciones normales como situaciones de contingencias.

2.19. Precio de la energía renovable en Ecuador

La Regulación CONELEC 009/06, establece los pliegos tarifarios para generación eólica en 9.13 ¢USD/kWh. La vigencia de los pliegos será de 15 años a partir de la fecha de suscripción

del título habilitante. [31]

Una vez que se ha cumplido el periodo de vigencia, las centrales con GRNC operarán bajo el mismo sistema que cualquier central de tipo convencional. Sin embargo, el precio de venta de la energía de estas centrales, podrá negociarse según la normativa vigente a la fecha.

2.20. Despacho preferente

La Regulación CONELEC 009/06 indica que *“El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6%, de la capacidad instalada y operativa de los generadores del SNI, según lo establecido la Regulación complementaria del Mandato 15. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a esta regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las que no tendrán esta limitación.*

Si el límite referido anteriormente se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas se someterán a las condiciones de las centrales convencionales en cuanto al despacho y liquidación”. [32]

Capítulo 3

Metodología propuesta

3.1. Descripción de la metodología de estudio

3.1.1. Método descriptivo

Esta metodología de estudio está basada en la observación, por lo que tiene gran importancia factores psicológicos como: atención, sensación, percepción y reflexión.

La metodología contemplada en el desarrollo de la tesis comprende principalmente dos análisis, el uno que corresponde a la evaluación del comportamiento del SNI con el ingreso de los proyectos eólicos, y el segundo, el análisis de estabilidad del sistema cuando se presentan contingencias como: apertura de líneas de transmisión, apertura de interruptores en un transformador de potencia y la mas crítica que es la presencia de un cortocircuito trifásico en una línea de transmisión.

3.2. Análisis de demanda proyectada

Para realizar este análisis usaremos cuatro escenarios de crecimiento en la de demanda; considerando el primer análisis en condiciones iniciales o crecimiento cero, en el segundo análisis consideraremos un crecimiento del 25% en la carga proyectada, para el siguiente análisis el crecimiento proyectado será de 50% en la carga y finalmente haremos un incremento del 75% a la carga. En cada uno de los escenarios no consideraremos la integración de proyectos Eólicos. El software que usaremos para el estudio de caso en adelante será Dig-Silent Power Factory

3.2.1. Crecimiento cero

En este escenario no consideraremos ningún incremento en la carga considerando proyección de demanda, lo que realizaremos es analizar el comportamiento en la potencia, perfiles de voltaje en barras, cargabilidad de transformadores de potencia y cargabilidad de líneas de transmisión en el área de estudio, para las siguientes zonas:

- Zona Loja
- Zona Cuenca
- Zona Oriental

Crecimiento en un 25 %

Para este escenario se consideran las cargas con un crecimiento de 25 % en cada una de las zonas Loja, Cuenca y Oriental, y de igual manera analizaremos incremento en potencia, perfiles de voltaje en barras, cargabilidad de transformadores de potencia y cargabilidad de líneas de transmisión.

Crecimiento en un 50 %

Con un crecimiento exponencial en la carga del 50 % en las mismas zonas planteadas estudiaremos la variación de, potencia, voltaje en barras, cargabilidad en transformadores y cargabilidad de líneas de transmisión.

Crecimiento en un 75 %

En el escenario final daremos un crecimiento de 75 % en las cargas las zonas: Loja, Cuenca y Oriental, y de igual manera examinaremos las variaciones de potencia, voltaje en barras, cargabilidad de transformadores de potencia y cargabilidad de líneas de transmisión. Todos estos análisis se realizarán con el único fin de poder constatar cómo podría ser la variación de los perfiles de potencia, voltaje en barras, cargabilidad de transformadores y cargabilidad en líneas de transformación en los diferentes escenarios planteados y con ello estudiar cuáles serían los casos más críticos y como ayudará la integración de nuevos proyectos en el sistema nacional interconectado.

3.3. Análisis del sistema con el ingreso de PEMH - Villonaco II-III

Se analizará el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado [SNI](#) con el ingreso de los proyectos Eólicos Minas de Huascachaca y Villonaco II-III en primera instancia por separado, para luego realizar su análisis con el ingreso de los dos proyectos al mismo tiempo. El análisis se realizará para los años 2022, 2023, 2024 y 2025 teniendo en cuenta cuatro escenarios posibles para cada uno de los años pertinentes:

- Periodo seco máximo
- Periodo seco mínimo
- Periodo lluvioso máximo
- Periodo lluvioso mínimo

Teniendo en cuenta los aspectos climáticos en el país consideramos que el periodo de sequía se extiende aproximadamente desde el mes de septiembre hasta el mes de marzo, donde los caudales de los ríos y afluentes descienden, reduciendo así la operación de las centrales hidroeléctricas. Los ríos aumentan considerablemente su caudal desde el mes de abril hasta el mes de agosto en donde las centrales hidroeléctricas operan a plenitud de condiciones.

Primer caso de estudio: ingreso PEMH

Realizaremos el análisis en los años 2022, 2023, 2024, considerando el ingreso de PEMH inicialmente con 4 aerogeneradores, luego con 8 aerogeneradores y finalmente con todo su parque eólico con 14 aerogeneradores secuencialmente en cada uno de los años. Además, consideraremos la conexión y desconexión de Villonaco como también la desconexión de subestaciones como Delsitanisagua y Paute Molino.

AÑO 2022	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	PEMH: entra con 4 aerogenerador Villonaco: entra con 15 MW
AÑO 2023	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	PEMH: entra con 8 aerogeneradores a) Villonaco entra con 15 MW b) Villonaco: se desconecta
AÑO 2024	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	PEMH: entra con 14 aerogeneradores Villonaco entra con 15 MW a) Delsitanisagua: se desconecta b) Fase AB Paute Molino se desconecta

Tabla 3.1: Primer Caso de Estudio: Ingreso PEMH.

Segundo caso de estudio: ingreso Villonaco II-III

Para este caso de estudio no consideramos al proyecto PEMH, por lo tanto, en todos los escenarios de simulación se mantendrá desconectado este proyecto. Sino consideramos el ingreso del proyecto Villonaco II-III. De la misma manera que el primer caso consideraremos conexión y desconexión de Villonaco y desconectaremos Delsitanisagua y la fase AB de Paute Molino.

AÑO 2023	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	Villonaco: entra con 15 MW Villonaco II-III: entra con 30 MW
AÑO 2024	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	Villonaco: se desconecta Villonaco II-III: entra con 60 MW Delsitanisagua: se desconecta
AÑO 2025	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	Villonaco: entra con 15 MW Villonaco II-III: entra con 100 MW Fase AB Paute Molino se desconecta

Tabla 3.2: Segundo caso de estudio: ingreso Villonaco II-III

Tercer caso de estudio: ingreso PEMH y Villonaco II – III

Como se dijo anteriormente en esta parte analizaremos el comportamiento del sistema con el ingreso de los dos proyectos eólicos. Realizaremos la conexión y desconexión de Villonaco, Delsitanisagua y Fase AB Paute Molino respectivamente. Con este análisis verificaremos el real beneficio de los proyectos cuando se presentan diferentes contingencias.

AÑO 2024	Periodo seco máximo	PEMH: entra con 25 MW
	Periodo seco mínimo	Villonaco: entra con 15 MW
	Periodo lluvioso máximo	Villonaco II-III: entra con 50 MW
	Periodo lluvioso mínimo	Delsitanisagua: se desconecta
AÑO 2025	Periodo seco máximo	PEMH: entra con 50 MW
	Periodo seco mínimo	Villonaco: entra con 15MW
	Periodo lluvioso máximo	Villonaco II-III: entra con 50 MW
	Periodo lluvioso mínimo	Fase AB Paute Molino: se desconecta

Tabla 3.3: Tercer caso de estudio: ingreso PEMH - Villonaco II-III

3.4. Análisis de contingencias

Existen una gran variedad de contingencias que podrían ocurrir en el sistema, para este caso en particular se analizara las que se creería que serán las más relevantes y con mayor consecuencia en el sistema. Por lo cual se estudiarán las siguientes contingencias que a nuestro criterio serian las mas importantes:

- Corto circuito en LT Cuenca-Yanacocha
- Apertura Interruptor Trafo Cuenca ATR
- Apertura Interruptor LT Uchucay-La Paz
- Apertura Interruptor LT Cuenca-La Paz
- Apertura Interruptor LT La Paz-Yanacocha
- Apertura Interruptor LT Cuenca-Yanacocha

Los parámetros a estudiar en cada uno de los casos serán:

- Voltaje
- Frecuencia
- Potencia

Con el análisis de estos parámetros podremos determinar la estabilidad del sistema después de ocurrido las contingencias anteriores y podremos saber cuál sería el paso a seguir en cada una de ellas.

3.5. Diagrama de flujo de metodología propuesta

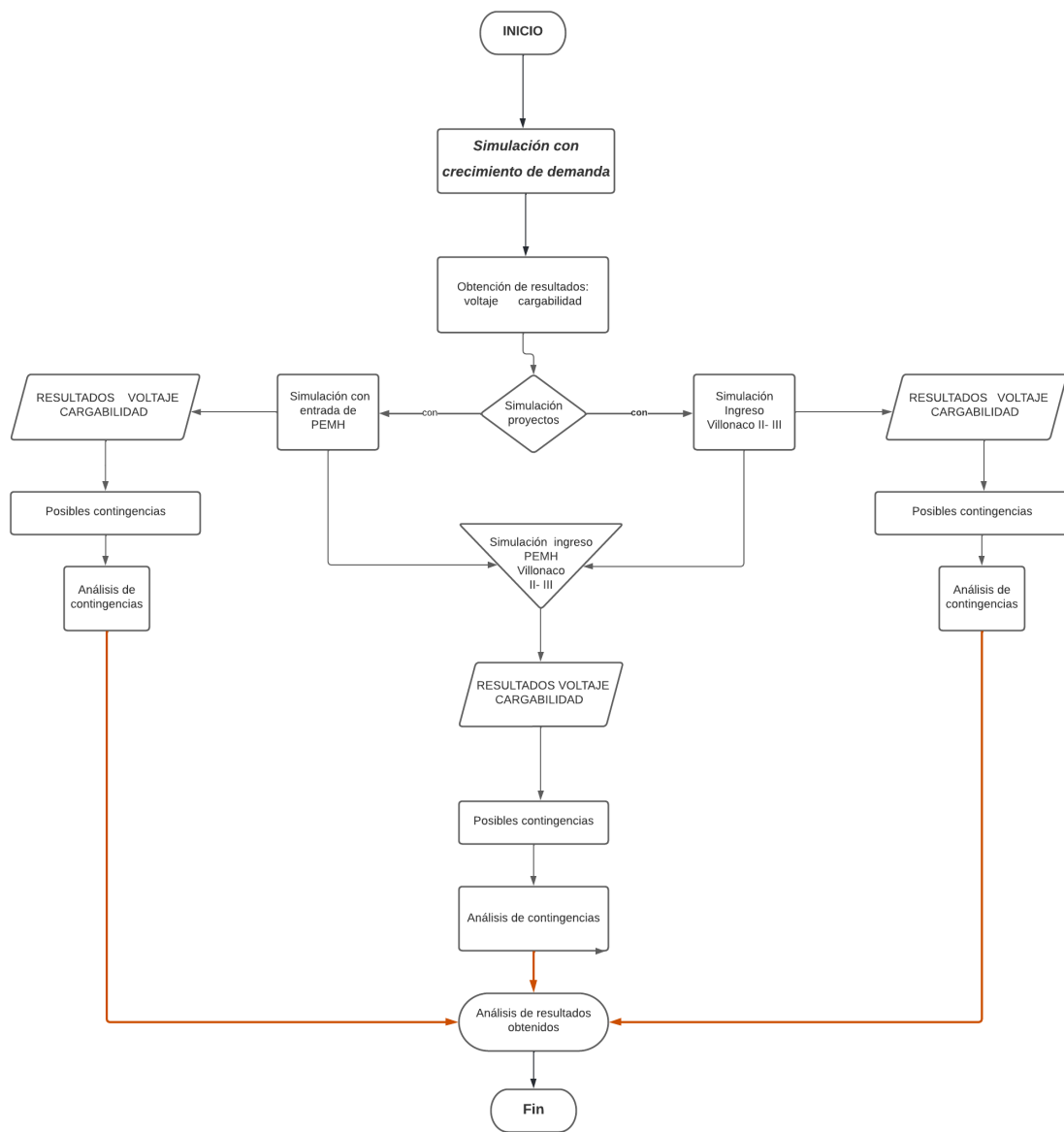


Figura 3.1: Diagrama de flujo.

Capítulo 4

Proyectos eólicos

4.1. Parque eólico Minas de Huascachaca

El parque eólico Minas de Huascachaca se encuentra ubicado en la parroquia Yuluc, cantón Saraguro de la provincia de Loja, a 84 km de la ciudad de Cuenca, siendo su zona de influencia las provincias de Azuay y Loja, teniendo una Latitud : $-3^{\circ} 21' 34.7z$ una Longitud : $-79^{\circ} 23' 8.2''$.

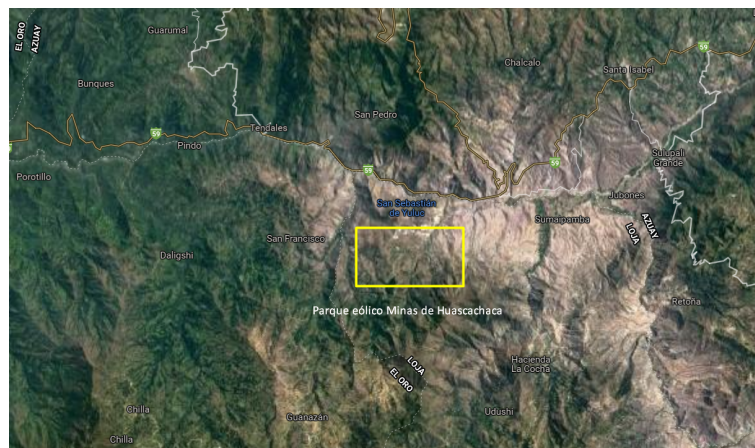


Figura 4.1: Ubicación Geográfica Proyecto Eólico Minas de Huascachaca.

El parque eólico se ubica a una altitud comprendida entre los 920 y 1,200 msnm, registrando temperaturas que oscilan entre 20°C y 35°C . La zona del proyecto es árida con muy poca vegetación, se caracteriza por tener un suelo erosionado por el agua y el viento. Se encuentra conformada por varias mesetas relativamente planas orientadas de sur a norte. En dichas mesetas se emplazarán los aerogeneradores.



Figura 4.2: Ubicación proyecto eólico.

4.1.1. Descripción general de los componentes principales del proyecto.

a) Parque Eólico

Estará conformado por 14 aerogeneradores con una potencia de 3.57 MW cada uno. Cada aerogenerador se instalará sobre una torre metálica de 90 m de altura, la que estará sujeta a la cimentación de hormigón armado mediante pernos de anclaje.

Los aerogeneradores trabajarán con un nivel de voltaje de 690 V, por lo que contarán cada uno con un transformador que elevará el voltaje a 34.5 kV para la evacuación de su energía.

b) Sistema colector interno de medio voltaje

El sistema colector de medio voltaje (SCMV) operará a un voltaje nominal de 34.5 kV, estará conformado por celdas de protección a la salida del transformador de cada aerogenerador, líneas aéreas y subterráneas trifásicas, fibra óptica, interconexión entre aerogeneradores y sistema de puesta a tierra.

De acuerdo a la localización de cada aerogenerador, y para alcanzar una eficiente distribución de la energía producida por los 14 aerogeneradores, se ha propuesto implementar cuatro circuitos colectores de 34.5 kV, dos de ellos para el grupo de Yuluc y los dos restantes para el grupo de Uchucay.

El grupo de Yuluc estará conformado por 6 aerogeneradores con dos circuitos colectores de tres aerogeneradores cada uno de ellos; mientras que el grupo de Uchucay estará compuesto por 8 aerogeneradores y dos circuitos colectores de cuatro aerogeneradores cada uno.

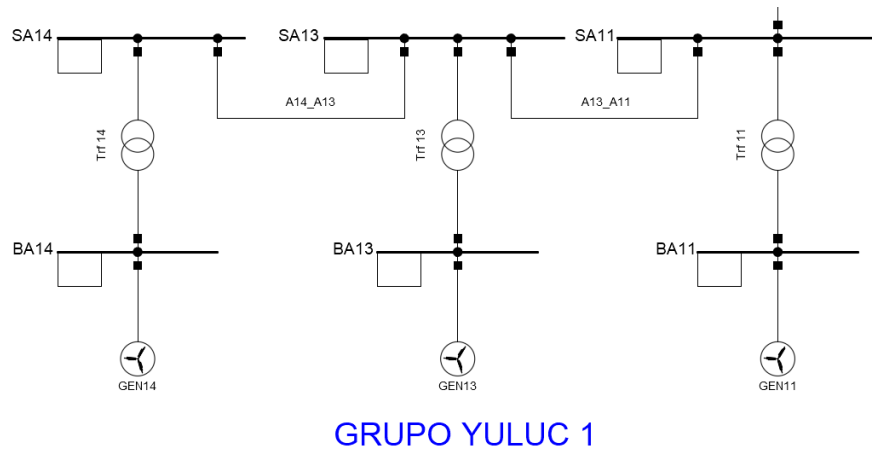


Figura 4.3: Diagrama unifilar grupo Yuluc.

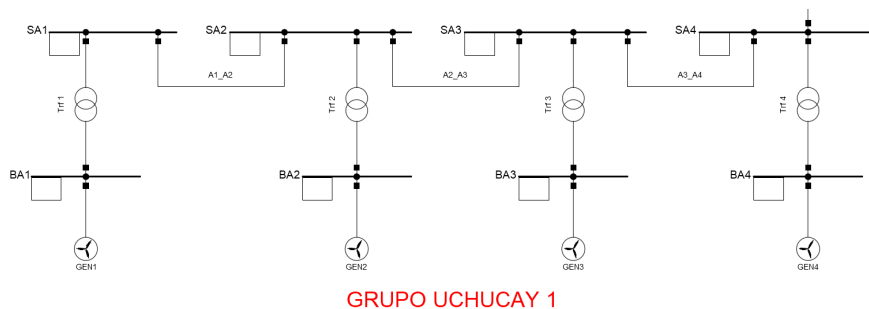


Figura 4.4: Diagrama unifilar grupo Uchucay.

Los cuatro circuitos colectores serán construidos en una combinación subterránea - aérea, con topología radial simple, cuyas longitudes estarán en función de la topografía del sitio, pero se estima una longitud total de 8 km para el sistema colector de medio voltaje.

c) Subestación Uchucay

Es la subestación que eleva el voltaje del sistema colector interno de 34.5 kV a 138 kV, con una configuración de barra simple, está ubicada en las cercanías de la población de Uchucay, razón por la cual lleva su nombre.

Esta subestación contará con todo el equipamiento de corte y maniobra para recibir la energía de hasta cuatro circuitos del sistema colector interno y un transformador de 40/50 MVA, de 34.5 kV/138 kV para la transmisión de energía al [SNI](#).



Figura 4.5: Subestación Uchucay.

d) Línea de transmisión a 138 kV

Es la línea que transportará la energía desde la subestación Uchucay hacia la subestación de seccionamiento La Paz, tendrá una longitud de 20.8 km y configuración circuito simple, con estructuras auto-soportantes, conductor de fase 477 MCM HAWK y cable de guarda OPGW de 48 fibras para protección de la línea y comunicaciones.



Figura 4.6: Subestación La Paz.

e) Subestación de seccionamiento La Paz

Esta subestación se encuentra junto a la vía Cuenca – Loja en el sector La Paz, fue construida con el objetivo de seccionar la línea de transmisión Cuenca - Loja e interconectar la línea de transmisión proveniente del PEMH.

Tiene una configuración en barra principal y transferencia; una posición para la llegada de la línea Uchucay – La Paz, dos posiciones para el seccionamiento de una terna de la línea Cuenca – Yanacocha - Loja, una posición de transferencia y tres posiciones futuras.



Figura 4.7: Subestación de seccionamiento La Paz.

4.1.2. Características del recurso eólico:

De acuerdo con las mediciones efectuadas durante el periodo comprendido entre enero 2009 y diciembre 2011 se han obtenido los siguientes resultados de velocidad del viento y de dirección predominante del viento:

	Torre 1	Torre 2	Torre 3
Altura de medición [m]	40	50	50
Velocidad media anual [m/s]	5.89	4.86	4.59
Dirección predominante	Oeste	Oeste-Noroeste	Oeste-Noroeste

Tabla 4.1: Resultado de mediciones 2009 - 2011.

