



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E
INVESTIGACIÓN**

**PLANEACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN
PARA CENTRALES EOLOELÉCTRICAS**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA:

LUIS DANIEL ANAYA PÉREZ



MÉXICO, D.F. MARZO DE 2012



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D.F., siendo las 9:00 horas del día 26 del mes de marzo de 2012 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME para examinar la tesis titulada:

“PLANEACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA CENTRALES EOLOELÉCTRICAS”

Presentada por el alumno:

ANAYA	PÉREZ	LUIS DANIEL
Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)
Con registro:		
A	1	0
0	4	4
7		

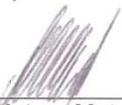
aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

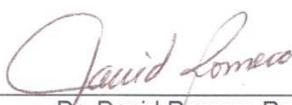
Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

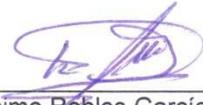
LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis


Dr. Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino

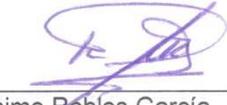

Dr. Tadeusz Niewierowicz Swiecicka

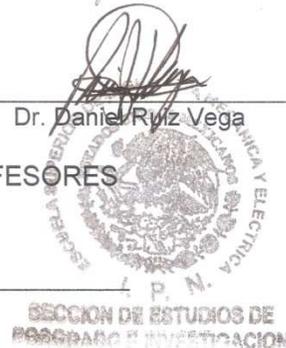

Dr. David Romero Romero

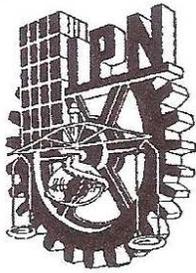

Dr. Jaime Robles García


Dr. Daniel Ryz Vega

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES


Dr. Jaime Robles García





**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 26 del mes de marzo del año 2012, el que suscribe **Luis Daniel Anaya Pérez** alumno del **Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica** con número de registro **A100447**, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del **Dr. Ricardo Octavio Mota Palomino** y cede los derechos del trabajo intitulado **“PLANEACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA CENTRALES EOLOELÉCTRICAS”**, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección lanayap0900@ipn.mx y/o rmotap@ipn.mx. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Luis Daniel Anaya Pérez

Resumen

La planeación de la transmisión es una de las actividades esenciales en la industria eléctrica. Cada año se invierten billones de dólares en los sistemas de potencia, a través de actividades de planeación. Tanto en el pasado como en el presente, la planeación del sistema de transmisión en muchos países se ha basado en criterios y métodos determinísticos. De cualquier forma, hay un número considerable de factores de incertidumbre en los sistemas de transmisión y, por lo tanto, los métodos probabilísticos proveen soluciones más cercanas a la realidad. Cabe mencionar que el propósito de introducir modelos y técnicas probabilísticas en la planeación de transmisión no es para reemplazar, sino para mejorar los criterios determinísticos [40].

Por otro lado, el tema de la producción de energía eléctrica se plantea como una problemática fundamental; esta actividad, que hasta ahora se sustentaba fundamentalmente en el consumo de combustibles fósiles, se enfrenta hoy a diversos problemas, lo que ha suscitado que actualmente haya un gran interés por las energías renovables, cuyo objetivo es aprovechar los recursos naturales disponibles. Aunque las fuentes renovables tienen beneficios en cuanto al medioambiente y la seguridad energética, debido a sus altos costos de inversión y sin los estímulos o políticas de promoción adecuados, la mayor parte de las tecnologías disponibles para aprovechar dichas fuentes pueden presentar una menor competitividad económica en comparación con la generación basada en combustibles fósiles [2]. Por lo anterior, se plantea utilizar modelos y técnicas de planeación probabilísticas para diseñar una red de transmisión óptima, en un sistema de energía eléctrica que tiene energías renovables intermitentes, como es la energía eólica, con el fin de tener un transporte adecuado, confiable y eficiente de energía, de manera que se reduzcan los costos y sea más atractiva la inversión en estos recursos.

En este trabajo se consolidan las actividades desarrolladas en el ámbito de estudio y análisis de metodologías de planificación y evaluación económica de proyectos de transmisión, incorporando estudios realizados a redes propuestas y los resultados de aplicar la metodología sugerida, la cual está basada en simulaciones probabilísticas, complementando el análisis que se pudo llevar a cabo con métodos determinísticos.

De esta forma, se plantea diseñar una red eficiente con la cual la transmisión de electricidad sea económica y confiable, considerando la naturaleza aleatoria de los recursos renovables y de las

posibles fallas en los elementos de transmisión, de manera que se reduzcan los recursos económicos que representa la inversión en este tipo de proyectos.

