

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

ESCUELA DE POSGRADO

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
Y ELECTRÓNICA**



**GESTIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS CON GENERACIÓN EÓLICA**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN DE
SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

AUTOR:

JULIO ALEJANDRO CUBA PACHAS

CALLAO, 2017

PERÚ

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'J.A.P.', with a horizontal line extending to the right.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'J.A.P.', with a vertical line extending downwards.



HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO Y APROBACIÓN

MIEMBROS DEL JURADO

PRESIDENTE : DR. JUAN HERBER GRADOS GAMARRA.
SECRETARIO : DR. FERNANDO JOSÉ OYANGUREN RAMÍREZ.
MIEMBRO : MG. JORGE ELIAS MOSCOSO SÁNCHEZ.
MIEMBRO : DR. SANTIAGO LINDER RUBIÑOS JIMENEZ
ASESOR : Mg. HUGO FLORENCIO LLACZAROBLES.

DATOS DE APROBACIÓN

N° DE LIBRO : 01
FOLIO : 058
FECHA DE APROBACIÓN : AGOSTO 4,2017
RESOLUCION DIRECTORIAL : N° 019-2017-UPG-FIEE

DEDICATORIA

Quiero dedicar esta etapa de mi vida profesional a mi Padre Julio, por impulsarme a estudiar la maestría, por su apoyo incondicional en todo momento y sobre todo por siempre creer en mí. Y a mi Madre Elena por siempre buscar mi bienestar y motivarme a que cada día debemos de ser mejores personas.

AGRADECIMIENTO

Deseo expresar mi agradecimiento a mi asesor el Mg. Hugo Llacza Robles, por su apoyo en la elaboración de este informe de tesis y por su asesoría siempre dispuesta.

A la Universidad Nacional del Callao, por los conocimientos enseñados, en busca de formar profesionales que actúen con ética y liderazgo frente a los retos del futuro, en busca siempre de un Perú mejor para nosotros y las futuras generaciones.

A mi familia, a mi Padre Julio, a mi Madre Elena, a mi Hermana Isabel por el apoyo incondicional, Gracias.

INDICE

RESUMEN	14
ABSTRACT	15
I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACION	16
1.1. Determinación del problema	16
1.2. Formulación del problema	18
1.2.1. Problema General	18
1.2.2. Problema Específico	18
1.3. Objetivos de la Investigación	19
1.3.1. Objetivo General	19
1.3.2. Objetivos Específicos	19
1.4. Justificación	19
1.4.1. Teórica	20
1.4.2. Tecnológica	20
1.4.3. Económica	20
1.4.4. Practica	21
1.4.5. Legal	21
II. MARCO TEORICO	21
2.1. Antecedentes del estudio	21
2.2. Marco Teórico o Marco Conceptual	44
2.3. Definiciones de términos Básicos	110
III. VARIABLES E HIPOTESIS	113
3.1. Definición de las Variables	113
3.2. Operacionalización de las Variables	114
3.3. Hipótesis General e Hipótesis Específicas	115
IV. METODOLOGIA	116
4.1. Tipo de Investigación	116
4.2. Diseño de la Investigación	116
4.3. Población y Muestra	117
4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	117
4.5. Procedimientos de recolección de datos	118
4.6. Procesamiento estadístico y análisis de datos	118
V. RESULTADOS	129
VI. DISCUSION DE RESULTADOS	146
VII. CONCLUSIONES	149
VIII. RECOMENDACIONES	151

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	154
ANEXOS	158
a. Matriz de Consistencia	158
b. Datos del Sistema Eléctrico de 06 Barras	159

TABLAS DE CONTENIDO

Tabla N° 2.1. Parques Eólicos en operación en el Perú.	26
Tabla N° 2.2. Parques Eólicos adjudicados en la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).....	27
Tabla N° 2.3. Potencial Eólico en operación y desarrollo al año 2016.....	27
Tabla N° 2.4. Potencial Eólico desarrollado en el Perú por Departamento.....	28
Tabla N° 2.5. Potencial Eólico (MW) en el Perú (100m) según Atlas Eólico.	31
Tabla N° 2.6. Utilización de Recursos Energéticos.....	36
Tabla N° 2.7. Producción de Energía Eléctrica mensual de Diciembre 2016– 2015 (GW.H).	40
Tabla N° 2.8. Capacidad Máxima de Generación no convencional propuesta por sitio candidato para el Área norte alto, alta prioridad para su desarrollo....	42
Tabla N° 2.9. Capacidad Máxima de Generación no convencional propuesta por sitio candidato para el resto del SEIN.	43

Tabla N° 2.10. Evaluación para la nueva Generación No Convencional en términos de energía para el año 2018.	44
Tabla N° 2.11. Resumen equipos de Control de Potencia Reactiva en la red.	77
Tabla N° 2.12. Operacionalización de las variables.....	114
Tabla N° 4.1. Especificaciones Técnicas de la Población inicial de la red de 06 barras.	123
Tabla N° 4.2. Reporte de Flujo de Potencia del Sistema Eléctrico de 06 barras considerado para el caso de estudio.....	131
Tabla N° 4.3. Reporte de Tensión en las barras del Sistema Eléctrico considerado para el caso de estudio.....	131
Tabla N° 4.4. Población Inicial de la red de 6 barras.....	132
Tabla N° 4.5. Evaluación de la Población inicial de la red de 06 barras.....	133
Tabla N° 4.6. Asignación de sectores.....	134
Tabla N° 4.7. Selección de padres.....	135
Tabla N° 4.8. Padres participantes en el proceso de cruce.	136
Tabla N° 4.9. Primera pareja de padres que origina al hijo 1.	137
Tabla N° 4.10. Segunda pareja de padres que origina al hijo 2.	137
Tabla N° 4.11. Descendencia por el método de cruce.....	138
Tabla N° 4.12. Mutación de la Población inicial de la red de 06 barras.	139

Tabla N° 4.13. Población final de la red de 06 barras.....	140
Tabla N° 4.14. Porcentajes de incremento de carga máxima y carga crítica debido a gestión de potencia reactiva con la metodología propuesta.....	142
Tabla N° 4.15. Reporte de flujo de potencia del sistema eléctrico de 06 barras con presencia de unidad de compensación de energía reactiva.....	144
Tabla N° 4.16. Reporte de tensión en las barras del sistema eléctrico de 06 barras con presencia de unidad de compensación de energía reactiva.....	144
Tabla N° 4.17. Resultados de flujo de potencia en sistema eléctrico de 06 barras	145
Tabla N° 4.18. Resultado de nivel de tensión por cada barra en sistema eléctrico de 06 barras.....	145
Tabla N° A.1. Datos de las líneas de transmisión del sistema eléctrico de 06 barras para el caso de estudio.....	159
Tabla N° A.2. Datos de los elementos del sistema eléctrico de 06 barras para el caso de estudio	159

FIGURAS DE CONTENIDO

Figura N° 2.1. Circuito representativo de un sistema radial.....	53
Figura N° 2.2. Triangulo de potencias.....	54
Figura N° 2.3. Curvas P-V para diferentes factores de potencia.....	58
Figura N° 2.4. Margen de Cargabilidad de una Curva P-V.....	61
Figura N° 2.5. Conexión de un Dispositivo de Compensación.....	62
Figura N° 2.6. Curvas V-Q.....	63
Figura N° 2.7. Margen de Potencia Reactiva de una Curva V-Q.....	65
Figura N° 2.8. Diagrama Fasorial Curva de Cargabilidad del Generador	69
Figura N° 2.9. Límites de la Curva de Cargabilidad de un Generador	74
Figura N° 2.10. Sistema de dos nudos para máxima transferencia de potencia	78
Figura N° 2.11. Variación de Tensión con respecto a la Potencia....	80
Figura N° 2.12. Flujograma de un Algoritmo Genético.....	86
Figura N° 2.13. Aerogeneradores instalados en parque eólico Marcona	90
Figura N° 2.14. Aerogenerador instalado en el mar, nivel de rugosidad 0	94
Figura N° 2.15. Elementos que componen en aerogenerador	98
Figura N° 2.16. Generador síncrono conectado directamente a la red	100
Figura N° 2.17. Generador síncrono con etapa de rectificación e inversión	101

Figura N° 2.18. Generador asincrono jaula de ardilla conectado directamente a la red.....	102
Figura N° 2.19. Generador asincrono doblemente alimentado conectado directamente a la red.....	103
Figura N° 2.20. Factor de velocidad de punta para distintos Aerogeneradores.....	110
Figura N° 4.1. Sistema eléctrico de 6 barras considerado para el caso de estudio.....	121
Figura N° 4.2 Cruce simple o de un punto.....	126
Figura N° 4.3 Sistema eléctrico de 6 barras considerado para el caso de estudio con banco de capacitadores.....	128
Figura N° 4.4 Curva P-V del sistema eléctrico de 6 barras considerado para el caso de estudio.....	130
Figura N° 4.5 Curva P-V del sistema eléctrico de 6 barras con presencia de unidad de compensación de energía reactiva	143
Figura N° A.1 Sistema eléctrico de 6 barras.....	160

GRAFICOS DE CONTENIDO

Grafico N° 2.1 Recursos energéticos utilizados en el día de máxima demanda.....	37
Grafico N° 2.2 Producción de energía eléctrica mensual de diciembre 2016– 2015 (GW.h)	40
Grafico N° 4.1 Fase del modelo de gestión optima de potencia reactiva propuesta	119
Grafico N° 4.2 Flujograma de modelo de gestión optima de potencia reactiva.....	120
Grafico N° 4.3 Distribución de probabilidades de cada padre.....	134

RESUMEN

En los últimos años se está produciendo un incremento en la demanda de energía que obliga a los elementos del sistema eléctrico operar cerca de sus límites físicos de funcionamiento y como consecuencia de ello se originan problemas de estabilidad de tensión, relacionado con este aumento de la demanda.

Los sistemas de compensación reactiva son una buena alternativa para solucionar los problemas relacionados con la estabilidad de tensión, por lo que la planificación de potencia reactiva en los sistemas eléctricos toma especial importancia, por ello se busca desarrollar nuevas técnicas para su optimización.

La técnica de algoritmos genéticos es una buena alternativa para modelar una correcta gestión óptima de la potencia reactiva, entendido como operación, localización y dimensionado óptimo de estas unidades.

La Gestión óptima de potencia reactiva es una de las tareas más importantes para el control de un sistema de potencia, en este trabajo se propondrá una metodología de gestión de potencia reactiva con el objetivo de mejorar el margen de estabilidad de tensión en sistemas eléctricos con generación eólica.

ABSTRACT

In recent years, there has been an increase in the demand for energy, which forces the elements of the electrical system to operate close to their physical limits of operation and as a consequence of this, problems of voltage stability, Related to this increase in demand.

Reactive compensation systems are a good alternative to solve problems related to voltage stability, So that the planning of reactive power in the electrical systems takes special importance, for this reason, it seeks to develop new techniques for its optimization.

The technique of genetic algorithms is a good alternative to model a correct optimum management of reactive power, Understood as operation, location and optimal dimensioning of these units.

The optimum management of reactive power is one of the most important tasks for the control of a power system, in this work a methodology of reactive power management will be proposed with the objective of improving the voltage stability margin in electric systems with generation wind.

I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACION

1.1. Determinación del problema.

En el Perú se conoce que la principal fuente de generación eléctrica, es proporcionada por el recurso Hídrico; años atrás se asumía que era un recurso inagotable; pero debido al calentamiento global que se evidencia en el deshielo de nuestras cordilleras, la poca presencia de lluvias en los tiempos de avenida; hacen que la proyección de la generación por el recurso hídrico sea incierta. Otra fuente muy importante de generación eléctrica es el gas, que en la actualidad se encuentra en apogeo.

Según el COES, las 02 principales fuentes de generación son el agua y el Gas; en Diciembre 2000, el uso de recurso hídrico llegó a ser utilizado en un 82% y el gas en 3%, mientras en el año 2005 fue el agua de 71% y el gas en 15%, ya para el año 2010 disminuyó el agua a un 57% y el gas aumentó en 35% y en el 2015 estuvo el agua en un 50% y el gas en un 43% de la Máxima Demanda; esto evidencia la decreciente utilización del recurso hídrico versus a lo evidenciado en los diferentes años, por otro lado el uso del gas ha ido tomando relevancia; pero como se sabe el agua es un recurso en peligro de escasear por el calentamiento global, y el gas es un recurso no renovable, por ello la necesidad de buscar nuevas alternativas de generación, siendo la Energía Eólica un recurso abundante, renovable y limpio.

Además de ayudar en la disminución de gases por efecto invernadero, planteado en el segundo período del Protocolo de Kyoto al 2020, siendo además esta energía menos problemática que otras fuentes, teniendo un impacto ambiental positivo en el desarrollo del país.

Para ello se propone un modelo de gestión que optimiza la potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica, lo cual permitirá operar, localizar y dimensionarlo adecuadamente.

1.2. Formulación del problema.

1.2.1. Problema General

¿En qué medida la gestión óptima de potencia reactiva reduce los problemas de estabilidad de tensión en los sistemas eléctricos con Generación Eólica?

1.2.2. Problemas Específicos

1. ¿Cuáles son los parámetros más importantes que deben ser considerados en la Gestión Óptima de Potencia Reactiva?
2. ¿Cuál es la modelo de gestión para evaluar la adecuada inyección óptima de Potencia Reactiva en los sistemas eléctricos con generación eólica?
3. ¿En qué medida el modelo de gestión de potencia reactiva determina cual es la ubicación óptima de fuentes de potencia reactiva y cuál es la potencia que se debe inyectar?

1.3. Objetivos de la Investigación

1.3.1. Objetivo General

Desarrollar una metodología para mejorar la gestión de la potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica.

1.3.2. Objetivos Específicos

1. Proponer soluciones que satisfaga criterios económicos y de fiabilidad de la red en sistemas eléctricos con generación eólica.
2. Desarrollar un modelo matemático para la gestión óptima de la potencia reactiva en los sistemas eléctricos con generación eólica.
3. Desarrollar un modelo de inyección de potencia reactiva para sistemas eléctricos con generación eólica.

1.4. Justificación

En la actualidad se evidencia un crecimiento en la demanda, producto de ello los elementos del sistema eléctrico peruano operan en su límites de funcionamiento y cargabilidad, requiriéndose por ello alternativas de gestión óptima en la operación, dimensionado y localización de unidades de generación de potencia reactiva, además de nuevas alternativas de generación, teniendo la eólica una buena proyección de desarrollo, todo ello con el fin de garantizar la estabilidad de tensión y seguridad del sistema, en los sistemas eléctricos con presencia de generación eólica.

La propuesta de investigación pretende realizar un modelo de gestión de elementos de generación de potencia reactiva, en los sistemas eléctricos con presencia de parques eólicos y unidades de compensación de energía reactiva.

1.4.1. Teórica

Dar cumplimiento a los estándares de calidad de servicio y estabilidad de tensión en los sistemas eléctricos con generación eólica.

1.4.2. Tecnológica

Desarrollar un modelo matemático de inyección de potencia reactiva, para la gestión óptima de potencia reactiva, este modelo contribuirá en la operación, localización y dimensionado de las unidades de generación de potencia reactiva, todo ello en sistemas eléctricos con presencia de generación eólica.

1.4.3. Económica

Con el modelo matemático propuesto se busca optimizar la cargabilidad del sistema eléctrico y estabilidad de tensión con presencia de generación eólica, con ello disminuyendo las pérdidas de potencia en las redes, por lo tanto minimizando los tamaños en los diseños de los elementos del sistema eléctrico, relacionado a los costos de los elementos de compensación de energía reactiva como los SVC.

1.4.4. Practica

Se busca demostrar que el modelo planteado de gestión óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica busca establecer mejora en la planificación y operación de unidades de generación de potencia reactiva, entendiéndose ello como los compensadores de energía reactiva y los parques eólicos.

1.4.5. Legal

Normativa favorable en el Perú según Decreto Legislativo N° 1002/MEM, publicada el 02 de mayo de 2008, que establece como prioridad nacional la promoción de las energías renovables. El Perú tiene una enorme capacidad de generación eléctrica con energías renovables no aprovechada, para ser específico la capacidad de generación por energía Eólica es de 22,450MW, teniendo a la fecha como potencia instalada por energía eólica 239MW, que representa el 1% del potencia total, por ello la importancia de incentivar una mayor inserción de energía eólica al Sistemas Eléctrico Peruano, que permita consolidar la confianza y el interés del Estado para continuar con su desarrollo.

II. MARCO TEORICO

2.1. Antecedentes del estudio

Debido a un incremento en la demanda de energía eléctrica en el Perú, se evidencia que los elementos del sistema eléctrico en el Perú operan cercano

al punto de máxima carga originando problemas de estabilidad de tensión, por ello la importancia de la correcta gestión de potencia reactiva para el control del sistema eléctrico, este crecimiento de demanda además conlleva a la búsqueda de nuevas alternativas de generación que además contribuyan al cumplimiento del Protocolo de Kyoto que nos aporta un compromiso al futuro de desarrollo de las energías renovables en los próximos años en nuestro país y a su vez contribuyendo al futuro sostenible del planeta, En la tesis que se desarrolló se enlazo ambas problemáticas que son aumento de demanda y necesidad de incentivar nuevas alternativas de generación, en este caso se evalúa la generada por el recurso eólico, que es una alternativa eficiente para producir energía de forma segura y ambientalmente sostenible, sin emisiones dañinas, autóctona, inagotable, competitiva y creadora de empleo, por ello el reto es buscar que este tipo de generación se asemeje a la convencional, considerando que la integración de generación eólica al sistema varia los flujos de potencia de las líneas pudiendo originar problemas de estabilidad y calidad de suministro, además que esta generación que ingresa al sistema proveniente de la energía eólica no es constante, ya que el viento es una variable aleatoria.

Otro aspecto importante para la gestión óptima de potencia reactiva, es la ubicación adecuada de las unidades de compensación de energía reactiva, en la actualidad la corrección de energía reactiva se realiza con equipos

diseñados con tecnología de electrónica de potencia, como son los Sistemas Flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS), sin dejar de lado los bancos de capacitores tradicionales.

En la tesis que se desarrolló, se consideró tres alcances importantes de la gestión óptima de potencia reactiva, que son la operación, localización y dimensionado óptimo de las unidades de generación de potencia reactiva, siendo estas unidades consideradas los parques eólicos y las unidades de compensación de energía reactiva, para ello se diseñó un modelo matemático de gestión óptima de potencia reactiva, y poder operar, localizar, dimensionar satisfactoriamente las unidades de generación de potencia reactiva, entendiéndose ello a los parques eólicos y las unidades de compensación de energía reactiva, además se simula en un modelo de despacho de potencia reactiva para un día considerando un perfil de carga convencional.

La técnica de optimización utilizada para el desarrollo del modelo matemático de gestión mencionado, se planteó mediante el método de algoritmos genéticos, que es un algoritmo basado en técnicas de búsqueda guiada, que se engloban dentro de las técnicas metaheurísticas de optimización, este modelo evolutivo que enfatiza la adaptación, utiliza operadores de selección, cruce, mutación y elitismo. Es una técnica basada en la evolución de una población que representan las soluciones en el espacio de búsqueda.

La generación de nuevos individuos se lleva a cabo mediante operadores de cruce, mutación y elitismo. El caso que se evaluara será un sistema eléctrico de 6 barras, con presencia de generación eólica.

Empleando el modelo propuesto se obtienen los parámetros óptimos de los elementos de generación de potencia reactiva, que son los parques eólicos y unidades de compensación de energía reactiva, para una adecuada gestión óptima de potencia reactiva, entendido como operación, localización y dimensionado de dichas unidades, además de asegurar al sistema eléctrico peruano una operación estable y alejada del límite de estabilidad y punto de colapso de tensión.

2.1.1. Situación actual de la energía eólica en el Perú.

En el marco de la política energética nacional, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) como institución del Estado peruano, sigue los lineamientos de política establecidos para contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética. En tal sentido el MINEM promueve el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energía renovable convencional y no convencional.

Conforme dispone la normatividad vigente, con el objeto de promover la inversión en generación de electricidad con el uso de energías renovables, se declara de interés nacional y de necesidad pública el desarrollo de nueva

generación eléctrica mediante el uso de recursos energéticos renovables, entre los que están comprendidos los recursos eólicos.

El MINEM tiene como objetivo Promover el desarrollo sostenible y competitivo del sector energético, priorizando la inversión privada y la diversificación de la matriz energética; a fin de asegurar el abastecimiento de los requerimientos de energía en forma eficiente y eficaz para posibilitar el desarrollo de las actividades productivas y la mejora de las condiciones de vida de la población.

En este sentido, la Dirección General de Electricidad, busca fomentar el aprovechamiento y desarrollo sostenible de los recursos energéticos renovables y no renovables, el uso racional y eficiente de la energía y el desarrollo de nuevas tecnologías para su utilización en generación de energía eléctrica.¹

En abril 2014 se instaló en Marcona el primer parque eólico del Perú de grandes dimensiones (32 MW). En agosto y septiembre de ese mismo año se conectaron a la red los parques eólicos de Cupisnique (Pacasmayo, La Libertad) con 80 MW y Talara (Piura) con 30 MW respectivamente.

¹ Objetivos extraídos del Estudio para aprovechamiento eólico confines energéticos y actualización del atlas eólico del Perú 2016, desarrollado por el Ministerio de Energía y Minas del Perú.

A principios de 2016 se conectó el parque eólico Tres Hermanas (Ica) con 97 MW de potencia instalada. La capacidad nominal de todas las instalaciones eólicas conectadas a la red pública hoy en día es de 239 MW.

TABLAN° 2.1
PARQUES EOLICOS EN OPERACIÓN EN EL PERU

PARQUE EÓLICO	POTENCIA INSTALADA	DEPARTAMENTO
P.E. Marcona	32MW	Ica
P.E. Cupisnique	80MW	La Libertad
P.E. Talara	30MW	Piura
P.E. Tres Hermanas	97MW	Ica

Fuente: MINEM (Ministerio de Energía y Minas).

En febrero de 2016, se resolvió la adjudicación de potencia de la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), donde en primera ronda se adjudicó un proyecto eólico de 126 MW (de los 34 proyectos eólicos presentados en primera ronda) y en segunda ronda se adjudicaron dos proyectos eólicos de 18 MW cada uno (del total de los siete proyectos eólicos presentados en segunda ronda). La potencia total asignada fue de 162 MW.²

² Datos consultados del Atlas Eólico del Perú 2016, la sección Antecedentes de la situación de la energía en el Perú : parques eólicos modernos de grandes dimensiones,

TABLAN° 2.2

PARQUES EOLICOS ADJUDICADOS EN LA CUARTA SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES AL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

PARQUE EÓLICO	POTENCIA INSTALADA	DEPARTAMENTO
P.E. Parque Nazca	126MW	Ica
P.E. Huambos	18MW	Cajamarca
P.E. Duna	18MW	Cajamarca

Fuente: MINEM (Ministerio de Energía y Minas).

a) Potencial eólico desarrollado.

Actualmente el potencial eólico desarrollado en el Perú es el siguiente:

TABLAN° 2.3

POTENCIAL EOLICO EN OPERACIÓN Y DESARROLLO AL AÑO 2016

PARQUE EÓLICO	POTENCIA INSTALADA	DEPARTAMENTO	ESTADO
P.E. Marcona	32MW	Ica	En operación
P.E. Cupisnique	83.15 MW	La Libertad	En operación
P.E. Talara	30.86 MW	Piura	En operación
P.E. Tres Hermanas	90MW	Ica	En operación
P.E. Parque Nazca	126MW	Ica	Autorizado. En desarrollo
P.E. Huambos	18MW	Cajamarca	Autorizado. En desarrollo
P.E. Duna	18MW	Cajamarca	Autorizado. En desarrollo

Fuente: MINEM (Ministerio de Energía y Minas).

Como puede verse hay 239 MW en operación actualmente en el Perú. Además, existen otros 162 MW que han sido autorizados en la cuarta subasta RER para suministro de energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La tabla siguiente muestra la energía eólica total desarrollada actualmente por Departamento.

TABLAN° 2.4
POTENCIAL EOLICO DESARROLADO EN EL PERU POR
DEPARTAMENTO

DEPARTAMENTO	POTENCIA INSTALADA Y AUTORIZADA
Ica	248MW
La Libertad	83.15 MW
Piura	30.86 MW
Cajamarca	36MW

Fuente: Osinergmin.

Como puede verse la energía eólica se ha desarrollado hasta el momento en cuatro Departamentos.

b) Potencial eólico total.³

Se han identificado las zonas preferentes para la futura prospección detallada in situ y que serían de interés para la instalación de

³ Datos y criterios extraídos del Atlas eólico de Perú, 2016.

aerogeneradores o parques eólicos. Para este análisis, se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Densidad de potencia desde moderado a excelente ($P/A > 300 \text{ W/m}^2$) a 100m.
 - Distribución de frecuencia del viento favorable.
 - Pendiente del terreno menor o igual al 20%.
 - Cercanía a las vías de acceso transitables.
 - Cercanía a los centros poblados, a las Líneas y Subestaciones de Media y Alta Tensión existentes.
 - Parques eólicos existentes.
 - Altitud del emplazamiento inferior a 3500 metros de altura.
- c) Potencial eólico aprovechable.⁴

A efectos del Atlas Eólico, se considera potencial eólico aprovechable aquel potencial que cumple los requisitos del apartado anterior (b) y que además cumpla:

- Estar fuera de las zonas inadecuadas para la construcción de aerogeneradores y parques eólicos (zonas arqueológicas, parques nacionales, reservas naturales, zonas históricas, áreas naturales protegidas, zonas recreacionales, etc.).

⁴ Datos y criterios extraídos del Atlas eólico de Perú, 2016.

d) Potencial eólico excluido.⁵

El potencial eólico excluido es aquel potencial que aun cumpliendo los requisitos del apartado b, no se puede aprovechar debido a que la construcción de los aerogeneradores y parques eólicos no estará permitida por las disposiciones legales (zonas arqueológicas, parques nacionales, reservas naturales, zonas históricas, etc.).

La tabla N° 2.5 muestra el potencial eólico por Departamento.

e) Atlas Eólico del Perú.

El Ministerio de Energía y Minas del Perú (MINEM) como institución del Estado peruano, tiene entre otras funciones, la de actualizar el inventario de recursos energéticos disponibles para la generación de electricidad y promover la inversión en proyectos de generación eléctrica, principalmente para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable como la energía eólica, siendo este el Atlas eólico que es un documento que presenta la metodología utilizada para la elaboración del Atlas Eólico, así como la validación y evaluación del potencial eólico del Perú, además incluye una serie de mapas que muestran el potencial del recurso eólico a nivel nacional a diferentes alturas.⁶

⁵ Datos y criterios extraídos del Atlas eólico de Perú, 2016.

⁶ Extraído de presentación de atlas eólico actualizado 2016, realizado por el MEM.

TABLAN° 2.5

POTENCIAL EOLICO (MW) EN EL PERU (100m) según atlas eólico.

DEPARTAMENTO	POTENCIAL EOLICO APROVECHABLE (MW)	POTENCIAL EOLICO EXCLUIDO (MW)	POTENCIAL EOLICO TOTAL(MW)
Amazonas	129	288	417
Ancash	708	108	816
Apurímac	0	0	0
Arequipa	1020	156	1176
Ayacucho	0	0	0
Cajamarca	891	282	1173
Callao	0	0	0
Cuzco	0	0	0
Huancavelica	0	0	0
Huánuco	0	0	0
Ica	2280	3015	5295
Junín	0	0	0
La Libertad	921	264	1185
Lambayeque	7017	2097	9114
Lima	429	189	618
Loreto	0	0	0
Madre de Dios	0	0	0
Moquegua	0	0	0
Pasco	0	0	0
Piura	7098	1503	8601
Puno	0	0	0
San Martín	0	0	0
Tacna	0	0	0
Tumbes	0	0	0
Ucayali	0	0	0
TOTAL	20493	7902	28395

Fuente: Atlas Eólico del Perú 2016.