Como se puede observar en la tabla 4.1 las direcciones dominantes en el emplazamiento son la oeste (O) y oeste-noroeste (O NO), tanto en frecuencia como en componente energética.

Durante el proceso de medición se ha observado que el perfil diario del viento presenta un patrón repetitivo, donde la hora de mayor producción eólica inicia aproximadamente a

las 09h00 y culmina alrededor de las 19h00.

Este comportamiento se reproduce de manera similar para todas las torres y todos los meses del año. Como ejemplo se indica el perfil de viento para la torre 1 para el mes de septiembre de 2011:



Figura 4.8: Perfil diario del viento, Torre 1 – septiembre 2011.

4.1.3. Estimación de la producción energética:

Para el cálculo de la producción energética del proyecto, ELECAUSTRO calculó el potencial energético que brindaría con cada una de las máquinas ofertadas, obteniendo la oferta ganadora DONGFANG INTERNATIONAL, con los siguientes parámetros:

AEROGENERADOR DONGFANG D4000-148		
Aerogeneradores		14
Potencia nominal unitaria	[MW]	4
Potencia nominal limitada	[MW]	3.57
Potencia nominal del parque	[MW]	50
Energía bruta ofertada por fabricante	[GWh]	141.57
Energía bruta calculada por Elecaustro	[GWh]	143.16
Pérdidas		
Disponibilidad de turbina	[%]	3
Rendimiento de turbina	[%]	2
Pérdidas eléctricas	[%]	1.5
Pérdidas ambientales	[%]	0.5
Pérdidas Totales	[%]	7

Tabla 4.2: Parámetros de producción de energía del PEMH.

De acuerdo con las simulaciones realizadas, la energía bruta media anual sería de 141.57

GWh, considerando una altura del aerogenerador de 90 m y se ha estimado que la velocidad promedio a esta altura sería de 5.35 m/s; además el parque tendría un factor de planta aproximado del 32 %.

El diámetro del rotor para la máquina seleccionada es de 148 m, con un área de barrido de 17,203 m², mientras que la velocidad de arranque considerada para los análisis sería de 3 m/s y la de parada 20 m/s.

En la figura 4.10, se puede observar la curva de potencia del aerogenerador D4,000-148, a instalarse en el parque eólico.

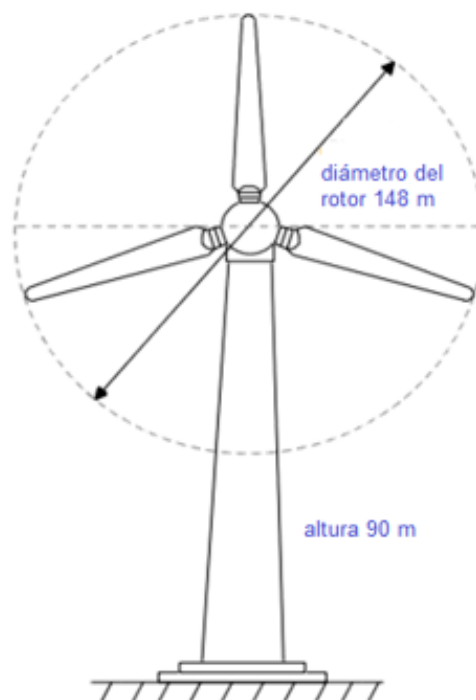


Figura 4.9: Dimensiones aerogenerador.

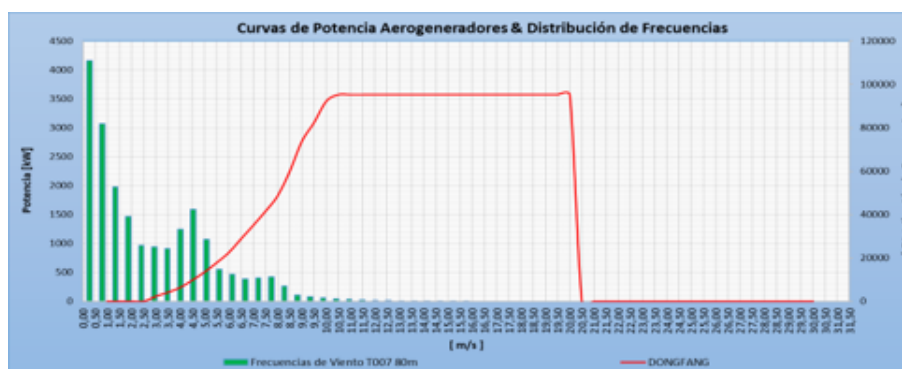


Figura 4.10: Curva de potencia del aerogenerador.

4.1.4. Impacto ambiental:

El Parque se emplazará en un área de 14 Ha, zona en donde solo existe vegetación xerófila de poca singularidad y de paisaje puramente desértico, no habiendo ninguna incompatibilidad con otro uso, ya que el suelo no es empleado para agricultura ni para vivienda.

El PEMH se encuentra clasificado como categoría 3 por lo que requirió de la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental, por esta razón y una vez que el CONELEC mediante oficio N° UA-10-345 del 19 de octubre de 2010 aprobó los Términos de Referencia para el Estudio de Impacto Ambiental Definitivo del parque eólico, luego de lo cual se obtuvo la licencia ambiental N° 078/13 para las etapas de construcción, operación y retiro del PEMH.

Se determinó que en la zona ya existe cierto nivel de contaminación atmosférica por concentraciones de contaminantes en el aire y niveles de ruido ambiental (erosión, viento, actividades de explotación pétreo, etc.), además durante la fase de construcción se producirán efectos ambientales fundamentalmente por los movimientos de tierra, montaje de aerogeneradores, aumento de tráfico, cuyos efectos serán minimizados mediante la ejecución de las acciones contempladas en el PMA.

Paralelamente, se ejecutó el estudio de impacto ambiental que tendría la construcción del sistema de evacuación de energía en el PEMH, luego de su aprobación, se ha culminado con la obtención de la licencia ambiental N° 013/15 para las etapas de construcción, operación, mantenimiento y retiro de la línea de transmisión a 138 kV de 20.8 km, desde la subestación Uchucay hasta la subestación La Paz, respectivamente.

4.2. Parque eólico Villonaco II-III

4.2.1. Descripción del proyecto eólico

El proyecto Eólico Villonaco II-III, estará ubicado en la provincia de Loja, será construido en la localización Membrillo Ducal y Huayrapamba, con una potencia total de 110 MW. El punto de interconexión al SNI será en la Subestación Loja de Celec EP.

Localización VILLONACO II

La ubicación de Villonaco II estará en los cerros Ducal y Membrillo, los mismos que están a una altitud media de 2,700 msnm.

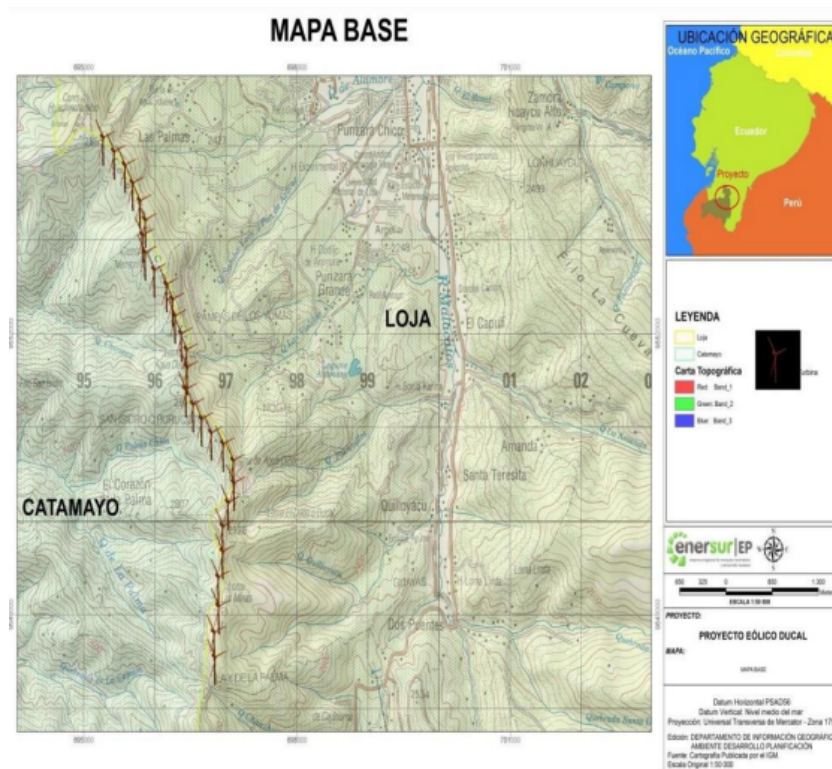


Figura 4.11: Emplazamiento Villonaco II.

Características generales del proyecto Villonaco II:

- Área aprovechable: 6,300 metros
- Velocidad de Viento promedio anual: 8.9 m/seg.
- Longitud aproximada de la LT 138 KV: 10 Km

Línea de transmisión Villonaco II – S/E Loja a 138 KV:

Actualmente, lo que se tiene es un diseño preliminar de la línea de transmisión, la misma permitirá llevar la energía de Villonaco II a la subestación Loja, se tiene una longitud aproximada de 9.5 km.

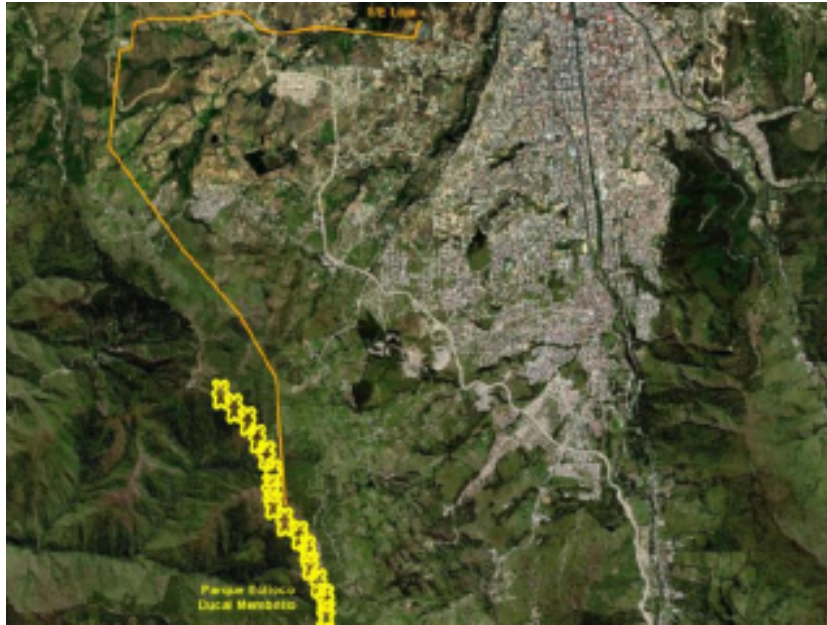


Figura 4.12: Línea de Transmisión Villonaco II.

Vías de acceso:

En la zona se tiene vías de tercer orden, la distancia promedio entre la ciudad de Loja y el proyecto es de 7 km, la misma vía que se usará para el proyecto Villonaco II cruza por el proyecto Villonaco I.

Localización Villonaco III

La localización de Villonaco III se encuentra en el cerro Santo Domingo, compuesto por las lomas de Yanatronco, Surín Shuma, San Francisco, El Calvario y Huayrapamba".

El proyecto se encuentra en una cadena montañosa rodeada por los pueblos:

- Palta
- Chuquiribamba
- El Carmelo
- Chantaco
- Chichaca
- Atillo
- Tesalia

Su orientación es NNO – SSO, con una longitud aproximadamente de 7.2 kilómetros y altura media de 3000 msnm.

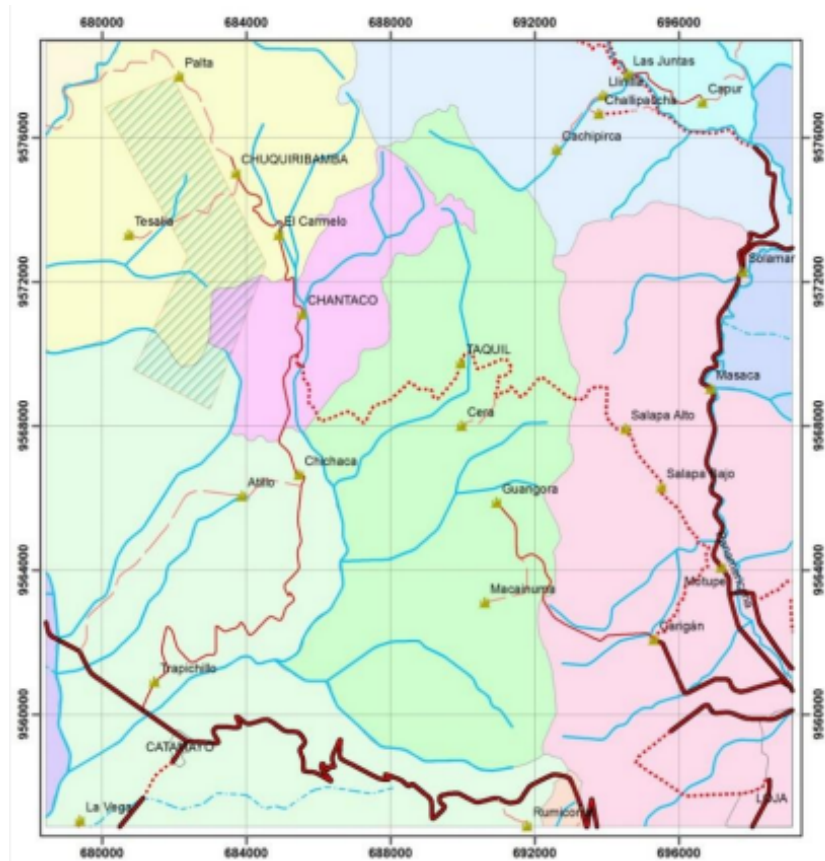


Figura 4.13: Localización Villonaco III.

Características generales del emplazamiento Villonaco III:

- Velocidad media anual (referencial): 11.4 m/s
- Altura media de implementación: 3,000 msnm
- Longitud de filo de cumbre: 7.2 Km
- Longitud de línea de transmisión a 138 KV: 21 Km

Línea de transmisión Villonaco III -S/E Loja a 138 KV:

En la actualidad, se tiene un diseño preliminar de la línea de transmisión, la misma nos permitirá llevar la energía de Villonaco III a la subestación Loja, su longitud aproximada será de 20.35 km.

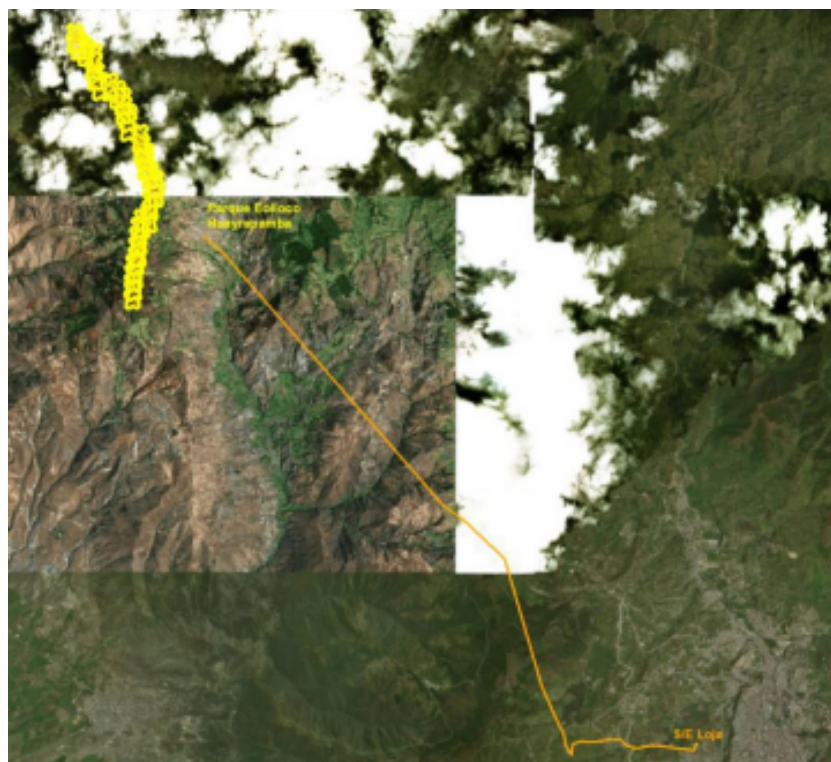


Figura 4.14: Línea de Transmisión Villonaco III.

Vías de acceso:

En la zona se tiene vías de tercer orden, que unen a las poblaciones de Loja con Chiquiribamba, Tesalia, Guallas, El Calvario. El proyecto se encuentra aproximadamente a una distancia de la ciudad de Loja de 50 km.

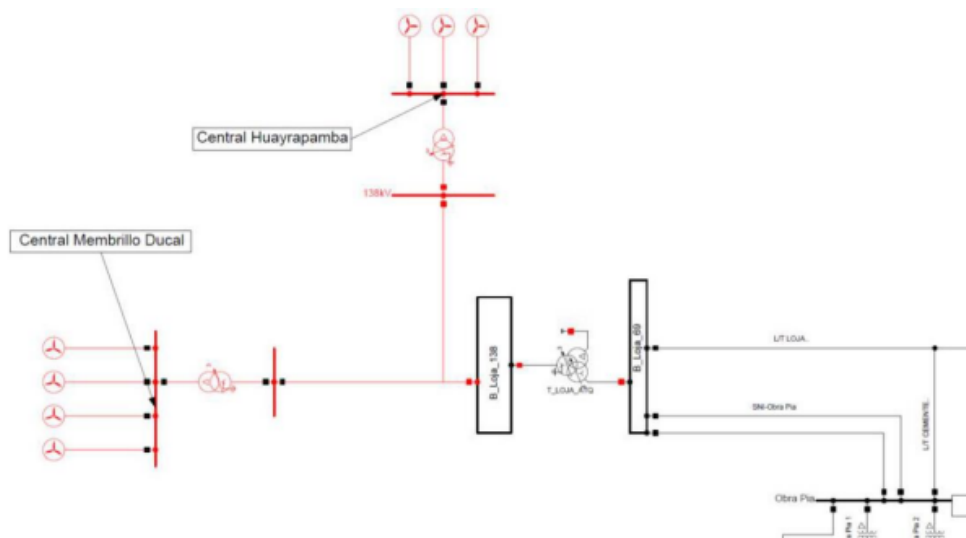


Figura 4.15: Diagrama unifilar Villonaco II-III.