En esta metodología de planeación, se sugiere hacer reducciones en la capacidad de la red asociada a la generación intermitente y establecer límites en la capacidad de generación del parque eólico bajo ciertas condiciones de falla del sistema de transmisión, evitando así los costos debido a reforzamientos, y comparando los beneficios económicos que tiene el implementar estas modificaciones a los que se obtendrían haciendo una planeación tradicional.

Los resultados obtenidos muestran que al implementar la metodología propuesta, los costos de inversión en la red asociada a la generación eoloeléctrica y los costes resultantes de los reforzamientos requeridos para interconectarse con otra red de transmisión existente, son menores a los que se incurriría utilizando metodologías de planeación tradicionales, sin afectar sustancialmente los índices de confiabilidad del sistema, ni los beneficios económicos que representa la inversión en un proyecto eoloeléctrico, ya que el método permite captar la naturaleza aleatoria del recurso eólico.

Abstract

Transmission system planning is one of the most essential activities in the electric power industry. Billions of dollars are invested in electric utility systems through planning activities every year. In the past and at present, transmission system planning is basically denominated by deterministic criteria methods. However, there are a considerable number of uncertain factors in transmission systems, and therefore probabilistic methods will provide planning solutions closer to reality. It is important to appreciate that the propose of introducing probabilistic models and techniques into transmission planning is not to replace but to enhance the existing deterministic criteria [40].

In the other hand, nowadays electricity production is seen as a fundamental problem; this activity was based mainly on fossil fuels, but today it faces different problems, because of that, at this moment the interest in using renewable energy has increased. This energy seeks to utilize available natural resources.

Although renewable sources have benefits in terms of environment and energy security, due to high investment costs and no incentives or policies to promote them appropriate, most of the technologies available to exploit these sources may have a lower economic competitiveness compared to fossil fuel based generation [2]. Therefore, we propose to use models and probabilistic planning techniques to design an optimal transmission network in a power system that has penetration of intermittent renewable sources, such as wind power, in order to have an adequate, reliable and efficient transmission network, so as to reduce costs and be more attractive to invest in these resources.

This work consolidates the activities developed in the study and analysis of transmission planning and economic evaluation of transmission projects, incorporating studies of proposed networks and their respective results of applying the suggested methodology, which is based on probabilistic simulations complementing the analysis that could be performed with deterministic methods.

Thus, we propose an efficient network design, in which the transmission of electricity will be cheaper and reliable, considering the random nature of renewable resources and potential failures in the transmission elements, in order to reduce the economic resources which represent the investment in such projects.

In this planning methodology is suggested to make reductions in the capacity of the network associated with intermittent generation, and set limits on the generating capacity of the wind farm under certain fault conditions of the transmission system, in order to avoid costs due to reinforcements and compare the economic benefits due to implement these changes to those obtained by a traditional planning.

The results show that implementing the proposed methodology the costs of network associated with the intermittent generation and those due to reinforcements required to get the interconnection with other existing transmission network, are lower than those that would be incurred using traditional planning methodologies, without substantially affecting the reliability indices of the system or the economic benefits of the project, because the proposed methodology can capture the random nature of the wind resource.

Dedicatorias y agradecimientos

A Dios, a mis padres y hermanos. Cada triunfo que obtengo es dedicado a ustedes y es conseguido porque los tengo a mi lado.

A mis profesores y compañeros de la SEPI. En particular agradezco el apoyo y los consejos del Dr. Ricardo Mota.

Al grupo de trabajo de Coordinación del IPN ante el Proyecto Metro del Distrito Federal. En especial al Dr. Raúl Talán, al Ing. David Cabrera y al grupo de trabajo de Energía Eléctrica, por su apoyo en todo momento y por los conocimientos transmitidos.

Contenido

Resumen.....	vii
Abstract.....	ix
Índice de figuras.....	xvii
Índice de tablas.....	xxi
Glosario.....	xxvii
Capítulo 1: Aspectos generales	1
1.1 Introducción	1
1.2 La energía eólica en México	2
1.3 La energía eólica a nivel mundial	3
1.4 Objetivo.....	3
1.5 Justificación	3
1.6 Aportaciones	4
1.7 Estructura de la tesis	4
Capítulo 2: Planeación de la transmisión	7
2.1 Introducción	7
2.2 Conceptos generales de la metodología de planeación.....	8
2.3 Planeación de la red de transmisión en horizontes anuales	9
2.4 Metodología de planificación energética.....	13
2.4.1 Estudios de planificación energética	15
2.4.2 Impacto de la generación en la expansión de la transmisión.....	16
2.5 Metodologías, criterios y procedimientos de planificación para transmisión y subtransmisión	17