2.1.2. Expectativas de crecimiento de la energía eólica en el Perú.

En el artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1002/MEM de promoción de la inversión para generación de electricidad con el uso de energías renovables, actualizado el 13 de septiembre de 2010, el original tiene fecha 02 de mayo del año 2008, se buscó promover el aprovechamiento de recursos energéticos renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.⁷

Asimismo en el artículo 2 del citado decreto, se declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de recursos energéticos renovables, para ello el Ministerio de Energía y Minas establecerá cada 5 años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de recursos energéticos renovables, no considerando en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio.⁸

El artículo 3 del citado decreto nos define como recursos energéticos renovables (RER) a los recursos energéticos tales como biomasa, solar,

⁷ Extraído del artículo 1 del Decreto legislativo N°1002 de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

⁸ Extraído del artículo 2 del Decreto Legislativo N°1002.

geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de 20MW.⁹

El ministerio de energía y minas es la autoridad nacional competente encargada de promover proyectos que utilicen recursos energéticos renovables (RER), asimismo los Gobiernos regionales podrán promover el uso de RER dentro de sus circunscripciones territoriales, en el Plan Nacional de Energías Renovables.¹⁰

La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero.¹¹

Dentro de los alcances del marco regulatorio correspondiente al decreto legislativo N°1002, de promoción de inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, nos establece claramente el objetivo a alcanzar de generación usando energías renovables, siendo este el 5% del consumo de energía, asimismo cada 05 el años el MINEM debe establecer el objetivo por tipo de tecnología.

Por otro lado los principales incentivos en el presente marco regulatorio, son dar prioridad para el despacho del COES y compra de energía producida,

⁹ Extraído del artículo 3 del Decreto Legislativo N°1002.

¹⁰ Extraído del artículo 4 del Decreto legislativo N°1002.

¹¹ Extraído del artículo 5 del Decreto legislativo N°1002.

prioridad en el acceso a las redes de transmisión y distribución, así como tarifas estables a largo plazo, siendo estas tarifas determinadas mediante subastas, las bases de las subastas son aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas. Osinergmin conduce la subasta, fija los precios máximos y determina las primas mediante liquidaciones anuales.

¹²Un factor importante para el crecimiento de la generación eléctrica haciendo uso de recursos energéticos renovables es la planificación, para ello el plan nacional de energías renovables que es parte del plan de generación, es elaborado por el ministerio de energía y minas, además los planes regionales de energías renovables deberán considerar los lineamientos establecidos en el plan de generación, sin perjuicio del porcentaje objetivo señalado en el artículo 2 de la ley. En la planificación de la transmisión, el COES deberá prever los requerimientos de infraestructura necesaria para la conexión al SEIN de la Generación RER, garantizando la evacuación de la energía eléctrica producida en condiciones de seguridad, según tipo de tecnología. Para tales efectos, considerará el Plan Nacional de Energías Renovables, las zonas geográficas con mayor potencial de desarrollo de Generación RER y, de manera específica, los proyectos de Generación RER que sean materia de concesión definitiva de generación.

¹² Extraído del artículo 24 del decreto supremo N°012-2011, planificación de la generación con recursos energéticos renovables, correspondiente al reglamento de la generación de electricidad con energías renovables.

Dicho ello podemos concluir la idea, viendo que el marco normativo actual es favorable en incentivos para un mayor crecimiento en la generación haciendo uso de los recursos energéticos renovables, sin embargo aún el crecimiento se hace lento, para el caso en particular del presente trabajo, se ha analizado la generación eólica, en la actualidad en nuestro país, a la fecha el Perú tiene en funcionamiento 04 parques eólicos, que hacen 236MW de potencia instalada, además existen 172MW que ya se encuentran autorizados en la cuarta subasta RER para suministrar energía haciendo uso también del recurso eólico al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN). Como se mencionó anteriormente el potencial eólico aprovechable en nuestro país, según el atlas eólico 2016 aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), es de 20493MW, que comparándolo con los 236MW en funcionamiento, nos da la conclusión que desde el año 2008 que se publicó la primera ley de incentivo para la generación haciendo uso de energías renovables (Decreto legislativo N°1002), a la fecha, solo se ha desarrollado el 1.15% del potencial eólico aprovechable, realmente es una cifra que nos preocupa pero a la vez nos llena de nuevos retos de cara al futuro, y al cumplimiento del protocolo de Kyoto al año 2020, cuyo objetivo primordial es la reducción de gases de efecto invernadero, y el sector eléctrico tiene un papel importante en estos objetivos, siendo la necesidad de promover un mayor uso de fuentes de energía renovable, entre ellas la energía eólica que son fuentes de energía limpias que no producen gases de efecto invernadero

causantes del cambio climático ni emisiones contaminantes, además que sus costos evolucionan en decrecimiento de forma sostenida, mientras que la tendencia general de los costos de los combustibles fósiles está en crecimiento, además de ser recursos no renovables.

En la siguiente tabla N° 2.6 se muestra la utilización de recursos energéticos en el día que se registró la máxima demanda en el mes de diciembre 2016, estos datos fueron conseguidos de la página del COES:

TABLAN° 2.6
UTILIZACION DE RECURSOS ENERGETICOS

Bloque Horario	Fecha	Hora	Interconexiones Internacionales		SEIN MW
			PER-ECU Exportación MW	ECU-PER Importación MW	
MAXIMA	2016-12-20	21:45	0.000	0.000	6,492.410
MEDIA	2016-12-20	11:30	0.000	0.000	6,420.669
MINIMA	2016-12-20	03:15	0.000	0.000	4,970.377

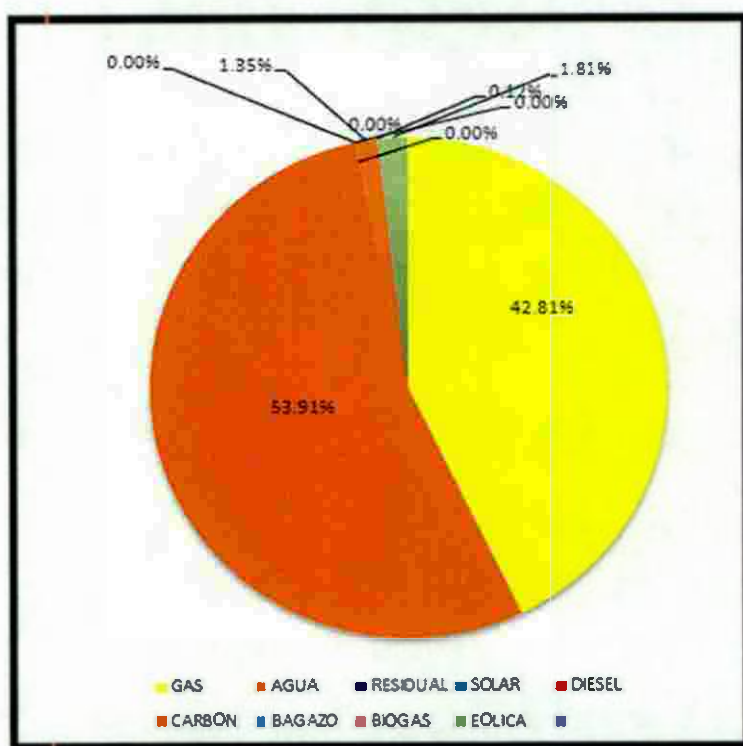
TIPO	MW	PARTICIPACIÓN%
GAS	2,779.650	42.814
AGUA	3,499.908	53.908
RESIDUAL	0.000	0.000
SOLAR	0.000	0.000
DIESEL	0.000	0.000
CARBON	87.638	1.350
BAGAZO	0.000	0.000
BIOGAS	7.521	0.116
EOLICA	117.693	1.813
TOTAL PERÚ	6,492.41	100.00
EXPORTACIÓN (PER-ECU)	0.000	0.000
IMPORTACIÓN (PER-ECU)	0.000	0.000
TOTAL	6,492.41	—

Fuente: COES – Utilización de Recursos Energéticos Diciembre 2016.

Como se observa la máxima demanda fue de 6492.41MW, y la participación de energía eólica en el sistema fue de 117.69MW, que representa el 1.81% de participación de generación eólica en la demanda.

Este porcentaje, es mostrado en la página del COES, con el siguiente gráfico:

GRAFICO N° 2.1
RECURSOS ENERGETICOS UTILIZADOS EN EL DIA DE MAXIMA
DEMANDA



Fuente: COES – Utilización de Recursos Energéticos Diciembre 2016.

En el gráfico N° 2.1, se comprueba además que el gas está tomando mayor importancia para cubrir la demanda diaria, alcanzado un promedio para abastecer el 40% de la demanda de energía diaria, según estimación del MEM se tendrían reservas de gas hasta el 2050, además se observa que la generación a través de centrales hidroeléctricas abastecen un promedio del 50% de la demanda, este porcentaje está decreciendo aceleradamente en

los últimos años, cito datos mostrados por el coes en su página, referidos a diciembre del año 2000, donde el porcentaje promedio de generación con centrales hidroeléctricas era del 80% para cubrir la demanda diaria, en el año 2010 el porcentaje de generación con centrales hidroeléctricas para cubrir la demanda diaria era del 60% en promedio, experimentando ya un decrecimiento, y el gas empezó a tener mayor protagonismo como recurso de generación alcanzando el 30% de la demanda diaria.¹³

Por lo dicho se puede verificar que la generación con centrales hidroeléctricas, están decreciendo aceleradamente, esto debido también al calentamiento global, muestra de ello los glaciares están desapareciendo cito el ejemplo del glaciar de pastoruri que ha retrocedido más de 31 metros debido al cambio climático, este aumento de temperatura de la tierra acelera a diario su extinción.

Si bien la generación haciendo uso del recurso del gas es una alternativa que en la actualidad está siendo utilizada, y que dependemos del gas ya que nos aporta de casi el 50% para cubrir nuestra demanda de energía, es necesario además seguir incentivando con mayor determinación nuevas alternativas de generación que en paralelo contribuyan además al cuidado del medio ambiente, además que el recurso del gas es no renovable y por lo tanto

¹³ Porcentajes extraídos de la página del coes, sección utilización de recursos energéticos años 2000,2010 y 2016.

agotable y si bien según proyección del ministerio de energía se tiene reservas hasta el año 2050, la demanda sigue creciendo también aceleradamente y podría reducir este tiempo proyectado, ante este escenario urge buscar nuevas alternativas de generación sostenibles, la generación eólica es una alternativa que consideramos se debe seguir incentivando y en la cual se tiene un reto para su desarrollo, considerando que el Perú tiene la posibilidad de convertirse en una potencia de energía renovable eólica del mundo por la excelente capacidad de generación de viento, se tiene una franja costera envidiable y se puede comprobar que con un mismo aerogenerador en el Perú se puede generar más energía que en otras partes del mundo.

En el boletín mensual del mes de diciembre 2016, del COES SINAC¹⁴ nos indica que la producción de energía eléctrica del SEIN en el mes de diciembre 2016 fue 4 235,87 GW.h notándose una variación de 5,15% con respecto al mes de diciembre 2015; mientras que la producción acumulada a diciembre 2016 con relación al 2015 presentó una variación de 8,50%.¹⁵

¹⁴ Comité de operación económica del sistema interconectado nacional.

¹⁵ Datos y tabla N° 2.7 y gráfico N° 2.2 extraída del boletín mensual, ubicado en la página del COES.

TABLAN° 2.7

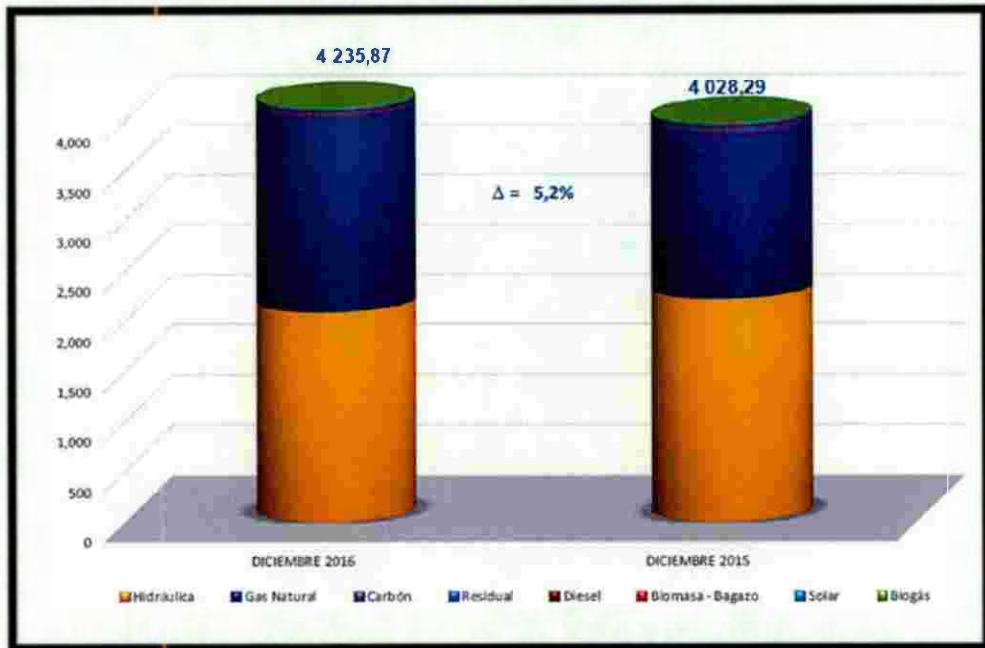
PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA MENSUAL DE DICIEMBRE 2016
– 2015 (GW.h)

TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	ENERGÍA PRODUCIDA GENERACIÓN (GW.h)		% VARIACIÓN (2016/2015)	ENERGÍA ACUMULADA GENERACIÓN (GW.h)		% VARIACIÓN ACUMULADA (2016/2015)	% PARTICIPACIÓN ACUMULADO A DICIEMBRE 2016
	DICIEMBRE 2016	DICIEMBRE 2015		DICIEMBRE 2016	DICIEMBRE 2015		
Hidráulica	2 083,54	2 212,12	-5,8%	23 009,64	22 456,21	2,5%	47,6%
Gas Natural	1 941,49	1 617,04	20,1%	22 457,10	20 699,78	8,5%	46,5%
Carbón	55,32	83,76	-33,9%	772,89	248,09	211,5%	1,6%
Residual	3,10	10,34	-70,1%	194,23	43,30	348,5%	0,4%
Diesel	18,43	19,72	-6,6%	458,94	143,73	219,3%	0,9%
Biomasa - Bagazo	3,21	6,85	-53,2%	86,51	90,54	-4,5%	0,2%
Biogás	4,77	4,34	9,9%	51,18	36,72	39,4%	0,1%
Solar	22,49	21,60	4,1%	241,82	230,95	4,7%	0,5%
Eólico	103,53	52,53	97,1%	1 054,11	590,72	78,4%	2,2%
Total	4 235,87	4 028,29	5,15%	48 326,42	44 540,04	8,50%	100,0%

Fuente: COES – Boletín Mensual Diciembre 2016.

GRAFICO N° 2.2

PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA MENSUAL DE DICIEMBRE 2016
– 2015 (GW.h)



Fuente: COES – Boletín Mensual Diciembre 2016.

La tabla N° 2.7 mostrada, se muestra un comparativo entre la energía acumulada producida de diciembre 2015 a diciembre 2016, cuyo resultado es un incremento en la cantidad de energía producida de 8.5%, estos resultados evidencian claramente un incremento en la demanda de energía, además muestra que la generación haciendo uso del gas natural comparando la producción acumulada de energía eléctrica de diciembre 2015 a diciembre 2016, se muestra un incremento del 8.5%, y la generación haciendo uso del recurso hídrico una variación de solo el 2.5%. Por otro lado se ve que la generación eólica tiene un incremento del 78.4% de la producción acumulada de energía acumulada de diciembre 2015 a diciembre 2016, siendo la generación eólica la que mayor incremento en utilización tiene con respecto a otras fuentes de energía renovable, en el periodo en mención.

Continuando con el contexto de expectativas de crecimiento de la energía eólica en el peru, el COES encargo a un consultor a realizar un estudio para la determinación de la capacidad máxima de generación no convencional (eólica y solar fotovoltaica) a ser instalada en el sistema eléctrico para el 2018 el cual nos indica:

Como recomendación de este consultor es que sería una buena estrategia de expansión promover con mayor prioridad respecto al resto del SEIN, el desarrollo de nueva GNC RER ¹⁶ en la zona del Norte Alto (véase en la tabla

¹⁶ Generación no convencional con recursos energéticos renovables.

N° 2.8). Un desarrollo de esta naturaleza para la zona en cuestión aportaría en el corto plazo un beneficio significativo, permitiendo de reenviar en el tiempo las inversiones en el sistema troncal de transmisión, las cuales requieren de señales diferentes para su realización y que al momento están bloqueadas a causa de las incertidumbres en el mercado.

Se sintetiza a continuación un ejemplo de posible distribución de la generación no convencional RER¹⁷ (véase la tabla N° 2.8 y tabla N° 2.9) suponiendo un esquema de mayor prioridad de desarrollo en el Norte Alto respecto a las otras áreas del SEIN.¹⁸

TABLAN° 2.8.

CAPACIDAD MAXIMA DE GENERACION NO CONVENCIONAL
PROPUESTA POR SITIO CANDIDATO PARA EL AREA NORTE ALTO,
ALTA PRIORIDAD PARA SU DESARROLLO.

SE del Sitio Candidato	Area	Vnon [kV]	GENER EÓLICA	GENER SOLAR	Total Inyeccion Multiple por Sitio	Total Inyeccion Multiple por Area
ZORRITOS	Area Norte Alto	220.0		X	80	320
TALARA		220.0	X	X	80	
PARINAS		220.0	X	X	80	
PIURAOESTE		220.0	X	X	80	

Fuente: COES – Estudio para la determinación CMGNC a ser instalada en el SEIN.

¹⁷ Recursos energéticos renovables.

¹⁸ Datos, Tabla N° 2.8, Tabla N° 2.9 y Tabla N° 2.10 han sido extraído del informe “Estudio de la máxima capacidad de generación no convencional (eólica y solar fotovoltaica) a ser instalada en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) (CMGNC), extraído de la página del COES.

TABLAN° 2.9.

CAPACIDAD MAXIMA DE GENERACION NO CONVENCIONAL
PROPUESTA POR SITIO CANDIDATO PARA EL RESTO DEL SEIN.

S/E del Sitio Candidato	Area	Vnon [kV]	GENER EÓLICA	GENER SOLAR	Total Inyeccion Multiple por Sitio	Total Inyeccion Multiple por Area	Total CMGN Cen el resto del SEIN
LANINA	Resto del Area Norte	220.0	X	X	80	400	1336
CHICLAYO OESTE		220.0	X		80		
FELAM		220.0	X		80		
GUADALUPE		220.0	X		80		
CUPISTIQUE		220.0	X		80		
HUACHO	Area Centro 1	220.0	X		80	332	
ICA		220.0	X	X	80		
MARCONA		220.0	X	X	80		
TRES HERMANAS		220.0	X	X	12		
OCONA		500.0		X	80		
SANJOSE	Area Sur Oeste	500.0	X	X	80	604	
MOQUEGUA		222.0		X	80		
SACABAYA		220.0		X	80		
SANTUARIO		138.0	X		80		
REPARTICION		138.0		X	40		
MAJES		138.0		X	42		
TOQUEPALA		138.0		X	0		
ARICOTA2		138.0		X	0		
CAMANA		138.0		X	42		
ILQ3		138.0		X	80		
LOSHEROES		220.0		X	80		

Fuente: COES – Estudio para la determinación CMGNC a ser instalada en el SEIN.

El estudio indicado concluye y nos recomienda que teniendo en cuenta los resultados y suponiendo un desarrollo de generación no convencional a los valores máximos indicados, es posible estimar la producción de la nueva RER (dentro de ella la generación eólica) al 2018 en términos de energía véase la tabla N° 2.10).¹⁹

¹⁹ Conclusión, recomendación y valores determinados mostrados en tabla N° 2.10 extraídos del informe "Estudio de la máxima capacidad de generación no convencional (eólica y solar fotovoltaica) a ser instalada en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) (CMGNC), extraído de la página del COES.

TABLAN° 2.10.

EVALUACION PARA LA NUEVA GENERACION NO CONVENCIONAL EN TERMINOS DE ENERGIA PARA EL AÑO 2018.

DEMANDA TOTAL SEIN ESPERADA AL 2018		MAXIMA CAPACIDAD NUEVA RER (SOLAR+EOLICO) EN EL SEIN AL 2018		
Pico [MW]	Valor Medio GWh/año	MW	Valor Medio GWh/año	% respecto a la demanda esperada
7450.0	59790.0	1656.0	3786.2	6.4

SOLAR - FOTOVOLTAICO				EOLICO			
Pmax		Energía Media Anual		Pmax		Energía Media Anual	
MW	%	Factor Planta %	Valor Medio GWh/año	MW	%	Factor Planta%	Valor Medio GWh/año
1076.4	65.0	24.0	2263.0	579.6	35.0	30.0	1523.2

Fuente: COES – Estudio para la determinación CMGNC a ser instalada en el SEIN.

2.2. Marco Teórico o Marco Conceptual

2.2.1. Estabilidad de Tensión.

La estabilidad de tensión se define como la capacidad de un sistema de potencia para mantener estables las tensiones en todas las barras luego de haber sido sometido a una perturbación a partir de un punto de operación inicial conocido como caso base. Esto básicamente depende de la capacidad para mantener o restablecer un equilibrio entre la demanda y la generación del sistema de potencia.

Un sistema entra en inestabilidad de tensión cuando una perturbación, incremento de carga o cambio en las condiciones del sistema causan una progresiva e incontrolable caída o aumento de tensión en algunas barras. El

principal factor causante de la inestabilidad es la incapacidad del sistema de potencia para proveer la demanda de energía reactiva. Sin embargo de aquello, el corazón del problema usualmente es la caída de tensión que ocurre cuando las potencias activa y reactiva fluyen a través de reactancias inductivas asociadas con las redes de transmisión.

Un criterio para la estabilidad de tensión, indica que en una condición de operación dada para todas las barras del sistema, la magnitud de la tensión de barra (V) incrementa en tanto la inyección de potencia reactiva (Q) en esa barra es incrementada, por tanto y análogamente se puede deducir que un sistema es inestable en tensión si para al menos una barra del sistema la magnitud de la tensión de barra decrece como la inyección de potencia reactiva en la misma barra es incrementada. En forma resumida se puede decir que un sistema es estable en tensión si la sensibilidad $V-Q$ es positiva para todas las barras y es inestable si la sensibilidad $V-Q$ es negativa para al menos una de las barras.

Uno de los posibles resultados de la inestabilidad de tensión es la pérdida de carga en un área o el disparo de líneas de transmisión y demás elementos del sistema por actuación de los elementos de protección, lo que conlleva a salidas de operación en cascada que pueden conducir a la pérdida de sincronismo de algunos generadores. La inestabilidad de tensión esencialmente es un fenómeno local, sin embargo sus consecuencias pueden tener un impacto global.

Las caídas progresivas de tensión en las barras pueden también ser asociadas con la pérdida de sincronismo de diversos generadores del sistema, es decir un sistema que presenta problemas de estabilidad de ángulos puede resultar en problemas de estabilidad de tensión y viceversa, sistemas que presentan un colapso de tensión llevan eventualmente a una separación angular de sus generadores. Cabe aclarar que, las causas para estos dos problemas de estabilidad son completamente diferentes, puesto que la inestabilidad de tensión se debe principalmente a la ausencia total de un punto de equilibrio después de la ocurrencia de una perturbación, mientras que la inestabilidad de ángulo se debe básicamente a la ausencia de un par de sincronismo entre varios generadores.

2.2.2. Metodologías utilizadas para analizar el problema de estabilidad de tensión.

Existen gran cantidad de trabajos que proponen diversos métodos para estudiar los problemas relacionados con la estabilidad de tensión, a continuación se realiza un enfoque a los métodos que utilizan simuladores computacionales, el cual comprende simulaciones en el tiempo o también llamados análisis dinámicos y métodos estáticos.

Haciendo alusión a las simulaciones en el tiempo se puede definir como su principal función capturar los eventos y calcular las secuencias que llevan a la inestabilidad. En este tipo de metodología el computador intenta resolver las ecuaciones diferenciales que describen el sistema, su utilidad es realizar

un estudio detallado de las situaciones de colapso de tensión y proporcionar información del problema de estabilidad de tensión para tomar las correcciones necesarias que brinden coordinación de las protecciones del sistema y como consecuencia control del mismo.

De otro lado, se encuentran los métodos estáticos, y que son los tratados en esta tesis, este tipo de técnicas permiten examinar un amplio rango de condiciones del sistema para comprender la naturaleza del problema e identificar los factores de participación. Se indicaran cuatro métodos estáticos que se mencionan a continuación:

- ✓ Análisis de Sensibilidad V-Q.
- ✓ Análisis Nodal Q-V.
- ✓ Curvas P-V.
- ✓ Curvas V-Q.

Es importante hacer el comentario que el análisis de estabilidad de voltaje estático se basa en el modelo de un flujo de carga convencional. [4]

a) Análisis de sensibilidad V-Q

El análisis de sensibilidad V-Q calcula la relación entre el cambio de voltaje y el cambio de potencia reactiva.

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (2.1)$$

Donde:

ΔV : Cambio en el incremento de la magnitud de tensión en un nodo (vector)

ΔQ : Cambio en el incremento de la inyección de potencia reactiva (vector).

J_R : Matriz jacobiana reducida.

Los elementos de la matriz Jacobiana reducida inversa (J_R^{-1}) representa las sensibilidades V-Q. Los componentes de la diagonal representan las sensibilidades propias $\partial V_i / \partial Q_i$ lo que indica la sensibilidad del nodo con el respecto a él mismo y los elementos fuera de la diagonal representan las sensibilidades mutuas $\partial V_k / \partial Q_i$ que quiere decir la sensibilidad del nodo con respecto al sistema. Las sensibilidades de los nodos controlados por voltaje son iguales a cero. Para una interpretación adecuada del análisis de sensibilidad cabe aclarar lo siguiente.

- ✓ Sensibilidad positiva: Indica que el sistema es estable, un valor pequeño de sensibilidad indica que el sistema es más estable, lo que conlleva a que a medida que la estabilidad disminuye la sensibilidad aumenta (barras de gran tamaño).
- ✓ Sensibilidad Negativa: Indica que el sistema es inestable, debido a que ante aumentos en la inyección de potencia reactiva los niveles de voltaje caen en el sistema. Se dice que el sistema no es controlable porque los dispositivos de control están diseñados para reaccionar con un incremento en V después de realizarse un incremento en Q.

b) Análisis Modal Q – V.

A pesar de que es una técnica de análisis de estabilidad de voltaje en estado estable, se puede clasificar dentro de los métodos de análisis de sistemas dinámicos pero no corresponde a simulaciones en el tiempo.

El análisis modal de voltaje se fundamenta en el cálculo de los valores propios de la matriz jacobiana reducida la cual relaciona en forma lineal la potencia reactiva inyectada en la red con los voltajes de los nodos.

El enfoque del análisis de valores propios tiene la ventaja de que provee información con respecto al mecanismo de inestabilidad. La magnitud de los valores propios puede suministrar una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad. El análisis de valores propios es útil para identificar los elementos y áreas críticas para la estabilidad de voltaje.

Las características de la estabilidad de voltaje pueden ser identificadas por el cálculo de los autovalores y autovectores de la matriz Jacobiana reducida (J_R).

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (2.2)$$

Donde:

Λ : Matriz diagonal de valores propios.

ξ : Vectores propios de la derecha de la matriz.

η : Vectores propios de la izquierda de la matriz.

- Matriz Jacobiana



Mediante el uso del análisis Modal, el análisis de sensibilidad planteado anteriormente en la ecuación (2.1) es transformado en:

$$V = \Lambda^{-1} q \quad (2.3)$$

Donde:

$V = n \cdot \Delta V$: Vector modal de variaciones de voltaje.

$q = n \cdot \Delta Q$: Vector modal de variaciones de potencia reactiva.

Se puede observar que la diferencia entre las ecuaciones (2.1) y (2.3) está dada en el sentido que Λ^{-1} es una matriz diagonal o sea una matriz cuadrada en la que todas sus entradas a excepción de la diagonal principal son nulas, mientras que la matriz jacobiana reducida normalmente es no diagonal lo que significa que existe o no existen valores de η y ξ .