4.3. Integración de los proyectos al sistema nacional de transmisión

4.3.1. CASO BASE: Escenario sin la integración de proyectos eólicos.

Año 0 sin crecimiento de carga:

Para este escenario se consideran las cargas que se observan a continuación:

ZONA LOJA			
Nombre de la Carga	Barra a la que se conecta	Nivel de Voltaje [KV]	Potencia [MW]
Carga Loja 1	S/E Loja 69 kV	69	13.06
Carga Loja 2			18.34
Carga Loja 3			13.93
Carga Yana Norte 1	S/E Yanacocha 69 kV	69	0.00
Carga Yana Norte 2			0.00
Carga Yanacocha			8.78
Carga EERSSA 1	S/E Cumbaratza 69 kV	69	2.5
Carga EERSSA 2			6.45
ZONA CUENCA			
Carga Cuenca-Monay	S/E 03 Monay	22	16.78
Carga Cuenca-Centenario	S/E 02 Centenario	6.3	6.75
Carga Cuenca-Turi	S/E 08 Turi	22	11.28
Carga Cuenca-Léntag	S/E 14 Léntag	22	11.58
Carga Cuenca-Chaullayacu	S/E 13 Chaullayacu	22	5
Carga Cuenca-Arenal	S/E 05 Arenal	22	30.61
Carga Cuenca-Ricaurte	S/E 07 Ricaurte	69	11.80
Carga Cuenca-Descanso	S/E 12 Descanso	22	7.99
Carga Cuenca-Azogues	S/E Azogues 2	69	5.10
ZONA ORIENTAL			
Carga Cuenca-Gualaceo	S/E Gualaeo	22	9.20
Carga Cuenca-Limón	S/E Limón	13.8	1.58
Carga Cuenca-Méndez	S/E Mendes	13.9	1.96
Carga Cuenca-Macas	S/E Macas	22	10.90

Tabla 4.3: Demandas sin crecimiento de carga

Resultados de simulación:

Perfiles de voltaje en barras para el área de estudio

NOMBRE DE LA BARRA	VOLTAJE NOMINAL [KV]	VOLTAJE [KV]	VOLTAJE EN PU
S/E Loja 138 BP	138	142.24	1.031
S/E Loja 69 BP	69	69.85	1.012
S/E Yanacocha 138 BP	138	142.24	1.032
S/E Yanacocha 69 BP	69	69.27	1.004
S/E Cumbaratza 138 BP	138	142.34	1.031
S/E Cumbaratza 69 BP	69	69.23	1.003
S/E Cuenca 138 BP	138	139.83	1.013
S/E Cuenca 69 BP	69	67.86	0.983
S/E Gualaceo 138 BP	138	139.99	1.014
S/E Gualaceo 22	22	21.71	0.987
S/E Limón 138 BP	138	140.82	1.02
S/E Limón 13.8	13.8	14.02	1.016
S/E Méndez 138 BP	138	141.35	1.024
S/E Méndez 13.8	13.8	14.08	1.020
S/E Macas 138	138	142.06	1.029
S/E Macas 69	69	69.61	1.009
S/E Macas 22	22	21.95	0.998
S/E 03 Monay 69	69	67.61	0.980
S/E 03 Monay 22	22	21.51	0.978
S/E 02 Centenario 22	22	21.46	0.975
S/E 02 Centenario 6.3	6.3	6.13	0.973
S/E 08 Turi 69	69	67.15	0.973
S/E 08 Turi 22	22	21.37	0.971
S/E 14 Léntag 69	69	66.05	0.957
S/E 14 Léntag 22	22	20.93	0.951
S/E 13 Chaullayacu 69	69	66.50	0.964
S/E 13 Chaullayacu 22	22	20.98	0.954
S/E 05 Arenal 69	69	66.91	0.970
S/E 05 Arenal 22	22	21.08	0.958
S/E 12 Descanso 69	69	66.63	0.966
S/E 12 Descanso 22	22	21.18	0.963
S/E Azogues 69	69	66.37	0.962

Tabla 4.4: Perfiles de voltaje para crecimiento cero

Cargabilidad de transformadores de potencia para el área de estudio

TRANSFORMADOR	POTENCIA NOMINAL [MVA]	CARGABILIDAD [%]
Trafo Loja ATQ	66.7	53.8
Trafo Yanacocha ATQ	66.7	10.6
Trafo Cumaratza ATQ	33.33	26.8
Trafo Cuenca ATR	150	86.8
Trafo Gualaceo	16	58.27
Trafo Limón	6.66	23.88
Trafo Méndez	6.66	29.21
Trafo Macas TRQ	66.7	41.9
Trafo Macas	24	46.76
Trafo Monay 1	24	48.17
Trafo Monay 2	24	48.17
Trafo Centenario 1	5	43.32
Trafo Centenario 2	10	45.82
Trafo Turi	24	48.44
Trafo Léntag 1	10	33.71
Trafo Léntag 2	24	37.37
Trafo Chaullayacu	10	53.15
Trafo Arenal 1	24	65.71
Trafo Arenal 2	24	68.97
Trafo Descanso 1	10	41.74
Trafo Descanso 2	10	41.76

Tabla 4.5: Cargabilidad Transformadores para crecimiento cero.

Cargabilidad de líneas de transmisión para el área de estudio:

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD [km]	CARGABILIDAD [%]
LT Loja-Yanacocha posición 1	13.6	17.64
LT Loja-Yanacocha posición 2	13.6	17.70
LT Cuenca-Yanacocha posición 1	131.8	9.8
LT Cuenca-Yanacocha posición 2	131.8	9.8
LT Delsitanisagua-Yanacocha posición 1	33.48	6.34
LT Delsitanisagua-Yanacocha posición 2	33.48	6.34
LT Delsitanisagua-Cumbaratza	18.13	9.67
LT Cuenca-Paute Molino posición 1	67.08	35.53
LT Cuenca-Paute Molino posición 2	67.08	35.52
LT Cuenca-Gualaceo	21.02	15.33
LT Gualaceo-Limón	45.45	25.87
LT Limón-Méndez	33.02	28.11
LT Méndez-Macas	51.67	31.23
LT Cuenca-Monay posición 1	3.42	35.45
LT Cuenca-Monay posición 2	3.42	36.56
LT Monay-Turi	4.52	43.22
LT Monay-Centenario	1.53	47.65
LT Turi-Arenal	4.13	18.41
LT Turi-Léntag	45.647	9.90
LT Léntag-Chaullayacu	34.50	7.15
LT Chaullayacu-Arenal	11.05	16.63
LT Cuenca-Ricaurte	5.28	36.68

Tabla 4.6: Cargabilidad líneas de Transmisión para crecimiento cero.

Año 1 crecimiento de carga 25 %

Para este escenario se consideran las cargas con un crecimiento de 25% las cuales se observan a continuación:

ZONA LOJA			
Nombre de la Carga	Barra a la que se conecta	Nivel de Voltaje [KV]	Potencia [MW]
Carga Loja 1	S/E Loja 69 kV	69	16.32
Carga Loja 2			22.92
Carga Loja 3			17.41
Carga Yana Norte 1	S/E Yanacocha 69 kV	69	5
Carga Yana Norte 2			5
Carga Yanacocha			10.97
Carga EERSSA 1	S/E Cumbaratza 69 kV	69	3.12
Carga EERSSA 2			8.06
ZONA CUENCA			
Carga Cuenca-Monay	S/E 03 Monay	22	20.97
Carga Cuenca-Centenario	S/E 02 Centenario	6.3	8.18
Carga Cuenca-Turi	S/E 08 Turi	22	14.10
Carga Cuenca-Léntag	S/E 14 Léntag	22	14.47
Carga Cuenca-Chaullayacu	S/E 13 Chaullayacu	22	6.25
Carga Cuenca-Arenal	S/E 05 Arenal	22	38.26
Carga Cuenca-Ricaurte	S/E 07 Ricaurte	69	14.75
Carga Cuenca-Descanso	S/E 12 Descanso	22	10
Carga Cuenca-Azogues	S/E Azogues 2	69	6.37
ZONA ORIENTAL			
Carga Cuenca-Gualaceo	S/E Gualaceo	22	11.5
Carga Cuenca-Limón	S/E Limón	13.8	1.97
Carga Cuenca-Méndez	S/E Mendes	13.9	2.45
Carga Cuenca-Macas	S/E Macas	22	13.62

Tabla 4.7: Demandas con 25% de crecimiento de carga

Resultados de simulación:

Perfiles de voltaje en barras para el área de estudio

NOMBRE DE LA BARRA	VOLTAJE NOMINAL [KV]	VOLTAJE [KV]	VOLTAJE EN PU
S/E Loja 138 BP	138	138.93	1.007
S/E Loja 69 BP	69	68.82	0.997
S/E Yanacocha 138 BP	138	138	1.009
S/E Yanacocha 69 BP	69	69	0.993
S/E Cumbaratza 138 BP	138	139.62	1.012
S/E Cumbaratza 69 BP	69	68.72	0.996
S/E Cuenca 138 BP	138	137.71	0.998
S/E Cuenca 69 BP	69	67.08	0.972
S/E Gualaceo 138 BP	138	137.55	0.997
S/E Gualaceo 22	22	21.31	0.969
S/E Limón 138 BP	138	137.94	1.00
S/E Limón 13.8	13.8	13.72	0.994
S/E Méndez 138 BP	138	138.16	1.001
S/E Méndez 13.8	13.8	13.74	0.996
S/E Macas 138	138	138.47	1.003
S/E Macas 69	69	68.10	0.987
S/E Macas 22	22	21.40	0.973
S/E 03 Monay 69	69	66.77	0.968
S/E 03 Monay 22	22	21.21	0.964
S/E 02 Centenario 22	22	21.15	0.961
S/E 02 Centenario 6.3	6.3	6.03	0.958
S/E 08 Turi 69	69	66.22	0.960
S/E 08 Turi 22	22	21.06	0.957
S/E 14 Léntag 69	69	64.79	0.939
S/E 14 Léntag 22	22	20.49	0.931
S/E 13 Chaullayacu 69	69	65.47	0.949
S/E 13 Chaullayacu 22	22	20.65	0.938
S/E 05 Arenal 69	69	65.96	0.956
S/E 05 Arenal 22	22	20.69	0.941
S/E 12 Descanso 69	69	65.80	0.954
S/E 12 Descanso 22	22	20.89	0.95
S/E Azogues 69	69	65.54	0.95

Tabla 4.8: Perfiles de voltaje para crecimiento de carga de 25%.

Cargabilidad de transformadores de potencia para el área de estudio:

TRANSFORMADOR	POTENCIA NOMINAL [MVA]	CARGABILIDAD [%]
Trafo Loja ATQ	66.7	71.4
Trafo Yanacocha ATQ	66.7	29
Trafo Cumaratza ATQ	33.33	38.7
Trafo Cuenca ATR	150	92.7
Trafo Gualaceo	16	74.21
Trafo Limón	6.66	30.48
Trafo Méndez	6.66	37.41
Trafo Macas TRQ	66.7	39.4
Trafo Macas	24	59.83
Trafo Monay 1	24	61.45
Trafo Monay 2	24	61.45
Trafo Centenario 1	5	54.93
Trafo Centenario 2	10	58.10
Trafo Turi	24	61.46
Trafo Léntag 1	10	42.99
Trafo Léntag 2	24	47.68
Trafo Chaullayacu	10	54.01
Trafo Arenal 1	24	83.63
Trafo Arenal 2	24	87.77
Trafo Descanso 1	10	52.88
Trafo Descanso 2	10	52.90

Tabla 4.9: Cargabilidad de transformadores para crecimiento de carga de 25%.

Cargabilidad de líneas de transmisión para el área de estudio:

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD [km]	CARGABILIDAD [%]
LT Loja-Yanacocha posición 1	13.6	23.67
LT Loja-Yanacocha posición 2	13.6	23.74
LT Cuenca-Yanacocha posición 1	131.8	17.17
LT Cuenca-Yanacocha posición 2	131.8	17.17
LT Delsitanisagua-Yanacocha posición 1	33.48	6.29
LT Delsitanisagua-Yanacocha posición 2	33.48	6.30
LT Delsitanisagua-Cumbaratza	18.13	12.34
LT Cuenca-Paute Molino posición 1	67.08	54.21
LT Cuenca-Paute Molino posición 2	67.08	54.23
LT Cuenca-Gualaceo	21.02	10.66
LT Gualaceo-Limón	45.45	23.07
LT Limón-Méndez	33.02	25.81
LT Méndez-Macas	51.67	29.57
LT Cuenca-Monay posición 1	3.42	41.47
LT Cuenca-Monay posición 2	3.42	42.74
LT Monay-Turi	4.52	47.60
LT Monay-Centenario	1.53	54.08
LT Turi-Arenal	4.13	16.75
LT Turi-Léntag	45.647	12.07
LT Léntag-Chaullayacu	34.50	9.98
LT Chaullayacu-Arenal	11.05	19.65
LT Cuenca-Ricaurte	5.28	31.91

Tabla 4.10: Cargabilidad de líneas de transmisión para crecimiento de carga de 25%.

Año 2 crecimiento de carga 50%:

Para este escenario se consideran las cargas con un crecimiento del 50% como se observan a continuación:

ZONA LOJA			
Nombre de la Carga	Barra a la que se conecta	Nivel de Voltaje [KV]	Potencia [MW]
Carga Loja 1	S/E Loja 69 kV	69	19.59
Carga Loja 2			27.51
Carga Loja 3			20.89
Carga Yana Norte 1	S/E Yanacocha 69 kV	69	7.5
Carga Yana Norte 2			7.5
Carga Yanacocha			13.17
Carga EERSSA 1	S/E Cumbaratza 69 kV	69	3.75
Carga EERSSA 2			9.67
ZONA CUENCA			
Carga Cuenca-Monay	S/E 03 Monay	22	25.17
Carga Cuenca-Centenario	S/E 02 Centenario	6.3	9.82
Carga Cuenca-Turi	S/E 08 Turi	22	16.92
Carga Cuenca-Léntag	S/E 14 Léntag	22	17.37
Carga Cuenca-Chaullayacu	S/E 13 Chaullayacu	22	7.5
Carga Cuenca-Arenal	S/E 05 Arenal	22	45.91
Carga Cuenca-Ricaurte	S/E 07 Ricaurte	69	17.7
Carga Cuenca-Descanso	S/E 12 Descanso	22	11.98
Carga Cuenca-Azogues	S/E Azogues 2	69	7.65
ZONA ORIENTAL			
Carga Cuenca-Gualaceo	S/E Gualaceo	22	13.8
Carga Cuenca-Limón	S/E Limón	13.8	2.37
Carga Cuenca-Méndez	S/E Mendes	13.9	2.94
Carga Cuenca-Macas	S/E Macas	22	16.35

Tabla 4.11: Demandas con 50 % de crecimiento de carga

Resultados de simulación:

Perfiles de voltaje en barras para el área de estudio

NOMBRE DE LA BARRA	VOLTAJE NOMINAL [KV]	VOLTAJE [KV]	VOLTAJE EN PU
S/E Loja 138 BP	138	135.20	0.98
S/E Loja 69 BP	69	67.93	0.98
S/E Yanacocha 138 BP	138	135.76	0.984
S/E Yanacocha 69 BP	69	67.89	0.984
S/E Cumbaratza 138 BP	138	136.56	0.99
S/E Cumbaratza 69 BP	69	67.99	0.985
S/E Cuenca 138 BP	138	135.12	0.979
S/E Cuenca 69 BP	69	67.75	0.982
S/E Gualaceo 138 BP	138	134.62	0.976
S/E Gualaceo 22	22	20.82	0.947
S/E Limón 138 BP	138	134.53	0.975
S/E Limón 13.8	13.8	13.36	0.968
S/E Méndez 138 BP	138	134.44	0.974
S/E Méndez 13.8	13.8	13.35	0.968
S/E Macas 138	138	134.34	0.973
S/E Macas 69	69	67.50	0.978
S/E Macas 22	22	21.14	0.961
S/E 03 Monay 69	69	67.38	0.977
S/E 03 Monay 22	22	21.38	0.972
S/E 02 Centenario 22	22	21.31	0.969
S/E 02 Centenario 6.3	6.3	6.07	0.964
S/E 08 Turi 69	69	66.72	0.967
S/E 08 Turi 22	22	21.20	0.964
S/E 14 Léntag 69	69	64.93	0.941
S/E 14 Léntag 22	22	20.49	0.931
S/E 13 Chaullayacu 69	69	65.73	0.9953
S/E 13 Chaullayacu 22	22	20.60	0.936
S/E 05 Arenal 69	69	66.43	0.963
S/E 05 Arenal 22	22	20.77	0.944
S/E 12 Descanso 69	69	66.47	0.963
S/E 12 Descanso 22	22	21.09	0.959
S/E Azogues 69	69	66.24	0.96

Tabla 4.12: Perfiles de voltaje para crecimiento de carga de 50%.

Cargabilidad de transformadores de potencia para el área de estudio:

TRANSFORMADOR	POTENCIA NOMINAL [MVA]	CARGABILIDAD [%]
Trafo Loja ATQ	66.7	90.9
Trafo Yanacocha ATQ	66.7	40.6
Trafo Cumaratza ATQ	33.33	40.9
Trafo Cuenca ATR	150	100.5
Trafo Gualaceo	16	91.12
Trafo Limón	6.66	37.61
Trafo Méndez	6.66	46.17
Trafo Macas TRQ	66.7	37.4
Trafo Macas	24	72.64
Trafo Monay 1	24	73.54
Trafo Monay 2	24	73.54
Trafo Centenario 1	5	65.50
Trafo Centenario 2	10	69.28
Trafo Turi	24	73.25
Trafo Léntag 1	10	51.56
Trafo Léntag 2	24	57.21
Trafo Chaullayacu	10	81.12
Trafo Arenal 1	24	99.99
Trafo Arenal 2	24	104.93
Trafo Descanso 1	10	62.72
Trafo Descanso 2	10	62.75

Tabla 4.13: Cargabilidad de transformadores para crecimiento de carga de 50%.

Cargabilidad de líneas de transmisión para el área de estudio:

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD [km]	CARGABILIDAD [%]
LT Loja-Yanacocha posición 1	13.6	30.29
LT Loja-Yanacocha posición 2	13.6	30.37
LT Cuenca-Yanacocha posición 1	131.8	27.08
LT Cuenca-Yanacocha posición 2	131.8	27.08
LT Delsitanisagua-Yanacocha posición 1	33.48	6.61
LT Delsitanisagua-Yanacocha posición 2	33.48	6.63
LT Delsitanisagua-Cumbaratza	18.13	15.14
LT Cuenca-Paute Molino posición 1	67.08	72.63
LT Cuenca-Paute Molino posición 2	67.08	72.65
LT Cuenca-Gualaceo	21.02	8.94
LT Gualaceo-Limón	45.45	20.56
LT Limón-Méndez	33.02	23.72
LT Méndez-Macas	51.67	28.07
LT Cuenca-Monay posición 1	3.42	47.75
LT Cuenca-Monay posición 2	3.42	49.22
LT Monay-Turi	4.52	53.24
LT Monay-Centenario	1.53	64.47
LT Turi-Arenal	4.13	16.45
LT Turi-Léntag	45.647	14.55
LT Léntag-Chaullayacu	34.50	11.90
LT Chaullayacu-Arenal	11.05	26.44
LT Cuenca-Ricaurte	5.28	26.45

Tabla 4.14: Cargabilidad de líneas de transmisión para crecimiento de carga de 50%.

Año 3 crecimiento de carga 75%:

Para este escenario se consideran las cargas con un crecimiento del 75% como se observan a continuación:

ZONA LOJA			
Nombre de la Carga	Barra a la que se conecta	Nivel de Voltaje [KV]	Potencia [MW]
Carga Loja 1	S/E Loja 69 kV	69	22.85
Carga Loja 2			32.09
Carga Loja 3			24.37
Carga Yana Norte 1	S/E Yanacocha 69 kV	69	10
Carga Yana Norte 2			10
Carga Yanacocha			15.36
Carga EERSSA 1	S/E Cumbaratza 69 kV	69	4.375
Carga EERSSA 2			11.28
ZONA CUENCA			
Carga Cuenca-Monay	S/E 03 Monay	22	29.36
Carga Cuenca-Centenario	S/E 02 Centenario	6.3	11.45
Carga Cuenca-Turi	S/E 08 Turi	22	19.74
Carga Cuenca-Léntag	S/E 14 Léntag	22	20.26
Carga Cuenca-Chaullayacu	S/E 13 Chaullayacu	22	8.75
Carga Cuenca-Arenal	S/E 05 Arenal	22	53.56
Carga Cuenca-Ricaurte	S/E 07 Ricaurte	69	20.65
Carga Cuenca-Descanso	S/E 12 Descanso	22	13.98
Carga Cuenca-Azogues	S/E Azogues 2	69	8.92
ZONA ORIENTAL			
Carga Cuenca-Gualaceo	S/E Gualaceo	22	16.10
Carga Cuenca-Limón	S/E Limón	13.8	2.76
Carga Cuenca-Méndez	S/E Méndez	13.9	3.43
Carga Cuenca-Macas	S/E Macas	22	19.07

Tabla 4.15: Demandas con 75 % de crecimiento de carga

Resultados de simulación:

Perfiles de voltaje en barras para el área de estudio:

NOMBRE DE LA BARRA	VOLTAJE NOMINAL [KV]	VOLTAJE [KV]	VOLTAJE EN PU
S/E Loja 138 BP	138	130.51	0.946
S/E Loja 69 BP	69	67.63	0.98
S/E Yanacocha 138 BP	138	131.29	0.951
S/E Yanacocha 69 BP	69	67.93	0.985
S/E Cumbaratza 138 BP	138	132.70	0.962
S/E Cumbaratza 69 BP	69	68.04	0.986
S/E Cuenca 138 BP	138	131.74	0.955
S/E Cuenca 69 BP	69	67.83	0.983
S/E Gualaceo 138 BP	138	130.85	0.948
S/E Gualaceo 22	22	20.20	0.918
S/E Limón 138 BP	138	134.53	0.944
S/E Limón 13.8	13.8	12.91	0.936
S/E Méndez 138 BP	138	129.80	0.941
S/E Méndez 13.8	13.8	12.87	0.933
S/E Macas 138	138	129.24	0.941
S/E Macas 69	69	67.45	0.978
S/E Macas 22	22	21.05	0.957
S/E 03 Monay 69	69	67.89	0.977
S/E 03 Monay 22	22	21.35	0.971
S/E 02 Centenario 22	22	21.27	0.967
S/E 02 Centenario 6.3	6.3	6.06	0.961
S/E 08 Turi 69	69	66.61	0.965
S/E 08 Turi 22	22	21.14	0.961
S/E 14 Léntag 69	69	64.44	0.934
S/E 14 Léntag 22	22	20.29	0.922
S/E 13 Chaullayacu 69	69	65.43	0.948
S/E 13 Chaullayacu 22	22	20.43	0.928
S/E 05 Arenal 69	69	66.28	0.961
S/E 05 Arenal 22	22	20.63	0.938
S/E 12 Descanso 69	69	66.52	0.964
S/E 12 Descanso 22	22	21.08	0.958
S/E Azogues 69	69	66.30	0.961

Tabla 4.16: Perfiles de voltaje para crecimiento de carga de 75%.