2.5.1 Planeación de corto plazo	18
2.5.2 Planeamiento a mediano plazo	21
2.5.3 Planeación de largo plazo	24
2.6 Planeación basada en métodos probabilísticos	25
2.6.1 Necesidades de la planeación de transmisión probabilística	25
2.7 Metodología, criterios y procedimientos de planeación de transmisión considerando fuentes renovales intermitentes.....	27
2.7.1 Planeación de la red de transmisión para centrales eoloeléctricas	29
2.7.2 Procedimiento de planeación probabilística para una central eoloeléctrica (fuente renovable intermitente).....	33
Capítulo 3: Modelado del recurso eoloeléctrico como energético primario para producir energía eléctrica	39
3.1 Introducción	39
3.2 Simulador de la granja eólica y modelo de la planta eólica	39
3.3 Modelado de las series de viento	42
3.3.1 Modelos ARMA	42
3.3.2 Modelos con variable aleatoria con distribución Weibull.....	44
3.3.3 Perfil del Viento.....	47
3.4 Simulador del parque eólico en estudios determinísticos.....	48
3.4.1 Ejemplo de operación del parque eólico en estudios determinísticos	48
3.5 Simulador del parque eólico en estudios probabilísticos.....	54
3.5.1 Ejemplo de operación del parque eólico en estudios probabilísticos	55
3.5.2 Simulación de los parques eólicos propuestos para los 20 años de operación con metodología probabilística	60
Capítulo 4: Evaluación de la capacidad de la red de transmisión con fuentes renovables intermitentes.	65
4.1 Introducción.....	65
4.2 Metodología propuesta.....	65

4.2.1 Estudio de flujos de potencia.....	71
4.2.1.1 Algoritmo computacional.....	71
4.2.2 Líneas de transmisión.....	73
4.3 Interconexión del parque eólico y un punto de interés (red asociada a la generación)	76
4.4 Interconexión del parque eólico a la red de transmisión existente.....	83
4.5 Evaluación probabilística de confiabilidad.....	90
4.5.1 Ejemplo para un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga.....	97
4.5.2 Ejemplo para la interconexión del parque a una red de transmisión existente.....	100
Capítulo 5: Análisis técnico-económico de la planeación económica de la red de transmisión para fuentes renovables intermitentes.....	105
5.1 Introducción.....	105
5.2 Criterios de Ingeniería Económica para toma de decisiones.....	105
5.2.1 Valor Añadido Neto (VAN).....	106
5.2.2 Tasa interna de Retorno (TIR).....	107
5.2.3 Flujo de caja.....	107
5.3 Estudio de la viabilidad Económica.....	107
5.3.1 Presupuesto de inversión inicial.....	108
5.3.2 Características generales de la Instalación.....	109
5.3.3 Gastos de explotación:.....	110
5.3.4 Costo nivelado.....	110
5.3.5 Ingresos.....	112
5.3.6 Análisis Económico.....	113
5.3.6.1 Ejemplo.....	115
5.3.7 Análisis comparativo de las alternativas.....	119
5.3.7.1 Análisis económico.....	119
5.3.7.2 Análisis de los índices de pérdida de carga esperada y pérdida de energía esperada..	133
5.3.8 Impacto de la interconexión del parque eólico a la red de transmisión existente.....	138
Capítulo 6: Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros.....	143

6.1 Conclusiones	143
6.2 Recomendaciones y trabajos futuros	150
Referencias.....	151
Apéndices	155
Apéndice A	155
A1. Algoritmo computacional	155
A2. Manual de usuario y simulación	177
A3. Resultados de simulaciones	187
Apéndice B.....	201
B1. Algoritmo computacional	201
B2. Manual de usuario y simulación	229
Apéndice C.....	233

Índice de figuras

Figura 2.1: Aproximación básica de la planeación de transmisión [9].....	8
Figura 2.2: Planeación de la transmisión en horizontes anuales [9].....	10
Figura 2.3: Aproximación típica de Planeación de transmisión [9].	12
Figura 2.4: Proceso de planeación del sistema con criterios probabilísticos [40]	27
Figura 2.5: Procedimiento de la planeación de transmisión probabilística propuesta	34
Figura 3.1: Curva velocidad del viento-potencia, Vestas modelo V39-600kW [4]	40
Figura 3.2: Velocidades de viento en (a) m/s y (b) km/h utilizadas para a simulación, expresadas en porciento.	47
Figura 3.3: Porcentaje de generación mensual del parque eólico de 200 MW en el periodo de estudio, para el análisis determinístico	51
Figura 3.4: Energía generada cada hora por el parque eólico de 200 MW en el primero año de estudio, para el análisis determinístico	51
Figura 3.5: Energía generada cada hora por el parque eólico de 200 MW en el primero año de estudio a capacidad reducida del 65% (en color rojo la energía no aprovechada), para el análisis determinístico.....	51
Figura 3.6: Energía generada (a) en el primer año de simulación y (b) en los tres años de simulación, en MWh calificada en bloques de energía horarios y expresados en porciento, para el parque eólico de 200MW con análisis determinístico.	52
Figura 3.7: Curva velocidad del viento-potencia, Enercon modelo E44-910kW [12].	53
Figura 3.8: Porcentaje mensual de generación del parque eólico de 200 MW con turbina Enercon E44, en el periodo de estudio	54
Figura 3.9: Porcentaje mensual de generación del parque eólico de 200 MW en los cuatro primeros años de estudios, para un análisis probabilístico	58