La transformación inversa viene dada por:

$$\Delta V = \bar{\xi} \cdot V$$

$$\Delta Q = \bar{\xi} \cdot Q$$

- ✓ Autovalores positivos: es una indicación de que el sistema es estable, se dice que los autovalores proporcionan una medida a la cercanía al colapso de voltaje, por consiguiente entre más próximo a cero se encuentre un autovalor del sistema se visualizará como el punto más crítico para el sistema.
- ✓ Autovalores negativos: Cuando el sistema presenta algún autovalor negativo el sistema es inestable en voltaje.
- Factores de participación de ramas.

Los factores de participación de las ramas indican para cada modo que ramas consumen más potencia reactiva en respuesta a un incremento de carga. Un factor de participación de ramas alto relaciona los elementos con conexiones débiles o sobrecargadas, lo cual puede ser un factor importante para identificar medidas correctivas que brinden solución al problema de estabilidad y proporcionar una mejor elección a la hora de realizar un análisis de contingencias.

La participación relativa de una rama j en cierto modo viene dada por el factor de participación.

$$FP_{rama, km}^{(i)} = \frac{\Delta Q_{pérdidas, km}^{(i)}}{\max[\Delta Q_{pérdidas del sistema}^{(i)}]}$$

- Factores de participación de generadores.

Los factores de participación de los generadores indican, para cada nodo, que generadores suministran más potencia reactiva en respuesta a un incremento de la carga. Las participaciones de los generadores suministran información importante que considera la distribución apropiada de las reservas de los reactivos entre las máquinas en orden de prioridad del margen de estabilidad de voltaje adecuado.

La participación relativa de la máquina m en un nodo cualquiera está dada por el factor de participación del generador.

$$FP_{G_k}^{(i)} = \frac{\Delta Q_{G_k}^{(i)}}{\max[\Delta Q_{G, de todo el sistema}^{(i)}]}$$

c) Curvas P-V.

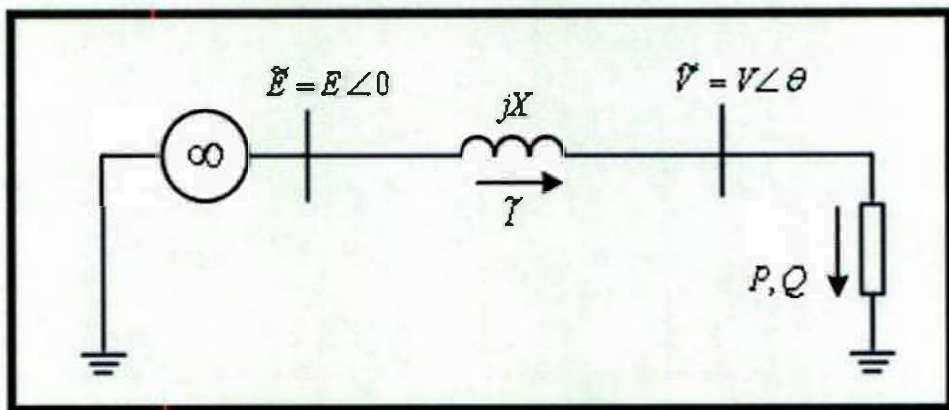
Las curvas P-V muestran la relación existente entre la transferencia de potencia activa y el comportamiento del voltaje, se generan corriendo una serie de casos de flujos de carga y relacionan el voltaje de los nodos con la

carga. La ventaja de esta metodología es que proporciona una indicación de la proximidad al colapso de voltaje del sistema a través de un rango de niveles de carga

Debido a la importancia de las curvas P-V para realizar un estudio de estabilidad de tensión, se hace necesario comprender a fondo la relación existente entre la potencia activa y el voltaje. Para una mayor comprensión se debe realizar el siguiente análisis, el cual se fundamenta con el estudio de la Figura N° 2.1 que muestra a grandes rasgos una representación esquemática de un sistema radial y sus diferentes parámetros eléctricos. Éste se conforma de un nodo de carga, que es alimentado por una fuente generadora de potencia infinita, a través de una línea de transmisión.

FIGURA N° 2.1

CIRCUITO REPRESENTATIVO DE UN SISTEMA RADIAL



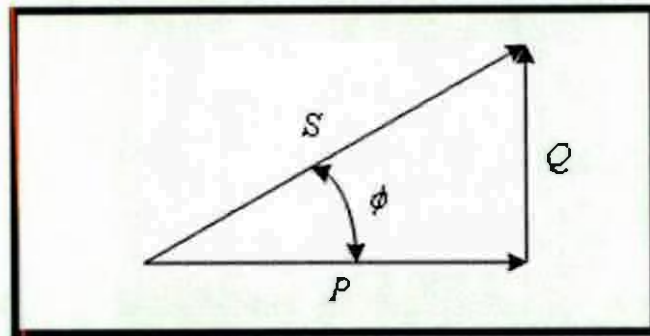
Fuente: Análisis de Estabilidad de tensión – Luis Leonardo López Gómez.

Para generalizar el concepto, los nodos de este sistema pueden ser percibidos también como un nodo de envío y un nodo de recepción, en

donde la transferencia de potencia activa y reactiva, desde la fuente generadora hasta el nodo de carga, depende de la magnitud del voltaje en ambos nodos, y de sus respectivos ángulos de fase. En la Figura 2.2 se muestra el triángulo de potencias correspondiente al nodo donde se encuentra instalada la carga.

FIGURA N° 2.2

TRIANGULO DE POTENCIAS



Fuente: Análisis de Estabilidad de tensión – Luis Leonardo López Gómez.

De la figura anterior, P , Q y S , representan las potencias activa, reactiva y aparente de carga, respectivamente. De este triángulo se obtiene la expresión para el factor de potencia definido por:

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos \phi$$

El análisis que se realiza para este sistema, tiene como finalidad encontrar la relación entre las potencias P , Q , y el voltaje V en el nodo de carga. Para esto, el voltaje en terminales de la fuente E se considera la referencia del

sistema con un valor constante. Como se aprecia en la Figura 2.1, la impedancia de la línea se representa sólo por su reactancia en serie jX , asumiendo con esto un sistema sin pérdidas, además de que se desprecia el efecto capacitivo en derivación de la línea. Todos los valores mostrados durante el análisis están en p.u. Este sistema puede visualizarse como el equivalente de Thevenin visto desde un nodo del Sistema eléctrico de potencia.

El voltaje en el nodo de carga está dado por la expresión:

$$\hat{V} = \hat{E} - jX\hat{I} \quad (2.4)$$

La potencia absorbida por la carga, expresada en forma compleja es:

$$S = P + jQ = \hat{V}\hat{I}^* = \hat{V} \frac{\hat{E}^* - \hat{V}^*}{-jX} \quad (2.5)$$

$$S = \frac{j}{X}(EV \cos\theta + jEV \operatorname{sen}\theta - V^2) \quad (2.6)$$

Separando la ecuación (2.6) en partes real e imaginaria:

$$P = -\frac{EV}{X} \operatorname{sen}\theta \quad (2.7)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos\theta \quad (2.8)$$

Las ecuaciones (2.7) y (2.8) son representativas de los flujos de potencia o flujos de carga para un sistema sin pérdidas. Para valores específicos de P y Q , estas ecuaciones tienen que ser resueltas para encontrar el valor de las variables V y θ .

En el análisis de las redes eléctricas es conocido que en sistemas de corriente alterna donde prevalecen los efectos de las reactancias, como es el caso de los SEPs, existe una estrecha relación entre la magnitud de voltaje y la potencia reactiva, al igual que se da este tipo de relación entre el ángulo de fase y la potencia activa. En el sentido estricto de la palabra, este desacoplamiento aplica sólo para condiciones normales de operación y no puede ser extendido a condiciones de extrema carga.

En el análisis que se lleva a cabo, se toman en consideración las relaciones mencionadas con el propósito de eliminar el ángulo θ de las ecuaciones (2.7) y (2.8). Bajo esta suposición y después de realizar algunas operaciones se obtiene la siguiente ecuación:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.9)$$

Esta es una ecuación de segundo grado con respecto a V^2 . La condición para tener al menos una solución es:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (2.10)$$

Asumiendo esta restricción, se tienen dos posibles soluciones para la ecuación (2.9), definidas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2 P^2 - XE^2 Q}} \quad (2.11)$$

De acuerdo al triángulo de potencias mostrado en la Figura N° 2.2, la potencia reactiva puede ser expresada como:

$$Q = P \tan \phi \quad (2.12)$$

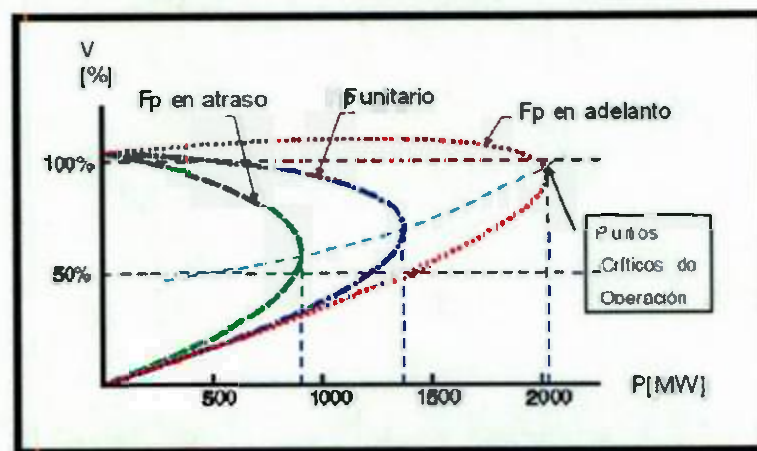
Una vez que se ha omitido el ángulo θ de la formulación planteada, el único parámetro desconocido es la magnitud de voltaje V . Para su solución, se sabe que los valores de E y X son constantes. De acuerdo a la ecuación (2.12), Q depende de P y considerando un factor de potencia constante, da como resultado que V esté sólo en función de P .

Del análisis anterior se puede concluir que la regulación de voltaje en una línea de transmisión es una función de la potencia activa y reactiva transferida y que el factor de potencia de la carga tiene un efecto importante sobre las características del sistema. Lo que conlleva a que la estabilidad de voltaje dependa de la relación entre P , Q y V . En la Figura N° 2.3 se hace una representación de dicha relación.

Las curvas P-V se obtienen a partir de las dos posibles soluciones de la ecuación (2.11), para un factor de potencia determinado, las características de dichas soluciones se analizan a continuación:

1. La que se obtiene considerando el signo positivo, da como resultado una condición de operación donde prevalece un nivel de voltaje V elevado y una magnitud de corriente I pequeña, que corresponde a los puntos en la curva por arriba de la línea punteada, marcada en la Figura N° 2.3, y normalmente estos puntos representan condiciones de operación satisfactorias.
2. La segunda solución que se obtiene considerando el signo negativo, produce los puntos de operación indicados en la parte inferior de la curva, lo que corresponde a un nivel de voltaje V pequeño y una corriente I elevada en magnitud, lo cual denota características de una condición de operación inapropiada, por lo que se dice que todos los puntos por debajo de la curva representan condiciones de operación inestables.

FIGURA N° 2.3
CURVAS P – V PARA DIFERENTES FACTORES DE POTENCIA



Fuente: Análisis de Estabilidad de tensión – Luis Leonardo López Gómez.

Los aspectos más importantes de la figura N° 2.3 serán expuestos a continuación:

1. Se observa que cada curva posee un punto de cargabilidad máxima, si se excede dicho punto los voltajes caerán incontrolablemente y el sistema entrará en un estado de inestabilidad de tensión.
2. Se puede ver que existen dos puntos posibles de operación antes de alcanzar la cargabilidad máxima, siendo el punto superior un indicador de estabilidad del sistema y el inferior indica inestabilidad del sistema.
3. En esta curva se aprecia la importancia del factor de potencia debido a que cuando se posee un factor de potencia en atraso o incluso unitario sucede que los voltajes disminuyen a medida que se aumenta la potencia activa, mientras tanto que en el caso de un factor de potencia en adelanto el voltaje se comporta casi constante o hasta incluso puede aumentar a medida que se aumenta la potencia activa. Este fenómeno hace que se dificulte la determinación del colapso de tensión y es consecuencia de la utilización de compensación capacitiva en el sistema.
4. Cuando se pierde un generador o un elemento de compensación capacitiva se presenta una reducción en el factor de potencia lo cual implica un incremento en la potencia reactiva del sistema mientras se conserva la potencia activa; lo cual puede causar que el sistema pase

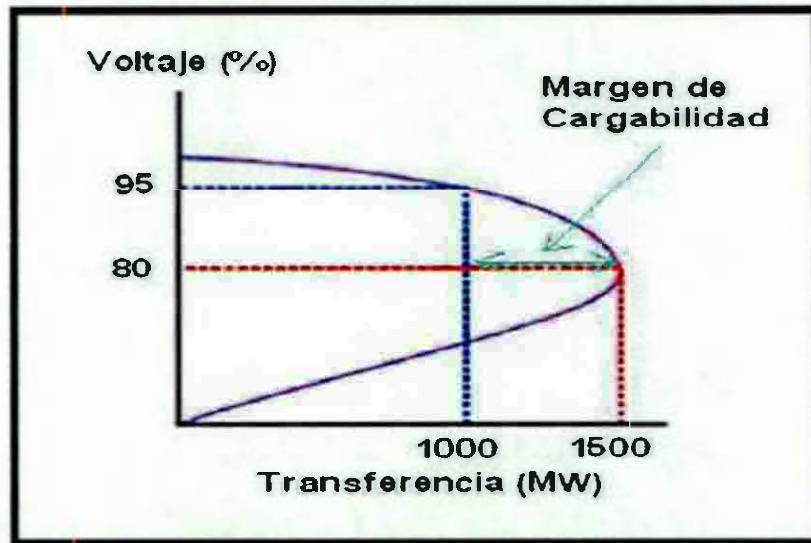
de un estado de operación satisfactorio a un punto de una posible inestabilidad o al menos más cercano a la cargabilidad máxima. Cabe destacar que debido a lo anterior entre más lejano se opere al punto de cargabilidad máxima el sistema presentará mayor estabilidad.

5. En la realidad es muy común conectar muchas compensaciones capacitivas al sistema para mejorar el margen que existe entre el punto de operación hasta el colapso de voltaje, lo cual hace que sea más difícil determinar la cercanía al colapso ya que ante incrementos de la carga el voltaje aumenta levemente.

Como se dijo anteriormente una cualidad muy importante que posee esta metodología es proporcionar un indicador de la proximidad del SEP a sufrir un colapso de tensión a través de la determinación de un margen de cargabilidad, lo que se puede explicar con la ayuda de la Figura N° 2.4, donde se observa que la máxima transferencia de potencia activa antes de entrar en una zona de inestabilidad es de 1500 MW. Sin embargo el punto de operación actual es con una transferencia de 1000 MW, con lo que se está en una zona segura, y se concluye que el margen de cargabilidad es de 500 MW.

FIGURA N° 2.4

MARGEN DE CARGABILIDAD DE UNA CURVA P - V



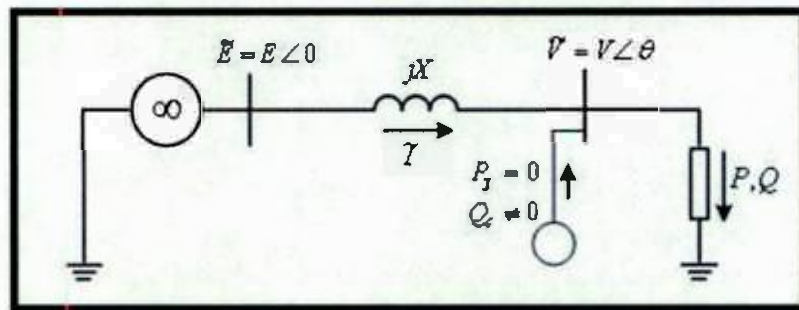
Fuente: Análisis de Estabilidad de tensión – Luis Leonardo López Gómez.

d) Curvas V – Q.

Otro método utilizado para estudiar la estabilidad de tensión de un sistema radial son las curvas V-Q. Estas curvas se construyen para ciertos nodos críticos del sistema y se grafican como la cantidad de potencia reactiva que debe ser inyectada a un nodo para mantener un nivel de voltaje deseado. Se debe tener en cuenta que estas curvas se construyen manteniendo constante la transferencia de potencia activa.

Para obtener una visión más clara de los orígenes de esta curva se retoma la Figura N° 2.1 la cual sufre un cambio importante, debido a que se conecta un dispositivo compensador en derivación con el nodo de carga de la forma que se muestra en la Figura N° 2.5.

FIGURA N° 2.5
 CONEXIÓN DE UN DISPOSITIVO DE COMPENSACION



Fuente: Análisis de Estabilidad de tensión – Luis Leonardo López Gómez.

De esta manera, se observa que las curvas VQ expresan la relación que existe entre la magnitud del voltaje en un nodo de carga V y la potencia reactiva de compensación Q_c en este mismo nodo. De una manera general, el dispositivo de compensación puede ser visto como un condensador síncrono ficticio, ya que no produce potencia activa, considerando además, que no se le imponen límites de Q_c . La técnica para realizar el cálculo de una curva V-Q y algunas de sus características se describen a continuación.

En relación con la Figura N° 2.5, las expresiones definidas mediante las ecuaciones (2.7) y (2.8) se reescriben de la siguiente manera:

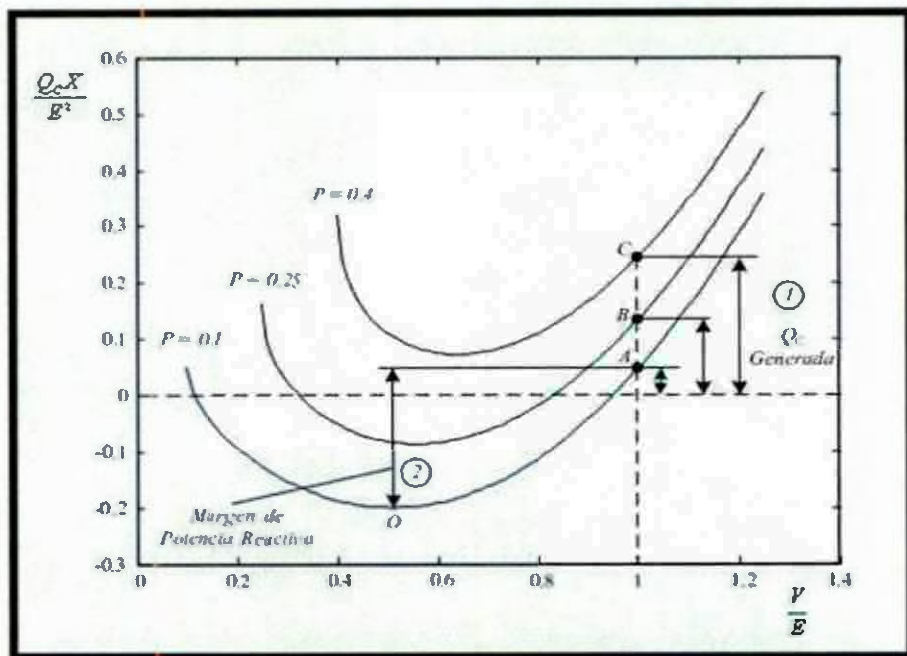
$$P = -\frac{EV}{X} \text{sen} \theta \quad (2.13)$$

$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \text{cos} \theta \quad (2.14)$$

Las anteriores ecuaciones se constituyen como las bases para la construcción de las curvas V-Q. Solo basta seguir estos pasos: inicialmente se debe considerar el factor de potencia y la potencia activa constantes durante todo el proceso, a continuación se asignan valores de V y mediante la ecuación (2.13) se obtienen valores de θ y conocidas todas las variables son utilizadas en la ecuación (2.14) para obtener finalmente Q_c .

En la Figura N° 2.6 se muestran tres de las curvas calculadas bajo este procedimiento. Cada una fue calculada bajo la consideración de $\text{tag } \Phi = 0,4$, lo cual representa un factor de potencia en atraso, además de asumir diferentes valores de potencia activa de carga para cada caso.

FIGURAN° 2.6
CURVAS V – Q



Fuente: Análisis de Estabilidad de tensión – Luis Leonardo López Gómez.

Los puntos ubicados en la parte derecha de las curvas, representan puntos de operación estables, mientras que los puntos situados en la parte izquierda de la misma son considerados como puntos de operación inestables, lo que indica que cuando se inyectan reactivos en el nodo la magnitud del voltaje decae. La intersección de las curvas con la línea punteada horizontal, representan el caso no compensado, donde el dispositivo de compensación no genera ni consume reactivos. Adicionalmente se menciona que el punto cero (0) de la gráfica representa el límite de estabilidad de voltaje, en este punto dQ/dV es igual a cero. La figura N° 2.6 se presta para realizar dos tipos de interpretaciones relacionados con la estabilidad del sistema.

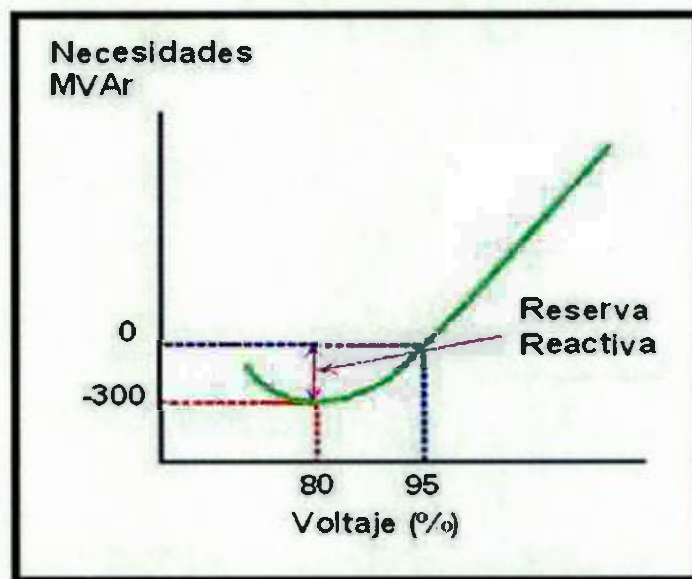
1. En el primer caso que se muestra en la figura N° 2.6, se hace una representación de la cantidad de potencia reactiva necesaria que debe ser inyectada dependiendo de un aumento de carga para mantener un nivel de tensión estable como lo indica las diferentes flechas.
2. En el segundo caso de la figura N° 2.6, se muestra el margen de la potencia reactiva que posee cierta barra del sistema en el cual opera en un punto estable, en otras palabras esta interpretación es muy útil para comprender hasta cuanta potencia se le puede incrementar al sistema sin llegar al punto de colapso de tensión.

Al igual que las curvas P-V, las curvas V-Q poseen una cualidad muy importante que es utilizada para indicar la proximidad del SEP de experimentar un colapso de tensión a través de la determinación de un

margen de potencia reactiva, lo que se explica con el apoyo de la Figura N° 2.7 que es el complemento de la Figura N° 2.4, como se mencionó antes esta curva se obtiene con un programa de flujo de carga, manteniendo constante la transferencia de potencia activa en 1000 MW y se observa que para ese punto de operación, se tiene un margen de 300 MVAR antes de entrar en una zona de inestabilidad para ese nivel de transferencia.[4]

FIGURAN° 2.7

MARGEN DE POTENCIA REACTIVA DE UNA CURVA V – Q.



Fuente: Análisis de Estabilidad de tensión – Luis Leonardo López Gómez.

2.2.3. Gestión de Potencia Reactiva.

La potencia reactiva es un requerimiento básico para mantener la estabilidad de voltaje y juega un rol importante para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema de potencia.

La práctica actual en gestión de potencia reactiva se basa en procesos heurísticos y en los juicios de los operadores de los sistemas para adquirir la potencia reactiva requerida por la red. Como consecuencia la operación del sistema no es la más óptima en cuanto al manejo de los recursos de potencia reactiva.

Existen tres razones importantes por las que es necesario administrar la potencia reactiva y controlar el voltaje:

1. Tanto los equipos de los usuarios como los que constituyen el sistema de potencia, están diseñados para operar dentro de un rango de tensiones que usualmente está entre el +10% y el -15% del voltaje nominal. Cuando se opera con límites inferiores al mínimo, los equipos tienen un desempeño deficiente: las bombillas proveen menor iluminación, los motores de inducción tienden a sobrecalentarse y pueden llegar a dañarse, y algunos equipos electrónicos pueden no operar del todo. Con niveles de tensión superiores al máximo, el aislamiento del equipo se deteriora: Las bombillas se queman y se disminuye su vida útil, y los equipos electrónicos presentan fácilmente fallas internas.
2. La energía reactiva consume recursos de generación y transmisión. Para maximizar la cantidad de energía activa que se puede transferir a través de una red de transmisión congestionada, se debe reducir al mínimo los flujos de energía reactiva. De igual forma, por efecto de la

sobrecarga, la generación de energía reactiva limita la capacidad de generación de energía activa.

3. El transporte de la potencia reactiva en un sistema de transmisión ocasiona pérdidas de energía, por lo cual el sistema debe suministrar tanto la energía como la capacidad de transporte para cubrir esas pérdidas.

Entre los beneficios de una adecuada gestión de potencia reactiva se encuentran:

- ✓ Reducción de pérdidas de transmisión.
- ✓ Mejora del perfil de tensiones.
- ✓ Mejorar la utilización de la capacidad de transmisión.
- ✓ Postergar inversiones por necesidades de repotenciación.
- ✓ Aumento de los márgenes de reserva de potencia reactiva frente a eventuales perturbaciones.
- ✓ Minimizar costos de operación del sistema.
- ✓ Evitar restricciones al despacho económico.
- ✓ Prevenir colapsos de tensión.
- ✓ Mantener márgenes de seguridad.
- ✓ Mejora del margen de estabilidad estacionaria y transitoria del sistema.

Por lo tanto, una adecuada gestión de potencia reactiva maximizará los beneficios técnicos y económicos.

a) Identificación y relación de las fuentes de potencia reactiva del sistema de potencia.

El sistema de potencia dispone de dispositivos y equipos que pueden usarse para el control del voltaje y de potencia reactiva, estos equipos o dispositivos tienen diferencias en las características de velocidad de respuesta y tecnologías de control, a continuación se identifican de manera general los equipos del sistema de potencia que se usan para el control de potencia reactiva en un sistema de potencia como parte de la metodología de gestión de potencia reactiva.

- Generador Sincrónico.

Los generadores sincrónicos tienen la capacidad de absorber o generar potencia reactiva dependiendo del sistema de excitación. Cuando el generador está sobre excitado suministra potencia reactiva al sistema y cuando está sub excitado absorbe potencia reactiva del sistema. La capacidad de mantener el flujo de potencia reactiva depende de los límites de la corriente de campo, la corriente de armadura y los límites térmicos de la máquina.

Otras limitaciones para la operación del generador es la estabilidad estática de la máquina dada por el ángulo de torque máximo, la excitación mínima permisible y la potencia máxima entregada por la máquina motriz.

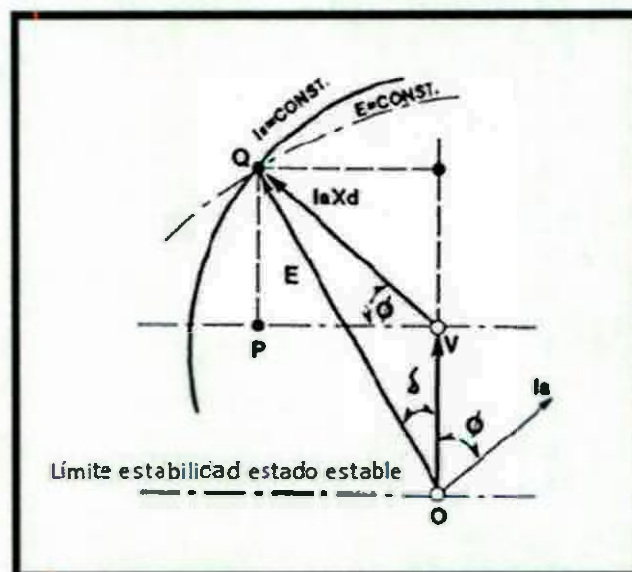
A continuación se describe de manera general los límites de la curva de cargabilidad de un generador sincrónico.