Cargabilidad en transformadores de potencia para el área de estudio:

TRANSFORMADOR	POTENCIA NOMINAL [MVA]	CARGABILIDAD [%]
Trafo Loja ATQ	66.7	113
Trafo Yanacocha ATQ	66.7	53.5
Trafo Cumaratza ATQ	33.33	49.2
Trafo Cuenca ATR	150	109.8
Trafo Gualaceo	16	109.58
Trafo Limón	6.66	45.30
Trafo Méndez	6.66	55.86
Trafo Macas TRQ	66.7	35.9
Trafo Macas	24	85.02
Trafo Monay 1	24	86.19
Trafo Monay 2	24	86.19
Trafo Centenario 1	5	76.57
Trafo Centenario 2	10	80.99
Trafo Turi	24	95.68
Trafo Léntag 1	10	60.69
Trafo Léntag 2	24	67.35
Trafo Chaullayacu	10	95.40
Trafo Arenal 1	24	117.41
Trafo Arenal 2	24	123.21
Trafo Descanso 1	10	73.18
Trafo Descanso 2	10	73.21

Tabla 4.17: Cargabilidad de transformadores para crecimiento de carga de 75%.

Cargabilidad de líneas de transmisión para el área de estudio:

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD [km]	CARGABILIDAD [%]
LT Loja-Yanacocha posición 1	13.6	37.67
LT Loja-Yanacocha posición 2	13.6	37.78
LT Cuenca-Yanacocha posición 1	131.8	38.63
LT Cuenca-Yanacocha posición 2	131.8	38.63
LT Delsitanisagua-Yanacocha posición 1	33.48	7.51
LT Delsitanisagua-Yanacocha posición 2	33.48	7.53
LT Delsitanisagua-Cumbaratza	18.13	18.20
LT Cuenca-Paute Molino posición 1	67.08	92.36
LT Cuenca-Paute Molino posición 2	67.08	92.39
LT Cuenca-Gualaceo	21.02	12.36
LT Gualaceo-Limón	45.45	18.67
LT Limón-Méndez	33.02	22.08
LT Méndez-Macas	51.67	26.90
LT Cuenca-Monay posición 1	3.42	53.98
LT Cuenca-Monay posición 2	3.42	55.63
LT Monay-Turi	4.52	58.50
LT Monay-Centenario	1.53	75.37
LT Turi-Arenal	4.13	15.94
LT Turi-Léntag	45.647	16.95
LT Léntag-Chaullayacu	34.50	14.33
LT Chaullayacu-Arenal	11.05	31.44
LT Cuenca-Ricaurte	5.28	21.38

Tabla 4.18: Cargabilidad de líneas de transmisión para crecimiento de carga de 75%.

4.3.2. CASO DE ESTUDIO: Ingreso PEMH

AÑO 2022	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo Periodo seco máximo	PEMH: entra con 4 aerogeneradores Villonaco: entra con 15 MW
AÑO 2023	Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	PEMH: entra con 8 aerogeneradores a) Villonaco entra con 15 MW b) Villonaco: se desconecta
AÑO 2024	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	PEMH: entra con 14 aerogeneradores Villonaco entra con 15 MW a) Delsitanisagua: se desconecta b) Fase AB Paute Molino se desconecta

Tabla 4.19: Caso de estudio: Ingreso PEMH.

Periodo de estiaje: En Ecuador el periodo de sequía se extiende aproximadamente desde el mes de septiembre hasta el mes de marzo, donde los caudales de los ríos y afluentes descienden, reduciendo así la operación de las centrales hidroeléctricas.

SIMULACIONES:

AÑO 2022

PERFIL DE VOLTAJE EN BARRAS								
NOMBRE DE LA BARRA	ESTACIONALIDAD							
	Seco máx.		Seco mín.		Lluvioso máx.		Lluvioso mín.	
	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU
Barra S/E Uchucay 34.5 KV	34.29	0.994	33.97	0.985	34.89	1.011	34.81	1.009
Barra S/E Uchucay 138 KV	137.26	0.995	136.11	0.986	139.67	1.012	139.38	1.010
Barra S/E La Paz 138 KV	137	0.993	135.85	0.984	138.41	1.010	139.11	1.008
Barra S/E Cuenca 138 KV	135.96	0.985	136.09	0.986	137.68	0.998	138	1.00
Barra S/E Cuenca 69 KV	69.13	1.002	69.51	1.007	68.79	0.997	69.70	1.01
Barra S/E Yanacocha 138 KV	137.12	0.994	134.72	0.976	138.99	1.007	138.55	1.004
Barra S/E Yanacocha 69 KV	68.93	0.999	68.82	0.997	69.06	1.001	69.10	1.001
Barra S/E Loja 138 KV	136.86	0.992	134.49	0.975	138.73	1.005	138.34	1.002
Barra S/E Loja 69 KV	68.89	0.998	69.10	1.001	68.99	1.00	68.97	1.00
Barra S/E Paute Molino 138 KV	143.28	1.038	141	1.022	144.32	1.046	141.22	1.023
Barra S/E Delsitanisagua 138 KV	138.61	1.004	134.44	0.974	140.56	1.019	138.95	1.007

Tabla 4.20: Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES				
NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
Trafo Huascachaca 50 MVA	25.40	25.73	15.95	28.02
Trafo Cuenca ATQ 100 MVA	54.54	40.79	111.91	79.02
Trafo Cuenca ATR 150 MVA	54.54	40.79	0	0
Trafo Yanacocha ATQ 66 MVA	76.31	37.68	76.24	36.62
Trafo Loja ATQ 66.7 MVA	49.29	18.08	49.24	16.31
Trafo Cumbaratza ATQ 33.3 MVA	49.63	24.85	49.60	13.67
Trafo Gualaceo 16 MVA	80.91	39.10	80.40	38.55
Trafo Villonaco 25 MVA	59.94	59.77	59.89	59.87

Tabla 4.21: Cargabilidad Transformador correspondiente al área de estudio.

CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LT S/E Uchucay – S/E La Paz	12.29	12.45	12.11	12.10
LT S/E La Paz – S/E Cuenca	50.72	54.73	8.30	36.06
LT S/E La Paz – S/E Yanacocha	40.25	44.79	9	26.14
LT S/E Yanacocha – S/E Cuenca	52.83	58.06	8.33	35.78
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 1	15.83	5.79	15.61	5.23
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 2	16.09	5.91	15.87	5.33
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 1	27.71	28.76	40.27	18.95
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 2	27.71	28.76	40.27	18.95
LT S/E Cuenca – S/E Gualaceo	10.62	19.26	10.60	19.04
LT S/E Yanacocha – S/E Delsitanisagua pos 1	33.77	26.23	14.76	20.84
LT S/E Yanacocha – S/E Delsitanisagua pos 2	33.77	26.23	14.76	20.84
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza	18.63	9.33	14.38	5.17

Tabla 4.22: Cargabilidad líneas de transmisión correspondiente al área de estudio.

AÑO 2023

Caso a: Villonaco entra con 15 MW

PERFIL DE VOLTAJE EN BARRAS								
NOMBRE DE LA BARRA	ESTACIONALIDAD							
	Seco máx.		Seco mín.		Lluvioso máx.		Lluvioso mín.	
	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU
Barra S/E Uchucay 34.5 KV	34.46	0.999	34.12	0.989	34.55	1.001	34.38	0.998
Barra S/E Uchucay 138 KV	138.10	1.001	136.74	0.991	138.44	1.003	137.62	0.997
Barra S/E La Paz 138 KV	137.64	0.997	136.28	0.988	137.98	1.00	137.13	0.994
Barra S/E Cuenca 138 KV	136.37	0.988	136.19	0.987	136.21	0.987	136.35	0.988
Barra S/E Cuenca 69 KV	69.28	1.004	69.54	1.008	69.27	1.004	69.66	1.010
Barra S/E Yanacocha 138 KV	137.3	0.995	134.74	0.976	138.36	1.003	137.33	0.995
Barra S/E Yanacocha 69 KV	69.01	1	68.83	0.997	69.14	1.002	68.90	0.999
Barra S/E Loja 138 KV	136.98	0.993	134.49	0.975	138.05	1.00	137.09	0.993
Barra S/E Loja 69 KV	69.29	1.004	69.04	1.001	69.85	1.012	69.14	1.002
Barra S/E Paute Molino 138 KV	143.64	1.041	141.05	1.022	143.85	1.042	141.40	1.025
Barra S/E Delsitanisagua 138 KV	138.7	1.005	134.45	0.974	140.21	1.016	138.30	1.002

Tabla 4.23: Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio: Villonaco 15 MW.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES				
NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
Trafo Huascachaca 50 MVA	51.06	51.57	50.93	57.32
Trafo Cuenca ATQ 100 MVA	55.52	37.62	61.93	47.07
Trafo Cuenca ATR 150 MVA	55.52	37.62	61.93	47.07
Trafo Yanacocha ATQ 66 MVA	77.16	38.14	76.55	37.41
Trafo Loja ATQ 66.7 MVA	55.22	20.82	54.74	19.04
Trafo Cumbaratza ATQ 33.3 MVA	42.43	18.96	40.52	14.83
Trafo Gualaceo 16 MVA	81.95	39.82	82.36	39.77
Trafo Villonaco 25 MVA	59.60	59.81	59.12	59.73

Tabla 4.24: Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio: Villonaco 15 MW.

CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LT S/E Uchucay – S/E La Paz	24.95	25.20	24.88	25.01
LT S/E La Paz – S/E Cuenca	59.68	62.96	61.32	75.99
LT S/E La Paz – S/E Yanacocha	36.89	40.82	38.14	53.12
LT S/E Yanacocha – S/E Cuenca	54.60	58.92	56.26	74.57
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 1	17.74	6.68	17.58	6.10
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 2	18.02	6.80	17.87	6.22
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 1	28.01	34.94	28.79	38.37
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 2	28.01	34.94	28.79	38.37
LT S/E Cuenca – S/E Gualaceo	7.11	19.11	10.82	19.08
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 1	34.31	25.83	35.01	31.72
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 2	34.31	25.83	35.01	31.72
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza	15.93	7.12	15.21	5.57

Tabla 4.25: Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio: Villonaco 15 MW.

Caso b: Villonaco se desconecta

PERFIL DE VOLTAJE EN BARRAS								
NOMBRE DE LA BARRA	ESTACIONALIDAD							
	Seco máx.		Seco mín.		Lluvioso máx.		Lluvioso mín.	
	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU
Barra S/E Uchucay 34.5 KV	34.53	1.001	34.23	0.992	34.62	1.003	34.53	1.001
Barra S/E Uchucay 138 KV	138.37	1.003	137.19	0.994	138.73	1.005	138.24	1.002
Barra S/E La Paz 138 KV	137.91	0.999	136.73	0.991	138.27	1.002	137.75	0.998
Barra S/E Cuenca 138 KV	136.60	0.990	136.55	0.99	136.45	0.989	136.82	0.991
Barra S/E Cuenca 69 KV	69.38	1.006	69.70	1.01	69.38	1.005	69.87	1.013
Barra S/E Yanacocha 138 KV	137.25	0.995	134.89	0.977	138.32	1.002	137.60	0.997
Barra S/E Yanacocha 69 KV	69.98	1	68.90	0.999	69.12	1.002	68.04	1.001
Barra S/E Loja 138 KV	136.83	0.992	134.57	0.975	137.92	0.999	137.29	0.995
Barra S/E Loja 69 KV	69.19	1.003	69.10	1.001	69.76	1.011	68.84	0.998
Barra S/E Paute Molino 138 KV	143.69	1.041	141.15	1.023	143.90	1.043	141.48	1.025
Barra S/E Delsitanisagua 138 KV	138.68	1.005	134.55	0.975	140.19	1.016	138.54	1.003

Tabla 4.26: Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio: Villonaco se desconecta.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES				
NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
Trafo Huascachaca 50 MVA	50.96	51.40	50.82	57.06
Trafo Cuenca ATQ 100 MVA	53.96	36.04	60.32	47.47
Trafo Cuenca ATR 150 MVA	53.96	36.04	60.32	47.47
Trafo Yanacocha ATQ 66 MVA	77.19	38.10	76.57	37.33
Trafo Loja ATQ 66.7 MVA	77.81	40.92	77.15	38.34
Trafo Cumbaratza ATQ 33.3 MVA	42.44	18.95	40.52	14.81
Trafo Gualaceo 16 MVA	81.80	39.71	82.20	39.63
Trafo Villonaco 25 MVA	0.30	0.30	0.30	0.30

Tabla 4.27: Cargabilidad en Transformadores correspondientes al área de estudio: Villonaco se desconecta.

CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LT S/E Uchucay – S/E La Paz	24.90	25.11	24.83	24.89
LT S/E La Paz – S/E Cuenca	53.38	56.54	55.05	69.61
LT S/E La Paz – S/E Yanacocha	30.83	34.80	32.01	46.95
LT S/E Yanacocha – S/E Cuenca	47.34	51.60	48.97	67.13
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 1	25	13.13	24.79	12.30
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 2	25.38	13.36	25.17	12.52
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 1	26.86	30.59	28.48	33.71
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 2	26.86	30.59	28.48	33.71
LT S/E Cuenca – S/E Gualaceo	7.08	19.04	10.75	18.99
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 1	34.33	25.84	35.02	31.69
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 2	34.33	25.84	35.02	31.69
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza	15.93	7.11	15.21	5.56

Tabla 4.28: Cargabilidad en líneas de Transmisión correspondientes al área de estudio: Villonaco se desconecta

AÑO 2024

Caso a: Delsitanisagua se desconecta

PERFIL DE VOLTAJE EN BARRAS								
NOMBRE DE LA BARRA	ESTACIONALIDAD							
	Seco máx.		Seco mín.		Lluvioso máx.		Lluvioso mín.	
	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU
Barra S/E Uchucay 34.5 KV	32.31	0.937	34.82	1.009	31.93	0.925	34.86	1.01
Barra S/E Uchucay 138 KV	130.16	0.943	140.02	1.015	128.66	0.932	140.37	1.016
Barra S/E La Paz 138 KV	129.65	0.939	139.45	1.011	128.15	0.929	139.61	1.012
Barra S/E Cuenca 138 KV	131.48	0.953	137.50	0.996	130.74	0.947	138.03	1
Barra S/E Cuenca 69 KV	67.03	0.971	69.96	1.014	66.51	0.964	70.29	1.019
Barra S/E Yanacocha 138 KV	124.07	0.899	138.05	1	121.69	0.882	137.74	0.998
Barra S/E Yanacocha 69 KV	66.50	0.964	69.24	1.003	59.97	0.869	68.65	0.995
Barra S/E Loja 138 KV	123.63	0.896	137.78	0.998	121.17	0.878	137.49	0.996
Barra S/E Loja 69 KV	67.23	0.974	69.03	1.00	60.40	0.875	68.89	0.998
Barra S/E Paute Molino 138 KV	142.16	1.03	141.39	1.025	143.09	1.037	141.76	1.027
Barra S/E Delsitanisagua 138 KV	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.29: Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio: Delsitanisagua se desconecta.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES				
NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
Trafo Huascachaca 50 MVA	95.30	88.43	96.45	88.33
Trafo Cuenca ATQ 100 MVA	43.16	34.38	46.47	31.93
Trafo Cuenca ATR 150 MVA	43.16	34.38	46.47	31.93
Trafo Yanacocha ATQ 66 MVA	89.57	38.81	91.42	38.90
Trafo Loja ATQ 66.7 MVA	65.95	22.11	68.37	20.74
Trafo Cumbaratza ATQ 33.3 MVA	44.47	22.16	41.92	15.68
Trafo Gualaceo 16 MVA	88.93	40.85	89.26	40.69
Trafo Villonaco 25 MVA	61.42	59.82	68.38	59.95

Tabla 4.30: Cargabilidad en Transformadores correspondientes al área de estudio: Delsitanisagua se desconecta.

CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LT S/E Uchucay – S/E La Paz	46.79	43.38	47,36	43.33
LT S/E La Paz – S/E Cuenca	12.19	27.26	14.88	29.07
LT S/E La Paz – S/E Yanacocha	41.37	16.02	42.62	14.61
LT S/E Yanacocha – S/E Cuenca	27.06	6.09	29.14	8.22
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 1	21.19	7.09	21.97	6.65
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 2	21.51	7.22	22.30	6.78
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 1	56.95	17.31	61.82	15.35
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 2	56.95	17.31	61.82	15.35
LT S/E Cuenca – S/E Gualaceo	15.22	17.77	12.40	18.34
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 1	0.99	1.10	0.97	1.10
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 2	0.99	1.10	0.97	1.10
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos1	0.78	0.78	0.78	0.78
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos2	0.78	0.78	0.78	0.78

Tabla 4.31: Cargabilidad en líneas de Transmisión correspondientes al área de estudio: Delsitanisagua se desconecta.

Caso b: Fase AB Paute-Molino se desconecta

PERFIL DE VOLTAJE EN BARRAS							
NOMBRE DE LA BARRA	ESTACIONALIDAD						
	Seco máx.		Seco mín.		Lluvioso máx.		E Lluvioso mín.
	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]
Barra S/E Uchuca y 34.5 KV	33.07	0.958	33.60	0.974	32.18	0.933	34.36
Barra S/E Uchuca y 138 KV	133.13	0.965	135.21	0.98	129.66	0.94	138.21
Barra S/E La Paz 138 KV	132.6	0.961	134.67	0.976	129.15	0.936	137.65
Barra S/E Cuenca 138 KV	127.81	0.926	131.84	0.955	123.32	0.894	134.35
Barra S/E Cuenca 69 KV	65.38	0.948	67.68	0.981	63.05	0.914	68.80
Barra S/E Yanacocha 138 KV	135.22	0.98	134.70	0.976	133.21	0.965	138.07
Barra S/E Yanacocha 69 KV	68.68	0.995	68.78	0.997	65.98	0.956	68.82
Barra S/E Loja 138 KV	134.85	0.977	134.43	0.974	132.82	0.962	137.82
Barra S/E Loja 69 KV	68.94	0.999	68.98	1.00	66.57	0.965	69.06
Barra S/E Delsitanisagua 138 KV	138.39	1.003	135.42	0.981	137.37	0.995	139.25
Barra S/E Paute Molino 138 KV	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.32: Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio: Fase AB Paute-Molino se desconecta.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES				
NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
Trafo Huascachaca 50 MVA	93.12	91.65	95.68	89.61
Trafo Cuenca ATQ 100 MVA	36.53	37.23	38.97	32.52
Trafo Cuenca ATR 150 MVA	36.53	37.23	38.97	32.52
Trafo Yanacocha ATQ 66 MVA	81.82	39.79	83.11	38.81
Trafo Loja ATQ 66.7 MVA	60.16	22.67	61.37	20.69
Trafo Cumbaratza ATQ 33.3 MVA	44.62	22.71	43.34	15.72
Trafo Gualaceo 16 MVA	91.75	42.66	95.19	41.84
Trafo Villonaco 25 MVA	59.90	59.87	62.03	59.80

Tabla 4.33: Cargabilidad en Transformadores correspondientes al área de estudio: Fase AB Paute-Molino se desconecta.

CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LT S/E Uchuca y – S/E La Paz	45.71	44.98	46.98	43.97
LT S/E La Paz – S/E Cuenca	49.45	43.92	52.73	38.52
LT S/E La Paz – S/E Yanacocha	10.11	2.50	14.57	7.26
LT S/E Yanacocha – S/E Cuenca	30.83	23.24	34.88	18.69
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 1	19.32	7.27	19.72	6.63
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 2	19.63	7.40	20.02	6.76
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 1	0	0	0	0
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 2	0	0	0	0
LT S/E Cuenca – S/E Gualaceo	16.94	18.82	15.58	19.01
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 1	22.72	8.32	24.77	5.97
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 2	22.72	8.32	24.77	5.97
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos1	21.58	26.69	24.28	31.92
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos2	21.58	26.69	24.28	31.92

Tabla 4.34: Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio: Fase AB Paute-Molino se desconecta.