Figura 3.10: Energía generada cada hora por el parque eólico de 200 MW en el primero año de estudio, para un análisis probabilístico	59
Figura 3.11: Energía generada cada hora por el parque eólico de 200 MW en el primero año de estudio a capacidad reducida del 65% (en color rojo la energía no aprovechada), para un análisis probabilístico.....	59
Figura 3.12: Energía generada en los cuatro primeros años de simulación, en MWh calificada en bloques de energía horarios y expresados en porciento, para el parque eólico de 200MW y un análisis probabilístico.	60
Figura 4.1: Diagrama de flujo para generar las alternativas de interconexión de la red asociada a la generación de energía eoloeléctrica	66
Figura 4.2: Análisis de capacidad de la red existente a la que se interconectará el parque eólico	69
Figura 4.3: Análisis de operación de la red existente con el parque eólico.....	70
Figura 4.4: Línea sin pérdidas terminada por su impedancia característica [21]	74
Figura 4.5: Potencia real entregada por una línea sin pérdidas en función del ángulo de la tensión a través de la línea	75
Figura 4.6: Sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, a) diagrama esquemático, b) diagrama unifilar	77
Figura 4.7: Sistema de prueba, a) diagrama esquemático, b) diagrama unifilar .	85
Figura 4.8: Sistema de prueba con la interconexión del parque eólico, a) diagrama esquemático, b) diagrama unifilar	86
Figura 4.9: Evaluación de fallas en las líneas de transmisión y reducción de potencia del parque eólico al sistema	96
Figura 4.10: Procesos de simulación para evaluar la confiabilidad.....	97

Figura 4.11: Índices de (a) pérdida de carga esperada y (b) pérdida de energía esperada para el parque eólico de 200 MW del apartado 4.3 con planeación Tradicional, Nominal y Económica..... 98

Figura 5.1: Metodología de la evaluación Económica de los proyectos de transmisión 114

Figura 5.2: Índices de (a) pérdida de carga esperada y (b) pérdida de energía esperada para el parque eólico de 200 MW del ejemplo 5.3.6.1 con planeación Nominal en 115 kV y Económica en 230 kV..... 136

Figura A1: Archivo de referencia para la construcción del archivo de datos para el programa FLUJOS.EXE 178

Índice de tablas

Tabla 2.1: Tareas desarrolladas en cada etapa [10]	14
Tabla 2.2: Análisis comparativo de la metodología de planeación propuesta y la tradicional	37
Tabla 3.1: Capacidad de los parques eólicos propuestos.....	41
Tabla 3.2: Resumen de los modelos propuestos para cada hora [11, 15 y 16]....	42
Tabla 3.3: Variables aleatorias Weibull utilizadas: estacionales y anual [11]	45
Tabla 3.4: Energía producida y porcentaje de generación para el análisis determinístico de la operación del parque eólico bajo prueba con una capacidad de 200 MW.....	50
Tabla 3.5: Energía no utilizada y su costo, debida a la reducción en la capacidad de transmisión a un 65 % (130 MW), para el parque eólico de 200 MW con análisis determinístico.....	52
Tabla 3.6: Energía producida y porcentaje de generación para el análisis probabilístico de la operación del parque eólico bajo prueba con una capacidad de 200 MW para los tres primeros años de generación.....	56
Tabla 3.7: Resumen de energía producida y por ciento de generación para el análisis probabilístico de la operación del parque eólico bajo prueba con una capacidad de 200 MW para los 20 años de operación	57
Tabla 3.8: Energía no utilizada y su costo, debida a la reducción en la capacidad de transmisión a un 65% (130 MW), en el parque eólico de 200 MW, para un análisis probabilístico.....	59
Tabla 3.9: Resumen de la energía generada para los diferentes parques eólicos propuestos con un análisis probabilístico.....	62
Tabla 4.1: Características de los criterios de planeación propuestos para la interconexión del parque eólico.	67