1. Diagrama fasorial.

La base para la construcción de la curva de capacidad del generador es el diagrama fasorial (véase Figura N° 2.8). En este diagrama se establece como fasor de referencia el voltaje en terminales del generador V_t y es considerado constante. Para simplificar el diagrama el efecto de saturación y el valor de la resistencia de armadura son despreciados, se considera un valor constante y no saturado para la reactancia sincrónica x_d . Se asume que el generador está conectado a una barra infinita.

FIGURA N° 2.8

DIAGRAMA FASORIAL CURVA DE CARGABILIDAD DEL GENERADOR.



Fuente: Metodología de Gestión de Potencia Reactiva – Nelson Enrique Gómez Ramírez.

En la Figura N° 2.8 se observa que para un determinado voltaje en terminales V_t y una corriente de armadura I_a , a un ángulo de fase \emptyset (es decir, para una salida dada en MVA) la fuerza electromotriz E es obtenida mediante la adición de la reacción de armadura $I_a x_d$ a V_t , considerando que $I_a x_d$ se encuentra perpendicular a I_a .

Para una salida constante en MVA I_a , es constante y su lugar geométrico es un círculo con centro al final del fasor voltaje V_t . La excitación constante implica que el lugar geométrico de E también es un círculo con centro O .

Para $\delta = 90^\circ$ el límite de estabilidad estacionario es alcanzado, la línea horizontal a través de O representa este límite.

2. Límite de corriente del estator.

Esta corriente produce calentamiento debido a las pérdidas I^2R , es la corriente máxima permisible en el estator impuesta por el calentamiento del estator y afecta la vida útil del aislamiento.

En la figura N° 2.9, se muestra este lugar geométrico como una semicircunferencia de radio igual a la potencia aparente máxima (MVA), este valor viene dado por el producto de la tensión nominal y la corriente máxima permisible de armadura.

3. Potencia máxima de la máquina motriz.

Este límite está determinado por la capacidad de la máquina motriz debido a limitaciones propias de fabricación, esta restricción impide entregar más que cierta cantidad de potencia máxima.

El lugar geométrico de este límite se representa mediante una recta paralela al eje de potencia reactiva, a una distancia de magnitud igual a la potencia máxima de la turbina.

En la figura N° 2.9 se puede observar como este lugar geométrico limita la potencia activa que puede entregar al generador.

4. Corriente máxima de excitación.

Existe un valor máximo permisible de corriente de excitación impuesto por el calentamiento del rotor, o por características propias de la excitatriz. Este valor de corriente de excitación induce en el estator una FEM máxima el cual genera un límite de potencia aparente entregada por el generador.

En la figura N° 2.9 se puede ver cómo la operación del generador queda limitado en el cuadrante donde está sobreexcitado, el generador está entregando potencia reactiva al sistema.

5. Corriente mínima de excitación.

La excitatriz del generador es una máquina de corriente continua, por ello es imposible anular los flujos residuales (magnetismo remanente), por eso aunque se anule la excitación siempre habrá una FEM mínima inducida para contrarrestar esos flujos residuales. En la práctica cuando no se conoce el valor de la corriente mínima de excitación, se estima un 5 a 10 % de la excitación necesaria con carga nominal.

El lugar geométrico de este límite es una curva semejante a la corriente de excitación máxima, el límite para una mínima corriente de excitación se muestra en la figura N° 2.9.

6. Límite de estabilidad permanente.

La potencia producida por un generador sincrónico depende del ángulo δ definido entre la tensión en bornes del generador y la FEM inducida, El ángulo δ se le conoce como ángulo de torque y la potencia máxima que puede suministrar el generador corresponde a un $\delta = 90^\circ$, la potencia máxima expresada por esta ecuación determina el límite de estabilidad estática del generador. Normalmente, los generadores no se acercan a este límite, siendo los ángulos típicos de torque entre 15° y 20° a plena carga.

7. Límite de calentamiento en la región extrema.

Se debe considerar el calentamiento en la región extrema de la maquina (cabezales de bobinas) el cual es importante en máquinas de rotor sólido. Este límite se determina de manera experimental y corresponde aproximadamente a una línea recta que se traza desde el punto de factor de potencia 0.95 en adelante, sobre la curva de límite de corriente de armadura hasta el punto donde se observa el 60 % de la potencia reactiva con potencia activa igual a cero.

Después de haber impuesto las restricciones que limitan la operación del generador, la curva resultante es el límite de operación del generador el cual

determina la región sobre la cual se asegura una operación confiable de la máquina.

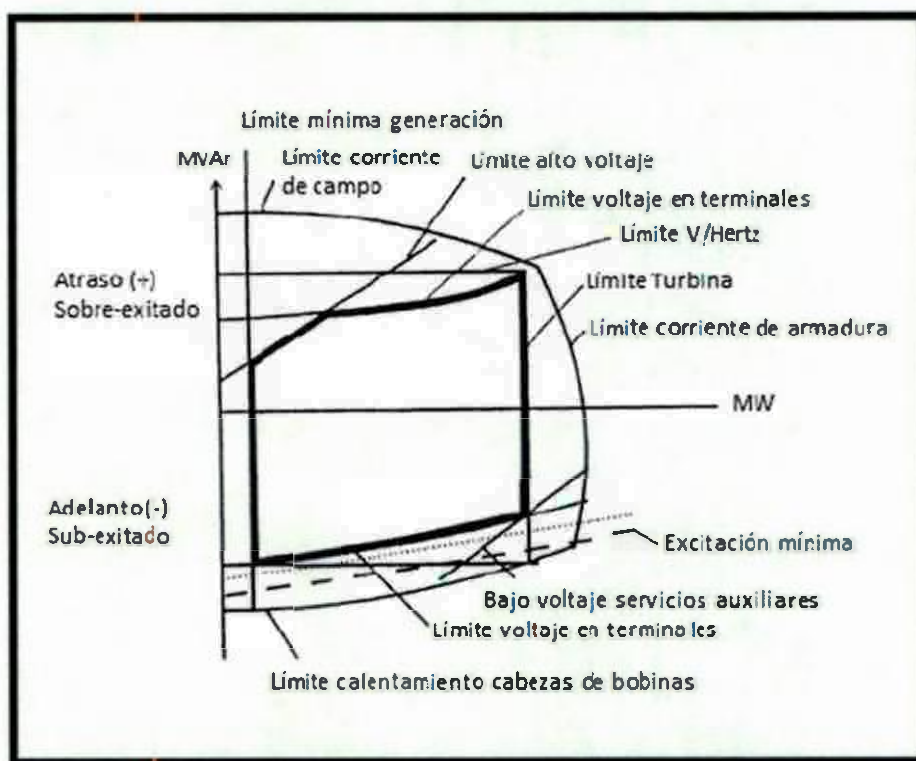
A la curva de capacidad también se le conoce como carta de operación del generador y en ella se pueden determinar las diferentes combinaciones de MW y MVA_r que pueden ser producidos por el generador a diferentes factores de potencia y ángulos de torque (δ).

Los MVA_rs positivos son suministrados por el generador y es la zona de sobreexcitación donde el generador funciona con factor de potencia inductivo, y los MVA_rs negativos son alimentados dentro del generador desde el sistema de energía y es la zona de sub excitación donde el generador trabaja con factor de potencia capacitivo.

Esta curva la suministran los agentes generadores al operador del sistema y se tienen en cuenta para el control de voltaje y potencia reactiva del sistema.

En la figura N° 2.9 se presenta una curva típica de un generador donde se identifican los límites de la curva de cargabilidad estudiados.

FIGURA N° 2.9
LIMITES DE LA CURVA DE CARGABILIDAD DE UN GENERADOR



Fuente: Metodología de Gestión de Potencia Reactiva – Nelson Enrique Gómez Ramírez.

- Condensador sincrónico

Los condensadores sincrónicos han jugado un papel muy importante en el control de tensión y potencia reactiva en los sistemas de potencia por más de 50 años.

El condensador sincrónico es capaz de proporcionar una compensación de potencia reactiva, es decir, que pueden absorber o generar la potencia reactiva automáticamente mientras mantiene las tensiones de las barras a las que están conectadas, no necesita primotor, está diseñada para que

únicamente provea un soporte de potencia reactiva a la red, y con el fin de compensar las pérdidas que se presenten en el sistema es capaz de generar potencia activa.

Algunas de las características para considerar este tipo de control es que regula la tensión de forma continua, sin los transitorios electromagnéticos asociados a los cambiadores de tomas de otros tipos de dispositivos, no introduce armónicos en la red, ni se ve afectado por ellos. Otra característica importante y particular de los compensadores síncronos es que en caso de caída de tensión por una falla en la red, es capaz de proporcionar corriente de cortocircuito durante un tiempo limitado, facilitando el ajuste de las protecciones de sobrecorriente.

- Condensadores y reactores conmutables.

Son dispositivos pasivos que absorben o generan potencia reactiva. El reactor está diseñado para absorber determinada cantidad de potencia reactiva a determinado nivel de tensión, pero no ofrecen control automático. Los bancos de condensadores están configurados para proveer una cantidad limitada de potencia reactiva.

Los inductores y capacitores son un medio sencillo y económico para el control de la potencia reactiva. Los condensadores suelen conectarse a la red en las horas pico cuando el voltaje se deprime, mientras que los

inductores es necesario conectarlos cuando la el voltaje del sistema aumenta.

La forma ideal de la utilización de estos dispositivos es con una combinación de capacitores e inductores en paralelo y en serie respectivamente.

- Static Var Compensators (SVC)

Son elementos conectados en paralelo que generan o absorben potencia reactiva, combina capacitores y reactores, tienen el término "STATIC" puesto que a diferencia de los condensadores síncronos, estos no tienen movimiento ni rotación, presentan una capacidad de conmutación muy alta y usualmente requieren filtros para reducir la cantidad de armónicos inyectados a la red.

Este tipo de compensación es la más utilizada para el sistema de transmisión. Son capaces de controlar individualmente las fases desde las barras a los cuales se encuentran conectadas.

- Transformadores con cambiadores de tomas bajo carga

Son transformadores con cambiadores de tomas bajo carga que permiten diferentes puntos de conexiones en los devanados para seleccionar el número de vueltas del devanado de un transformador.

Generalmente los cambiadores de tomas se ubican en el lado de alta tensión en el transformador puesto que en ese lado la corriente es más baja que en el lado de baja tensión, los cambiadores de tomas de los transformadores

pueden ser fijos o variables dependiendo de la carga que se está alimentando, esta variación es aproximadamente de $\pm 10\%$ del voltaje.

- VQs

Los sistemas VQ (Voltaje Reactive Power Control) son controladores microprocesados dinámicos de voltaje y potencia reactiva, ubicados en nodos importantes del sistema.

El control VQ es jerárquico, distribuido y discreto que toma decisiones mediante la coordinación de fuentes dinámicas de potencia reactiva (generadores, condensadores síncronos, cambiador de tomas, entre otros) con fuentes discretas de compensación reactiva (condensadores y reactores), para la conexión y desconexión de elementos.

En la tabla N° 2.11 se presenta una síntesis de los equipos para el control de potencia reactiva que existen en el sistema de potencia.

TABLAN° 2.11
RESUMEN EQUIPOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA EN LA
RED.

Tecnología	Genera reactivos	Absorbe Reactivos	Velocidad de respuesta
Generador	•	•	Rápida
Condensador síncrono	•	•	Rápida
Condensadores	•		Baja
Reactores		•	Baja
SVC	•	•	Muy rápida
STATCOM	•	•	Muy rápida
Otros dispositivos FACTs	•	•	Muy rápida

Fuente: Metodología de Gestión de Potencia Reactiva – Nelson Enrique Gómez Ramírez.

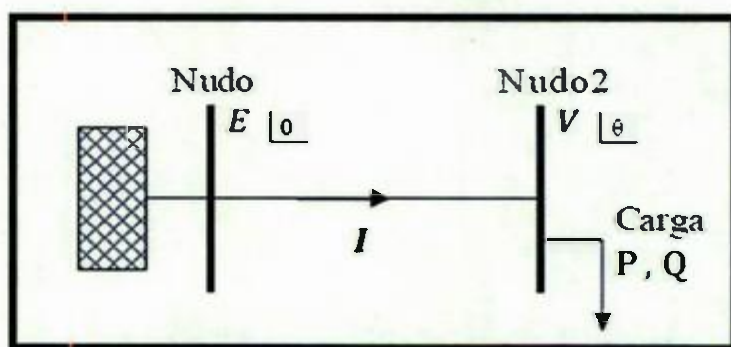
2.2.4. Sistema de 02 nudos, máxima transferencia de potencia.

Puesto que la estabilidad de tensión es un fenómeno relacionado con la carga de los sistemas de potencia, se va a estudiar cómo la carga influye en la tensión. Se considera un sistema de dos nudos que conecta una carga a una red de potencia infinita mediante una línea sin pérdidas como el representado en la Figura N° 2.10.

La red de potencia infinita está representada mediante una fuente de tensión ideal en la que la tensión y la frecuencia permanecen constantes. Suponemos un sistema trifásico operando en estado estacionario sinusoidal, donde la tensión está representada por los fasores $V_1 = E_L \angle 0$ y $V_2 = V_L \angle \theta$. La carga se considera como una impedancia cuyo consumo no depende de la frecuencia ni de la tensión del nudo al que está conectado. [3]

FIGURAN° 2.10

SISTEMA DE DOS NUDOS PARA MAXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA.



Fuente: Gestión Óptima de Potencia Reactiva – Mónica Alonso Martínez.

La tensión en el nudo al que se conecta la carga (nudo 2) viene dada por (2.15), donde X denota la reactancia inductiva de la línea:

$$V_2 = V_1 - jXI \quad (2.15)$$

La potencia aparente absorbida por la carga será:

$$S = P + jQ = V_2 I^* = V_2 \frac{V_1^* - V_2^*}{-jX} = \frac{j}{X} (EV \cos \theta + jEV \sin \theta - V^2) \quad (2.16)$$

Que podemos descomponer en:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta \quad (2.17)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta \quad (2.18)$$

A partir de la igualdad (2.19), obtenemos la ecuación (2.20):

$$(\cos \theta)^2 + (\sin \theta)^2 = 1 \quad (2.19)$$

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.20)$$

En la ecuación cuadrática respecto de V^2 la condición para tener al menos una solución es:

$$(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2) \geq 0 \quad (2.21)$$

Que puede ser simplificada en:

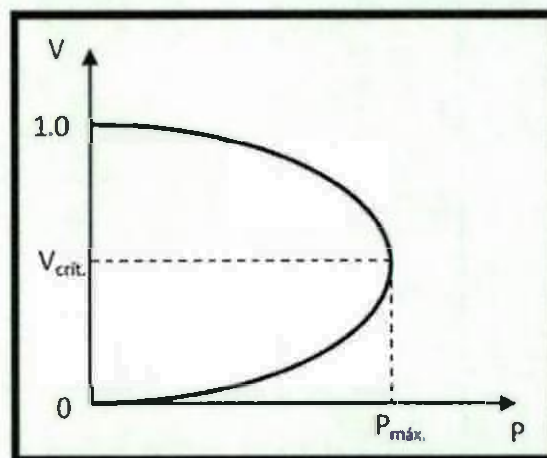
$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (2.22)$$

Las soluciones de la ecuación (2.22) vienen dadas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX} \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P^2 - XE^2Q} \quad (2.23)$$

La Figura N° 2.11 muestra las soluciones físicamente factibles de la ecuación (2.23), para un factor de potencia nulo.

FIGURAN° 2.11
VARIACION DE TENSION CON RESPECTO A LA POTENCIA



Fuente: Gestión Óptima de Potencia Reactiva – Mónica Alonso Martínez.

Ante incrementos en la carga, la tensión del nudo 2 disminuye hasta que alcanza un valor crítico que corresponde a la máxima transferencia de potencia por la línea. En la Figura N° 2.11, $P_{\text{máx}}$ y V_{crit} representan la máxima transferencia de potencia y la tensión a la que ésta se produce,

respectivamente, para factor de potencia nulo. Cuando se alcanza la P_{max} . Se dice que se ha alcanzado el punto de colapso de tensiones ya que, ante un pequeño incremento de la demanda, la tensión del nudo disminuye drásticamente con el incremento de la carga. [1]

2.2.5. Algoritmos de gestión de potencia reactiva.

Como consecuencia del aumento del tamaño de los sistemas de potencia actuales, el empleo de técnicas convencionales de resolución de problemas de optimización, como la programación lineal y no lineal, resulta complicado. Las emergentes técnicas metaheurísticas se perfilan como una buena alternativa a la resolución del flujo de cargas óptimo con gran número de restricciones asociadas a la estabilidad de tensión y seguridad de red, así como a las limitaciones impuestas por los elementos que componen los sistemas.

Los métodos de optimización empleados en la resolución del problema de planificación de potencia reactiva y de flujo de cargas de sistemas de potencia en general, se clasifican en:

- ✓ **Métodos Convencionales**
 - Métodos basados en programación lineal.
 - Métodos basados en programación no lineal.
 - Métodos basados en programación entera-mixta.

✓ Métodos avanzados.

En este trabajo se analizará en la clasificación de métodos avanzados, los algoritmos evolutivos, los cuales se mencionan a continuación:

a) Algoritmos evolutivos.

La evolución natural es un proceso de optimización basado en poblaciones. Los algoritmos evolutivos se diferencian de los métodos convencionales de optimización en el tratamiento de la función objetivo y las restricciones de manera conjunta. Teóricamente, estas técnicas convergen a un óptimo global de la solución con probabilidad 1.

El principio en el que se fundamentan los algoritmos evolutivos es sencillo: se selecciona de manera aleatoria un número "N" de individuos del espacio de búsqueda de forma aleatoria, dicho conjunto se considera la población inicial. A continuación, se realiza una evaluación de cada individuo para determinar su grado de adaptación al medio. Las sucesivas generaciones se obtienen a partir de la aplicación de las operaciones de mutación, recombinación, reproducción, cruce y selección de la población de trabajo. La mutación permite modificar un atributo de un individuo de forma aleatoria; la recombinación combina la información de varios individuos; la reproducción permite perpetuar los mejores atributos de un individuo en sucesivas generaciones; el cruce permite intercambiar la información entre dos individuos de forma aleatoria; por último, la selección permite eliminar de

la población aquellos individuos peor adaptados. Como se puede observar, cada operador enfatiza una de las facetas de la evolución.

La aplicación de los algoritmos evolutivos se realiza, principalmente en aquellos casos en los que las heurísticas no pueden obtener una solución o no es satisfactoria. Los algoritmos evolutivos se perfilan como los mejores métodos de resolución de problemas de optimización cuya función de optimización es no continua o abrupta, frente a la programación no lineal.

Los algoritmos evolutivos se clasifican en función del elemento sobre el que se aplican los operadores genéticos en:

- Programación evolutiva.

Centra el cambio a nivel de la población, empleando reglas de probabilidad transitoria para seleccionar las generaciones de manera que cada individuo de una población compite con los individuos de la población anterior y de la población generada a partir de la mutación de la misma. Los ganadores de la población antigua pasan a formar parte de la nueva población.

- Estrategias de evolución.

El cambio se realiza a nivel de individuo, realizando mutaciones sobre los padres seleccionados para el proceso de reproducción e introducidos en la nueva población dependiendo de unas variables de decisión.

- Algoritmos genéticos (AG).

Los algoritmos genéticos (AG) son técnicas de búsqueda guiada, basadas en probabilidad, que se engloban dentro de las técnicas metaheurísticas de optimización. Los AG se perfilan como una buena herramienta para la resolución de problemas de optimización multiobjetivo con variables continuas o discretas. La búsqueda del óptimo se realiza a través de una población, en lugar de un único individuo, lo que permite explorar rápidamente el espacio de soluciones. Estos algoritmos emplean sólo la información correspondiente a la función objetivo sin necesidad de calcular derivadas ni gradientes. Por último, al contrario que otras técnicas, los AG emplean reglas probabilísticas de transición para dirigir la búsqueda.

En líneas generales podemos decir que la estrategia operativa de un AG es la siguiente: los AG trabajan con una población (conjunto de individuos) generada aleatoriamente al principio del proceso y que evoluciona en cada iteración. Cada uno de los individuos que componen la población representa una posible solución del problema a resolver, y su codificación se realiza mediante cadenas binarias. Estos individuos se evalúan mediante una función (aptitud) que indica la "bondad" de la solución obtenida o el grado de adaptación del individuo al entorno. A continuación, se realizan una serie de operaciones encaminadas a generar una nueva población. Estas operaciones son: selección de los individuos mejor dotados que participarán

en el proceso de reproducción o cruce y mutación de los individuos de la nueva generación. Este proceso se repite hasta llegar finalmente a una población que, si el algoritmo converge adecuadamente, estará compuesta por buenos individuos siendo el mejor de éstos la solución al problema que ofrece el algoritmo. Existe una variante de los AG, conocida como elitista, en la que se mantendrá en la población a un número dado de los individuos mejor adaptados.

Una generación se obtiene a partir de la anterior por medio de los operadores genéticos de reproducción. Existen dos tipos:

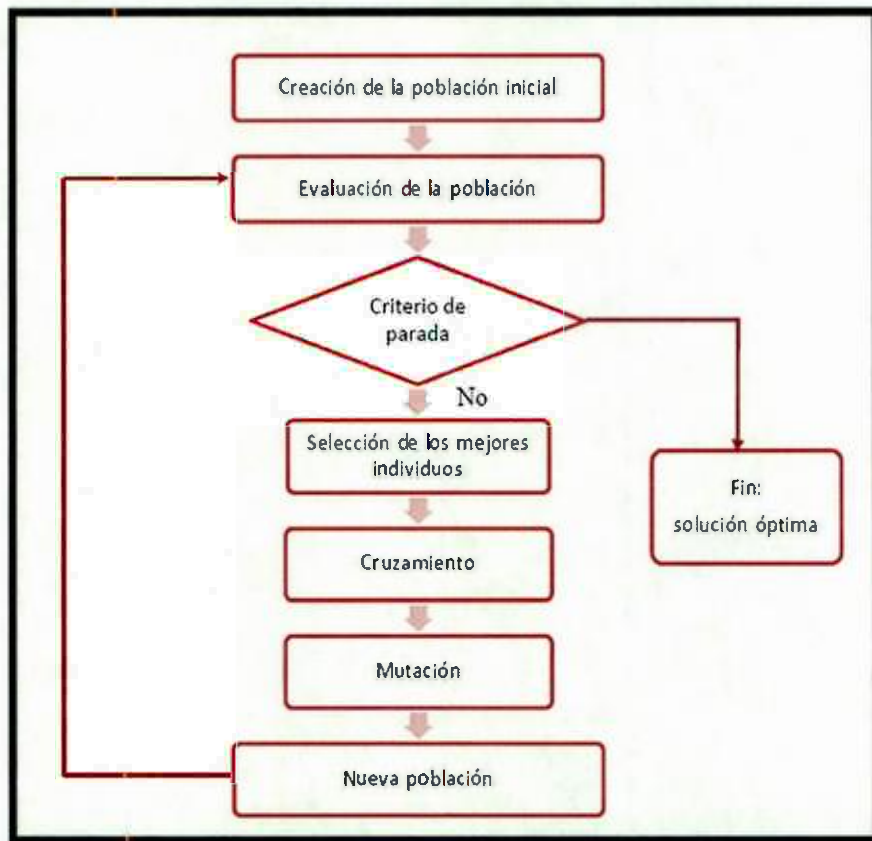
Cruce: trata de emular la herencia genética transmitida de padres a hijos. Es una reproducción de tipo sexual en la que se genera una descendencia a partir del mismo número de individuos, habitualmente 2, de la generación anterior.

Copia: Se trata de una reproducción tipo asexual en la que un determinado número de individuos pasa directamente a la siguiente generación sin sufrir ninguna variación. Este operador también se conoce como elitista.

La mutación es la encargada de introducir diversidad en el proceso de búsqueda, mediante la variación de una o varias características de alguno de los individuos de la población. La probabilidad de que se produzca una mutación suele ser baja, entre el 0,1% y 2%.

Se presenta el esquema básico propuesto inicialmente por Holland, representado en la Figura N° 2.12. [1]

FIGURANº 2.12
FLUJOGRAMA DE UN ALGORITMO GENETICO



Fuente: Gestión Óptima de Potencia Reactiva – Mónica Alonso Martínez.

2.2.6. Energía Eólica y Generadores Eólicos.

En la actualidad el principal uso de la energía eólica es a través de generadores eléctricos, es decir, máquinas que transforman la energía cinética generada por las corrientes de aire en energía eléctrica. A continuación se detallara brevemente los principales aspectos relativos a energía eólica y aerogeneradores, como son por ejemplo: las características del recurso eólico, los aspectos a considerar para el emplazamiento de un

aerogenerador, los componentes de un aerogenerador, las opciones de conexión a la carga, tipos de generadores eléctricos y las ventajas y desventajas de emplear un generador de inducción trifásico de jaula de ardilla.

a) Características del viento.

El viento se produce por las diferencias de temperaturas que alcanzan las distintas partes de la Tierra. Dado que el aire caliente es más ligero que el aire frío y que éste se encuentra ubicado alrededor de la línea del Ecuador, en esa región el aire sube hasta una altura de 10km aproximadamente y luego comienza a desplazarse hacia el norte y hacia el sur. Como consecuencia de la rotación terrestre se produce un efecto bastante complejo en el movimiento del aire: en el hemisferio norte las masas de aire altas tienden a desviarse hacia el Este, en cambio, las masas de aire bajas se desvían hacia el Oeste; esto ocurre por las fuerzas de inercia de Coriolis. En el hemisferio Sur en cambio, ocurre lo contrario. Es importante notar las diferentes velocidades que puede tener el viento, debido a que según ellas, se podrá generar electricidad o no. Cabe destacar, que el viento utilizado en la energía eólica es el que se encuentra en la superficie terrestre y, dada las características geográficas, se pueden encontrar diversos tipos de vientos, ya sea brisas marinas o vientos de montaña, los cuales se deben estudiar en profundidad para determinar la cantidad del recurso y su eventual utilización.

Es decir, la rugosidad del terreno y los obstáculos que se encuentran a su paso, son elementos trascendentales que se deben considerar al momento de evaluar o diseñar un proyecto de estas características. [23]

b) Cronología de la Generación Eólica.

Se considera que la primera turbina eólica para generar electricidad fue construida por Charles F. Brush, quien fue uno de los fundadores de la Compañía Eléctrica Americana, en el año 1887. Esta turbina poseía un rotor de 17 m de diámetro y 144 aspas, y estaba construida en madera de cedro. Pese al gran tamaño que tenía, sólo generaba 12 kW, debido principalmente a la ineficiencia que presentaba. El siguiente destacado en este tema fue el danés Poul La Cour, quien además de estudios sobre electrólisis, descubrió que en turbinas eólicas de giro rápido con pocas aspas, se produce una mayor eficiencia en relación a las de giro lento (como fue la construida por Charles F. Brush).

A mediados del siglo XX, la compañía danesa F. L. Smidth construyó aerogeneradores de tipo bipala y tripala. Sin embargo, se tuvo generación de corriente alterna a través de 6 aerogeneradores recién en 1956, cuando Johannes Juul, uno de los primeros discípulos de Poul La Cour, construyó para la compañía eléctrica SEAS, una turbina tripala, con orientación electromecánica y una máquina de inducción. Esta máquina funcionó por 11

años sin mantenimiento. Un elemento a destacar fue el invento del freno aerodinámico de emergencia en punta de pala, el cual, en casos de vientos muy fuertes, se suelta por la fuerza centrífuga.

En la década del 70, con la crisis del petróleo de 1973, los países comenzaron a pensar en otras tecnologías para la producción de energía eléctrica. Fue así como la energía eólica tomó mayor reconocimiento e inició un mayor desarrollo que continúa hasta nuestros días, de esta forma países como Dinamarca, Alemania, Suecia y Estados Unidos fijaron su atención en la construcción de grandes aerogeneradores. Lamentablemente, en un comienzo los aerogeneradores construidos eran tan grandes y caros, que incidían en un alto costo de la energía, lo que se constituyó en un punto clave en contra de esta opción.