4.3.3. CASO DE ESTUDIO: Ingreso Villonaco II Y III

AÑO 2023	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	Villonaco: entra con 15 MW Villonaco II: entra con 30 MW
AÑO 2024	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	Villonaco: se desconecta Villonaco II-III: entra con 60 MW Delsitanisagua: se desconecta
AÑO 2025	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	Villonaco: entra con 15 MW Villonaco II-III: entra con 100 MW Fase AB Paute Molino se desconecta

Tabla 4.35: Caso de estudio: Ingreso Villonaco II Y III

Año 2023

PERFIL DE VOLTAJE EN BARRAS								
NOMBRE DE LA BARRA	ESTACIONALIDAD							
	Seco máx.		Seco mín.		Lluvioso máx.		Lluvioso mín.	
	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU
Barra S/E Uchucay 34.5 KV	0	0	0	0	0	0	0	0
Barra S/E Uchucay 138 KV	0	0	0	0	0	0	0	0
Barra S/E La Paz 138 KV	136.05	0.986	134.83	0.977	136.64	0.99	135.59	0.983
Barra S/E Cuenca 138 KV	135.91	0.985	135.75	0.984	135.84	0.984	136.01	0.986
Barra S/E Cuenca 69 KV	69.07	1.001	69.35	1.005	69.10	1.001	69.55	1.008
Barra S/E Yanacocha 138 KV	137.03	0.993	134.43	0.974	138.18	1.001	136.96	0.992
Barra S/E Yanacocha 69 KV	68.87	0.998	68.66	0.995	69.04	1.001	69.13	1.002
Barra S/E Loja 138 KV	136.87	0.992	134.33	0.973	138.02	1	136.87	0.992
Barra S/E Loja 69 KV	69.23	1.003	69.96	0.999	69.84	1.012	69.03	1.00
Barra S/E Huaurapamba 35 KV	34.91	0.998	34.27	0.979	35.21	1.006	34.91	0.998
Barra S/E Delsitanisagua 138 KV	137.73	0.998	135.20	0.98	138.88	1.006	137.73	0.998

Tabla 4.36: Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio: Ingreso Villonaco II III.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES				
NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
Trafo Huascachaca 50 MVA	0	0	0	0
Trafo Cuenca ATQ 100 MVA	55.57	37.63	61.98	46.90
Trafo Cuenca ATR 150 MVA	55.57	37.63	61.98	46.90
Trafo Yanacocha ATQ 66 MVA	77.32	38.23	76.65	37.51
Trafo Loja ATQ 66.7 MVA	55.28	20.85	54.75	19.08
Trafo Huayrapamba 100MVA	30.07	30.64	29.83	30.07
Trafo Cumaratza ATQ 33.3 MVA	42.48	18.99	40.55	14.86
Trafo Gualaceo 16 MVA	82.24	39.95	82.60	39.87
Trafo Villonaco 25 MVA	59.65	59.88	59.13	59.83

Tabla 4.37: Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio: Ingreso Villonaco II III.

CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LT S/E Uchucay – S/E La Paz	0	0	0	0
LT S/E La Paz – S/E Cuenca	53.51	56.56	54.62	69.48
LT S/E La Paz – S/E Yanacocha	54.58	58.58	56.12	71.15
LT S/E Yanacocha – S/E Cuenca	63.11	67.41	64.59	83.13
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 1	4.29	10.96	4.15	11.01
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 2	4.38	10.74	4.24	11.06
LT S/E Huayrapamba - S/E Loja	27.33	27.84	27.10	27.33
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 1	29.50	35.91	29.96	34.04
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 2	29.50	35.91	29.96	34.04
LT S/E Cuenca – S/E Gualaceo	7.18	19.18	10.92	19.14
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 1	34.38	25.83	35.07	31.77
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 2	34.38	25.83	35.07	31.77
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos1	15.95	7.13	15.22	5.58

Tabla 4.38: Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio: Ingreso Villonaco II-III.

Año 2024

PERFIL DE VOLTAJE EN BARRAS								
NOMBRE DE LA BARRA	ESTACIONALIDAD							
	Seco máx.		Seco mín.		Lluvioso máx.		Lluvioso mín.	
	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU
Barra S/E Uchucay 34.5 KV	0	0	0	0	0	0	0	0
Barra S/E Uchucay 138 KV	0	0	0	0	0	0	0	0
Barra S/E La Paz 138 KV	130.20	0.943	139.08	1.008	136.46	0.945	139.37	1.010
Barra S/E Cuenca 138 KV	132.20	0.958	137.74	0.998	132.73	0.962	138.44	1.003
Barra S/E Cuenca 69 KV	67.36	0.976	70.06	1.015	67.43	0.977	70.43	1.021
Barra S/E Yanacocha 138 KV	126.67	0.918	139.29	1.009	126.22	0.915	139.11	1.008
Barra S/E Yanacocha 69 KV	67.36	0.976	69.01	1.00	62.34	0.903	68.92	0.999
Barra S/E Loja 138 KV	132.20	0.958	139.18	1.009	125.86	0.912	139	1.007
Barra S/E Loja 69 KV	67.36	0.976	69.33	1.005	62.87	0.911	68.82	0.997
Barra S/E Huayrapamba 35KV	32.38	0.925	35.63	1.018	32.25	0.921	35.58	1.017
Barra S/E Huayrapamba 138KV	127.97	0.927	140.70	1.020	127.46	0.924	140.53	1.018
Barra S/E Paute Molino 138 KV	142.25	1.031	141.44	1.025	143.93	1.043	142.17	1.030
Barra S/E Delsitanisagua 138 KV	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.39: Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES				
NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
Trafo Huascachaca 50 MVA	0	0	0	0
Trafo Cuenca ATQ 100 MVA	42.71	33.84	43.39	30.09
Trafo Cuenca ATR 150 MVA	42.71	33.84	43.39	30.09
Trafo Yanacocha ATQ 66 MVA	87.62	38.46	87.95	38.51
Trafo Loja ATQ 66.7 MVA	88.71	41.46	89.64	39.78
Trafo Huayrapamba 100MVA	64.85	58.94	65.11	59.01
Trafo Cumbaratza ATQ 33.3 MVA	44.46	22.16	41.76	15.64
Trafo Gualaceo 16 MVA	88.40	40.77	87.80	40.56
Trafo Villonaco 25 MVA	0	0	0	0

Tabla 4.40: Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio.

CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LT S/E Uchucay – S/E La Paz	0	0	0	0
LT S/E La Paz – S/E Cuenca	11.51	12.75	12.36	14.08
LT S/E La Paz – S/E Yanacocha	14.09	13.81	15.89	16.11
LT S/E Yanacocha – S/E Cuenca	16.68	15.56	18.29	17.57
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 1	7.72	16.86	8.80	17.40
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 2	7.76	16.98	8.86	17.53
LT S/E Huarapamba - S/E Loja	58.96	53.58	59.20	53.65
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 1	56.72	17.55	58.01	15.25
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 2	56.72	17.55	58.01	15.25
LT S/E Cuenca – S/E Gualaceo	14.91	17.73	11.70	18.27
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 1	0	0	0	0
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 2	0	0	0	0
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos1	0	0	0	0

Tabla 4.41: Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio.

Año 2025

PERFIL DE VOLTAJE EN BARRAS								
NOMBRE DE LA BARRA	ESTACIONALIDAD							
	Seco máx.		Seco mín.		Lluvioso máx.		Lluvioso mín.	
	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU
Barra S/E Uchucay 34.5 KV	0	0	0	0	0	0	0	0
Barra S/E Uchucay 138 KV	0	0	0	0	0	0	0	0
Barra S/E La Paz 138 KV	130.96	0.949	132.34	0.959	131.37	0.952	135.14	0.979
Barra S/E Cuenca 138 KV	127.43	0.923	130.64	0.947	127.71	0.925	132.97	0.964
Barra S/E Cuenca 69 KV	65.21	0.945	67.12	0.973	65.39	0.948	68.20	0.988
Barra S/E Yanacocha 138 KV	134.69	0.976	133.62	0.968	135.45	0.982	136.82	0.991
Barra S/E Yanacocha 69 KV	68.73	0.996	68.60	0.994	68.73	0.996	69.00	1
Barra S/E Loja 138 KV	134.46	0.974	133.51	0.967	135.23	0.980	136.73	0.991
Barra S/E Loja 69 KV	68.65	0.995	68.87	0.998	69.07	1.001	68.89	0.998
Barra S/E Huayrapamba 35KV	34.49	0.985	34.24	0.978	34.69	0.991	35.07	1.002
Barra S/E Huayrapamba 138KV	136.61	0.990	135.65	0.983	137.37	0.995	138.86	1.006
Barra S/E Paute Molino 138 KV	0	0	0	0	0	0	0	0
Barra S/E Delsitanisagua 138 KV	138.10	1.001	134.69	0.967	139.13	1.008	138.25	1.002

Tabla 4.42: Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES				
NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
Trafo Huascachaca 50 MVA	0	0	0	0
Trafo Cuenca ATQ 100 MVA	36.43	37.06	40.29	34.77
Trafo Cuenca ATR 150 MVA	36.43	37.06	40.29	34.77
Trafo Yanacocha ATQ 66 MVA	85.76	41.86	85.26	40.86
Trafo Loja ATQ 66.7 MVA	64.59	24.78	64.17	22.73
Trafo Huayrapamba 100MVA	96.41	97.10	95.86	94.82
Trafo Cumbaratza ATQ 33.3 MVA	46.25	21.90	44.99	16.88
Trafo Gualaceo 16 MVA	94.46	44.48	94.24	43.67
Trafo Villonaco 25 MVA	60.15	59.96	59.79	59.95

Tabla 4.43: Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio.

CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	ESTACIONALIDAD			
	Seco máx.	Seco mín.	Lluvioso máx.	Lluvioso mín.
	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LT S/E Uchucay – S/E La Paz	0	0	0	0
LT S/E La Paz – S/E Cuenca	35.95	30.53	39.89	27.94
LT S/E La Paz – S/E Yanacocha	35.96	31.76	40	28.88
LT S/E Yanacocha – S/E Cuenca	43.33	36.74	48.03	33.91
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 1	27.69	41.54	27.48	41.07
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 2	27.94	41.96	27.73	41.49
LT S/E Huarapamba - S/E Loja	87.66	88.29	87.16	86.21
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 1	0	0	0	0
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 2	0	0	0	0
LT S/E Cuenca – S/E Gualaceo	7.94	18.65	7.87	18.87
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 1	16.46	4.29	18.39	6.30
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 2	16.46	4.29	18.39	6.30
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos1	29.40	39.47	32.08	39.27
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos2	29.40	39.47	32.08	39.27

Tabla 4.44: Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio.

4.3.4. CASO DE ESTUDIO: Ingreso PEMH Y Villonaco II – III

AÑO 2024	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	PEMH: entra con 25 MW Villonaco: entra con 15 MW Villonaco II-III: entra con 50 MW Delsitanisagua: se desconecta
AÑO 2025	Periodo seco máximo Periodo seco mínimo Periodo lluvioso máximo Periodo lluvioso mínimo	PEMH: entra con 50 MW Villonaco: entra con 15MW Villonaco II-III: entra con 50 MW Fase AB Paute Molino: se desconecta

Tabla 4.45: Caso de estudio: Ingreso PEMH y Villonaco II – III.

Año 2024

PERFIL DE VOLTAJE EN BARRAS								
NOMBRE DE LA BARRA	ESTACIONALIDAD							
	Seco máx.		Seco mín.		Lluvioso máx.		Lluvioso mín.	
	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU
Barra S/E Uchucay 34.5 KV	33.33	0.966	34.88	1.011	33.22	0.963	34.90	1.012
Barra S/E Uchucay 138 KV	133.54	0.968	139.70	1.012	133.11	0.965	139.77	1.013
Barra S/E La Paz 138 KV	133.11	0.965	139.27	0.996	133.62	0.968	139.34	1.010
Barra S/E Cuenca 138 KV	133.26	0.966	137.48	0.996	133.62	0.968	138	1
Barra S/E Cuenca 69 KV	67.79	0.983	69.97	1.014	67.69	0.985	70.28	1.019
Barra S/E Yanacocha 138 KV	129.75	0.940	138.53	1.004	128.33	0.930	138.10	1.001
Barra S/E Yanacocha 69 KV	68.93	0.999	69.05	1.001	68.92	0.999	68.84	0.998
Barra S/E Loja 138 KV	129.56	0.939	138.47	1.003	128.14	0.929	138.05	1
Barra S/E Loja 69 KV	68.57	0.994	68.95	0.999	69.01	1.001	68.75	0.996
Barra S/E Huayrapamba 35KV	32.72	0.935	35.41	1.012	32.26	0.922	35.30	1.009
Barra S/E Huayrapamba 138KV	129.21	0.936	139.79	1.013	127.41	0.923	139.35	1.010
Barra S/E Paute Molino 138 KV	142.46	1.032	141.31	1.024	143.46	1.040	141.76	1.027
Barra S/E Delsitanisagua 138 KV	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.46: Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES				
	ESTACIONALIDAD			
	<i>Seco máx.</i>	<i>Seco mín.</i>	<i>Lluvioso máx.</i>	<i>Lluvioso mín.</i>
NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
Trafo Huascachaca 50 MVA	46.19	44.14	46.34	44.12
Trafo Cuenca ATQ 100 MVA	46.69	37.36	48.72	34.52
Trafo Cuenca ATR 150 MVA	46.69	37.36	48.72	34.52
Trafo Yanacocha ATQ 66 MVA	85.44	38.68	86.43	38.80
Trafo Loja ATQ 66.7 MVA	62.70	22	63.36	20.66
Trafo Huayrapamba 100MVA	53.48	49.42	54.24	49.57
Trafo Cumbaratza ATQ 33.3 MVA	44.43	22.11	42.61	15.64
Trafo Gualaceo 16 MVA	87.63	40.85	87.17	40.69
Trafo Villonaco 25 MVA	60.22	59.89	59.84	60.07

Tabla 4.47: Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio.

CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
	ESTACIONALIDAD			
	<i>Seco máx.</i>	<i>Seco mín.</i>	<i>Lluvioso máx.</i>	<i>Lluvioso mín.</i>
NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LT S/E Uchucay – S/E La Paz	22.55	21.53	22.63	21.52
LT S/E La Paz – S/E Cuenca	11.91	31.21	13.53	33.05
LT S/E La Paz – S/E Yanacocha	15.07	12.25	17.32	14.85
LT S/E Yanacocha – S/E Cuenca	10.93	23.32	14.54	26
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 1	7.77	19.11	7.85	19.72
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 2	7.80	19.26	7.88	19.88
LT S/E Huarapamba - S/E Loja	48.62	44.92	49.31	45.06
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 1	47.94	15.33	50.63	18.81
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 2	47.94	15.33	50.63	18.81
LT S/E Cuenca – S/E Gualaceo	14.47	17.78	11.40	18.34
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 1	0	0	0	0
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 2	0	0	0	0
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos1	0	0	0	0
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos2	0	0	0	0

Tabla 4.48: Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio.

Año 2025

PERFIL DE VOLTAJE EN BARRAS								
	ESTACIONALIDAD							
	<i>Seco máx.</i>		<i>Seco mín.</i>		<i>Lluvioso máx.</i>		<i>Lluvioso mín.</i>	
NOMBRE DE LA BARRA	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU	VOLTAJE [KV]	PU
Barra S/E Uchucay 34.5 KV	32.85	0.952	33.57	0.973	33.16	0.961	34.04	0.987
Barra S/E Uchucay 138 KV	132.43	0.96	135.24	0.98	133.64	0.968	137.08	0.993
Barra S/E La Paz 138 KV	132.03	0.957	134.82	0.977	133.23	0.965	133.64	0.99
Barra S/E Cuenca 138 KV	127.31	0.923	132.40	0.959	128.52	0.931	133.38	0.967
Barra S/E Cuenca 69 KV	65.15	0.944	67.93	0.984	65.77	0.953	68.40	0.991
Barra S/E Yanacocha 138 KV	135.15	0.979	134.85	0.977	136.31	0.988	137.54	0.997
Barra S/E Yanacocha 69 KV	68.98	1	68.82	0.997	68.77	0.997	68.95	0.999
Barra S/E Loja 138 KV	134.95	0.978	134.76	0.977	136.09	0.986	137.47	0.996
Barra S/E Loja 69 KV	68.91	0.999	68.70	0.996	69.09	1.001	68.84	0.993
Barra S/E Huayrapamba 35KV	34.52	0.986	34.48	0.985	34.73	0.992	35.14	1.004
Barra S/E Huayrapamba 138KV	136.29	0.988	136.11	0.986	137.04	0.993	138.72	1.005
Barra S/E Paute Molino 138 KV	0	0	0	0	0	0	0	0
Barra S/E Delsitanisagua 138 KV	138.35	1.003	135.34	0.981	139.58	1.011	138.71	1.005

Tabla 4.49: Perfil de voltajes de subestaciones correspondientes al área de estudio.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES				
	ESTACIONALIDAD			
	<i>Seco máx.</i>	<i>Seco mín.</i>	<i>Lluvioso máx.</i>	<i>Lluvioso mín.</i>
NOMBRE DEL TRANSFORMADOR	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
Trafo Huascachaca 50 MVA	93.05	91.15	92.27	89.90
Trafo Cuenca ATQ 100 MVA	40.95	41.06	41.50	39.15
Trafo Cuenca ATR 150 MVA	40.95	41.06	48.50	39.14
Trafo Yanacocha ATQ 66 MVA	85.46	41.47	84.70	40.64
Trafo Loja ATQ 66.7 MVA	64.33	24.56	63.75	22.61
Trafo Huayrapamba 100MVA	50.69	50.76	40.31	49.80
Trafo Cumbaratza ATQ 33.3 MVA	46.17	21.80	44.84	16.82
Trafo Gualaceo 16 MVA	94.56	43.86	93.59	43.53
Trafo Villonaco 25 MVA	59.93	60.11	59.77	59.99

Tabla 4.50: Cargabilidad en transformadores correspondientes al área de estudio.

CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
	ESTACIONALIDAD			
	<i>Seco máx.</i>	<i>Seco mín.</i>	<i>Lluvioso máx.</i>	<i>Lluvioso mín.</i>
NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]	Cargabilidad [%]
LT S/E Uchucay – S/E La Paz	45.68	44.74	45.29	44.12
LT S/E La Paz – S/E Cuenca	53.82	48.18	54.28	45.51
LT S/E La Paz – S/E Yanacocha	12.72	4.94	13.02	4.81
LT S/E Yanacocha – S/E Cuenca	36.22	28.34	36.89	26.47
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 1	6.75	19.13	4.63	19.28
LT S/E Yanacocha – S/E Loja pos 2	6.77	19.28	4.68	19.43
LT S/E Huarapamba - S/E Loja	46.08	46.14	36.64	45.27
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 1	0	0	0	0
LT S/E Molino – S/E Cuenca pos 2	0	0	0	0
LT S/E Cuenca – S/E Gualaceo	7.98	18.29	7.64	18.79
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 1	16.74	2.15	18.69	4.98
LT S/E Yanacocha–S/E Delsitanisagua pos 2	16.74	2.15	18.69	4.98
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos1	28.07	37.82	30.10	37.74
LT S/E Delsitanisagua – S/E Cumbaratza pos2	28.07	37.82	30.10	37.74

Tabla 4.51: Cargabilidad en líneas de transmisión correspondientes al área de estudio.

4.4. Simulación de contingencias

1. Corto circuito en LT Cuenca- Yanacocha

Se simula una falla por cortocircuito trifásico a la mitad de la línea de transmisión que une la subestación Cuenca con la subestación Yanacocha, ambas a 138 KV.

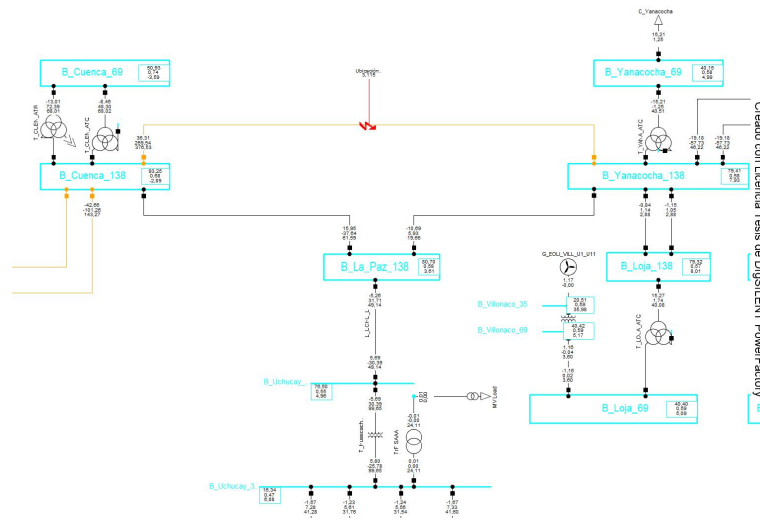


Figura 4.16: cortocircuito línea Cuenca-Yanacocha.