Tabla 4.2: Valores de la impedancia característica y de carga SIL para líneas aéreas típicas de 60 Hz	75
Tabla 4.3: Casos de estudio	78
Tabla 4.4: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, con una potencia de generación de 200 MW, una distancia de las líneas de 100 km y tensión de 115 kV	81
Tabla 4.5: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, con una potencia de generación de 200 MW, una distancia de las líneas de 100 km y tensión de 230 kV	81
Tabla 4.6: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, con una potencia de generación de 200 MW, una distancia de las líneas de 100 km y tensión de 400 kV	82
Tabla 4.7: Resultados de capacidad de las líneas de transmisión para el sistema 4.7 operando con toda la energía disponible y con demanda de 5000 MW, en condiciones normales y falla simple	85
Tabla 4.8: Resultados de capacidad de las líneas de transmisión para el sistema 4.8 operando con toda la energía disponible y con parques eólicos, en condiciones normales	87
Tabla 4.9: Resultados de capacidad de las líneas de transmisión para el sistema 4.8 operando con toda la energía disponible, parque eólico y falla en la línea 2-3 (con y sin sobrecargas)	88
Tabla 4.10: Resultados de capacidad de las líneas de transmisión para el sistema 4.8 operando con toda la energía disponible, parque eólico y falla en la línea 3-4 (con y sin sobrecargas)	89
Tabla 4.11: Evaluación de confiabilidad para el ejemplo del apartado 4.3, con planeación Tradicional, Nominal y Económica	99

Tabla 4.12: Evaluación de confiabilidad para el ejemplo del apartado 4.4, con planeación Tradicional y con la propuesta de reducción de potencia en la fuente intermitente en caso de presentarse fallas en las líneas	103
Tabla 5.1: Inversiones y datos específicos del estudio económico para los tres tipos de planeación	115
Tabla 5.2: Inversiones y datos específicos del estudio económico para los tres tipos de planeación	117
Tabla 5.3: Resultados del estudio económico para la planeación Tradicional (criterio n-1)	117
Tabla 5.4: Resultados del estudio económico para la planeación Nominal (reducido en emergencia).....	117
Tabla 5.5: Resultados del estudio económico para la planeación Económica ..	118
Tabla 5.6: Cálculo de los flujos de caja y de criterios de Ingeniería Económica para la planeación Tradicional (criterio n-1) del ejemplo	120
Tabla 5.7: Cálculo de los flujos de caja y de criterios de Ingeniería Económica para la planeación Nominal (reducido en emergencia) del ejemplo	121
Tabla 5.8: Cálculo de los flujos de caja y de criterios de Ingeniería Económica para la planeación Económica del ejemplo	122
Tabla 5.9: Resumen comparativo del estudio económico para los tres tipos de planeación	123
Tabla 5.10: Resumen utilizando el método comparativo propuesto para los tres tipos de planeación	126
Tabla 5.11: Resumen utilizando el método comparativo propuesto, para los tipos de planeación Tradicional y Económica.....	127
Tabla 5.12: Resumen de los planes de expansión propuestos para la interconexión del parque eólico y el centro de consumo.....	129

Tabla 5.13: Resumen utilizando el método comparativo propuesto, para el parque eólico de 200 MW a 100 km y los niveles de tensión 115, 230 y 400 kV	128
Tabla 5.14: Evaluación de confiabilidad y estimación de los costos de interrupción del ejemplo 5.3.6.1 con planeación Tradicional, Nominal y Económica.....	134
Tabla 5.15: Valor total del ejemplo 5.3.6.1 en 115 kV	134
Tabla 5.16: Evaluación de confiabilidad y estimación de los costos de interrupción para el parque eólico de 200 MW del ejemplo 5.3.6.1 con planeación Nominal en 115 kV y Económica en 230 kV	137
Tabla 5.17: Valor total del ejemplo 5.3.6.1 con planeación Nominal en 115 kV y Económica en 230 kV	137
Tabla 5.18: Resumen de los costos nivelados debidos a los reforzamientos del ejemplo 4.5.2.....	138
Tabla 5.19: Resumen utilizando el método comparativo propuesto para comparar el método de planeación propuesto con una planeación Tradicional, para el ejemplo 4.5.2139	
Tabla 5.20: Estimación de los costos de interrupción del ejemplo 4.5.2 debidos a la planeación propuesta.....	140
Tabla 5.21: Valor total comparativo del ejemplo 4.5.2 debidos a la planeación propuesta	141
Tabla 5.22: Valor total comparativo del ejemplo 4.5.2 debidos a la planeación propuesta, para el parque de 1000 MW y con una demanda de 5100 MW	141
Tabla 6.1: Mejor alternativa de expansión para la interconexión del parque eólico y el centro de consumo	145
Tabla A1: Resultados del ejemplo de ejecución del programa.....	187
Tabla A2.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 50 km y tensión de 115 kV.....	188

Tabla A3.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 100 km y tensión de 115 kV.....	190
Tabla A4.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 200 km y tensión de 115 kV.....	192
Tabla A5.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 300 km y tensión de 115 kV.....	194
Tabla A6.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 100 km y tensión de 230 kV.....	195
Tabla A7.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 100 km y tensión de 400 kV.....	197
Tabla A8.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 200 km y tensión de 230 kV.....	198
Tabla A9.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 200 km y tensión de 400 kV.....	199
Tabla A10.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 300 km y tensión de 400 kV.....	200
Tabla B1: Ejemplo de simulación del programa de capacidad con un parque eólico de 500 MW	231
Tabla C.1: Costos unitarios de generación por tecnología [7].....	233