A pesar de estos inconvenientes, el desarrollo del uso de la energía eólica ha continuado y en la actualidad en el Perú se pueden encontrar aerogeneradores de 3.15MW ubicados en los parques Eólicos Cupisnique y Marcona, ubicados estos en el departamento de Ica.

FIGURA N° 2.13

AEROGENERADORES INSTALADOS EN PARQUE EOLICO MARCONA



Fuente: MINEM (Ministerio de Energía y Minas).

Actualmente se ha concluido que la mejor solución consiste en emplear numerosos aerogeneradores, "Parques eólicos", para generar la energía requerida a un menor costo. Hoy las centrales eólicas se proyectan en esta forma.

En el Perú, el año 2008, se promulga del Decreto Legislativo N° 1002/MEM de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, la cual promueve el uso de energías renovables.

El presente Decreto Legislativo tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

El presente Decreto Legislativo es de aplicación a la actividad de generación de electricidad con RER que entre en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. La obtención de los derechos eléctricos correspondientes, se sujeta a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y normas complementarias. Podrán acogerse a lo dispuesto en el presente Decreto Legislativo las nuevas operaciones de empresas que utilicen Energía Renovable como energía primaria, previa acreditación ante el Ministerio de Energía y Minas.

Asimismo en el artículo 02 del presente decreto legislativo se declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de Energía Renovable. Además el Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de Energía Renovables, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas, tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio.

Para efectos del presente Decreto Legislativo, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

c) Información relevante del viento para especificación de un aerogenerador.

Al realizar el estudio de una zona para determinar la instalación de un parque eólico, son muchos los factores que se deben analizar para comprobar que éste será efectivo.

Claramente el punto clave es el viento que hay en el lugar, para lo cual se deben realizar investigaciones de su comportamiento y de la valoración energética que tiene. Es importante considerar también el espacio para la distribución de los aerogeneradores, así como los aspectos legales que dicen relación con el cumplimiento de normativas medioambientales, en cuanto a ruido, impacto visual, impacto en la flora y fauna, y en la comunidad de la zona. Para determinar el aerogenerador más conveniente en la zona, además de los parámetros antes expuestos, se requiere conocer la forma en que el aerogenerador suministrará la energía eléctrica: si suministrará energía a una instalación aislada del sistema interconectado, o si operará conectado a dicho sistema. También la conducta del viento influirá en la elección de las máquinas, ya que si se presenta una gran variación de éste en las diferentes horas del día un tipo de aerogenerador puede ser más beneficioso que otro. Hay que destacar, sin embargo, que la inercia del rotor puede compensar las variaciones más rápidas de cambio de velocidad del viento, lo que resulta muy favorable y puede ser otro tema relevante en la elección del aerogenerador.

Por último, se deben tener en cuenta todos los obstáculos físicos que rodeen al aerogenerador, al menos en un kilómetro a la redonda, debido al efecto de frenado o de turbulencias que pueden producir.

d) Importancia de la ubicación del aerogenerador.

Debido al comportamiento de las corrientes de aire, el lugar de ubicación de un aerogenerador o de un parque eólico, es una parte importante en el estudio de la instalación de éstos. Este aspecto tiene relación principalmente con las características físicas del lugar, ya sea la rugosidad del terreno, el cizallamiento que experimenta el viento, que se refiere a la variación de velocidades que tiene para las distintas alturas, y los efectos del viento que se pueden producir en las zonas como son: el efecto túnel o el efecto colina. En cuanto a la rugosidad, se definen diferentes niveles, de acuerdo a los tipos de obstáculos; por ejemplo la presencia de árboles y edificios, puede significar un nivel 3 ó 4, en cambio, la superficie del mar que es lo más liso que se puede tener, representa el nivel 0.

FIGURAN° 2.14

AEROGENERADOR INSTALADO EN EL MAR, NIVEL DE RUGOSIDAD 0



Fuente: Rangos de Operación de aerogeneradores – Pamela Andrea Castillo Toro.

En el caso del cizallamiento, hay que notar que se puede producir una gran diferencia entre la velocidad del viento en el punto más alto del aspa, con respecto a la parte más baja de la misma. Hay programas computacionales que hacen estimaciones de velocidades del viento de acuerdo a datos que uno pueda entregar. Por ejemplo, si se midió el viento en una zona plana, como una gran explanada de hormigón (lo que se clasificaría con una clase de rugosidad 0.5, a una altura de 20 metros, el programa podrá estimar la velocidad para diversas combinaciones de altura y rugosidad.

Es muy importante la instalación de los aerogeneradores y el espacio que habrá entre ellos. En general se utiliza dejar como mínimo una distancia de

tres diámetros en la dirección perpendicular a la dominante del viento y en la dirección del viento dominante, un trecho aún mayor, que puede llegar a los 9 diámetros. Esta distribución que se realiza corresponde al llamado efecto parque, es decir de acuerdo a la colocación de los aerogeneradores se produce un apantallamiento entre ellos, por lo que se tendrá una pérdida de energía y ésta típicamente es del orden del 5%.

El caso del efecto túnel, es la misma representación de un bombín, es decir, por la parte más angosta el aire se mueve más rápido. De esta forma, para el caso de los aerogeneradores si ponemos uno entre dos colinas, se puede producir un efecto túnel debido a la disminución de espacio que produce que el viento aumente su velocidad para pasar entre las dos colinas. Esta misma razón puede también ser un punto en contra, en el caso de que se produzcan muchos efectos túneles en distintas direcciones lo que incluso podría provocar fallas o desgastes innecesarios. El efecto colina se parece al anterior y se refiere a la consecuencia que hay de instalar un aerogenerador en un lugar desde donde pueda tener una amplia vista. Así con el mismo principio del bombín, la velocidad del viento aumentará considerablemente y será muy conveniente producir energía en ese lugar. Aunque, claramente, también puede ocurrir que se produzcan turbulencias si se tiene una superficie muy accidentada lo que finalmente no sería provechoso. En este mismo punto hay que tener en cuenta lo importante que es el suelo para el emplazamiento de los aerogeneradores tanto por las cimentaciones de las

mismas torres, como por los caminos de acceso que se necesitan tener para los pesados camiones que traen las diversas partes del aerogenerador.

e) Generadores de inducción aislados y conectados a sistemas eléctricos existentes

Los generadores de inducción pueden encontrarse acoplados a la red o aislados de ella. En el caso de estar aislados lo principal que se debe cumplir es que la máquina esté conectada con capacitores que suministren la potencia reactiva que requiere el generador y las cargas añadidas.

Para el caso conectado al sistema eléctrico existente se pueden dar diferentes modalidades las cuales se explican a continuación:

1. Acoplado directamente a la red, en este caso el eje del generador gira a una velocidad fija dada por la frecuencia de la red. Esto se utiliza en generadores de baja potencia ya que para potencias elevadas el consumo de reactivos sería muy alto. La principal desventaja de este sistema es que las perturbaciones, ya sean mecánicas o de potencia, afectan directamente a la red eléctrica.
2. Acoplado a la red a través de un sistema conversor inversor, en esta configuración el generador se acopla a un rectificador luego hay un sistema de corriente continua y por último un inversor para que entregue corriente alterna a la red de esta forma ya no se tiene una velocidad fija como en el caso anterior y se transfieren pocas

perturbaciones a la red. El problema de esta conexión es el alto costo que presenta por lo que no es una aplicación común.

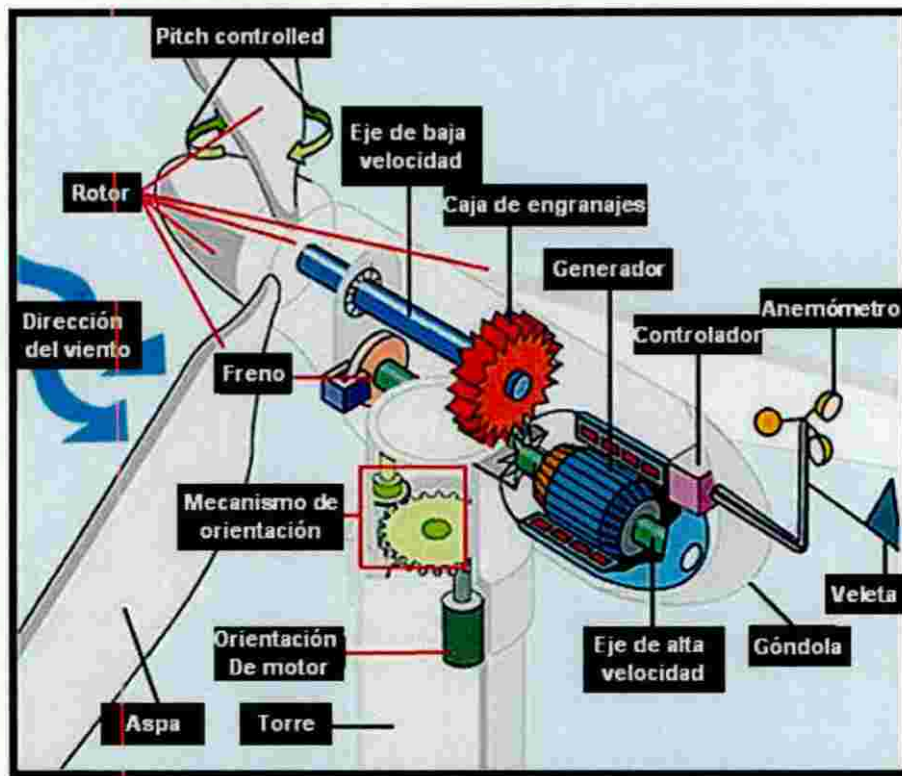
3. Acoplado con deslizamiento mecánico, este caso utiliza un rotor del tipo bobinado al cual utilizando electrónica de potencia se le puede variar su resistencia con lo que se consigue un cambio en la velocidad de giro del equipo debido a esto se altera también la eficiencia del generador por lo tanto se debe considerar también este efecto si se usa esta opción.
4. Doblemente alimentado o doblemente acoplado, en este modo los devanados del estator se conectan de forma tradicional a la red trifásica en cambio los del rotor se conectan a través de un sistema conversor inversor. Esta conexión es la que permite la modificación de la magnitud y el ángulo de voltaje del rotor así se logra controlar tanto la potencia activa como la reactiva.

f) Estructura de los aerogeneradores.

La estructura general de los aerogeneradores es a grandes rasgos la siguiente: en primer lugar la hélice, luego la góndola, donde se ubican entre otros la caja de engranajes y el generador y por último la torre.

FIGURA N° 2.15

ELEMENTOS QUE COMPONEN UN AEROGENERADOR



Fuente: Rangos de Operación de aerogeneradores – Pamela Andrea Castillo Toro.

- Hélice

La hélice es una parte fundamental del generador debido a que es la encargada de recibir la energía cinética del viento para así mover el eje del generador al que está acoplada. En la actualidad la mayoría de los aerogeneradores son tripala es decir de tres aspas, debido a las buenas características que presentan aunque de todas formas existen monopala, bipala y de mayor cantidad de aspas. El material del que están contruidos depende de las condiciones ambientales donde va a funcionar el

aerogenerador, no es lo mismo si es mar adentro o sobre un cerro por lo tanto podría ser madera o fibra de vidrio entre otros. El tamaño de la hélice puede variar de acuerdo a la función que va a cumplir y la potencia que se requiere que genere.

- Caja de engranajes o amplificador de velocidad

La caja de engranajes corresponde a la parte que sirve para obtener otra velocidad de rotación por lo tanto transforma la baja rotación de la hélice en alta rotación del eje del generador es decir convierte la potencia de alto torque que tiene la hélice girando lentamente en potencia de bajo torque y alta velocidad que es la que utiliza el generador. En general se utilizan cajas de engranajes que presentan una relación de multiplicación fija entre la rotación del rotor y del generador.

- Generador Eléctrico

Los generadores eléctricos son las máquinas que transforman la energía mecánica en energía eléctrica. Existen distintos tipos de generadores que funcionan de diferente forma. En general uno de los componentes del generador crea un campo magnético y éste influye sobre los conductores que haya y así se produce una fuerza electromotriz que es un fenómeno basado en la Ley de Inducción Electromagnética de Faraday. A continuación se describe con mayor detalle la operación de tres tipos de generadores que pueden ser conectados a la red (Sistema Interconectado).

1. Generador sincrónico

La característica de las máquinas sincrónicas es la velocidad constante que presentan. Ésta queda definida por la cantidad de polos que tenga la máquina y por la frecuencia de la red de acuerdo a la siguiente relación:

$$\omega_s = \frac{120 \cdot f}{p} [rpm]$$

Donde:

ω_s : corresponde a la velocidad de giro del eje [rpm].

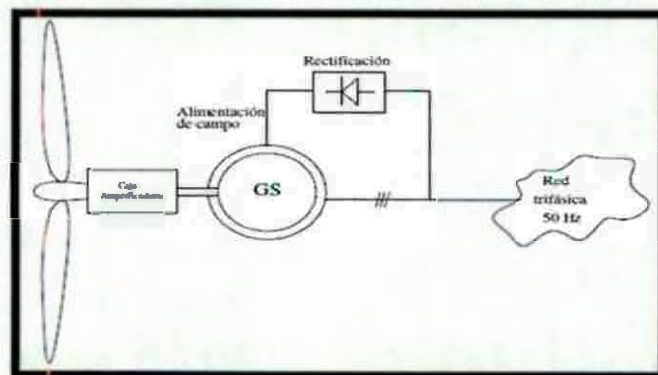
f : corresponde a la frecuencia de la red a la que está conectado el generador [Hz].

p : corresponde al número de polos del generador.

Para el caso de la energía eólica se pueden utilizar diferentes configuraciones, como las que se muestran en las Figuras N° 2.16 y 2.17 de acuerdo a esto los costos de inversión son distintos y los usos también.

FIGURAN° 2.16.

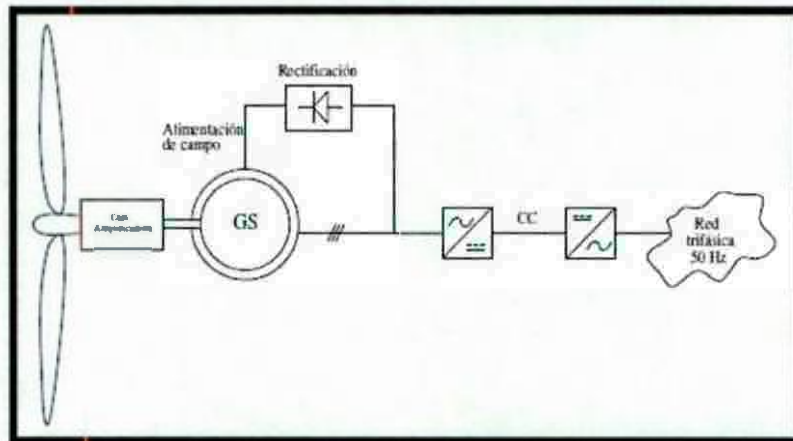
GENERADOR SINCRONO CONECTADO DIRECTAMENTE A LA RED.



Fuente: Rangos de Operación de aerogeneradores – Pamela Andrea Castillo Toro.

FIGURA N° 2.17.

GENERADOR SINCRONO CON ETAPA DE RECTIFICACION E IVERSION



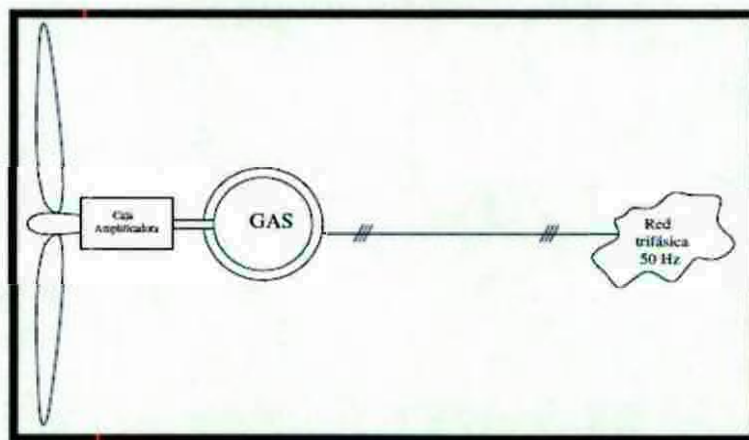
Fuente: Rangos de Operación de aerogeneradores – Pamela Andrea Castillo Toro.

En ambas figuras está presente una rectificación para la alimentación de campo esto se debe a la alimentación que corresponde proporcionar a los electroimanes del rotor. La diferencia principal es que la primera se conecta directamente a la red trifásica, por lo tanto es imprescindible que la velocidad del rotor del generador mantenga el sincronismo. Para el segundo caso como hay una etapa rectificadora y luego una inversora no es tan importante la velocidad de giro del generador ya que la frecuencia de la señal de voltaje resultante es la adecuada con las etapas agregadas. La ventaja principal es la mayor capacidad de control de potencia activa y reactiva sobre la red. En cambio, la desventaja principal que presenta es el aumento de contaminación armónica sobre la red y también el elevado costo de inversión, debido a la mayor cantidad de etapas.

2. Generador de inducción jaula de ardilla.

Este generador (véase Figura N° 2.18) es el que se considera en este trabajo de título. Las razones principales para esto son: el bajo costo que presenta, el poco mantenimiento que se le debe realizar, la cualidad de ser robustos y que se pueden conectar directamente a la red, teniendo en cuenta protecciones y medios de desconexión adecuados. Para funcionar se requiere que su velocidad de rotación sea mayor que la velocidad de sincronismo, porque si es menor estará actuando como motor y no como generador. Lamentablemente tampoco puede ser cualquier velocidad mayor, sino que debe cumplir un rango, de lo contrario se pueden alcanzar corrientes y temperaturas muy altas que pueden dañar la máquina y sus devanados.

FIGURA N° 2.18
GENERADOR ASINCRONO JAULA DE ARDILLA CONECTADO
DIRECTAMENTE A LA RED.



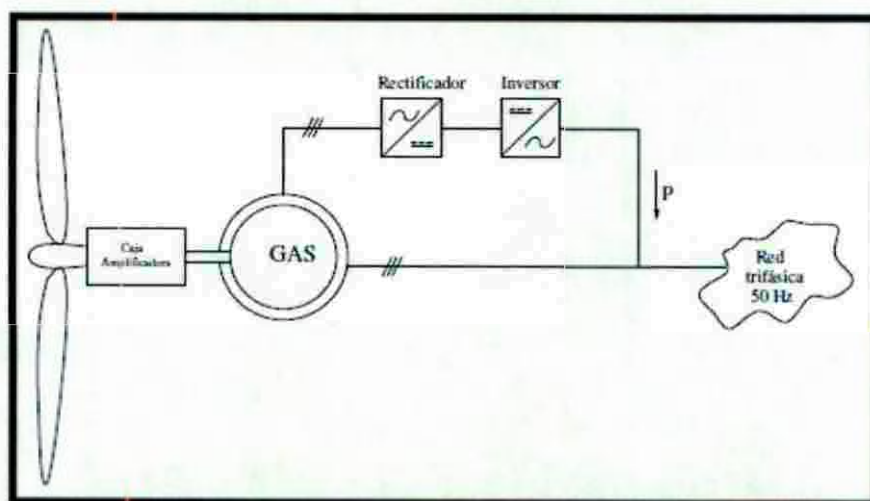
Fuente: Rangos de Operación de aerogeneradores – Pamela Andrea Castillo Toro.

Además, la principal desventaja de esta máquina es que eventualmente necesita una compensación de potencia reactiva por ejemplo suministrada por bancos de capacitores y otra desventaja es que no se tiene control sobre la velocidad ni el deslizamiento, por lo tanto las variaciones en la velocidad del viento afectarán directamente las inyecciones de energía a la red.

3. Generador de inducción con doble alimentación.

El generador de inducción con doble alimentación o doblemente alimentado, se llama así debido a su característica de ser excitado tanto desde el estator como del rotor (véase Figura N° 2.19). De esta forma los devanados del estator están conectados directamente a la red, en cambio los del rotor se conectan a través de un convertidor electrónico de potencia.

FIGURA N° 2.19
GENERADOR ASINCRONO DOBLEMENTE ALIMENTADO CONECTADO
DIRECTAMENTE A LA RED



Fuente: Rangos de Operación de aerogeneradores – Pamela Andrea Castillo Toro.

Las desventajas de este tipo de generador es que se tendrán mayores costos dados por el acceso al rotor y el consecuente mantenimiento que se tendrá que hacer en éste, aparte de la necesidad del inversor.

- Sistemas de Control

Existen diversos mecanismos de control en aerogeneradores, a continuación se detallan algunos de ellos.

1. Mecanismo de orientación ("yaw control")

Este mecanismo funciona haciendo girar el rotor de la turbina para enfrentar el viento con el objetivo de evitar un error de orientación que se produce cuando el rotor no está perpendicular al viento. Si este caso se mantuviese, las turbinas eólicas estarían funcionando con una carga de fatiga mayor lo que podría tener graves consecuencias en el aerogenerador. Para la activación del mecanismo de orientación se cuenta con un controlador electrónico, el cual vigila la posición de la veleta de la turbina varias veces por segundo. También hay que destacar que los aerogeneradores cuentan con un contador de la torsión de los cables, para determinar cuán torsionados están en cada momento y si se encuentran demasiado doblados, un interruptor se activaría.

2. Regulación de ángulo de paso ("pitch control").

En este caso un controlador electrónico mide varias veces por segundo la potencia generada, así en el momento en que ésta sea demasiado grande el controlador envía una orden para cambiar el ángulo de paso lo que se

traduce en un giro de las palas del rotor "fuera del viento", en caso contrario las palas se ponen "hacia el viento". El funcionamiento de este mecanismo es de forma hidráulica y el rango de ángulo es entre 0° y 35° aproximadamente.

3. Regulación pasiva por pérdida aerodinámica ("stall controlled (passive)").

Este sistema es diferente a los dos anteriores debido a que se usa en hélices que no presentan partes móviles ni tampoco un gran sistema de control. El modo de funcionamiento es a través de un diseño aerodinámico del perfil de la pala con el objeto de crear una turbulencia en la parte baja de la misma en el momento en que la velocidad del viento es muy alta, esto produce una pérdida de sustentación que evita que haya una fuerza elevada que actúe sobre el rotor.

4. Regulación activa por pérdida aerodinámica ("stall controlled (active)").

Esta técnica es una combinación de las dos anteriores, de la primera tiene la parte de poder cambiar el ángulo de paso aunque en un rango mucho menor ya que no supera los 10° , la principal diferencia radica en que en el momento en que el generador tenga sobrecarga, en vez de orientarse en el sentido que lo harían las turbinas reguladas por cambio de ángulo de paso, lo hacen al contrario con el fin de consumir el exceso de energía generando turbulencias, así se sitúan en una posición de mayor pérdida de sustentación. La decisión para elegir esta regulación tiene que ver

principalmente con un tema económico, para definir si vale la pena pagar tanto más por tener un sistema más complejo.

g) Empleo de un generador de inducción de jaula de ardilla en aerogenerador conectado a la red.

- Ventajas y desventajas respecto a otras opciones.

Hasta hace algunos años, la máquina de inducción trifásica se empleaba casi exclusivamente como motor particularmente en instalaciones industriales y otras de potencias relativamente elevadas sin embargo en la actualidad está siendo relevante su empleo como generador. En efecto hoy en día la mayoría de las turbinas eólicas utilizan generadores asincrónicos trifásicos. Puede afirmarse que cuando se hace girar el rotor a la velocidad síncrona nada sucede debido a que el campo magnético gira a la misma velocidad por lo que no se produce el fenómeno de inducción en el rotor y no interactúa con el estator. En cambio cuando la velocidad aumenta y el rotor se mueve más rápido que el campo magnético giratorio del estator, entonces este último inducirá una corriente en el rotor. A medida que el rotor gira más rápido mayor es la potencia transferida al estator la cual finalmente es convertida en electricidad.

La ventaja de utilizar un generador asincrónico es que su sistema de control es sencillo y no requiere un sistema de control de velocidad para el arranque. En cuanto a las desventajas se encuentran que requiere de excitación a

través de la red, que necesita capacitores para corregir el factor de potencia eléctrico y por último que provoca perturbaciones en la red.

Además debe destacarse como desventaja que el rango de velocidades de viento en que puede operar el generador de inducción está limitado.

1. Por una parte la velocidad del viento v debe ser mayor que aquella velocidad v_{min} que haría girar el rotor del generador a la velocidad síncrona, de lo contrario operaría como motor, luego debe cumplirse que: $v > v_{min}$ [m/s].
2. Y por otra parte, la mayor velocidad del viento está limitada no tanto por razones mecánicas de la hélice sino porque a velocidades muy altas del rotor las corrientes en el enrollado del estator elevan peligrosamente la temperatura del generador. Así debe ser $v \leq v_{max}$ [m/s].

En consecuencia, la velocidad del viento aceptable debe estar entre v_{min} y v_{max} , rango que suele ser pequeño esto podría limitar considerablemente las posibilidades de generar energía particularmente si las variaciones del viento son muy fuertes y frecuentes durante un día típico.

- Posibilidades de ampliar el rango de velocidades de operación.

Como se ha dicho el uso de máquinas de inducción jaula de ardilla presenta tanto ventajas como desventajas. Entre las primeras destaca que tiene un bajo costo pero entre las segundas que el rango de velocidades útiles del

viento es muy pequeño por lo que es relevante de algún modo lograr ampliar este rango. A continuación se presentan dos formas de conseguir esto:

1. Empleo de variador de frecuencia.

Esta solución consiste en conectar la máquina de inducción a la red a través de un variador de frecuencia. La idea es que se tendrá una frecuencia controlable por lo tanto al variar la frecuencia se podrá ajustar la velocidad síncrona de la máquina, tal que ésta sea levemente menor a la velocidad de rotación impuesta por el viento, así se comportará como generador sin riesgo en lo que se refiere a elevadas corrientes en los enrollados.

2. Motor con rotor bobinado.

Este caso es factible en máquinas de inducción con rotor bobinado (no con rotor jaula de ardilla). La idea es que mediante resistencias externas se aumenta la resistencia del enrollado del rotor y por lo tanto se amplía el rango de velocidades aceptable para generar, de esta forma se podrá generar determinada potencia, sin riesgo para los enrollados en un rango más amplio de velocidades de viento.

h) Relación entre velocidad de rotación y velocidad del viento.

Para relacionar la velocidad de rotación de la hélice con la velocidad del viento existe la llamada razón de velocidad de punta o también conocida como velocidad específica (λ). Esta variable es la razón entre la velocidad del extremo de la hélice, es decir la velocidad tangencial (u) y la del viento (v).

Desde este punto de vista las hélices se clasifican como lentas si su coeficiente es cercano a 1 o rápidas si es entre 5 y 8.

$$\lambda = \frac{u}{v}$$

Cuanto mayor es la razón de velocidad de punta más rápida es la hélice y viceversa, con este factor se puede calcular también la velocidad de rotación de una hélice en función de su diámetro y de la velocidad del viento presente. La ecuación es la siguiente:

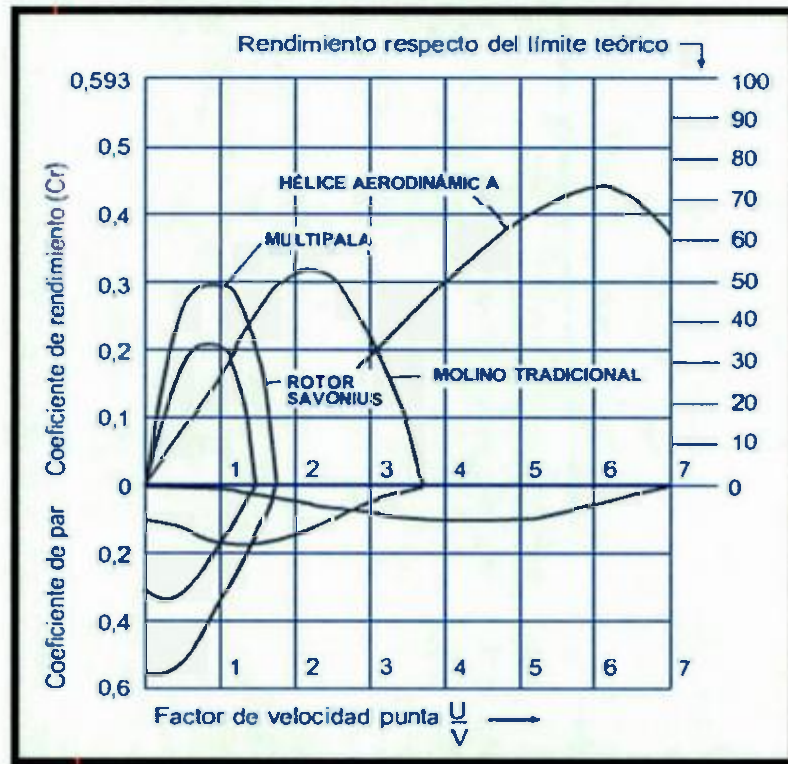
$$\omega_{\text{hélice}}(\text{rpm}) = \frac{60 \cdot v \cdot \lambda}{\pi \cdot D}$$

Donde v es la velocidad del viento, λ es la razón de velocidad de punta y D es el diámetro del rotor.