2. Apertura Interruptor Trafo Cuenca ATR

Se simula la apertura de ambos interruptores en el transformador elevador ATR de la subestación Cuenca, notando la sobrecarga en el segundo transformador de 110.81 %

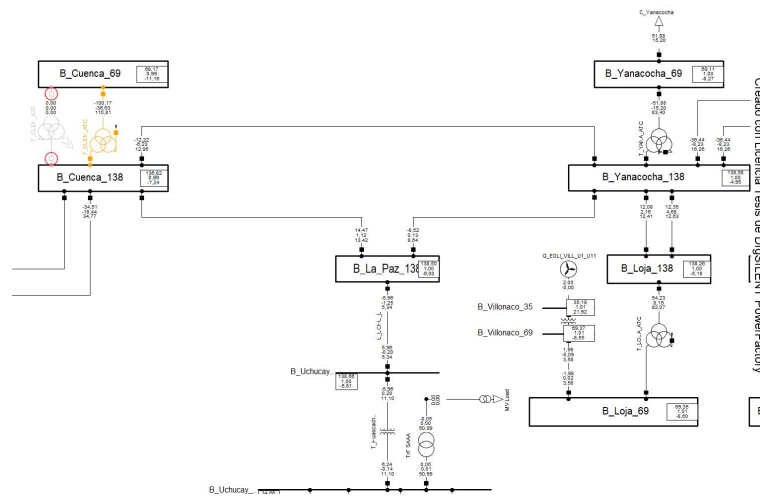


Figura 4.17: Apertura del interruptor, transformador Cuenca ATR.

3. Apertura Interruptor LT Uchucay-La Paz

Se simula la apertura de ambos interruptores en la línea de transmisión que une la subestación Uchucay con la subestación La Paz, ambas a 138 KV.

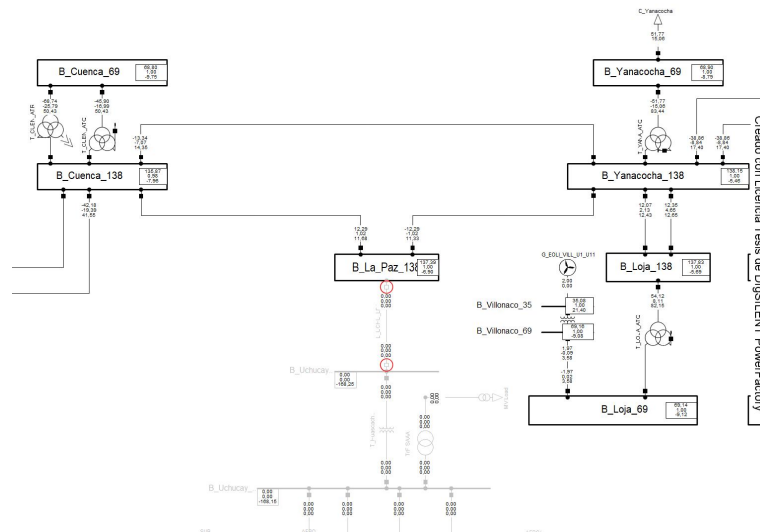


Figura 4.18: Apertura del interruptor en la línea Uchucay-La Paz.

4. Apertura Interruptor LT Cuenca-La Paz

Se simula la apertura de ambos interruptores en la línea de transmisión que une la subestación Cuenca con la subestación La Paz, ambas a 138 KV.

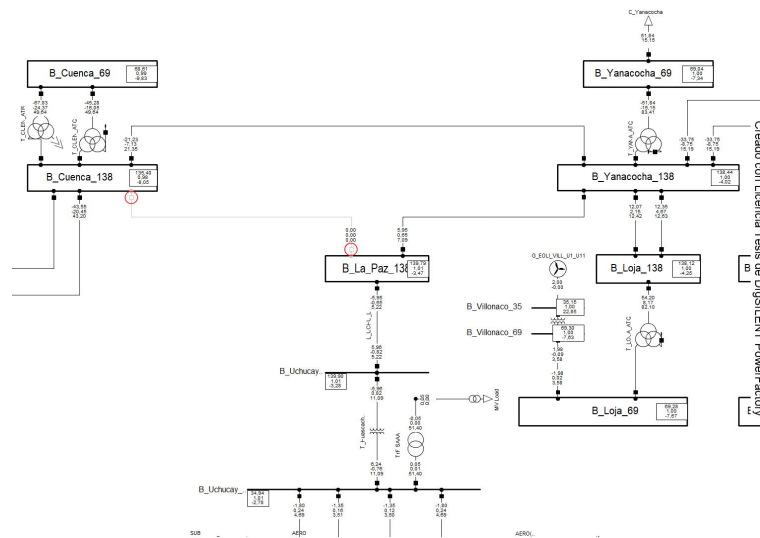


Figura 4.19: Apertura del interruptor, línea Cuenca-La Paz.

5. Apertura Interruptor LT La Paz-Yanacocha

Se simula la apertura de ambos interruptores en la línea de transmisión que une la subestación La Paz con la subestación Yanacocha, ambas a 138 KV.

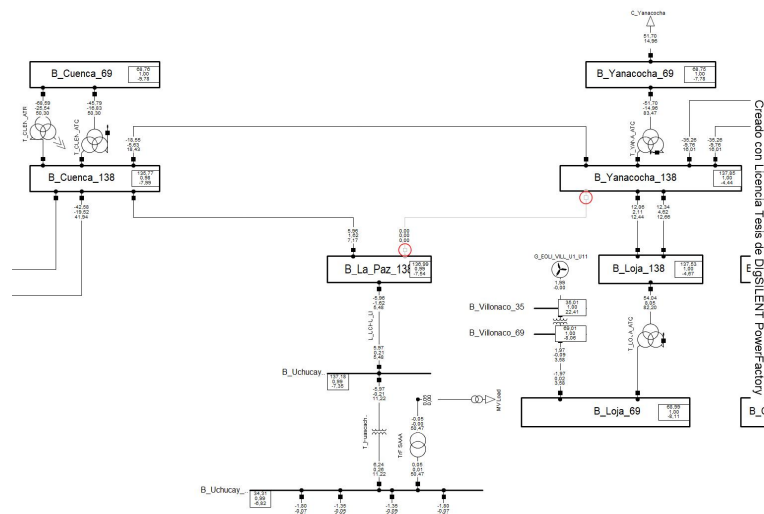


Figura 4.20: Apertura interruptor, línea La Paz-Yanacocha.

6. Apertura Interruptor LT Cuenca-Yanacocha

Se simula la apertura de ambos interruptores en la línea de transmisión que une la subestación Cuenca con la subestación Yanacocha, ambas a 138 KV.

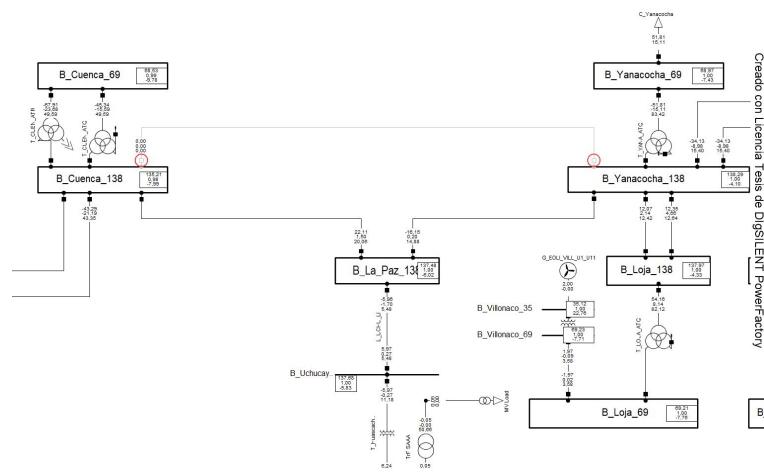


Figura 4.21: Apertura del interruptor, Cuenca-Yanacocha.

Capítulo 5

Análisis de resultados

5.1. Introducción

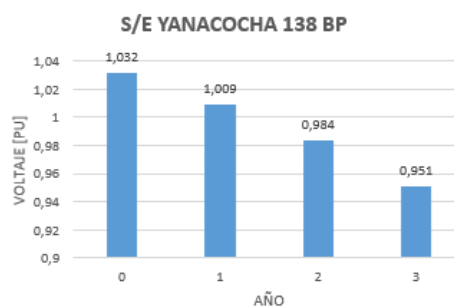
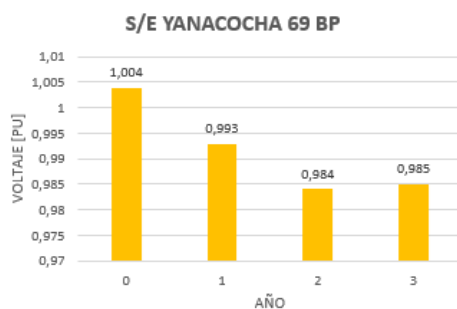
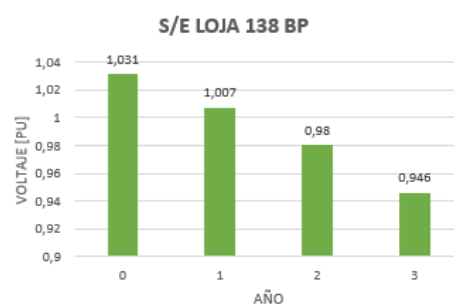
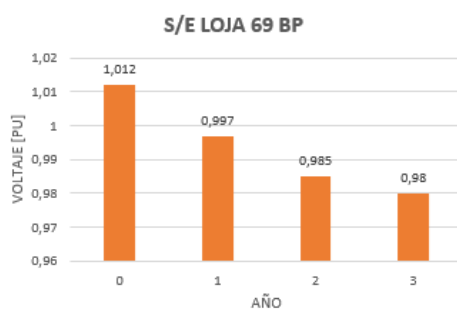
En este capítulo analizaremos los resultados obtenidos en tablas en el capítulo 4, se hará un recuento de las contingencias que presenten mayor inestabilidad para el SNI, y daremos las soluciones más óptimas a las mismas.

5.2. Análisis de resultados

5.2.1. Caso base: incrementos de carga hasta el 75 %

Perfiles de voltaje en subestaciones del área de influencia de los proyectos eólicos.

Luego de realizar las simulaciones en el capítulo 4 considerando los crecimientos de carga establecidos, se presentan a continuación las gráficas obtenidas para los perfiles de voltaje en las subestaciones que comprenden el área de estudio que se plantea en este documento.



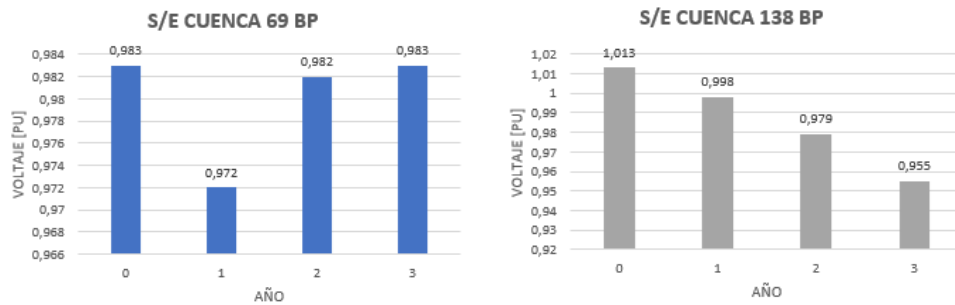


Figura 5.1: Perfil de voltaje en subestaciones del área de estudio.

Como se puede observar en la figura 5.1, la subestación Loja, subestación Yanacocha y subestación Cuenca son las que más afectación tienen a nivel de caída de voltaje, siendo la subestación Loja la más afectada llegando a un valor de 0.946 PU, estando por debajo del límite mínimo que es 0.95 PU.

Cargabilidad en transformadores de potencia de subestaciones del área de influencia de los proyectos eólicos.

Se realiza también el análisis de la cargabilidad de los transformadores con el crecimiento proyectado de la carga, para evaluar el comportamiento de los mismos en cuanto a sobrecarga.

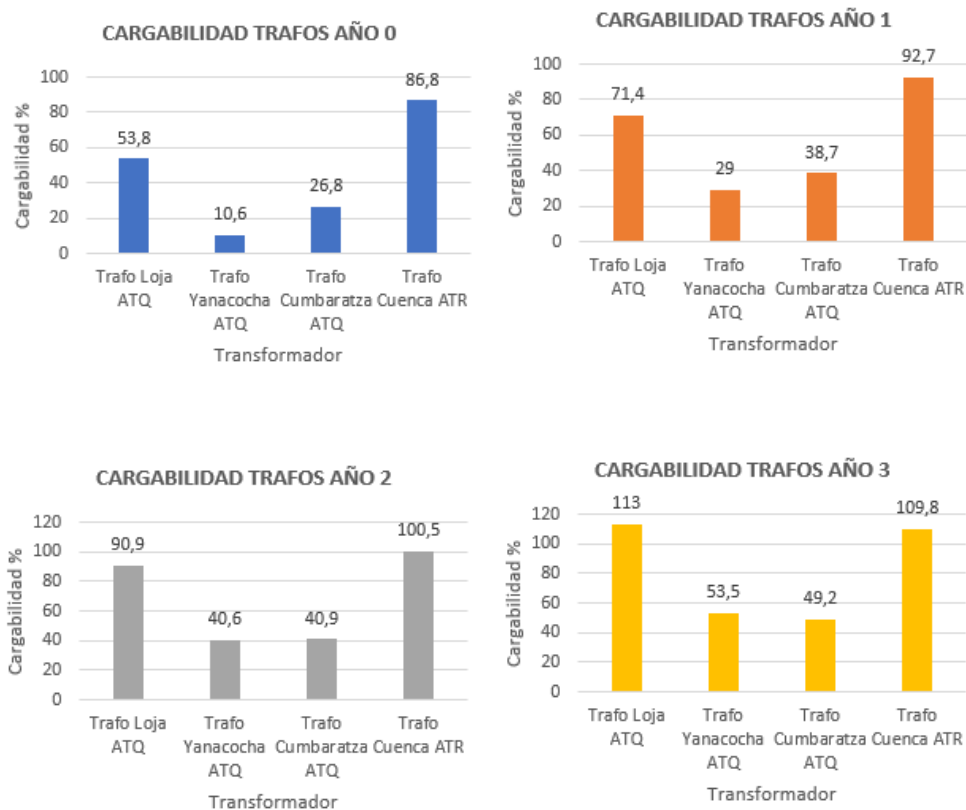


Figura 5.2: Cargabilidad en transformadores de subestaciones del área de estudio.

Como se puede observar en la figura 5.2, se presentan problemas de sobrecarga en los transformadores a partir del año 1 que corresponde a un crecimiento del 25% en la demanda, siendo este el caso del transformador de la subestación Cuenca que ya presenta una señal de alarma por el valor de cargabilidad de 92.7% que llega a alcanzar para el año 1.

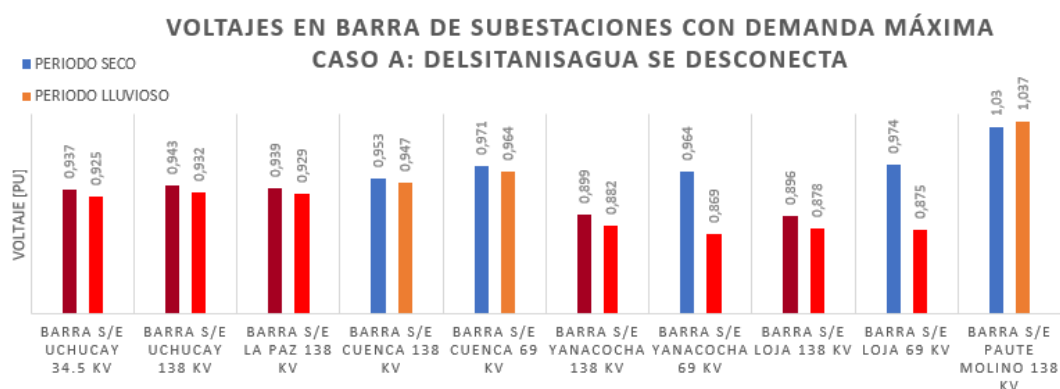
Para el año 2 y año 3 que corresponden a un crecimiento de carga de 50% y 75% respectivamente se observa que la cargabilidad de los transformadores de la subestación Loja y Cuenca ya sobrepasan el límite del 100%, por lo que es necesario evaluar alternativas de expansión como es el caso de la subestación Cuenca que a la fecha cuenta con un segundo transformador de potencia de 150 MVA para solventar los problemas de cargabilidad que se presentan.

5.2.2. Caso de estudio: Ingreso PEMH

Para el caso de estudio en el que ingresa el proyecto eólico Minas de Huascachaca, se puede observar que en el año 2022 y 2023 no se evidencian problemas de caída de voltaje, mientras que para el año 2024 se registran problemas de voltaje debido a la salida de operación de la central Delsitanisagua en el primer caso y de la salida de operación de la fase AB de la central Paute Molino en el segundo caso; cabe recalcar que la salida de operación de estas centrales es un caso hipotético, puesto que en la práctica esto ocasionaría un problema grande de estabilidad, por la pérdida de potencia en el SNT, el análisis que se hace con la salida de operación de dichas centrales en este trabajo es con el fin de que las variaciones de voltaje sean notorias.

AÑO 2024

Caso a: Delsitanisagua se desconecta.



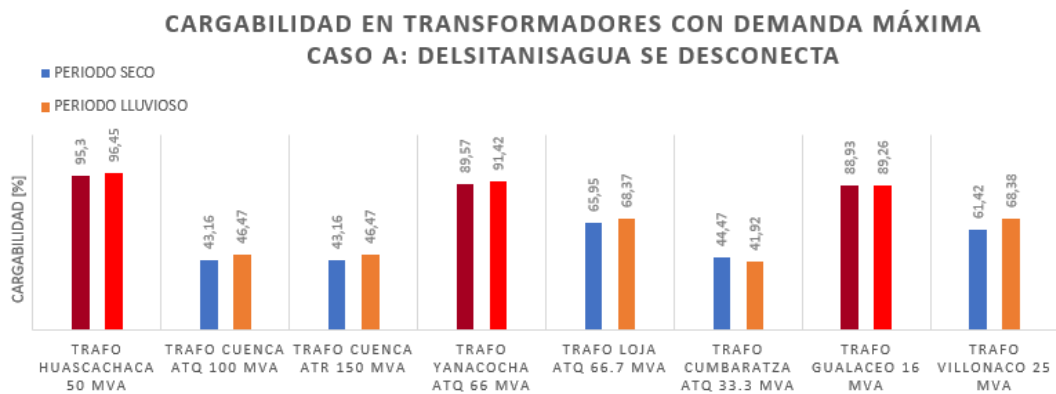


Figura 5.3: Voltaje, cargabilidad: Delsitanisagua se desconecta (PEMH).

Caso b: Fase AB Paute-Molino se desconecta.

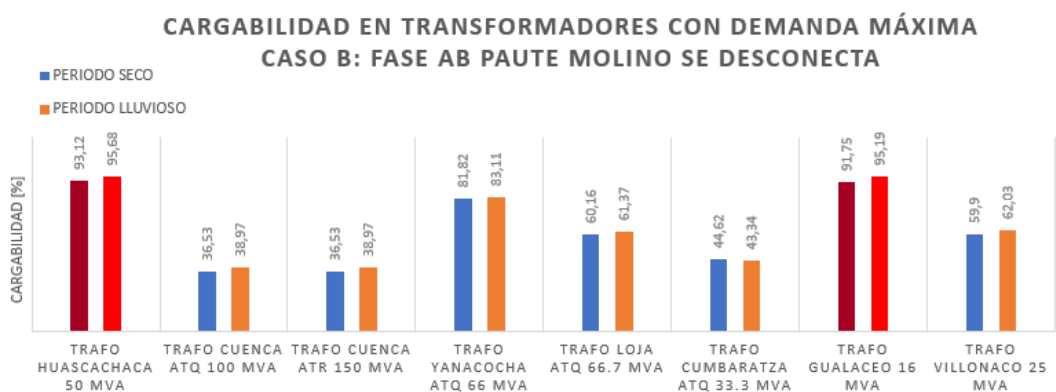
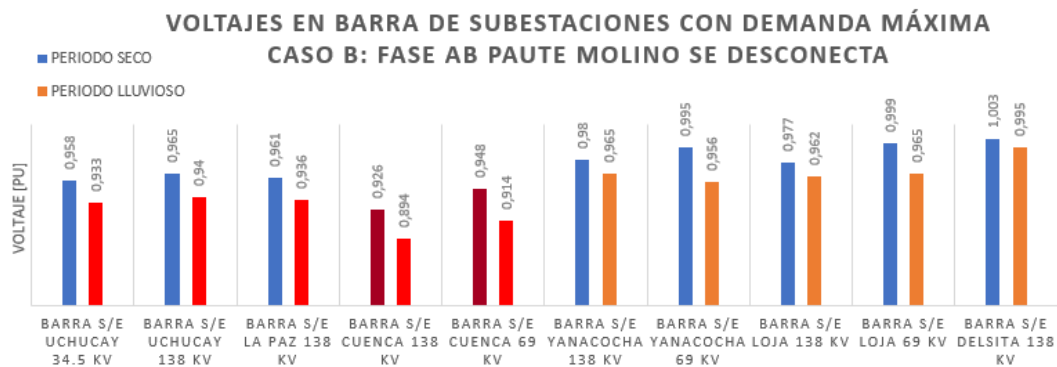


Figura 5.4: Voltaje, cargabilidad: Fase AB Paute-Molino se desconecta (PEMH).