Tabla C.2: Costo promedio por kilómetro de línea de transmisión 161 a 400 kV [37]
..... 234

Tabla C.3: Costo promedio por kilómetro de línea de transmisión 115 a 138 kV [37]
..... 235

Tabla C.4: Costo de bancos de transformación [37]..... 236

Tabla C.5: Parámetros típicos de las líneas de transmisión [18] 237

Glosario

CFE = Comisión Federal de Electricidad

V_S = Tensión en el nodo emisor

V_R = Tensión en el nodo receptor

Z_C = Impedancia característica

SIL = Carga de la impedancia característica

LT = Línea de transmisión

TR = Transformador de potencia

N = Año actual

MWh = Mega Watt – hora

PH = Generación del tipo hidroeléctrico

PT = Generación del tipo termoeléctrico

PE = Generación del tipo eoloeléctrico

Psalck = Generador compensador

LOLE = Pérdida de carga esperada

LOEE = Perdida de energía esperada

LC = Límite térmico del conductor

LV = Límite por caída de tensión del conductor

LE = Límite por estabilidad en estado estacionario

VAN = Valor Añadido Neto

TIR = Tasa interna de Retorno

FNC = Flujo de caja neto

FBC = Diferencia entre cobros y pagos

CI = Costo nivelado del MWh por concepto de inversión

I_t = Inversión en el año t (en USD)

GNA t = Generación neta en el año t (en MWh)

N = Periodo de construcción (en años)

n = Vida económica (en años)

i = Tasa de descuento (como fracción de la unidad)

$CU = \frac{I}{C}$ = es el costo unitario de inversión por kW

INPC = Índice nacional de precios al consumidor

$\frac{B}{C}$ = Relación Beneficio/Costo

$VANC_{AB}$ = Valor Actual Neto Comparativo entre las alternativas "A" y "B"

B = Alternativa de mayor costo nivelado

A = Alternativa de menor costo nivelado

VAN_A = Valor Actual Neto de la alternativa A

VAN_B = Valor Actual Neto de la alternativa B

$VAN_{A,B}$ = Cálculo del VAN para B, vendiendo la energía al costo nivelado de A

$B/C_{B,A}$ = Beneficio/Costo de la alternativa "B"
considerando que se vende la energía al costo nivelado "A"

$TIR_{B,A}$ = el TIR de la alternativa "B" considerando que se vende la energía al costo nivelado "A"

EDC = Costo esperado por el déficit energético

UIC= Costo de interrupción

VT_{AB} = Valor total comparativo

SCADA = Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos

(Supervisory Control And Data Acquisition)

Capítulo 1: Aspectos generales

1.1 Introducción

No hay una solución que por sí sola pueda asegurar la transición a una economía ambientalmente sustentable. La respuesta se encuentra en una cartera equilibrada de soluciones que inicia con las energías disponibles. No se busca enfrentar a un tipo energía en contra de otra: por un lado los combustibles fósiles, de los que no podemos prescindir; por el otro, las energías renovables y la energía nuclear. Todas ellas tienen sus ventajas y desventajas, y cada fuente de energía tiene su uso. Sin embargo, nada puede hacerse sin un esfuerzo considerable en las áreas de eficiencia de energía, de investigación y desarrollo [1].

El potencial en energía hidroeléctrica, energía eólica y solar es muy importante en todo el mundo. Sin embargo, otros tipos de recursos son verdaderamente escasos o se están convirtiendo en un peligro, así: el uso de combustibles fósiles se encuentra bajo presión debido a la preocupación por el medio ambiente y el clima. El agua y el uso de la tierra se está convertido en un reto enorme. En el año 2025 1,8 millones de personas vivirán en países o regiones con escasez absoluta de agua [1]. Por lo que la energía eólica se propone como una alternativa para reducir el impacto que ocasiona el consumir otro tipo de recursos.

Se necesita por parte de la industria y del gobierno, mayores niveles de investigación, desarrollo, despliegue y difusión para acelerar la identificación y la diseminación de tecnologías energéticas eficientes. Las inversiones en investigación del sector energético privado actual se han situado en niveles inferiores a los del año 1970, tendencia que debe invertirse.

Por lo anterior, en este trabajo se busca hacer un análisis para reducir los costos debidos a la red de transmisión necesaria para extraer la energía generada por un parque eólico hasta el centro de consumo, lo cual hace más atractiva la inversión que requiere esta fuente de energía y, además, aumenta de eficiencia al no tener una inversión ociosa en la red de transmisión.