En general esta relación la entregan los fabricantes de aerogeneradores en curvas que muestran tanto la razón de velocidad de punta λ , como el rendimiento de las máquinas.

En la siguiente figura se muestra el factor de velocidad de punta para distintos tipos de aerogeneradores, como multipala, molino tradicional o una hélice moderna tripala. [23]

FIGURA N° 2.20
 FACTOR DE VELOCIDAD DE PUNTA PARA DISTINTOS
 AEROGENERADORES



Fuente: Rangos de Operación de aerogeneradores – Pamela Andrea Castillo Toro.

2.3. Definiciones de términos Básicos

- *Gestión Óptima.* Programación adecuada de una variable con el fin de Optimizar un resultado.
- *Nivel de tensión.* Es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.
- *Estabilidad de Sistema.* Operación adecuada del sistema eléctrico de potencia en Tensión, ángulo y Potencia.

- *Punto de Colapso de Tensión.* Momento en que el sistema eléctrico sale de servicio, por lo tanto, se vuelve inestable en el Nivel de Tensión.
- *Potencia reactiva.* Es la Potencia Eléctrica originada por elementos capacitivos e inductivos.
- *Consumo de reactivos en elementos no lineales.* Medición de la potencia reactiva en elementos capacitivos e inductivos.
- *Máxima demanda.* Mayor registro de consumo de potencia dado en una hora específica.
- *Mínima demanda.* Menor registro de consumo de potencia dado en una hora específica.
- *División de la red en áreas de control.* Proceso de identificación de algún grupo de nodos coherentes que no se traslapen.
- *Índice de estabilidad de tensión.* Evalúa en cada barra el margen de estabilidad de tensión de estado estacionario.
- *Algoritmo Genético.* Un algoritmo es una serie de pasos organizados que describe el proceso que se debe seguir, para dar solución a un problema específico. Son llamados así porque se inspiran en la evolución biológica y su base genético-molecular.

- *FACTS*. Flexible AC Transmission System, que son dispositivos que abarcan al conjunto de equipos con capacidad de controlar el flujo de potencia o modificar las características de la red.
- *SVC*. Static Var Compesator, Son básicamente elementos de compensación de energía reactiva, es un tipo de FACTS, cuya conexión o desconexión esta dinámicamente regulada por dispositivos electrónicos de control.
- *Solución óptima*. Solución que optimiza la función objetivo. Analógicamente es el individuo mejor dotado del entorno.
- *Población*. Conjunto de individuos con los que trabaja el AG en un momento dado (iteración). Generalmente el tamaño de la misma permanece constante.
- *SEIN*. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, son los sistemas de generación, transmisión y distribución vinculados eléctricamente, cuya operación debe realizarse en forma coordinada, que corresponde al ámbito nacional.
- *COES*. El Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional es un organismo técnico, que tiene la finalidad de coordinar la operación al mínimo costo, garantizando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

III. VARIABLES E HIPOTESIS

3.1. Definición de las Variables

3.1.1. Variable Independiente:

1. Gestión Óptima de Potencia Reactiva.

Es la Operación, Localización y dimensionado óptimo de unidades de generación de potencia reactiva, siendo las estudiadas en el presente trabajo las unidades de compensación de energía reactiva y los parques eólicos.

3.1.2. Variables Dependientes:

1. Sistemas Eléctricos con Generación Eólica.

Red eléctrica compuesta de parques eólicos, que generan energía eléctrica utilizando la fuerza del viento, el principal medio para obtenerla son los aerogeneradores de tamaño variable que transforman la energía cinética del viento en energía eléctrica.

2. Estabilidad de tensión.

Es la capacidad que tiene el sistema de mantener un punto de equilibrio sobre condiciones normales de operación y permanecer en un estado estable de operación luego de haber sufrido una perturbación.

3. Seguridad del Sistema Eléctrico

Es la capacidad del sistema para permanecer en estado estable en el que se respeten los límites de operación por las diferentes variables de control, el análisis de la seguridad del sistema se hace mediante tres criterios básicos

que son monitorización del sistema, análisis de contingencias y flujo de carga.

3.2. Operacionalización de las Variables

TABLAN° 2.12
OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

VARIABLE	DEFINICION	DIMENSIONES	INDICADORES
VI. Gestión Óptima de Potencia reactiva	Operación, Localización y dimensionado óptimo de unidades de generación de potencia reactiva.	Inyección adecuada de Potencia reactiva al sistema. Localización óptima de unidades de compensación de energía reactiva y parques eólicos. Dimensión óptima de unidades de compensación de potencia reactiva y parques eólicos.	Operación fuera del límite de estabilidad de tensión. Curva PV en sus estados de operación normal. Operación eléctrica fiable y segura.
VD. Sistemas eléctricos con generación eólica.	Red eléctrica compuesta de parques eólicos.	Parques eólicos Elementos de compensación de energía reactiva	Generación haciendo uso la energía del viento. Banco de capacitores.
Estabilidad de Tensión	Capacidad del sistema para mantener punto de equilibrio de operación.	Operación en punto de equilibrio.	Estado estable de operación.
Seguridad del sistema	Capacidad del sistema para permanecer en estado estable.	Cumplimiento de límites de operación.	Variables de Control.

Fuente: Elaboración Propia.

3.3. Hipótesis General e Hipótesis Específicas.

3.3.1. Hipótesis General:

La gestión óptima de potencia reactiva mejora la estabilidad de tensión y fiabilidad del sistema eléctrico con presencia de generación eólica.

3.3.2. Hipótesis Específicas:

1. El Modelado de Inyección de Potencia reactiva es determinante para la correcta operación de los elementos de un sistema eléctrico, por ello adecuada inyección de potencia reactiva mejora la cargabilidad del sistema desplazando las curvas P-V hacia la derecha consiguiendo estabilidad del sistema.
2. La Determinación de la inyección óptima de reactivos por parte de las unidades de generación de reactivos permite mejorar considerablemente el perfil de tensiones.
3. La localización óptima de inyección de reactivos lleva a una mejora en el grado de penetración de las nuevas tecnologías del sistema eléctrico respetando los límites de operación.

IV. METODOLOGIA

4.1. Tipo de Investigación.

Investigación No Experimental.

4.2. Diseño de la Investigación.

Se desarrolló un modelo matemático, usando la técnica de algoritmos genéticos, con ello se obtuvo un algoritmo que contribuirá a la operación, localización y dimensionado de unidades de generación de potencia reactiva, siendo estas las unidades de compensación de energía reactiva, que en este caso se evaluará la operación de banco de capacitores, como elementos de inyección de potencia reactiva al sistema eléctrico.

Para el modelamiento de gestión, usando la técnica de algoritmos genéticos, se siguieron los siguientes pasos:

- Definir la población inicial aleatoriamente dentro de los límites de las variables de control.
- Para cada elemento generado se corre un flujo de carga, utilizando la herramienta digsilent, esto con el objetivo de encontrar el punto de operación.
- Se evalúa la función de aptitud.
- Se realiza la operación de mutación y cruce.
- Se seleccionan los individuos para la próxima generación.
- Seleccionar el mejor individuo de la generación actual.

- Se repiten los pasos de 2 al 5 hasta que se cumpla el criterio de parada.
- Se selecciona la variable de control que corresponde al mejor individuo.
- Si la solución es aceptable, se encontró la mejor solución y su valor objetivo, en caso contrario se cambia los ajustes del algoritmo y repita los pasos del 1 al 8.

4.3. Población y Muestra

4.3.1. Población

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú.

4.3.2. Muestra

Sistema Eléctrico de 6 Barras.

4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Se realizó una simulación para la representación de gestión óptima, el comportamiento del sistema eléctrico peruano ha sido tomado de la página del COES, considerando el periodo de 16 años, correspondiente desde diciembre 2000 a diciembre 2016. Los datos del sistema eléctrico de 06 barras del caso de estudio, corresponden a datos IEEE con fines de estudio, Se busca que la metodología pueda ser generalizada para sistemas de un mayor número de barras. El software utilizado para la simulación es el Digsilent para fines didácticos.

4.5. Procedimientos de recolección de datos.

La técnica que se utilizó para la realización del modelo de gestión óptima, será la técnica de algoritmos genéticos, que se basa principalmente de cruce y mutación de datos hasta llegar a la solución óptima, comparando estos resultados con las características de funcionamiento del sistema eléctrico sin el uso del modelo de gestión, logrando a través de la comparación de datos demostrar que usando el modelo de gestión óptimo, que abarca operar adecuadamente los elementos de generación de potencia reactiva, localización y dimensionado óptimo de elementos de generación de potencia reactiva, siendo para el caso de estudio los parques eólicos y banco de capacitores, con ello se busca obtener resultados óptimos de estabilidad, fiabilidad del sistema eléctrico para un sistema eléctricos de 06 barras, sin embargo se busca que la metodología pueda ser generalizada para sistemas con un mayor número de barras.

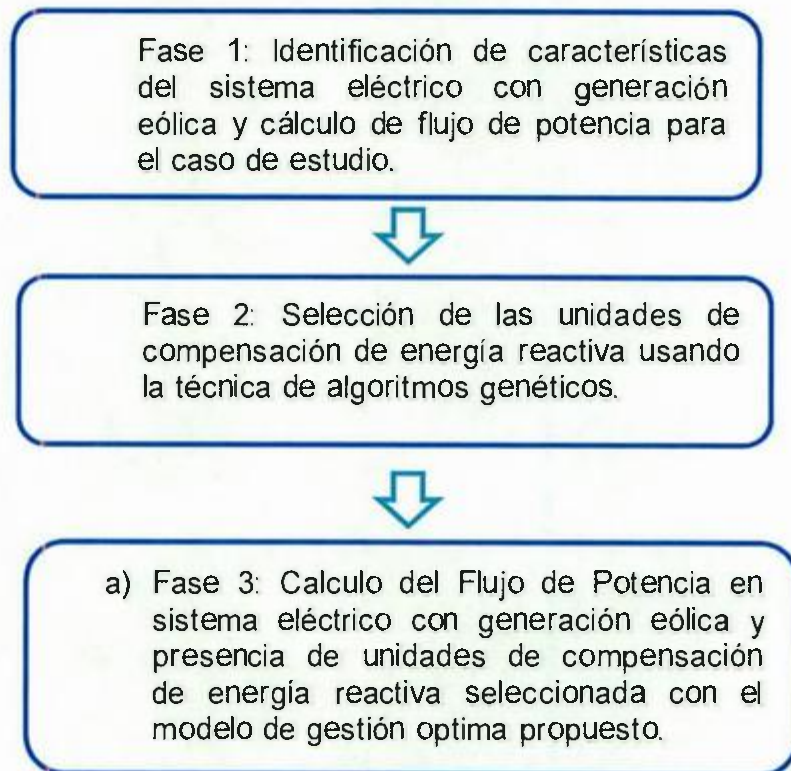
4.6. Procesamiento estadístico y análisis de datos.

4.6.1. Estructura del sistema de evaluación.

El sistema eléctrico utilizado para este caso de estudio, es un sistema de 06 barras con generación eólica, que fue evaluado con el modelo propuesto de gestión óptima de potencia reactiva que consiste en evaluar el caso de estudio a través de flujo de potencia utilizando el método de newton raphsom y haciendo uso del programa computacional digsilent , finalmente se realiza

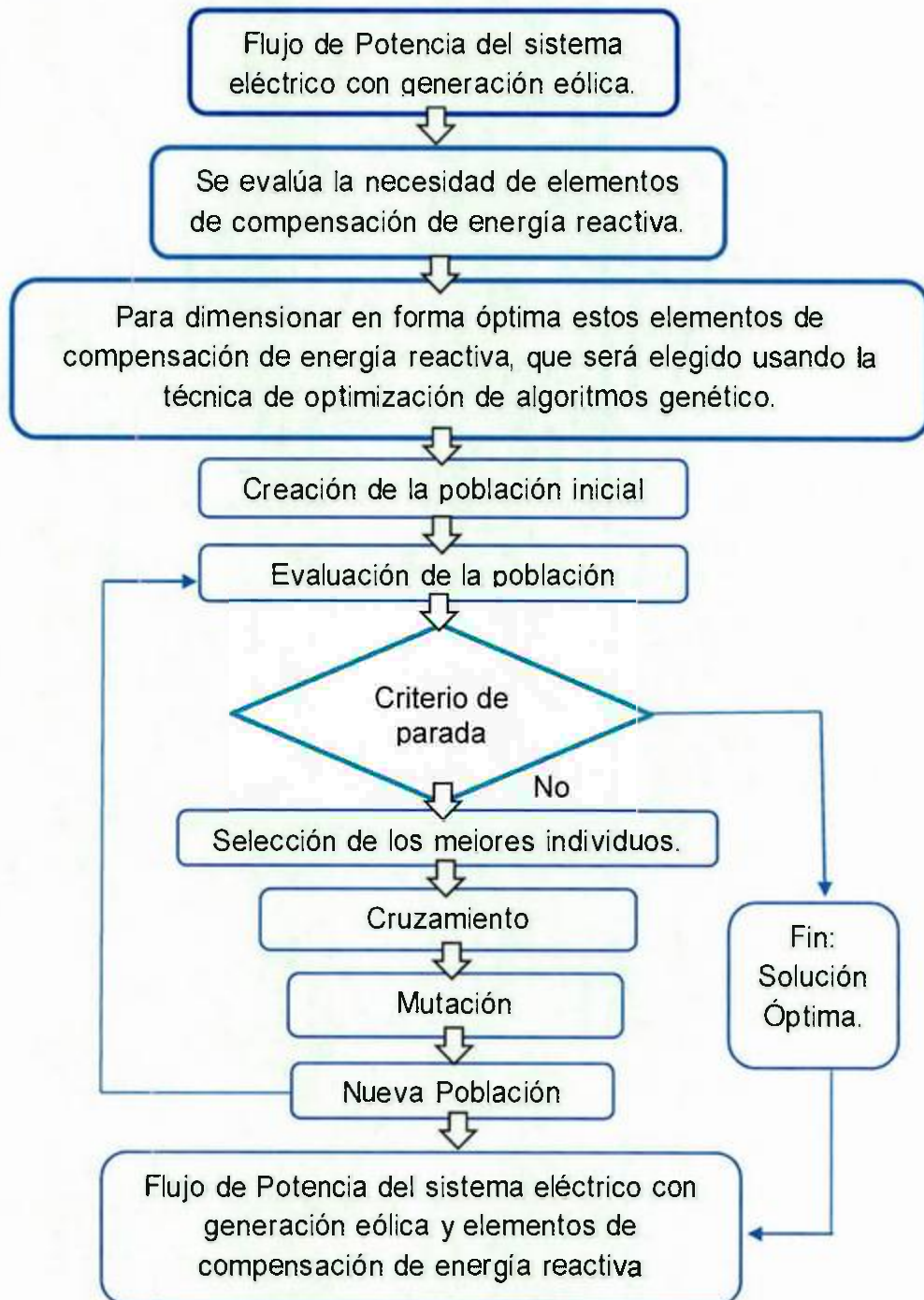
un nuevo flujo de potencia con presencia de unidades de compensación de energía reactiva que para este caso de estudio es un banco de capacitores y que fue seleccionado con el modelo de gestión óptima de potencia reactiva propuesto, usando la técnica de algoritmo genético para su resolución, a continuación se muestra y detalla las fases de la metodología propuesta así como el flujograma del modelo de gestión óptima de potencia reactiva propuesto, que se desarrolló usando la técnica de algoritmos genéticos.

GRAFICO N° 4.1
FASES DEL MODELO DE GESTIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA
PROPUESTO



Fuente: Elaboración Propia

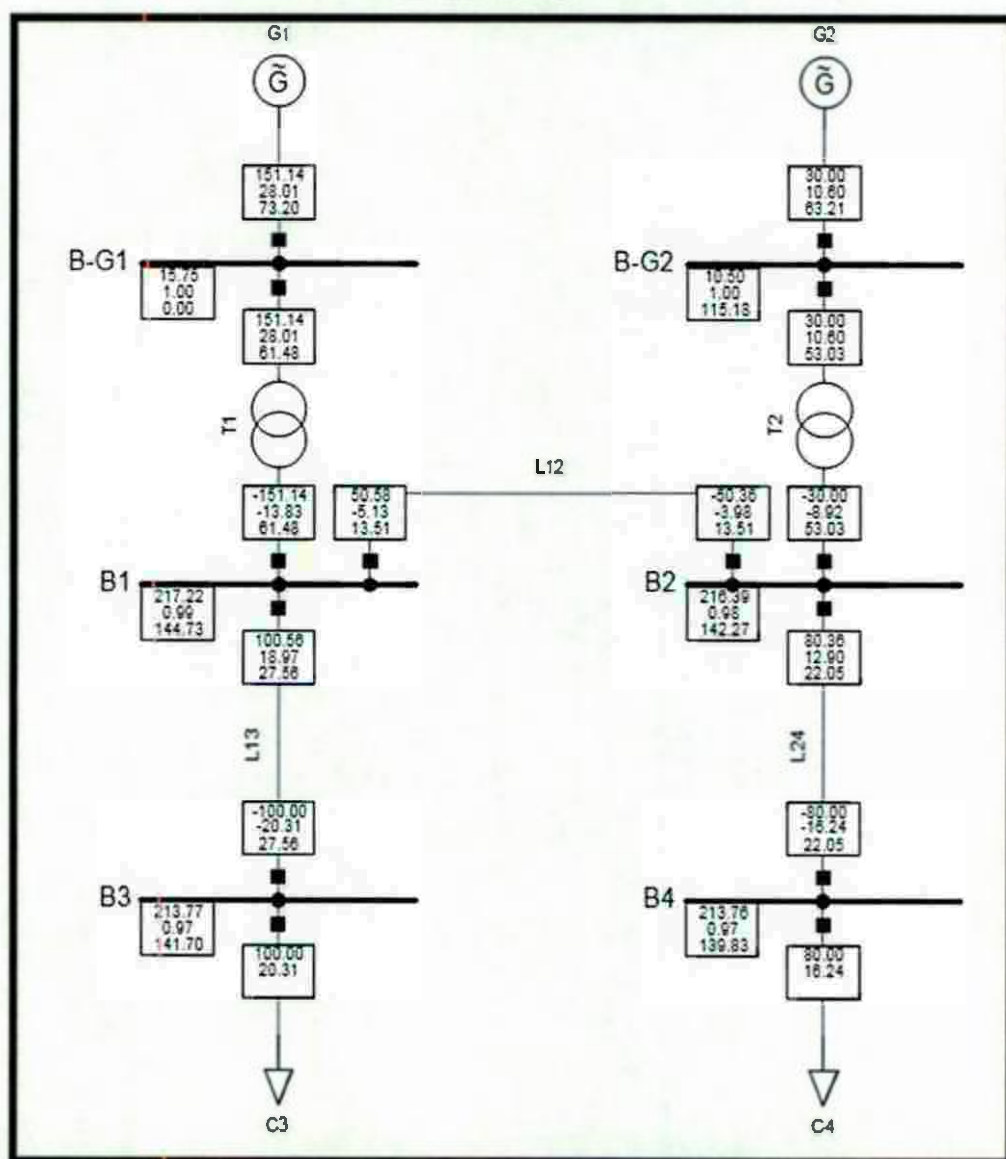
GRAFICO N° 4.2
FLUJOGRAMA DE MODELO DE GESTION ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA



Fuente: Elaboración Propia

- a) Fase 1: Identificación de características del sistema eléctrico con generación eólica y cálculo de flujo de potencia para el caso de estudio.

FIGURA N° 4.1
SISTEMA ELECTRICO DE 06 BARRAS CONSIDERADO PARA EL CASO DE ESTUDIO.



Fuente: Elaboración Propia.

b) Fase 2: Selección de las unidades de compensación de energía reactiva usando la técnica de algoritmos genéticos.

1. Generación de la población inicial.

Es el primer paso de la implementación del modelo de gestión óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica, se consideró que la unidad de generación de potencia reactiva para este caso de estudio es un banco de capacitores y que puede ser conectado en la barra 4 y su capacidad máxima es de 25 Mvar.

La población inicial se genera de forma aleatoria y respetando los límites de cada una de las variables que componen el cromosoma.

Para ello establecemos una población de trabajo compuesta por 05 individuos, cada uno de los cuales se compone de 03 genes, que son el incremento de la cargabilidad del sistema (λ), la barra de conexión del banco de capacitores y por último la inyección de potencia reactiva.

Se muestra a continuación las especificaciones técnicas de la población inicial de la red de 06 barras.

TABLAN° 4.1
 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA POBLACION INICIAL DE LA RED
 DE 06 BARRAS.

Población de Trabajo	Incremento de cargabilidad del sistema : λ (pu)	Barra de conexión	Potencia reactiva del banco de capacitores : Q(Mvar)
Cromosoma 1	Variable continua cuyo valor se encuentra dentro del intervalo [0, 1]	Variable discreta que puede tomar los valores del número de la barra que se analiza.	Variable continua comprendida entre 0 y 25Mvar
Cromosoma 2			
Cromosoma 3			
Cromosoma 4			
Cromosoma 5			

Fuente: Elaboración Propia

El estudio de maximización de la carga de un sistema está regido mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_d(\lambda) = P_{d0}(1 + \lambda)$$

$$Q_d(\lambda) = Q_{d0}(1 + \lambda)$$

Donde:

P_{d0} y Q_{d0} : Condiciones iniciales de carga.

λ : Coeficiente de variación de la carga ($\lambda = 0$ para el caso inicial).

La función de la carga se observa como una función de la carga inicial (P_{d0} y Q_{d0}) del sistema afectada por un parámetro de cargabilidad (λ).

La determinación de la máxima carga que puede ser abastecida por el sistema eléctrico se realiza en base a los límites de operación del sistema.

Dichos límites estarán relacionados con la máxima y mínima tensión admisible en condiciones normales de funcionamiento del sistema.

2. Evaluación de la población inicial.

Una vez obtenida la población de trabajo, se evalúa en base a la función de aptitud, para el caso evaluado, para este caso $FF_{(y)} = \lambda$ y a continuación se calcula la función objetivo según:

$$\text{Min } F_{(y)} = 1 - FF_{(y)} \quad (4.1)$$

Donde $FF_{(y)}$ es la función de aptitud y su valor dependerá de la factibilidad de la solución alcanzada, por ello para soluciones factibles el valor de $FF_{(y)}$ será igual coeficiente de cargabilidad λ empleado en la solución, mientras que las soluciones no factibles serán consideradas con un valor de $FF_{(y)} = 0$.

Tras la evaluación de la población inicial se realiza un escalado de valores obtenidos para la función de evaluación. Para proceder a dicho escalado se ha seleccionado el método de rango. En primer lugar se realiza una ordenación de los cromosomas en función del valor $F_{(y)}$. Una vez ordenados los individuos, se obtiene su valor de escalado según la ecuación (4.1) en la que i representa la posición del elemento a escalar en la lista de cromosomas ordenados.

$$\text{rango} = \frac{1}{\sqrt{i}} \quad (4.2)$$

3. Selección de individuos.

Una vez evaluada la población inicial, se realiza la selección de los individuos que van a formar parte del grupo de los padres. El proceso de selección se realiza mediante el método de la ruleta. En primer lugar es necesario establecer la frecuencia de cada uno de los individuos, en función de su valor de rango, ecuación (4.3).

$$frecuencia = \frac{rango\ i}{suma\ total\ de\ rango} \quad (4.3)$$

A continuación se calcula la distribución de frecuencia de selección como la suma acumulada de las frecuencias individuales según ecuación (4.4), que dará lugar a los sectores de la ruleta para cada individuo.

$$sector(i) = frecuencia(i - 1) + frecuencia(i) \quad (4.4)$$

4. Cruzamiento.

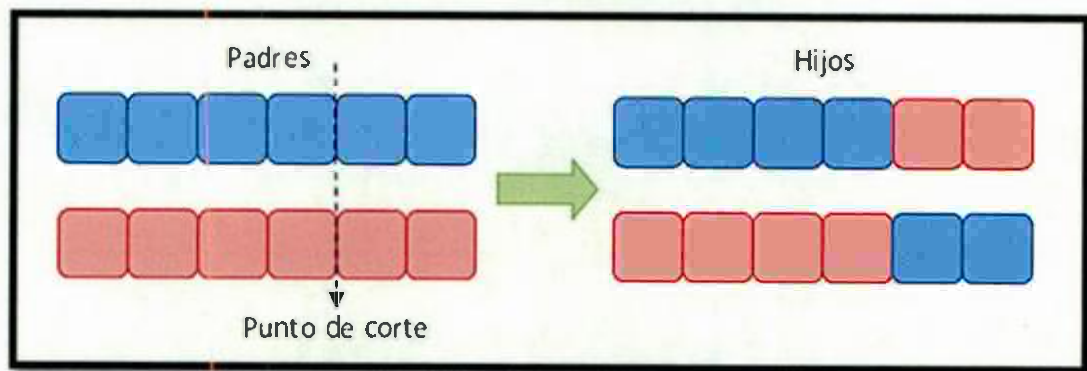
Para realizar la operación de cruzamiento se ha seleccionado el método monopunto ya que los individuos tienen 03 genes.

El método de cruce simple o de un punto, es la técnica de cruce más sencilla, una vez realizada la pareja de padres se elige aleatoriamente un punto que se empleará como referencia de corte de la cadena de cromosomas. A partir de este punto se intercambiara el material genético entre los progenitores. De esta manera los descendientes heredan

información genética de ambos padres como se puede observar en la figura N° 4.2.

Para realizar el cruzamiento se reordenan los padres elegidos en el proceso de selección y se seleccionan al azar los puntos de corte de los cromosomas.

FIGURA N° 4.2
CRUCE SIMPLE O DE UN PUNTO



Fuente: Gestión Óptima de Potencia Reactiva – Mónica Alonso Martínez.

5. Mutación.

En el proceso de mutación se ha seleccionado, una probabilidad de cruce alta (0.5) aplicada a todos los genes del individuo que deben mutar, lo que permite ampliar el espacio de búsqueda de soluciones.

En el proceso de mutación se genera un número aleatorio (m) entre 0 y 1, para cada individuo de la población, si dicho número es inferior a la probabilidad de mutación p_m , entonces se produce un cambio en alguno de los genes seleccionado aleatoriamente, dentro de los límites establecidos para dicho gen.

6. Generación de la Nueva Población.

Hasta esta etapa se han elegido a los padres, en la etapa de selección de individuos, luego de ello se han obtenido los hijos en las etapas de cruzamiento y mutación. Para completar la población con nuevos hijos se aplicara el operador elitismo, según el cual los dos mejores individuos de la población se mantendrán en la nueva población.