5.2.3. Caso de estudio: Ingreso Villonaco II-III

Para el caso de estudio en el que ingresa el proyecto eólico Villonaco en sus etapas II y III, se puede observar que en el año 2023 no se evidencia problemas de caída de voltaje, mientras

que para el año 2024 se registran problemas de voltaje debido a la salida de operación de la central Delsitanisagua, en el año 2025 también se evidencia problemas debido a la salida de operación de la fase AB de la central Paute Molino.

AÑO 2024

Caso a: Delsitanisagua se desconecta.

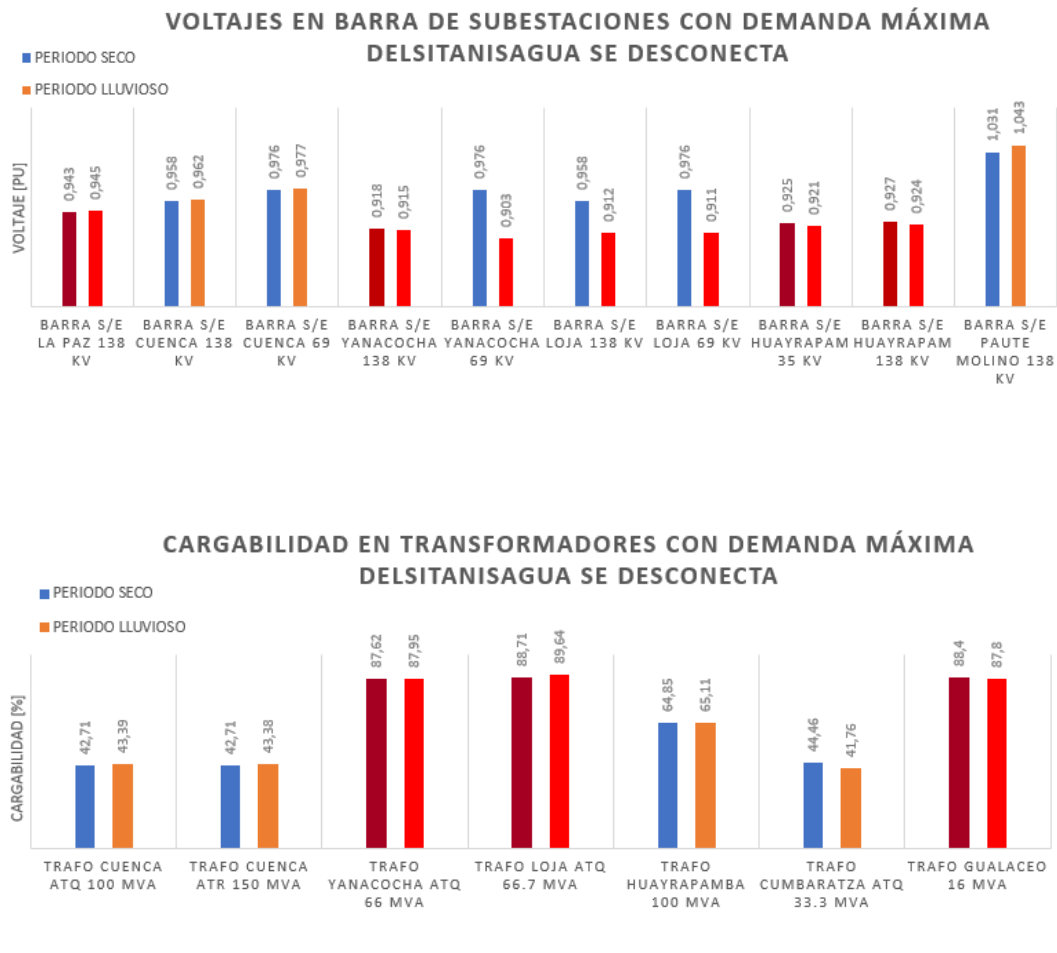


Figura 5.5: Voltaje, cargabilidad: Delsitanisagua se desconecta (VILLONACO II-III).

Caso b: Fase AB Paute-Molino se desconecta.

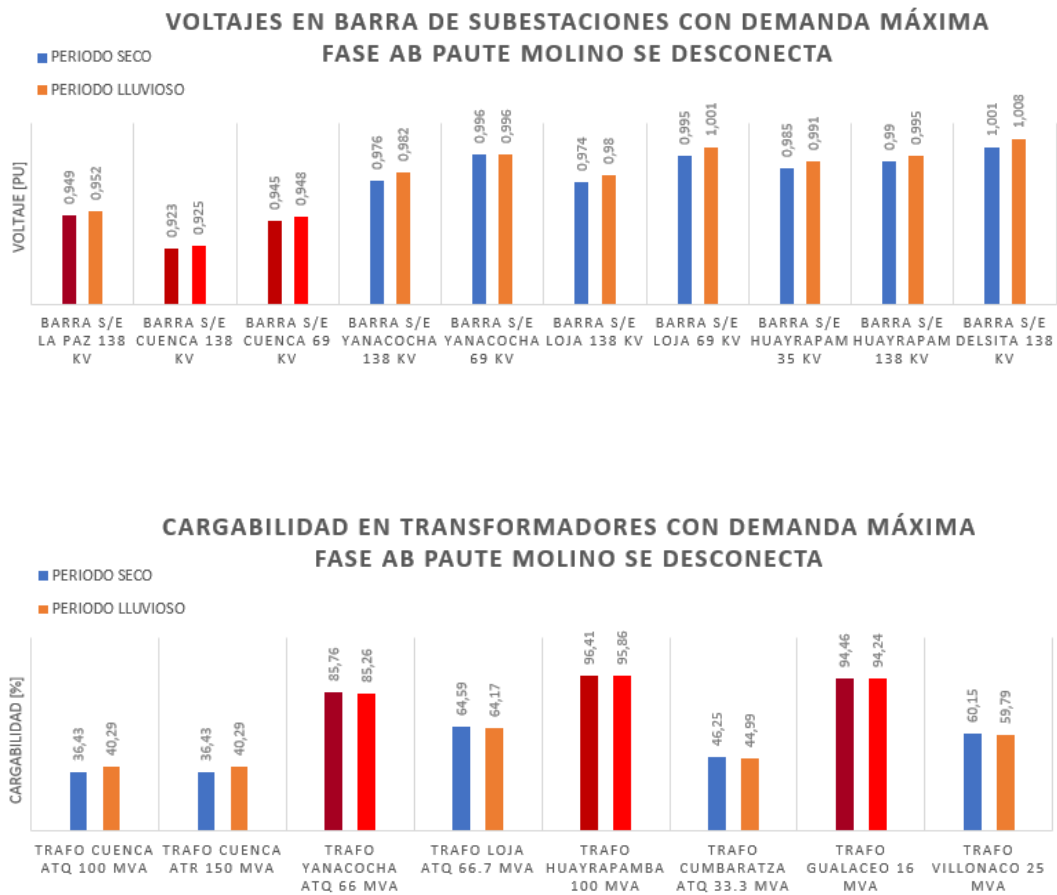


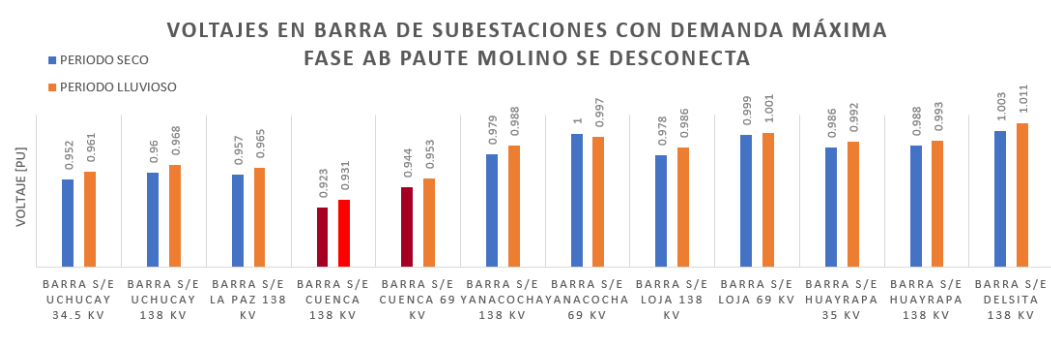
Figura 5.6: Voltaje, cargabilidad: Fase AB Paute-Molino se desconecta (VILLONACO II-III).

5.2.4. Caso de estudio: Ingreso PEMH y Villonaco II-III

Para el caso de estudio en el que ingresan los dos proyectos eólicos analizados en este trabajo, se puede observar que para el año 2024 se registran problemas de voltaje debido a la salida de operación de la central Delsitanisagua, en el año 2025 también se evidencia problemas debido a la salida de operación de la fase AB de la central Paute Molino.

AÑO 2024

Caso a: Delsitanisagua se desconecta.



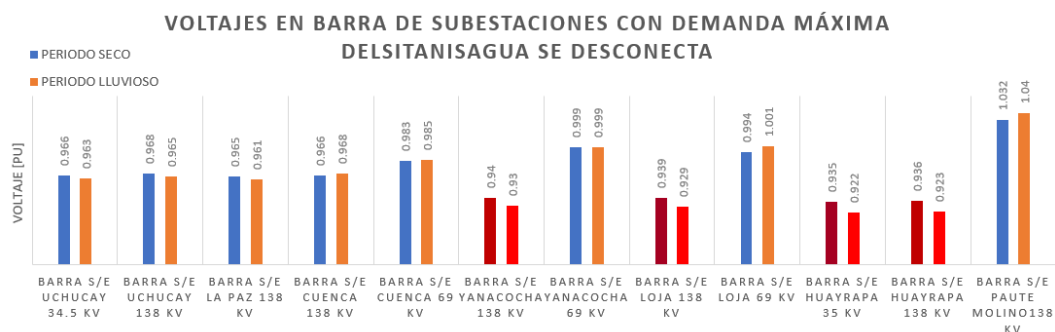


Figura 5.7: Voltaje, cargabilidad: Delsitanisagua se desconecta (PEMH - VILLONACO II-III).

Caso b: Fase AB Paute-Molino se desconecta.

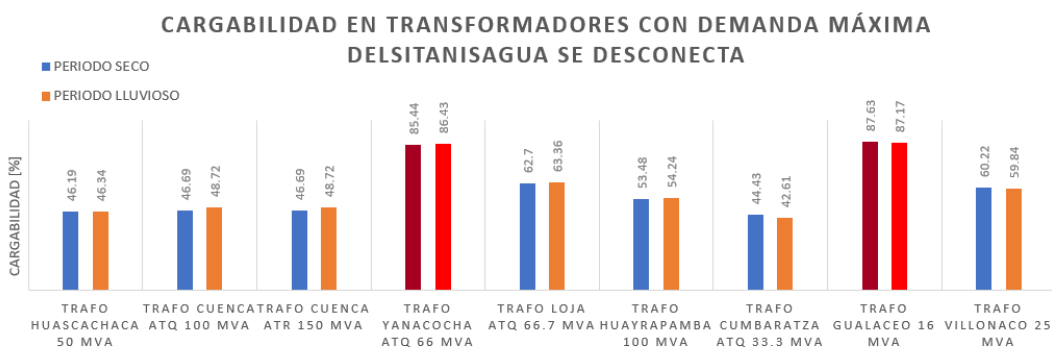
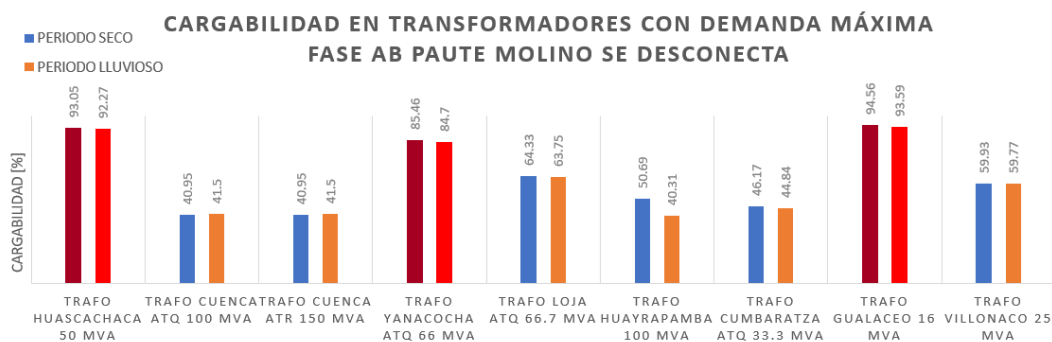


Figura 5.8: Voltaje, cargabilidad: Fase AB Paute-Molino se desconecta (PEMH - VILLONACO II-III).

5.3. Análisis de contingencias

En esta sección analizaremos cada uno de los resultados obtenidos en las simulaciones con respecto a las contingencias consideradas:

- Corto circuito en LT Cuenca-Yanacocha

- Apertura Interruptor Trafo Cuenca ATR
- Apertura Interruptor LT Uchucay-La Paz
- Apertura Interruptor LT Cuenca-La Paz
- Apertura Interruptor LT La Paz-Yanacocha
- Apertura Interruptor LT Cuenca-Yanacocha

Los parámetros que analizaremos para cada una de estas contingencias serán:

- Voltaje
- Frecuencia

Con estos parámetros tendremos claro como fue el comportamiento del sistema luego de ocurrido cualquiera de estos eventos.

Corto circuito en LT Cuenca-Yanacocha

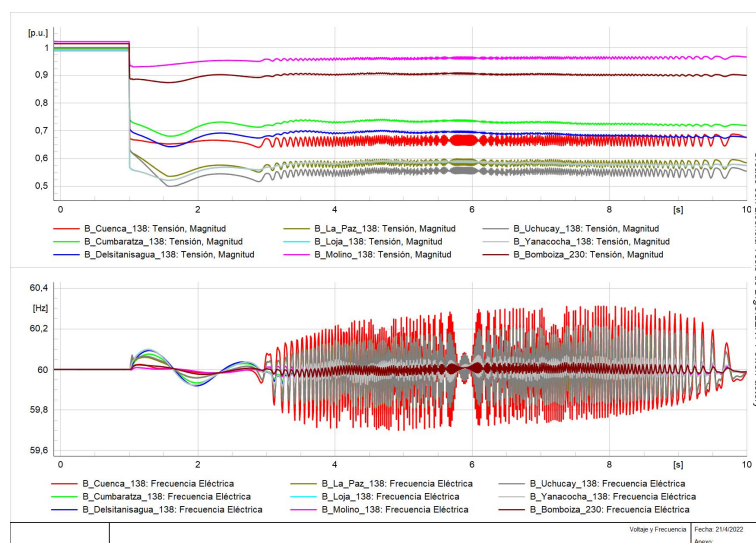


Figura 5.9: Curvas de Voltaje y Frecuencia para Corto circuito en LT Cuenca-Yanacocha

El primer evento que analizaremos será una falla de corto circuito, esto debido a que dentro del campo de las posibles contingencias sería una de las mas complejas.

Ahora como se puede observar en la figura 5.9 el voltaje en la línea Cuenca (línea de color rojo) cae hasta un valor de 0.68 pu aproximadamente con lo que podemos concluir que el voltaje tiene una caída muy brusca provocando al sistema una perturbación considerable, el caso de la línea Yanacocha (línea de color gris) es aun mas grave llegando a un valor aproximado de 0.52pu y con ello complicando mas las condiciones del sistema.

En el caso de la frecuencia la figura 5.9 nos muestra un claro caso de pérdida de estabilidad en el sistema tanto en el tramo de la línea Cuenca como también la línea Yanacocha, llegando a valores por el un extremo superiores a 60.2 y en el otro extremo inferiores a 59.8.

Apertura Interruptor Trafo Cuenca ATR

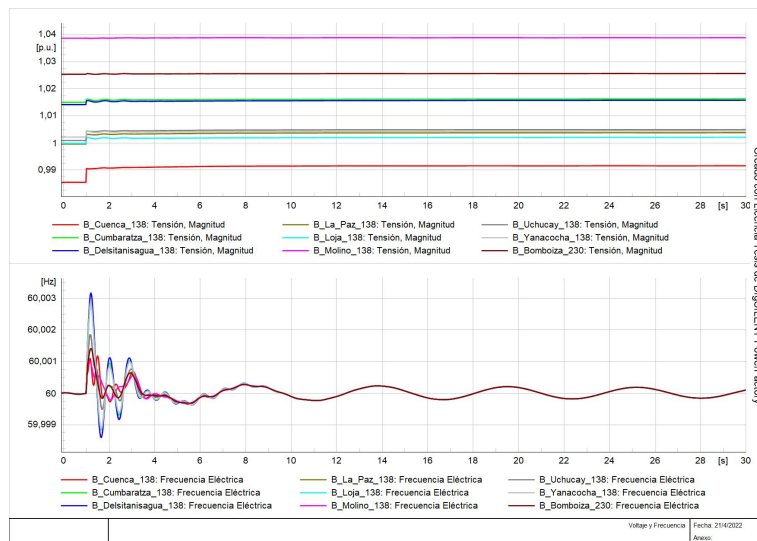


Figura 5.10: Curvas de Voltaje y Frecuencia para apertura Interruptor Trafo Cuenca ATR

En este análisis simulamos la apertura del interruptor en el transformador Cuenca ATR que podría ser una maniobra de mantenimiento, y observando los valores obtenidos en voltaje y frecuencia tenemos que no se altera el funcionamiento del sistema por un lapso superior a 1 s en lo que se trata de voltaje, en cuanto a la frecuencia no se llega a tener una pérdida de estabilidad.

Apertura Interruptor LT Uchucay-La Paz

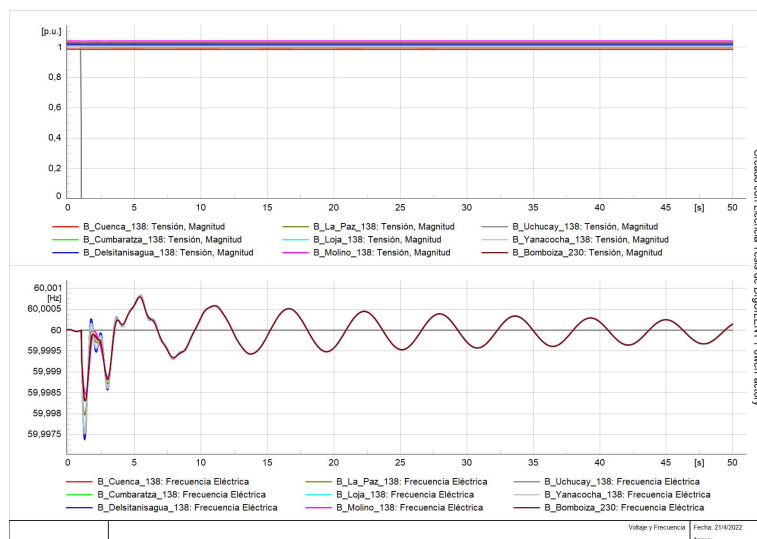


Figura 5.11: Curvas de Voltaje y Frecuencia para apertura Interruptor LT Uchucay-La Paz

Con la apertura de este interruptor obtenemos valores de voltaje del orden de 1 pu para las dos líneas manteniendo un funcionamiento correcto, en cuanto a la frecuencia muestra un

ligero desequilibrio pero no se evidencia pérdida de estabilidad en ningún momento.