1.2 La energía eólica en México

Las fuentes de energía renovables representaron alrededor del 27% del total de la potencia instalada de generación en México durante 2010, pero esto debido principalmente a las grandes centrales hidroeléctricas. Los desarrollos en energía eólica se han iniciado recientemente y, en 2010, se instalaron en México 316 MW, teniendo un total de 519 MW, lo que representa un aumento del 156% en comparación con el 2009 [3].

Este crecimiento fue impulsado por un mayor apoyo legal y marco regulatorio, la disponibilidad de capacidad de la nueva red de transmisión en la región de Oaxaca, las reducciones en el precio de turbinas eólicas y el nuevo acceso al financiamiento, que había sido extremadamente limitada después de la crisis financiera. En este sentido podemos ver la importancia de la infraestructura en transmisión para el desarrollo de la energía eólica. Es importante mencionar que la zona del Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, es el principal sector de aprovechamiento [5].

Algunos de los obstáculos para el desarrollo de la industria de energía eólica mexicana son tales a la falta de mecanismos de apoyo específicos u otros incentivos, y las normas para el fondo de las energías renovables que siguen estando indefinidas [8]. Por lo anterior, en el presente trabajo se pretende establecer criterios importantes para diseñar la red de transmisión en un sistema de energía eléctrica que tiene una alta penetración de energía eólica, con el fin de tener un transporte adecuado y eficiente de la energía, de acuerdo con las características eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional.

Aunque las fuentes renovables tienen beneficios en cuanto al medioambiente y la seguridad energética se refiere, debido a sus altos costos de inversión y sin los estímulos o políticas de promoción adecuadas, la mayor parte de las tecnologías disponibles para aprovechar dichas fuentes pueden presentar una menor competitividad económica en comparación con la generación basada en combustibles fósiles. Ante este hecho, la generación de electricidad a partir de fuentes renovables puede ser más competitiva en mercados con precios de la energía relativamente altos y donde existen políticas públicas que incentiven el desarrollo de dichas fuentes. En este sentido, el dinámico crecimiento observado en la construcción de centrales eólicas en muchos países ha sido resultado de la implementación de políticas e incentivos específicamente diseñados para estimular la construcción de centrales basadas en energías renovables. En otros países, aún se requiere fortalecer el marco regulatorio y las políticas públicas, implementando estímulos fiscales y

facilitando el acceso de los agentes económicos a los esquemas de financiamiento requeridos para impulsar no sólo la energía eólica sino las energías renovables en general.

1.3 La energía eólica a nivel mundial

El caso particular de la energía eólica representa una fuente de energía con grandes expectativas de desarrollo para la generación de electricidad, dadas sus ventajas respecto a otras fuentes en términos de abundancia, limpieza en su utilización, ausencia de combustible, entre otras. Durante los años recientes, la capacidad mundial instalada en sistemas para la generación de electricidad a partir de aerogeneradores, ha crecido de manera vertiginosa con una tasa de crecimiento anual de 28%, al pasar de 10,200 MW a 121,188 MW durante el periodo 1998-2008 [6].

1.4 Objetivo

Desarrollar una metodología de planeación para la red de transmisión asociada a la generación de centrales eoloelectricas que contemple la aleatoriedad inherente de este recurso y su impacto en la operación, confiabilidad y aprovechamiento de la red, basada en criterios probabilísticos y económicos. Asimismo, aplicar la metodología a casos de estudio y verificar su impacto comparándolos con el uso de criterios tradicionales.

1.5 Justificación

La planeación del sistema de potencia es una tarea muy importante y que requiere que se tomen en cuenta todos los factores involucrados, cuyo principal objetivo es desarrollar un sistema al menor costo posible y con un nivel dado de confiabilidad.

Los métodos determinísticos han sido usados por muchos años. Generalmente en estos métodos no se toma en cuenta la naturaleza aleatoria de muchos de los elementos involucrados en el sistema, y las decisiones de planeación son sólo consecuencia de la simulación de algunos estados del sistema.

Por lo tanto, se propone utilizar los métodos probabilísticos, los cuales son de aplicación más reciente y con los que se puede evaluar la naturaleza aleatoria de diversos factores, como es el caso

de la energía eólica, la simulación de estados de cargas, generación y estados de las líneas de transmisión, que provén de soluciones más cercanas a la realidad.

Lo anterior, refleja la importancia de posibles reforzamientos a la red de transmisión y sus impactos económicos, en confiabilidad y en costos de interrupción, de forma tal que se reduzcan los costos de inversión para el uso de fuentes renovables.

Es importante resaltar, que se analiza el proceso de planeación partiendo de un enfoque determinístico hacia un enfoque probabilístico.

1.6 Aportaciones

De este trabajo se resumen las siguientes aportaciones:

- Un nuevo método de planeación para centrales eoloelectricas, que toma en cuenta la aleatoriedad de este recurso para el diseño de la red de transmisión, que analiza los impactos económicos y en confiabilidad.
- Un análisis económico para comparar alternativas de planeación haciendo uso de las herramientas de análisis de proyectos.
- Herramientas de simulación para evaluar la capacidad de la red, así como para evaluar la confiabilidad del sistema basado en simulación Monte Carlo (partiendo de los modelos de [11, 15 y 16]) y contemplando las fallas en líneas de transmisión.