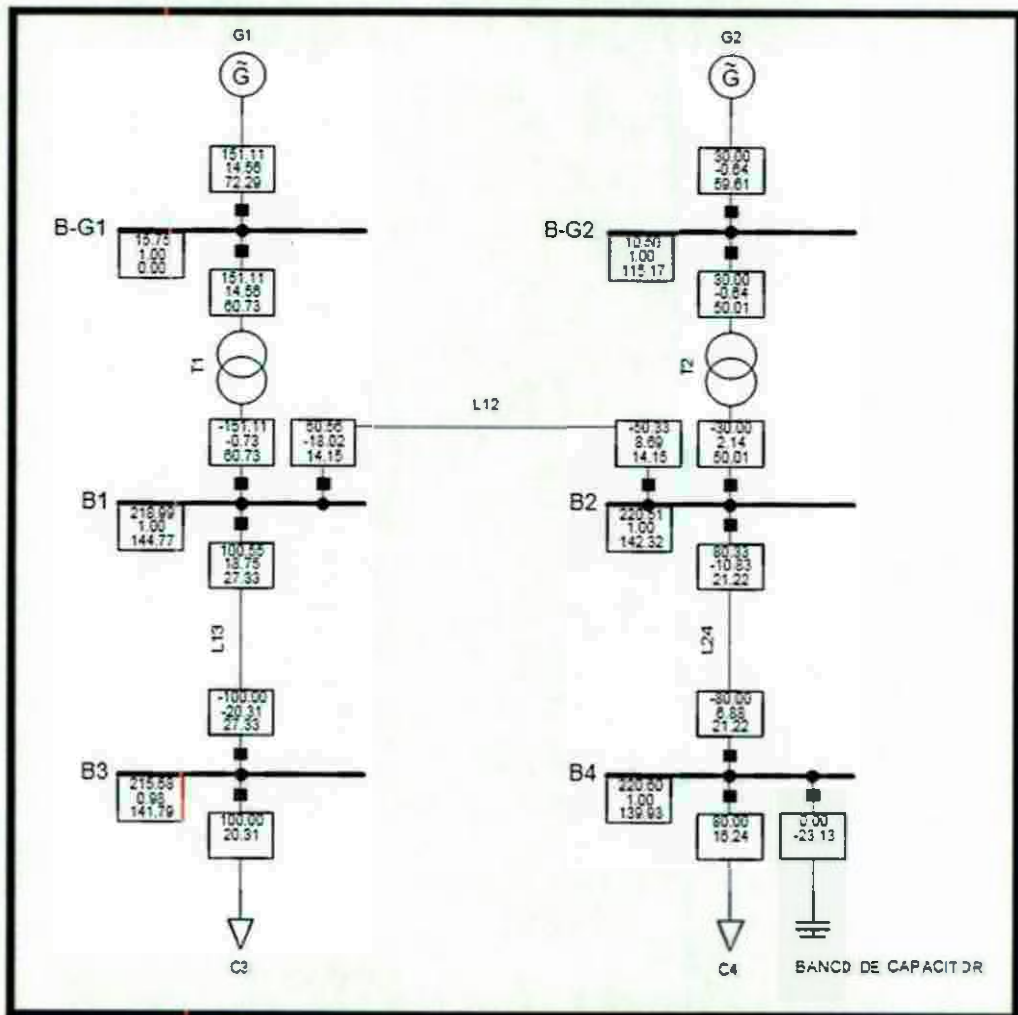
Como resultado de los operadores cruce, mutación y elitismo a la población inicial da como resultado la nueva población.

7. Solución Óptima.

Los procesos anteriores se repiten hasta que se alcanza el número máximo de generaciones predefinidas para el algoritmo, o bien el valor de la función de evaluación de los mejores individuos alcanza el valor deseado, siendo además comparados con las restricciones consideradas. [1]

c) Fase 3: Calculo del Flujo de Potencia en sistema eléctrico con generación eólica y presencia de unidades de compensación de energía reactiva seleccionada con el modelo de gestión óptima propuesto.

FIGURAN° 4.3
 SISTEMA ELECTRICO DE 06 BARRAS CONSIDERADO PARA EL CASO
 DE ESTUDIO CON BANCO DE CAPACITORES.



Fuente: Elaboración Propia.

V. RESULTADOS

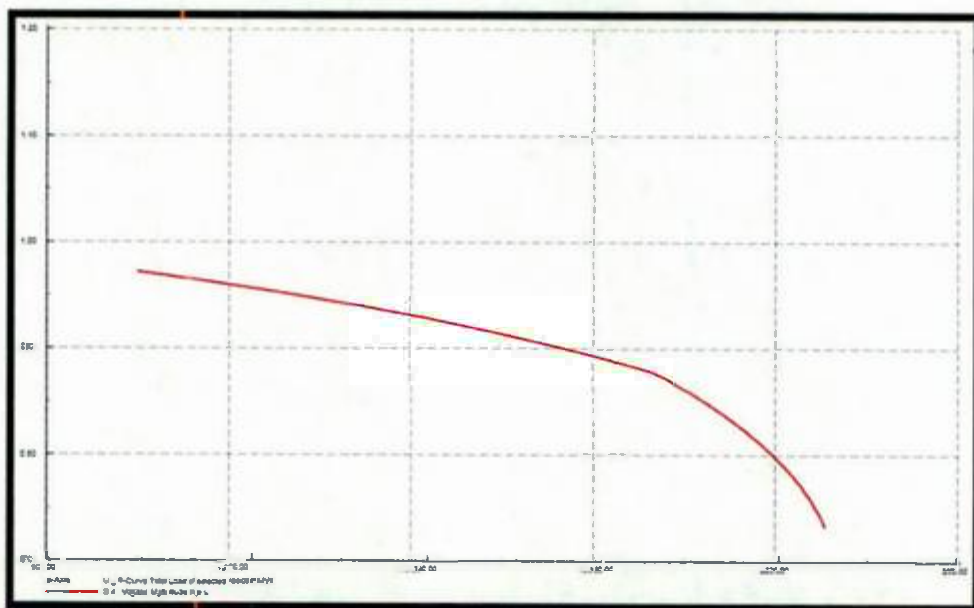
- a) **Fase 1: Identificación de características del sistema eléctrico con generación eólica y cálculo de flujo de potencia para el caso de estudio.**

En esta primera fase del modelo de gestión propuesto, se calculó el flujo de potencia, usando la herramienta Digsilent, obteniendo la Curva P – V, que nos indica la relación entre la variación de la carga y la tensión, y con ello la máxima cargabilidad del sistema (λ_{max}), que es el límite de transferencia máxima de potencia, un aumento de carga después del límite origina pérdidas de equilibrio y por lo tanto el sistema no podría seguir operando.

En la Figura N° 4.4 se muestra la Curva P-V obtenida para el caso de estudio, en donde se obtuvo que la Potencia crítica que podría ser inyectada al sistema es de 230MW, que es el punto de colapso de tensión, además se obtuvo un reporte de flujo de potencia del sistema eléctrico del caso de estudio, mostrado en la Tabla N° 4.2, asimismo un reporte de las tensiones en las barras mostrado en la Tabla N°4.3, en donde para este informe de tesis se tomó de referencia la barra 04 del sistema eléctrico de estudio, en donde se observa que la tensión es 213.76KV (0.97pu) operando cerca al límite requerido de tensión que en el Perú está regulado a estar en el intervalo de variación del -5% y 5% de la tensión nominal. Como se analizó

anteriormente un sistema con generación eólica, requiere un amplio control de la potencia reactiva, debido a que los aerogeneradores consumen reactivos, pudiendo originar déficit de energía reactiva al sistema, por ello se busca lograr que su comportamiento sea semejante a las unidades de generación convencional, de ahí surge la importancia de la correcta gestión de la potencia reactiva, que para este caso de estudio se elige un banco de capacitor conectado en la barra 04, que como se mencionó anteriormente opera cerca de su límite mínimo requerido de tensión (0.95pu), por ello se dimensiono usando el modelo propuesto la unidad de compensación de energía reactiva que para este informe de tesis es un banco de capacitores.

FIGURA N° 4.4
 CURVA P-V DEL SISTEMA ELECTRICO DE 06 BARRAS CONSIDERADO
 PARA EL CASO DE ESTUDIO.



Fuente: Elaboración Propia.

TABLAN° 4.2
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA ELECTRICO DE 06
BARRAS CONSIDERADO PARA EL CASO DE ESTUDIO.

				DigSILENT	Project:			
				PowerFactory	14.1.3	Date:	5/5/2017	
Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 1		
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power factor [-]	Current [kA]	[p.u.]
C3	Lod		B3	100.000	20.306	0.98	0.276	1.029
C4	Lod		B4	80.000	16.245	0.98	0.220	1.029
Banco de Capacitor	Shac			0.000	0.000	1.00	0.000	0.000
G1	Sym	73.20	B-G1	151.139	28.011	0.98	5.635	0.732
G2	Sym	63.21	B-G2	30.000	10.604	0.94	1.750	0.632
SC	Sym							
L12	Lre	13.51	B1	50.576	-5.132	0.99	0.135	0.135
			B2	-50.359	-3.981	-1.00	0.135	0.135
L13	Lre	27.56	B1	100.563	18.966	0.98	0.272	0.272
			B3	-109.000	-20.306	-0.98	0.276	0.276
L24	Lre	22.05	B2	80.359	12.897	0.99	0.217	0.217
			B4	-80.000	-16.244	-0.98	0.220	0.220
T1	Tr2	61.48	B1	-151.139	-13.834	-1.00	0.403	0.615
			B-G1	151.139	28.011	0.98	5.635	0.615
T2	Tr2	53.03	B2	-30.000	-8.916	-0.96	0.084	0.530
			B-G2	30.000	10.604	0.94	1.750	0.530

Fuente: Elaboración Propia.

TABLAN° 4.3
REPORTE DE TENSION EN LAS BARRAS DEL SISTEMA ELECTRICO
CONSIDERADO PARA EL CASO DE ESTUDIO.

				DigSILENT	Project:			
				PowerFactory	14.1.3	Date:	5/3/2017	
Load Flow Calculation		Complete System Report: Voltage Profiles						
AC Load Flow, balanced, positive sequence		No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No				
Automatic Tap Adjust of Transformers		No	Max. Acceptable Load Flow Error for					
Consider Reactive Power Limits		No	Buses	1.00 kVA				
			Model Equations	0.10 %				
Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case		Annex: / 1		
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV] [deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	+5	+10
B-G1	15.75	1.000	15.75 0.00					
B1	120.00	0.987	217.22 144.79					
B-G2	10.50	1.000	10.50 115.18					
B2	220.00	0.984	216.39 142.27					
B3	220.00	0.972	213.77 141.70					
B4	220.00	0.972	213.76 139.83					

Fuente: Elaboración Propia.

b) Fase 2: Selección de las unidades de compensación de energía reactiva usando la técnica de algoritmos genéticos.

1. Generación de la población inicial.

Se genera la población inicial de trabajo en forma aleatoria y considerando los límites establecidos. La población inicial de trabajo está formada por 05 individuos que están conformados por 03 genes que son el incremento de cargabilidad del sistema, barra de conexión y potencia reactiva del banco de capacitores, se buscó con ello dimensionar en forma óptima el banco de capacitores a conectar en la barra 04 del sistema de estudio a fin de aumentar la cargabilidad del sistema y la tensión en la barra 04.

Para la selección de la Población inicial, se consideró que la cargabilidad límite es 1pu y la cargabilidad máxima es de 0.1pu, se entiende como cargabilidad límite a la que conduce al colapso de tensión y cargabilidad máxima a la que permite cumplir con los límites de tensión establecidos en la normativa peruana que son de 0.95 y 1.05 de la tensión nominal.

TABLAN° 4.4
POBLACION INICIAL DE LA RED DE 6 BARRAS.

Poblacion de Trabajo	Incremento de cargabilidad del sistema : λ (pu)	Barra de conexión	Potencia reactiva del banco de capacitores : Q(Mvar)
Cromosoma 1	0.02	4	4
Cromosoma 2	0.04	4	8
Cromosoma 3	0.06	4	12
Cromosoma 4	0.08	4	16
Cromosoma5	0.10	4	20

Fuente: Elaboración Propia.

2. Evaluación de la población inicial.

Se realizó la evaluación de la población inicial, para ello se identificó la función de aptitud $FF(y)$, que para el caso de estudio es la cargabilidad λ del sistema eléctrico, se consideró $FF(y) = \lambda$ para soluciones factibles mientras que para soluciones no factibles se consideró $FF(y) = 0$, para este caso se consideró a soluciones factibles a los cromosomas 1,2 y 3, debido a que sus valores de cargabilidad no están próximos del límite que es 0.1 pu.

La función de evaluación $F(y)$ a aquella que el Algoritmo trata de optimizar (maximizar o minimizar), por lo tanto es el objetivo del problema planteado. La función de aptitud $FF(y)$ es aquella que evalúa la bondad de cada individuo con respecto a la población, convirtiéndose en posibilidades de supervivencia. Luego de la evaluación se realiza un escalado de valores para ello se asigna un orden en función de $F(y)$ y se calcula el escalado aplicando la ecuación N°4.2. De lo descrito se obtiene la tabla N° 4.5.

TABLAN° 4.5
EVALUACION DE LA POBLACION INICIAL DE LA RED DE 06 BARRAS

Poblacion de Trabajo	FF(y)	F(y)	Orden	Rango
Cromosoma 1	0.02	0.98	3	0.58
Cromosoma2	0.04	0.96	2	0.71
Cromosoma 3	0.06	0.94	1	1.00
Cromosoma 4	0	1	4	0.50
Cromosoma5	0	1	5	0.45

Fuente: Elaboración Propia.

3. Selección de individuos.

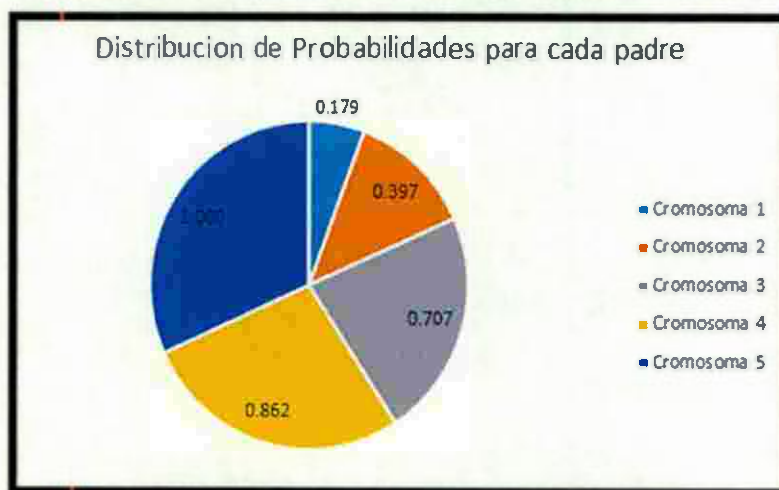
Luego de evaluar la población inicial, se seleccionara 04 padres, usando el método de la ruleta, para ello primeramente se calculó la frecuencia de los individuos según ecuación N° 4.3, luego de ello se calculó los sectores de la ruleta para cada individuo según ecuación N° 4.4.

TABLAN° 4.6
ASIGNACION DE SECTORES

Poblacion de Trabajo	Orden	Rango	Frecuencia	Sector i
Cromosoma 1	3	0.58	0.179	0.179
Cromosoma2	2	0.71	0.219	0.397
Cromosoma 3	1	1.00	0.309	0.707
Cromosoma 4	4	0.50	0.155	0.862
Cromosoma 5	5	0.45	0.138	1.000

Fuente: Elaboración Propia.

GRAFICO N° 4.3
DISTRIBUCION DE PROBABILIDADES DE CADA PADRE



Fuente: Elaboración Propia.

Para la selección de padres, se consideró el criterio de selección proporcional a la función de aptitud, este método es el empleado por Holland²⁰ en su algoritmo genético y se basa en que la selección de padres se realiza en función de la aptitud, por ello los individuos con mayores valores tendrán más posibilidades de sobrevivir.

Dicho ello a los valores de la función aptitud se le asignó la variable r y se seleccionaron 04 padres cuya frecuencia acumulada sea mayor a r .

En síntesis con el proceso de selección usando la técnica de la ruleta se logró calcular la frecuencia acumulada que viene a ser la distribución de probabilidad de ser elegido padre, con el método de selección proporcional a la función de aptitud se asignó valor a la variable r , la cual fue comparada con la frecuencia acumulada anteriormente calculada, obteniéndose 04 padres siendo estos el cromosoma 3, cromosoma 2, cromosoma 1 y cromosoma 4.

TABLAN° 4.7
SELECCIÓN DE PADRES

Poblacion de Trabajo	Orden	Rango	Frecuencia	Sector i	r	Padre
Cromosoma 1	3	0.58	0.179	0.179	0.17	3
Cromosoma2	2	0.71	0.219	0.397	0.33	2
Cromosoma 3	1	1.00	0.309	0.707	0.50	1
Cromosoma4	4	0.50	0.155	0.862	0	4
Cromosoma5	5	0.45	0.138	1.000	0	5

Fuente: Elaboración Propia.

²⁰ J.H.Holland en su libro *Adaptation in Natural and Artificial Systems*.

4. Cruzamiento.

Luego de haber seleccionado 04 padres en la etapa de selección, ahora mediante el operador cruzamiento se seleccionó a 02 hijos, para ello se eligió el método monopunto. En la Tabla N° 4.8 se muestra los padres que participaron en el proceso de cruce.

TABLAN° 4.8
PADRES PARTICIPANTES EN EL PROCESO DE CRUCE.

Padres			
Poblacion de Trabajo	$\lambda(\text{pu})$	Barra de conexión	Potencia reactiva del banco de capacitores : Q(Mvar)
Cromosoma 3	0.06	4	12
Cromosoma2	0.04	4	8
Cromosoma 1	0.02	4	4
Cromosoma 4	0.08	4	16

Fuente: Elaboración Propia.

En la Tabla N° 4.9 y se muestra la primera pareja de padre que se le aplico el operador de cruce, que origino al Hijo 1, de igual manera en la Tabla N° 4.10 se muestra la segunda pareja de padre que también se le aplico el operador de cruce originando el Hijo 2. Se estableció como punto de corte el punto intermedio entre λ y Q, a partir de este punto se intercambié material genético entre los padres, de esta manera los 02 hijos obtenidos heredan información de los 02 padres que participaron en su generación.

TABLAN° 4.9
PRIMERA PAREJA DE PADRES QUE ORIGINA AL HIJO 1

Primera pareja de padres.			
Poblacion de Trabajo	λ (pu)	Barra de conexión	Potencia reactiva del banco de capacitores : Q(Mvar)
Cromosoma 3	0.06	4	12
Cromosoma2	0.04	4	8

Fuente: Elaboración Propia.

TABLAN° 4.10
SEGUNDA PAREJA DE PADRES QUE ORIGINA AL HIJO 2

Segunda pareja de padres.			
Poblacion de Trabajo	λ (pu)	Barra de conexión	Potencia reactiva del banco de capacitores : Q(Mvar)
Cromosoma 1	0.02	4	4
Cromosoma4	0.08	4	16

Fuente: Elaboración Propia.

En la Tabla N° 4.11 se muestra el resultado del proceso de cruce, donde se obtuvo el Hijo 01 o posibilidad de resultado óptimo 1 de valor $\lambda = 0.06$ y $Q = 8$ MVAR, que se originó del cruce del cromosoma 3 y cromosoma 1, de igual manera se obtuvo el Hijo 02 o propuesta de resultado óptimo 2 de valor $\lambda = 0.02$ y $Q = 16$ MVAR del cruce del cromosoma 1 y cromosoma 4.

TABLAN° 4.11
DESCENDENCIA POR EL METODO DE CRUCE

Padre				Hijo			
Poblacion de Trabajo	λ (pu)	Barra de conexión	Potencia reactiva del banco de capacitores: Q(Mvar)	λ (pu)	Barra de conexión	Potencia reactiva del banco de capacitores: Q(Mvar)	
Cromosoma3	0.06	4	12	0.06	4	8	Hijo 1
Cromosoma2	0.04	4	8				
Cromosoma 1	0.02	4	4	0.02	4	16	Hijo2
Cromosoma 4	0.08	4	16				

Fuente: Elaboración Propia.

5. Mutación

Luego de haber originado 02 hijos o 02 posibilidades de resultados optimo con el operador cruce, se procedió a originar un tercer hijo ahora usando el operador mutación, para ello usamos el cromosoma 5, el parámetro que se muto es la potencia reactiva (Q), que luego de hallado el nuevo valor de Q se procede a calcular la cargabilidad λ de forma proporcional.

Para el proceso de mutación se consideró una probabilidad de cruce de 0.5, que es bastante alta y que nos indica que cualquier gen del cromosoma puede ser modificado. Con la finalidad de aplicar el operador mutación al cromosoma 05 se procedió inicialmente a convertir el valor de Q = 20 MVAR a codificación binaria siendo esta igual a Q= 10100, donde se procedió a mutar y con ello se cambió los dos últimos genes de 0 a 1, quedando el nuevo valor de binario Q = 10111 equivalente a valor decimal Q= 23MVAR, con este valor de Q se calcula de forma proporcional el valor de λ que debe

de corresponderle. Con ello se calcula un tercer hijo o un tercer resultado óptimo de valor $\lambda=0.12$ y $Q=23\text{MVAR}$, mostrado en la Tabla N° 4.12.

TABLAN° 4.12
MUTACION DE LA POBLACION INICIAL DE LA RED DE 06 BARRAS

Padre				m	Hijo		
Poblacion de Trabajo	$\lambda(\text{pu})$	Barra de conexión	Potencia reactiva del banco de capacitores : Q(Mvar)		$\lambda(\text{pu})$	Barra de conexión	Potencia reactiva del banco de capacitores : Q(Mvar)
Cromosoma5	0.10	4	20	0.05	0.12	4	23

Fuente: Elaboración Propia.

6. Generación de la nueva población.

Como se detalló, se han calculado 02 hijos con el operador de cruce y 01 hijo con el operador de mutación. Se requieren en total 05 hijos que conforma la población final de la red de 06 barras, se entiende como hijo a posibilidades de resultados óptimo, para ello se completó la población final con la obtención de 02 hijos mediante el operador elitismo, este operador hace que se mantengan individuos fijos y de esta manera se mantienen sin modificar los cromosomas elegidos estos cuentan con los mejores valores de la función de aptitud, este operador se emplea para mantener viva las mejores posibles soluciones, para este trabajo se han considerado el cromosoma 3 y el cromosoma 2 como hijos elite.

Finalmente como resultado de la aplicación de los operadores de cruce, mutación y elitismo se obtiene la población final de la red de 06 barras, mostradas en la tabla N° 4.13.

TABLAN° 4.13
POBLACION FINAL DE LA RED DE 06 BARRAS

Poblacion 1	Op. Genetico	λ (pu)	Barra de conexión	Potencia reactiva del banco de capacitores: Q(Mvar)
	Hijos Elite		0.06	4
		0.04	4	8
Hijos Cruce		0.06	4	8
		0.02	4	16
Hijos Mutacion		0.12	4	23

Fuente: Elaboración Propia.

7. Solución Óptima.

Luego de haber conseguido los 05 hijos o posibles soluciones optimas, producto de los operadores elitismo, cruce y mutación, y que se muestra en la tabla N°4.13, se tomó el hijo calculado con el operador mutación el cual recomienda una inyección de potencia reactiva entregada por un banco de capacitor de 23MVAR conectado en la barra 04, debido a que incrementa la cargabilidad λ de 0.1pu a 0.12pu que representa a un 20% de mejora en la cargabilidad con respecto a la cargabilidad λ máxima inicial que era de 0.1pu, este valor es constatado con el flujo de potencia considerando un banco de capacitores de 23MVAR, que al ser insertado en el sistema eléctrico para el

caso de estudio se encontró además de mejora en la cargabilidad inicial una mejora en el nivel de tensión en la barra 04.

Este proceso puede ser repetido, hasta encontrar la solución óptima deseada, siempre en evaluación con las curvas P-V y flujo de potencia del sistema considerado.

c) Fase 3: Calculo del Flujo de Potencia en sistema eléctrico con generación eólica y presencia de unidades de compensación de energía reactiva seleccionada con el modelo de gestión óptima propuesto.

Luego de haber dimensionado la inyección de potencia reactiva con el uso de la técnica de algoritmo genético, se procede a evaluar el valor óptimo encontrado, que en este caso de estudio se encontró con el operador mutación siendo: $Q = 23\text{MVAR}$, este valor de potencia reactiva es insertado al sistema de caso de estudio calculándose la curva P-V y reportes de flujo de potencia y tensión en las barras, con esto se comprobó la validez del método ya que al dimensionar en forma óptima la unidad de compensación de energía reactiva permitió incrementar la cargabilidad y mejorar el nivel de tensión en la barra 04.

En la curva P-V del caso de estudio (véase Figura N° 4.5), se observa como la incorporación de elementos de compensación de energía reactiva mejora

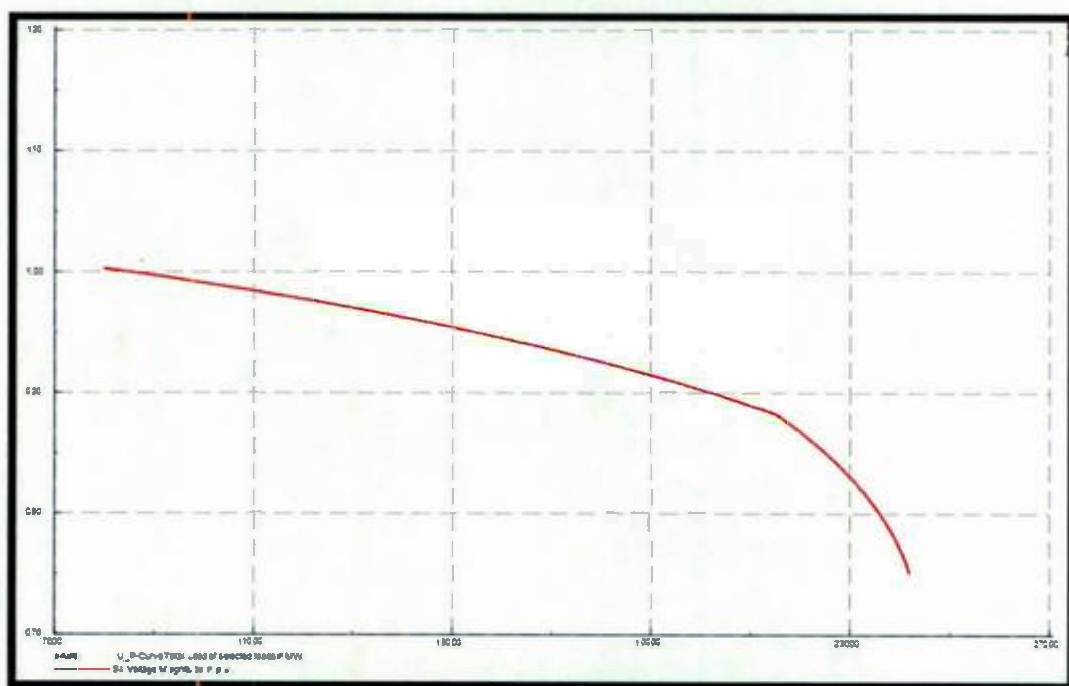
la cargabilidad del sistema así como el nivel de tensión, desplazando hacia la derecha el punto de colapso de tensión, como se observa en la Curva P – V del caso de estudio inicial (véase Figura N° 4.4), la carga máxima es de 120MW, y la carga crítica es de 230MW, se entiende como carga máxima a aquella que permite trabajar en los límites establecidos de tensión, es decir en el intervalo de 0.95 a 1.05 de la tensión nominal. Por otro lado en la curva P-V con presencia del banco de capacitores seleccionado con la metodología propuesta (véase figura N° 4.5), la carga máxima es de 160MW y la carga crítica es de 240MW, con esto se evidenció un claro desplazamiento de la curva P-V con presencia de unidad de compensación de energía reactiva con respecto a la curva P – V del caso de estudio, como se observa en la tabla N° 4.14, se ve un incremento de la Carga máxima en 30% y un incremento de la carga crítica en un 4%, es decir la cargabilidad aumenta, además de desplazar hacia la derecha el punto de colapso de tensión.

TABLAN° 4.14
 PORCENTAJES DE INCREMENTO DE CARGA MAXIMA Y CARGA CRITICA DEBIDO A GESTION DE POTENCIA REACTIVA CON LA METODOLOGIA PROPUESTA.

Sistema de estudio	Pmax(MW)	PCrit(MW)
Red inicial	120	230
Red con banco de capacitor	160	240
% de Incremento de P en la barra 04	30%	4%

Fuente: Elaboración Propia.