Apertura Interruptor LT Cuenca-La Paz

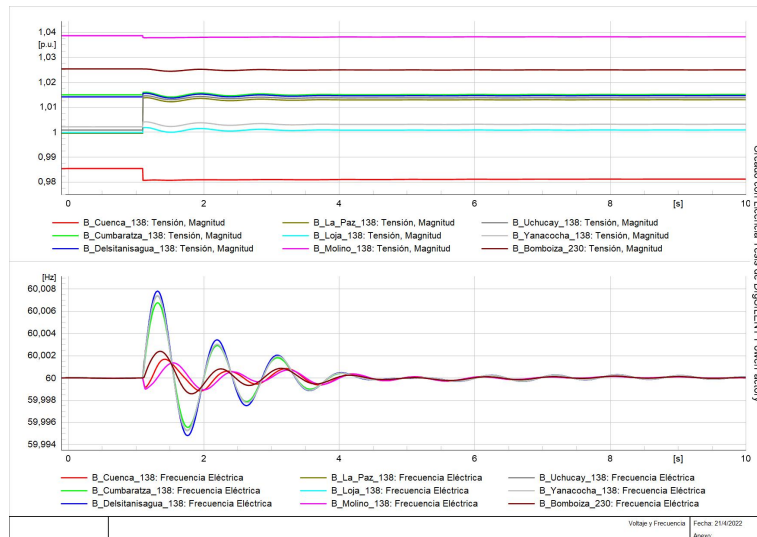


Figura 5.12: Curvas de Voltaje y Frecuencia para apertura Interruptor LT Cuenca-La Paz

En este caso el voltaje nos indica para el tramo Cuenca un ligero descenso de valor a 0.98 pu aproximadamente y en la línea La Paz un incremento en su valor de 1.005 pu aproximadamente, sin tener consecuencias negativas, la frecuencia por su parte nos denota que hasta el segundo 1.5 tenemos un disturbio pero este se va atenuando hasta el segundo 6 y de ahí en adelante el sistema se estabiliza por completo.

Apertura Interruptor LT La Paz-Yanacocha

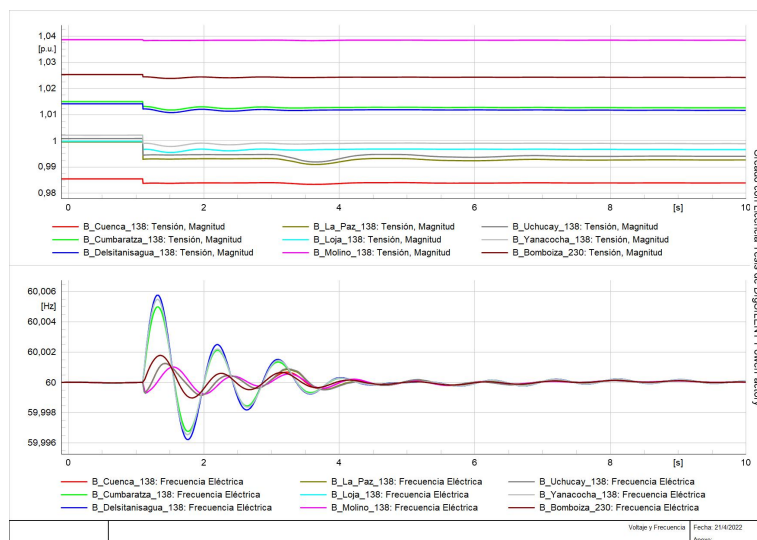


Figura 5.13: Curvas de Voltaje y Frecuencia para apertura Interruptor LT La Paz-Yanacocha

Tanto en la línea la Paz como Yanacocha se muestra un descenso en el valor de voltaje de alrededor del 0.001 pu siendo este un valor muy manejable, por parte de la frecuencia se observa que se perturba hasta el segundo 4 y luego se estabiliza.

Apertura Interruptor LT Cuenca-Yanacocha

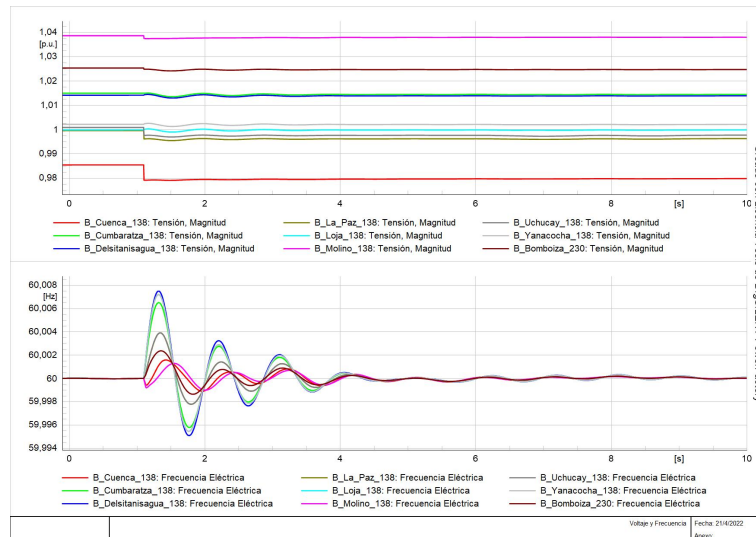


Figura 5.14: Curvas de Voltaje y Frecuencia para apertura Interruptor LT Cuenca-Yanacocha

En cuanto a esta contingencia observamos que el valor de voltaje en la línea Cuenca cae hasta un valor de 0.98 pu y en la línea Yanacocha se mantiene su valor, no teniendo consecuencias para el sistema, y en el caso de la frecuencia tenemos un comportamiento similar al anterior, se desestabiliza hasta el segundo 4 y de ahí en adelante se mantiene estable.

5.4. Conclusiones y recomendaciones

En Ecuador, se tiene poca experiencia con parques eólicos, en Galápagos parque eólico San Cristóbal (no conectada al SNI), en Loja el proyecto Villonaco (16,5MW) desde el año 2013. En el presente trabajo de titulación se ha hecho un análisis técnico de los proyectos eólicos Minas de Huascachaca (50MW) y proyecto Villonaco II-III (110MW), analizaremos el impacto en la red del sistema eléctrico ecuatoriano, no se ha registrado ningún problema con respecto a límites térmicos de las líneas de transmisión en el área de influencia de los proyectos tanto en condiciones normales como en contingencias.

En cuanto, al punto de conexión planteado desde la S/E La Paz a las barras Cuenca y Loja se evidencia que es factible debido a la cantidad de potencia que inyectará el PEMH, ya que desde el punto de vista operativo no sería recomendable la conexión a Loja solamente, por la carga baja de la misma y la introducción de una potencia fluctuante como la eólica, haciendo que el manejo de la red para el operador sea complicado.

El análisis de los impactos en la red eléctrica de este tipo de tecnología desarrollado a lo largo de este trabajo, tomando como base las experiencias de países pioneros en

generación de energía con fuentes no convencionales, muestran la metodología a seguir para la planificación o proyección de nuevas centrales de generación, sin embargo, se debe complementar con estudios de despacho económico de la energía eólica, regulaciones para el ingreso de la misma en el mercado eléctrico mayorista, regulaciones legales, pliegos tarifarios, manejo y operación de la red, entre otros.

Por lo mencionado anteriormente, los lineamientos de estudio en el tema son muy amplios y fundamentales, la utilización de este tipo de energía no únicamente implica la de contar con energía limpia disponible en el portafolio de la matriz energética del país, sino también la adquisición de nuevos conocimientos y tecnologías como un bien estratégico. Cumpliendo con el objetivo de aportar al desarrollo energético del país, promoviendo fuentes limpias y seguras.

En cuanto a los escenarios de simulación planteados, se tomó en consideración la salida de operación de centrales de generación, si bien este hecho se daría en condiciones extremas, fue necesario para poder evidenciar las variaciones de los principales parámetros del SEP, ya que la cantidad de potencia inyectada en la red de los dos proyectos eólicos es pequeña en comparación con otras centrales de generación, como es el caso de la central Paute Molino o la central Delsitanisagua que fueron seleccionadas para salir de operación en las simulaciones desarrolladas a lo largo del trabajo.

Para un análisis completo del comportamiento del sistema se recomienda obtener datos de operación de las centrales como: salida de unidades de generación para mantenimientos programados y el pre despacho por parte de Cenace, esto con el fin de evaluar las condiciones para inyección de potencia por parte de los proyectos eólicos de manera más exacta dependiendo de la estacionalidad climática.

Esta consideración ayudaría a conocer y operar de mejor manera el sistema de transmisión, reduciendo el número de eventos de frecuencia que se podrían presentar por el aporte de energía con fuentes fluctuantes como la eólica. Se recomienda también la implementación de esquemas de protección sistémica considerando las nuevas centrales de generación para evitar la inestabilidad del SEP.

Para el caso de caídas de voltaje en las subestaciones, se recomienda la implementación de bancos de condensadores, para elevar el nivel de voltaje a valores normales de operación.

Capítulo 6

Glosario

ARCERNNR Agencia de Regulacion y Contro de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

ARCONEL Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

CENACE Operador Nacional de Electricidad.

DFIG Doubly Fed Induction Generator, Generador de Inducción Doblemente Alimentado.

ERNC Energías Renovables No Convencionales.

GRNC Generación Renovable No Convencional.

IEA International Economic Association.

INEC Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

IRENA Agencia Internacional de Energías Renovables.

LOSPEE Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

LRSE Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

MCI Motor de Combustión Interna.

MEER Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

MERNNR Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

MPPT Maximum Power Point Tracker, Seguimiento del Punto de Máxima Potencia.

PIB Producto interno bruto.

PMSG Permanent Magnet Synchronous Generator, Generador Síncrono de Imanes Perma-
nentes.

SCIG Squirrel Cage Induction Generator, Generador de Inducción con Jaula de Ardilla.

SEP Sistema Eléctrico de Potencia.

SNI Sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico ecuatoriano conectados entre sí (sistemas de generación, transmisión y distribución).

SNT Sistema Nacional de Transmisión.

WECS Wind Energy Conversion System, Sistemas de Conversión de Energía del Viento.

WRIG Wound Rotor Induction Generator, Generador de Inducción con Rotor Bobinado.

WRSG Wound Rotor Synchronous Generator, Generador Síncrono con Rotor Bobinado.

Bibliografía

- [1] I. Mártil de la Plaza, “Energía eólica del origen a la II Guerra Mundial,” 2021. [Online]. Available: <https://www.bbvaopenmind.com/tecnologia/innovacion/historia-energia-eolica-origen-ii-guerra-mundial/>
- [2] P. Fernández, “Parámetros de diseño de aerogeneradores,” pp. 73–102.
- [3] P. F. Chacho Ochoa, “Análisis de integración de parques eólicos a la red de transmisión ecuatoriana. aplicación al proyecto Huascachaca,” Ph.D. dissertation, Universidad de Cuenca, 2012. [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/2563>
- [4] E. Peraza, “ENERGÍA EÓLICA,” 2015. [Online]. Available: <https://slideplayer.es/slide/3159541/>
- [5] V. Yaramasu, B. Wu, P. C. Sen, S. Kouro, and M. Narimani, “High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies,” *Proceedings of the IEEE*, pp. 740–788, may 2015. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/7109820>
- [6] International Renewable Energy Agency, “Renewable Energy Capacity Highlights,” *Irena*, vol. 00, no. March 2020, pp. 1–3, 2020. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>
- [7] M. Fernandes, “Descarbonización y Energías Renovables en América del Sur,” pp. 1–12, 2020.
- [8] Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE, “Balance Energético Nacional 2019,” Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Quito, Ecuador, Tech. Rep., 2019. [Online]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/12/Balance-Energetico-Nacional-2019-1.pdf>
- [9] D. Icaza, F. Jurado, S. P. Galindo, F. Cordova, J. Portoviejo, V. Yaramasu, B. Wu, P. C. Sen, S. Kouro, M. Narimani, S. D. Ahmed, F. S. Al-Ismaïl, M. Shafiullah, F. A. Al-Sulaiman, I. M. El-Amin, P. F. Chacho Ochoa, J. Rosero; L. Garza; L. Minchala; D. Pozo; L. Morales, J. G. Castillo Armijos, P. F. Mosquera Ávila, F. X. Andrade Rojas, A. Arenas, P. Mediavilla, F. García, P. Garcés, P. E. Sarasua, A. E. Molina, M. G. Pontoriero, D. H. Mercado, A. Guardado, Enileys; Castro, Miguel; Costa, J. Santos Fuentefria, Ariel; Castro Fernández, Miguel; Boza Valerino, C. Gallardo, D. Andagoya, G. Salazar, H. Arcos, Á. G. Párraga Palacios, S. A. Intriago Rodríguez, E. D. Velasco Fuentes., V. M. Cedeño Quinto, V. M. Cedeño Quinto, N. L. Murillo Párraga, F. E. Zambrano Gavilanes, E. A. Barragán Escandón, E. A. Barragán, A. A. Eras, E. A. Barragán, M. A. Barboza Huete, W. Du, J. Bi, T. Wang, H. H. Wang, K. Das, F. Guo, E. Nu, N. A.

- Cutululis, A. Golshani, W. Sun, Q. Zhou, Q. P. Zheng, Y. Hou, X. Chen, M. B. McElroy, C. Kang, Z. Wu, W. Gao, T. Gao, W. Yan, H. Zhang, S. Yan, X. Wang, H. Jiang, H. Liu, L. Wu, Y. Li, H. H. Wang, K. Ahmad, N. Mohammad, M. Quamruzzaman, Y. Z. Sun, J. Lin, G. J. Li, X. Li, A. Gupta, R. Hu, W. Hu, Z. Chen, M. Moradzadeh, H. Shayeghi, L. Vandeveld, M. Saif, A. Bensalah, M. A. Benhamida, G. Barakat, Y. Amara, N. S. Patil, Y. N. Bhosle, J. Ouyang, T. Tang, J. Yao, M. Li, H. Chen, L. Shi, Y. Ni, L. A. Enríquez García, E. Peraza, R. Thresher, M. Robinson, P. Veers, L. Bauer, S. Matisik, J. Dixon, L. Morán, J. Rodríguez, R. Domke, M. R. Khadraoui, M. Elleuch, B. Hamane, M. L. Doumbia, A. M. Bouhamida, M. Benghanem, R. Datta, V. T. Ranganathan, E. H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejdak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patiño, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylor, T. Siebert, T. Smith, M. Starke, R. Walling, The Wind Power, J. Matevosyan, S. M. Bolik, T. Ackermann, T. Castillo, F. García, L. Mosquera, T. Rivadeneira, K. Segura, M. Yujato, Instituto de Investigación Geológica y Energética - IIGE, Ministerio de Energía y recursos naturales no renovables, A. de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables, MEER, M. GmbH, P. H. Barrezueta, Consejo Nacional de Planificación, ARCONEL, CONELEC, J. D. Rivera Sarmiento, J. I. Valarezo Borrero, I. Mártel de la Plaza, P. Fernández, A. Saunders Vásquez, M. Molina Galindo, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA), S. M. Sebastián, F. La Camera, M. GmbH, B. Griffa, L. Marcó, International Renewable Energy Agency, M. Fernandes, and E. L. Middleton, "Panorama eléctrico edición 4," *Proceedings of the IEEE*, vol. 1, no. 1, p. 66, jan 2019. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021><https://www.unsam.edu.ar/escuelas/economia/Ciepe/pdf/Energiaeolica.pdf><https://medienportal.siemens-stiftung.org/es/turbina-eolica-vista-interior-107393><https://www.bbvaesea>
- [10] Ministerio de Energía y recursos naturales no renovables, "Plan Maestro de Electricidad 2018-2027," Ministerio de Energía y recursos naturales no renovables, Quito, Ecuador, Tech. Rep., 2018. [Online]. Available: <https://www.centrosur.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/Plan-Maestro-de-Electricidad.pdf>
- [11] MEER, *ATLAS EOLICO DEL ECUADOR: CON FINES DE GENERACION ELECTRICA | ARIAE*. Quito, Ecuador: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, 2013. [Online]. Available: <https://www.ariae.org/servicio-documental/atlas-eolico-del-ecuador-con-fines-de-generacion-electrica-0>
- [12] T. Castillo, F. García, L. Mosquera, T. Rivadeneira, K. Segura, and M. Yujato, *Panorama energético de América Latina y El Caribe 2019 – OLADE*, Quito, Ecuador, 2019. [Online]. Available: <http://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2019/>
- [13] L. A. Enríquez García, "Emplazamientos eólicos en la provincia de Chimborazo aplicando modelos matemáticos," Ph.D. dissertation, Universidad Nacional de Educación a Distancia (España), dec 2015. [Online]. Available: <http://e-spacio.uned.es/fez/view/tesisuned:IngInd-Laenriquez>
- [14] M. Molina Galindo, "Diseño de un aerogenerador que permita generar energía eléctrica en el colegio Ofelia Uribe de Acosta, comunidad de Yomasa," Ph.D. dissertation, Univrsidad católica de Colombia, 2016.

- [15] P. F. Mosquera Ávila, “Análisis del costo del ciclo de vida para determinar los factores más influyentes en la operación y mantenimiento en un aerogenerador. Caso “Proyecto Eólico Minas de Huascachaca”,” Ph.D. dissertation, Universidad del Azuay, 2018. [Online]. Available: <http://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/8516>
- [16] R. Thresher, M. Robinson, and P. Veers, “To capture the wind,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 6, pp. 34–46, nov 2007. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/4383122>
- [17] L. Bauer and S. Matisik, “The portal of wind turbines and models.” [Online]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/>
- [18] J. Dixon, L. Morán, J. Rodríguez, and R. Domke, “Reactive power compensation technologies: State-of-the-art review,” in *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 12. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2005, pp. 2144–2163. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/1545768>
- [19] M. R. Khadraoui and M. Elleuch, “Comparison between OptiSlip and fixed speed wind energy conversion systems,” in *2008 5th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, SSD'08*, 2008. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/4632796>
- [20] B. Hamane, M. L. Doumbia, A. M. Bouhamida, and M. Benghanem, “Direct active and reactive power control of DFIG based WECS using PI and sliding mode controllers,” in *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., feb 2014, pp. 2050–2055. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/7048784>
- [21] R. Datta and V. T. Ranganathan, “A method of tracking the peak power points for a variable speed wind energy conversion system,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, no. 1, pp. 163–168, mar 2003. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/1183728>
- [22] E. H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejduk, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patiño, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylor, T. Siebert, T. Smith, M. Starke, and R. Walling, “Characteristics of wind turbine generators for wind power plants,” in *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*, 2009. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2095/document/5275330>
- [23] The Wind Power, “Loja Villonaco (Ecuador) - Parques eólicos - The Wind Power.” [Online]. Available: https://www.thewindpower.net/windfarm_es_10151_loja-villonaco.php
- [24] C. Gallardo, D. Andagoya, G. Salazar, and H. Arcos, “Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser Instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano,” *Revista Politécnica*, vol. 33, no. 1, jan 2014. [Online]. Available: https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/115
- [25] J. Santos Fuentefria, Ariel; Castro Fernández, Miguel; Boza Valerino, “La integración de la energía eólica a los sistemas eléctricos de potencia: estudio de caso en la Isla de la Juventud,” in *Conference: WWEC 2013: XII World Wind Energy Conference and Exhibition of Renewable Energy SourcesAt: La Habana, Cuba, Habana-Cuba,*

2013. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/307630937_La_integracion_de_la_energia_eolica_a_los_sistemas_electricos_de_potencia_estudio_de_caso_en_la_Isla_de_la_Juventud
- [26] J. D. Rivera Sarmiento and J. I. Valarezo Borrero, “Influencia de la operación del parque eólico Villonaco en la calidad de energía de la Empresa Eléctrica Regional del Sur,” Ph.D. dissertation, Universidad Politécnica Salesiana, 2014.
- [27] E. L. Middleton, “Generación eléctrica mundial y para América Latina y el Caribe (ALC) y su impacto en el sector energético por la pandemia producida por el COVID-19,” 2019.
- [28] ARCONEL, “Resolución No. 003/18 "Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica
,” Agencia de regulación y control de electricidad, Quito, Ecuador, Tech. Rep., 2018.
- [29] P. H. Barrezueta, “LEY ORGÁNICA DE SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (LOSPEE),” Asamblea Nacional de la República del Ecuador, Quito, Ecuador, Tech. Rep., 2015.
- [30] ARCONEL, “Regulación No. 004 /15 Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución
,” Agencia de regulación y control de electricidad, Quito, Ecuador, Tech. Rep., 2015.
- [31] E. A. Barragán, “Generación Eólica en Ecuador: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo,” *Revista Técnica .Energía*, vol. 10, no. 1, pp. 58–66 pp., jan 2014. [Online]. Available: <http://revistaenergia.cenace.org.ec/index.php/cenace/article/view/100>
- [32] CONELEC, “Regulación No. 004/11 "Tratamiento para la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales
,” Consejo Nacional de Electrificación, Quito, Ecuador, Tech. Rep., 2011.