FIGURA N° 4.5
 CURVA P-V DEL SISTEMA ELECTRICO DE 06 BARRAS CON PRESENCIA
 DE UNIDAD DE COMPENSACION DE ENERGIA REACTIVA.



Fuente: Elaboración Propia.

En la tabla N° 4.15 se muestra el reporte de flujo de potencia en las barras y líneas del sistema de 06 barras con presencia de un banco de capacitores seleccionado con el modelo de gestión propuesto, y en la tabla N° 4.16 se observa la mejora del nivel de tensión en la barra 04, cuyo nuevo valor de tensión es 220.60KV (1pu) además de minimizar pérdidas y diferencias de tensión entre barras de la red, compensar el factor de potencia de las cargas, estabilizar la carga, permitir que los generadores trabajen en el entorno del factor de potencia unidad, o controlar el perfil de tensiones de las redes de distribución (Véase tabla N° 4.17 y Tabla N° 4.18).

TABLAN° 4.15
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA ELECTRICO DE
06BARRAS CON PRESENCIA DE UNIDAD DE COMPENSACION DE
ENERGIA REACTIVA

				DigSILENT Project:				
				PowerFactory				
				14.1.3 Date: 5/5/2017				
Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case				
				Annex: / 1				
Name	Type	Loading [S]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
C3	Lod		B3	100.000	20.306	0.98	0.273	1.020
C4	Lod		B4	80.000	16.245	0.98	0.214	0.997
BANCO DE CAPACITOR	Shc		B4	0.000	-23.127	0.00	0.061	1.003
G1	Syn	72.29	B-G1	151.113	14.558	1.00	5.565	0.723
G2	Syn	98.61	B-G2	30.000	-0.641	1.00	1.650	0.596
SC	Syn							
L12	Lne	14.15	B1	50.560	-19.025	0.94	0.142	0.142
			B2	-50.334	8.693	-0.99	0.134	0.134
L13	Lne	27.33	B1	100.553	18.755	0.98	0.270	0.270
			B3	-100.000	-20.306	-0.98	0.273	0.273
L24	Lne	21.22	B2	80.334	-10.834	0.99	0.212	0.212
			B4	-80.000	6.882	-1.00	0.210	0.210
T1	Tr2	69.73	B1	-151.113	-0.780	-1.00	0.395	0.607
			B-G1	151.113	14.558	1.00	5.565	0.607
T2	Tr2	50.01	B2	-30.000	2.141	-1.00	0.079	0.500
			B-G2	30.000	-0.641	1.00	1.650	0.500

Fuente: Elaboración Propia.

TABLA N° 4.16
REPORTE DE TENSION EN LAS BARRAS DEL SISTEMA ELECTRICO DE
06 BARRAS CON PRESENCIA DE UNIDAD DE COMPENSACION DE
ENERGIA REACTIVA.

				DigSILENT Project:	
				PowerFactory	
				14.1.3 Date: 5/5/2017	
Load Flow Calculator		Complete System Report: Voltage Profiles			
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No	
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for		1.00 kVA	
Consider Reactive Power Limits	Yes	Model Equations		0.10 %	
Grid: Grid		System Stage: Grid		Study Case: Study Case	
				Annex: / 1	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [kV]	[deg]	-10	-5
				Voltage - Deviation [%]	
				0	+5
				+10	
B-G1	15.75	1.000	15.75	0.00	
B1	220.00	0.995	218.99	144.77	
B-G2	10.50	1.000	10.50	115.17	
B2	220.00	1.002	220.51	142.32	
B3	220.00	0.980	215.58	141.19	
B4	220.00	1.003	220.60	139.93	

Fuente: Elaboración Propia.

TABLAN° 4.17
RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA EN SISTEMA ELECTRICO DE 06 BARRAS

Elemento	Barra	Potencia Activa(MW) sin banco de capacitor	Potencia Activa(MW) con banco de capacitor	Potencia Reactiva (MW) sin banco de capacitor	Potencia Reactiva (MW) con banco de capacitor	Factor de Potencia sin banco de capacitor	Factor de Potencia con banco de capacitor
C3	B3	100.00	100.00	20.31	20.31	0.98	0.98
C4	B4	80.00	80.00	16.25	16.25	0.98	0.98
Banco de Capacitor	B4	0.00	0.00	0.00	-23.12	1.00	0.00
G1	B-G1	151.14	151.11	28.01	14.59	0.98	1.00
G2	B-G2	30.00	30.00	10.60	-0.64	0.94	1.00
L12	B1	50.58	50.56	-5.13	-18.03	0.99	0.94
	B2	-50.36	-50.33	-3.98	8.69	-1.00	-0.99
L13	B1	100.56	100.55	18.97	18.76	0.98	0.98
	B3	-100.00	-100.00	-20.31	-20.31	-0.98	-0.98
L24	B2	80.36	80.33	12.90	-10.83	0.99	0.99
	B4	-80.00	-80.00	-16.24	6.88	-0.98	-1.00
T1	B1	-151.14	-151.11	-13.83	-0.73	-1.00	-1.00
	B-G1	151.14	151.11	28.01	14.59	0.98	1.00
T2	B2	-30.00	-30.00	-8.92	2.14	-0.96	-1.00
	B-G2	30.00	30.00	10.60	-0.64	0.94	1.00

Fuente: Elaboración Propia.

TABLAN° 4.18
RESULTADO DE NIVEL DE TENSION POR CADA BARRA EN SISTEMA ELECTRICO DE 06 BARRAS

Barra	Tension(KV) sin banco de capacitor	Tension(KV) con banco de capacitor	Tension(PU) sin banco de capacitor	Tension(PU) con banco de capacitor
B-G1	15.75	15.75	1.00	1.00
B1	217.22	218.99	0.987	0.995
B-G2	10.50	10.50	1.00	1.00
B2	216.39	220.51	0.984	1.002
B3	213.77	215.58	0.972	0.98
B4	213.76	220.60	0.972	1.003

Fuente: Elaboración Propia.

VI. DISCUSION DE RESULTADOS

6.1. Contrastación de hipótesis con los resultados.

- Para la hipótesis general se comprobó que la gestión óptima de potencia reactiva mejora la estabilidad de tensión y fiabilidad del sistema eléctrico. La gestión óptima se evaluó seleccionando la unidad de compensación de energía reactiva siguiendo el modelo de gestión propuesto, encontrando mejoras en los niveles de tensión además de la cargabilidad del sistema eléctrico, desplazando las curvas P – V hacia la derecha, según Figura N° 4.5, incrementando el valor de la carga máxima y limite a la que el sistema puede operar. La Gestión de potencia reactiva se torna muy importante en sistemas eléctricos con generación eólica puesto que este tipo de generación por sus características consumen reactivos, por lo tanto pueden originar un déficit de reactivos en el sistema pudiendo originar esto problemas de estabilidad de tensión o el colapso del mismo, el reto principal es buscar por intermedio de una gestión adecuada de los reactivos hacer que el comportamiento de los aerogeneradores se asemejen al comportamiento de los generadores convencionales.
- Para la hipótesis específica se comprobó que un adecuado dimensionamiento de unidades de compensación de energía reactiva mejora los parámetros del sistema eléctrico, tal como la curva P-V que

se desplazó hacia la derecha, indicando un aumento en la carga máxima y crítica, es decir permite mejorar la cargabilidad del sistema, el perfil de tensión y la estabilidad de tensión.

- Para la hipótesis específica se comprobó que el adecuado dimensionamiento de unidades de generación de reactivos mejora el perfil de tensión, acercándolo a su valor nominal. El dimensionamiento adecuado es un factor importante en la planificación de la operación del sistema eléctrico, con ello se logra además minimizar pérdidas, compensar el factor de potencia de las cargas, estabilizar la carga y permitir que los generadores trabajen en el rango del factor de potencia unidad además de controlar el perfil de tensiones de las redes de distribución.
- La hipótesis específica se comprobó con el mejoramiento del perfil de tensiones, debido a la correcta inyección de potencia reactiva, ya que podemos incrementar la penetración de generación eólica si se realiza una planificación óptima de la potencia reactiva que se debe inyectar. Esto se fundamenta en las diferentes investigaciones realizadas en el mundo, en donde todas coinciden en la importancia de regular la potencia reactiva en forma óptima de los parques eólicos para su ingreso a red.

6.2. Contrastación de resultados con otros estudios similares

Este informe de tesis se realizó siguiendo patrones de estudios realizados en España por la Dra. Alonso Martínez Mónica [1] y en Colombia por el Mg. Nelson Manrique Gómez Ramírez [3], estos estudios realizados en metodologías para la gestión óptima de potencia reactiva coinciden que la correcta gestión y planificación de la potencia reactiva mejora los márgenes de estabilidad de tensión, La Dra. Alonso Martínez Mónica enfoca a la gestión en sistemas con presencia de generación eólica, considerando que España es la segunda potencia en Europa en cuanto a desarrollo de energía eólica (19,149MW), por detrás de Alemania (25,777MW), y que tiene como meta al año 2020 alcanzar abastecer el 26% de su demanda. Ambos trabajos desarrollados proponen un modelo de gestión de potencia reactiva, buscando unidades de generación de potencia reactiva correctamente dimensionadas para ello utilizan técnicas metaheurísticas para su resolución.

Estas experiencias, principalmente la de España, que tiene un alto potencial eólico desarrollado, conlleva a la necesidad de tomar de referencias las buenas prácticas que desarrollan y adaptarlas a nuestro contexto, realizando las mejoras necesarias (Benchmarking).²¹

²¹ Benchmarking es una técnica o herramienta de gestión que consiste en tomar como referencia los mejores aspectos o prácticas de otros países y adaptarlas a nuestra realidad agregándole mejoras.

VII. CONCLUSIONES

- a. En este informe de tesis se propuso una metodología para la gestión de potencia reactiva y así mejorar la cargabilidad del sistema y estabilidad de tensión en sistemas eléctricos con generación eólica, atacando el problema de optimización de funciones objetivo y de aptitud utilizando algoritmos genéticos.
- b. Los resultados del informe de tesis se eligieron mediante la utilización de algoritmos genéticos para su optimización y se validaron usando la herramienta Digsilent para el cálculo de flujo de potencia, para un sistema eléctrico de estudio de 06 barras. la gestión óptima de potencia reactiva en sistemas eléctricos permite mejorar la estabilidad de tensión y seguridad del sistema.
- c. La técnica de optimización, que para este informe de tesis es la de algoritmo que genético permite determinar el dimensionamiento óptimo de los banco de capacitores de tal manera garantizar la estabilidad de tensión ante incrementos de carga, es decir aumentar la cargabilidad del sistema.
- d. Un mayor desarrollo de energía eólica en el Perú, se puede lograr si se realiza una planificación óptima de la ubicación de parques eólicos así como de su funcionamiento. La estabilidad de tensión es un aspecto crítico en sistemas con alta presencia de generación eólica,

por ello es necesario optimizar la potencia reactiva que se va a inyectar al sistema y de esta manera cumplir con los requisitos para su conexión al sistema nacional.

- e. La integración de parques eólicos al sistema eléctrico nacional modifica el flujo de potencia por las líneas y el nivel de tensión de la barra a la que se conecta de ahí el reto a buscar alternativas de gestión que en el caso de sistemas eléctricos con generación eólica se evaluó la potencia reactiva optima que permita acercar sus características de funcionamiento a las unidades de generación convencional.
- f. El flujo intermitente de las corrientes de viento, para poner en funcionamiento las palas de los aerogeneradores, es una dificultad que frena el desarrollo de este tipo de tecnología de energía renovable, y esto hace que el comportamiento de los parques eólicos sea diferente del de las centrales convencionales.
- g. El cambio climático está produciendo una serie de cambios en nuestro país y el mundo, por ello nuestro reto en el futuro es reducir los gases de efecto invernadero y el sector eléctrico tiene un papel importante para el cumplimiento de este objetivo buscando alternativas de generación con fuentes limpias y renovables, convirtiéndose la generación eólica en un nuevo modelo energético en términos de seguridad energética y cambio climático.

VIII. RECOMENDACIONES

- a. La metodología propuesta utiliza algoritmos genéticos que permite evaluar varias funciones a la vez (multiobjetivo), se recomienda realizar estudios del impacto de la aplicación de estos algoritmos para planificar la carga diaria en un sistema eléctrico con aerogeneradores de velocidad variable así como el comportamiento del sistema ante contingencias, es decir determinar el punto de funcionamiento óptimo del sistema de manera que ante cualquier falla, el sistema siga operando de forma segura.
- b. Ampliar el estudio de la metodología de gestión propuesta, insertando modelos basados en electrónica de potencia conocidos como FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) para mejorar la capacidad de los sistemas eléctricos, buscando su localización y dimensionado óptimo, sin dejar de lado los banco de capacitores.
- c. Plantear una estrategia de gestión de potencia reactiva en la que se considere la potencia reactiva entregada por aerogeneradores de velocidad variables y la entregada por modelos basados por electrónica de potencia conocidos como FACTS.
- d. Indiscutiblemente la Planificación de los sistemas eléctricos tiene un papel importante en el desarrollo de los mismos, y dentro de sus objetivos es buscar nuevas alternativas de generación, siendo una

alternativa la generación eólica, el cual nuestro país tiene un alto potencial aun sin desarrollar sumado a los grandes retos de cara al futuro en la reducción de los gases de efecto invernadero, por ello se requiere un mayor trabajo en planificación, considerando que solo tenemos desarrollado el 1.15% del potencial eólico, por ello el MEM debe buscar mayor participación de los Gobiernos Regionales, las universidades, instituciones técnicas y del consejo nacional de ciencia tecnología e innovación tecnología (CONCYTEC), para la elaboración de trabajos de investigación sobre energía eólica, todo ello en el cumplimiento del artículo N° 10 del Decreto legislativo N° 1002/MEM.

- e. Se requiere incorporar mejoras tecnológicas de funcionamiento de los generadores eólicos para que ante una perturbación no afecte la seguridad del suministro eléctrico, estas mejoras permitirá un alto crecimiento en el desarrollo de la generación eólica en nuestro país.
- f. Si bien el flujo intermitente de viento es una desventaja de la generación eólica, esta incertidumbre se puede minimizar con estudios de potencial eólico en las zonas donde se tiene previsto realizar un parque eólico, para ello se toma la recomendación del COES en su "Estudio de la máxima capacidad de generación no convencional" que nos recomienda promover con mayor prioridad el desarrollo del potencial eólico en la zona norte alto del Perú, que aportaría en el corto plazo un beneficio significativo.

g. Con el Decreto Legislativo N° 1002/MEM, se declaró de interés nacional la planificación de la generación eléctrica haciendo uso de los recursos energéticos renovables, esto en concordancia de la necesidad de buscar nuevas alternativas de generación debido al encarecimiento de los combustibles fósiles, además que el gas es un recurso no renovable y que las reservas algún día se terminarían, el crecimiento del impacto del calentamiento global que se evidencia en el deshielo de nuestros glaciares, objetivos de cumplimiento de protocolo de Kioto, todo esto engloba la necesidad de buscar un nuevo modelo energético sostenible con el uso de energías renovables y afrontar el futuro. Para esto el Ministerio de Energía y Minas como autoridad competente de promover proyectos que utilicen recursos energéticos renovables buscar el cumplimiento en conjunto de gobiernos regionales, del porcentaje objetivo trazado de inserción de generación renovable al sistema nacional.

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALONSO MARTINEZ MONICA. **Gestión Óptima de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos con Generación Eólica.** Tesis Doctoral. Leganés. Universidad Carlos III de Madrid. 2010.
2. CASADO RODRIGUEZ ALEJANDRO. **Fiabilidad de un sistema eléctrico con energía eólica, crédito de capacidad.** Tesis de Grado. Leganés. Universidad Carlos III de Madrid. 2012.
3. GOMEZ RAMIREZ, NELSON ENRIQUE. **Metodología de Gestión de Potencia Reactiva para mejorar el margen de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia descentralizados.** Tesis para optar el grado de magister. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. 2014.
4. GOMEZ LOPEZ, LUIS LEONARDO. **Análisis de Estabilidad de Tensión en el Sistema de Transmisión Regional.** Tesis de grado. Pereira. Universidad Tecnológica de Pereira. 2008.
5. HADI SAADAT. **Power System Analysis.** New York. Editorial Mac. Graw Hill companies. Segunda Edición. 1999.
6. ALLEN WOOD. **Power Generation operation and control.**
7. WILLIAM STEVENSON. **Power System Analysis.** Editorial Mac. Graw Hill companies. International Edition. 1994.

8. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. **Estudio para aprovechamiento eólico con fines energéticos y actualización de atlas eólico del Perú.** 2016.
9. ONTIVEROS LEONARDO JOSE. **Compensación de potencia reactiva en zonas deficitarias de sistemas eléctricos.** Publicación. San Juan. Universidad Nacional de San Juan Argentina. 2014.
10. COES SINAC. **Transferencia de potencia reactiva y regulación de tensión en el sistema interconectado del Perú (SEIN).** Disponible en:
<http://www.coes.org.pe/portal>. Artículo web. Consultado el 06 de enero de 2017.
11. RINAUDO D. FABIAN & AROMATARIS M. LUIS, **Impacto de la Generación Eólica en Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia.** Publicación. San Juan. Universidad Nacional de San Juan Argentina. 2014.
12. TRIGO GARCIA, ANGEL LUIS. **Gestión Óptima de Potencia Reactiva en sistemas abiertos a la competencia.** Tesis doctoral. Sevilla. Universidad de Sevilla. 2010.
13. VARGAS MARIN JAVIER, ALVAREZ BEL CARLOS & NAVARRO JOSE LUIS, **Manejo de reserva de potencia reactiva mediante un sistema de control jerárquico distribuido.** Medellín. Edición N° 2001.

14. COES SINAC. **Boletín Mensual**. Diciembre 2016. Disponible en:
<http://www.coes.org.pe>. Artículo web.
15. ALEZEA GONZALES GARCIA. **Compensación de potencia reactiva en parques eólicos**. Tesis de grado. Madrid. Universidad Pontificia Comillas. 2005.
16. COMITÉ DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. **Gestión del Flujo de Potencia Reactiva en Colombia**. Marzo 2005.
17. Decreto Legislativo N° 1002/MEM de promoción de inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.
18. Decreto Supremo N° 012-2011 – EM de aprobación de reglamento de la generación de electricidad con Energías Renovables.
19. COES SINAC. **Estudio de la máxima capacidad de generación no convencional (Eólica y solar fotovoltaica) a ser instalada en el SEIN**. Agosto 2015.
20. ALBERTO MOLINERO BENITEZ. **Proyecto de un Parque Eólico**. Tesis de grado. Madrid. Universidad Pontificia Comillas. 2009.
21. UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA. **Algoritmos Genéticos**. Disponible en:
<http://repositorio.upct.es>. Artículo web. Consultada el 04 de enero de 2017.

22. IGNACIO AFONSO. **Introducción a la Generación Eólica.**
Disponible en:
<https://eva.fing.edu.uy>. Artículo web. Consultada el 04 de enero de 2017.
23. PAMELA ANDREA CASTILLO TORO. **Determinación de Rangos de operación de generador de inducción para aplicación en aerogeneradores.** Tesis de Grado. Santiago de Chile. Universidad de Chile. 2010.
24. NACIONES UNIDAS. **Protocolo de Kioto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático.** Disponible en:
http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php. Artículo web.
25. Ley N° 25844 Ley de concesiones eléctricas.
26. COES. Estadística de Operación 2016. Disponible en:
<http://www.coes.org.pe>. Artículo web.
27. Ministerio de Energía y Minas (MINEM). Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe>. página web.

ANEXOS

a. Matriz de Consistencia

GESTION ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELECTRICOS CON GENERACION EOLICA.

Autor. Julio Alejandro Cuba Pachas

PROBLEMA DE INVESTIGACION	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGIA	POBLACION Y MUESTRA
<p>Problema General</p> <p>¿En qué medida la gestión optima de potencia reactiva reduce los problemas de estabilidad de tensión en los sistemas eléctricos con Generación Eólica?</p>	<p>Objetivo General</p> <p>Desarrollar una metodología óptima para mejorar la gestión de la potencia reactiva en sistemas eléctricos con generación eólica.</p>	<p>Hipótesis General</p> <p>La gestión óptima de potencia reactiva mejora la estabilidad de tensión y fiabilidad del sistema eléctrico con presencia de generación eólica.</p>	<p>Variabie independiente.</p> <p>Gestión Óptima de Potencia Reactiva.</p> <p>Indicadores:</p> <p>1.1. Operación fuera del limite de estabilidad. 1.2. Curva P-V. 1.3. Operación fiable y segura.</p>	<p>Tipo de Investigación.</p> <p>El tipo de investigación es no experimental de clasificación transversal.</p>	<p>Población.</p> <p>Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú.</p>
<p>Problema Especifico</p> <p>¿Cuáles son los parámetros más importantes que deben ser considerados en la Gestión Optima de Potencia Reactiva?</p>	<p>Objetivo Especifico</p> <p>Proponer soluciones que satisfaga criterios económicos y de fiabilidad de la red en sistemas eléctricos con generación eólica.</p>	<p>Hipótesis Especifica</p> <p>El Modelado de Inyección de Potencia reactiva es determinante para la correcta operación de los elementos de un sistema eléctrico.</p>	<p>Variable Dependiente.</p> <p>Sistemas Eléctricos con Generación Eólica</p>	<p>Diseño de Investigación.</p> <p>El diseño de la investigación es descriptivo, se analizarán los datos registrados directamente de la muestra de investigación estableciendo relaciones causales.</p>	<p>Muestra</p> <p>Sistema Eléctrico de 6 barras.</p>
<p>¿Cuál es la modelo de gestión para evaluar la adecuada inyección optima de Potencia Reactiva en los sistemas eléctricos con generación eólica?</p>	<p>Desarrollar un modelo matemático para la gestión optima de la potencia reactiva en los sistemas eléctricos con generación eólica.</p>	<p>La determinación de la inyección óptima de reactivos por parte de las unidades de generación de reactivos permite mejorar el perfil de tensiones.</p>	<p>Indicadores:</p> <p>2.1. Generación haciendo uso la energía del viento. 2.2. Banco de capacitores. Estabilidad de Tensión. Indicador: 2.3. Estado estable de operación. Seguridad del sistema Indicador: 2.4. Variables de control.</p>		<p>Técnicas:</p> <p>Modelo de Gestión de optimización.</p>
<p>¿En qué medida el modelo de gestión de potencia reactiva determina cual es la ubicación optima de fuentes de potencia reactiva y cuál es la potencia que se debe inyectar?</p>	<p>Desarrollar un modelo de inyección de potencia reactiva para sistemas eléctricos con generación eólica.</p>	<p>La localización óptima de inyección de reactivos lleva a una mejora en el grado de penetración de las nuevas tecnología del sistema eléctrico.</p>			<p>Instrumentos:</p> <p>Resultados de simulación de flujos de potencia en Digsilent.</p>

b. Datos del Sistema Eléctrico de 06 Barras

TABLAN° A.1

DATOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DEL SISTEMA ELECTRICO DE 06 BARRAS PARA EL CASO DE ESTUDIO.

Barra desde	Barra Hasta	R1(Ω /Km)	X1(Ω /Km)	B1(μ s)	R0(Ω /Km)	X0(Ω /Km)	B0(μ s)	Longitud de Linea (km)
1	2	0.05	0.50	3.00	0.45	1.20	2.00	80
1	3	0.05	0.50	3.00	0.45	1.20	2.00	50
2	4	0.05	0.50	3.00	0.45	1.20	2.00	50

Fuente: Elaboración Propia.

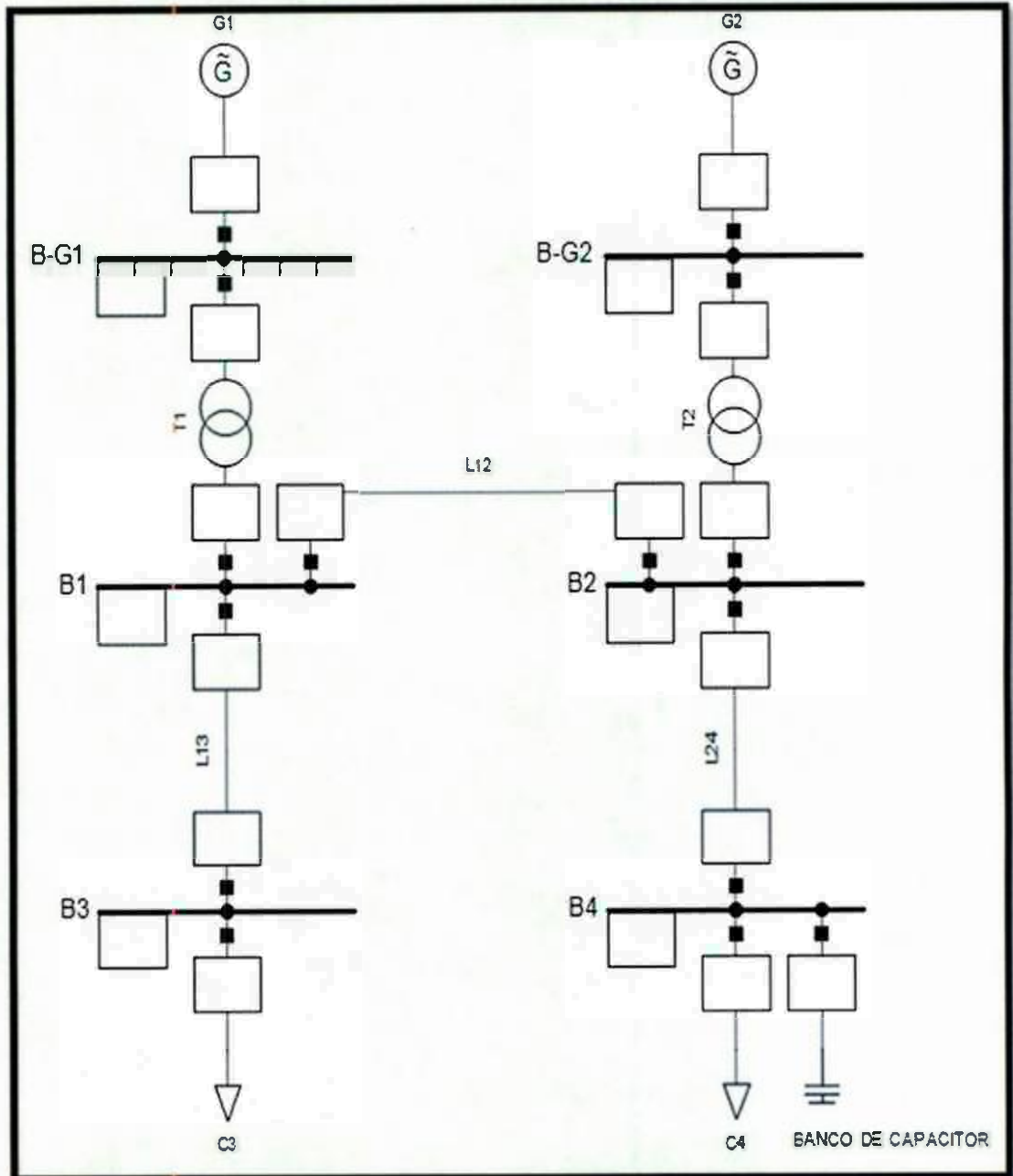
TABLAN° A.2

DATOS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE 06 BARRAS PARA EL CASO DE ESTUDIO.

Transformador	Potencia(MVA)	Nivel de Tension	Grupo de Conexión	Tension de Cortocircuito
T1	250	220KV/15.75KV	YnD5	15%
T2	60	220KV/10.50KV	YnD1	10%
Barra	Nivel de Tension(KV)	Carga	Factor de Potencia	Potencia
B-G1	15.75	C3	0.98	100MW
B-G2	10.5	C4	0.98	80MW
B1	220	Banco de Capacitores	0	23MVAR
B2	220	Generador	Potencia	Tipo
B3	220	G1	210MVA	GLOBAL
B4	220	G2	50MVA	GLOBAL

Fuente: Elaboración Propia.

FIGURAN° A.1
 SISTEMA ELECTRICO DE 06 BARRAS



Fuente: Elaboración Propia.