1.7 Estructura de la tesis

La tesis está organizada de la siguiente manera:

El **capítulo 2** describe las metodologías y criterios para realizar la planeación de los sistemas eléctricos, basados en la literatura y en los criterios usados por las compañías eléctricas, particularmente la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Partiendo de estos criterios se plantea la metodología desarrollada para planear la red de transmisión cuando se tienen fuentes renovables intermitentes.

El **capítulo 3** presenta el modelado del recurso eoloelectrico considerando criterios probabilísticos y determinísticos. Se simula la operación de diferentes parques eólicos utilizando ambos criterios. Se analizan los resultados y se propone una capacidad de la red de transmisión con base en los mismos.

El **capítulo 4** muestra una metodología para hacer los análisis para selección de planes candidato, considerando diferentes alternativas de expansión, diferentes capacidades del parque eólico, diferentes niveles de tensión, etc. y los estudios de desempeño del sistema en régimen permanente, evaluando principalmente los límites de carga de las líneas de transmisión por caída de tensión, estabilidad y capacidad de conducción. También se describe el análisis de confiabilidad del sistema incluyendo la salida de líneas de transmisión.

El **capítulo 5** analiza desde un punto de vista económico, las posibles alternativas de los planes de transmisión evaluados en el Capítulo 4, haciendo notar las oportunidades económicas que se tienen con base en criterios de evaluación de proyectos tales como el valor actual neto, la tasa interna de retorno y el costo/beneficio. También se contemplan los costos de interrupción y se analizan posibles reforzamientos a la red.

El **capítulo 6** presenta las conclusiones obtenidas y recomendaciones para trabajos futuros.

Como complemento se incluyen tres apéndices. El **apéndice A** contiene el programa desarrollado para calcular los flujos de potencia, los límites de carga en las líneas y sobrecargas en elementos de la red en un sistema de potencia, utilizando las principales herramientas de programación en VisualFortran. El **apéndice B** contiene los modelos desarrollados en [11, 15 y 16], los cuales fueron estudiados, analizados y modificados, para cumplir el objetivo de esta tesis. Por último, el **apéndice C** contiene las tablas con los costos unitarios utilizados para las simulaciones del capítulo 5, los cuales se tomaron de las referencias [7, 18 y 37], principalmente.

Capítulo 2: Planeación de la transmisión

2.1 Introducción

Los planes de incremento de capacidad dependen de muchos parámetros que tienen que predecirse, tales como la demanda, el costo de los combustibles, el costo de las centrales, la disponibilidad tecnológica, cuestiones ambientales, requerimientos regulatorios y de financiamiento. Desafortunadamente, la predicción de dichos parámetros está sujeta a incertidumbres y cada uno tiene una probabilidad de valores que puede tomar en el futuro. Algo importante en la planeación es identificar las incertidumbres y desarrollar un plan que pueda adaptarse a cambios debidos a cuestiones económicas y que sea el de menor costo, considerando que los parámetros que fueron predichos tengan la mayor probabilidad de ocurrencia.

Dentro de cada área interconectada, los sistemas de generación individuales se interconectan a través de líneas de transmisión. Todas las partes que conforman el sistema están en sincronismo y la frecuencia es la misma en toda el área interconectada, entonces, un disturbio en cualquier punto del sistema interconectado es visto en todos los puntos. La transferencia de potencia de un punto a otro, dentro del área interconectada, ocurre a través de muchos caminos sobre las líneas de transmisión del sistema y no sólo en un camino deseado [9].

Los elementos del sistema de transmisión interconectado desarrollan muchas funciones simultáneamente, tales como:

- Proveer múltiples caminos entre los generadores y las cargas.
- Permitir la transferencia de potencia de un área geográfica a otra para conseguir la operación económica del sistema de potencia.
- Interconectar las grandes instalaciones de empresas individuales, lo cual beneficia en tener un mejor soporte ante disturbios sin la interrupción del servicio.

Estas múltiples funciones proporcionadas por la robustez del sistema de transmisión requiere la cooperación de la planeación del sistema de transmisión y la operación entre todos los miembros que conforman el sistema interconectado.

2.2 Conceptos generales de la metodología de planeación

En la planeación de transmisión debe haber una relación entre el nivel de detalle y el número de posibilidades o alternativas. En la figura 2.1 se ilustra una aproximación básica de la planeación de transmisión.

Cuando se ha empezado el estudio de planeación, el objetivo es evaluar un gran número de alternativas, incluyendo la incertidumbre de las futuras configuraciones del área interconectada.

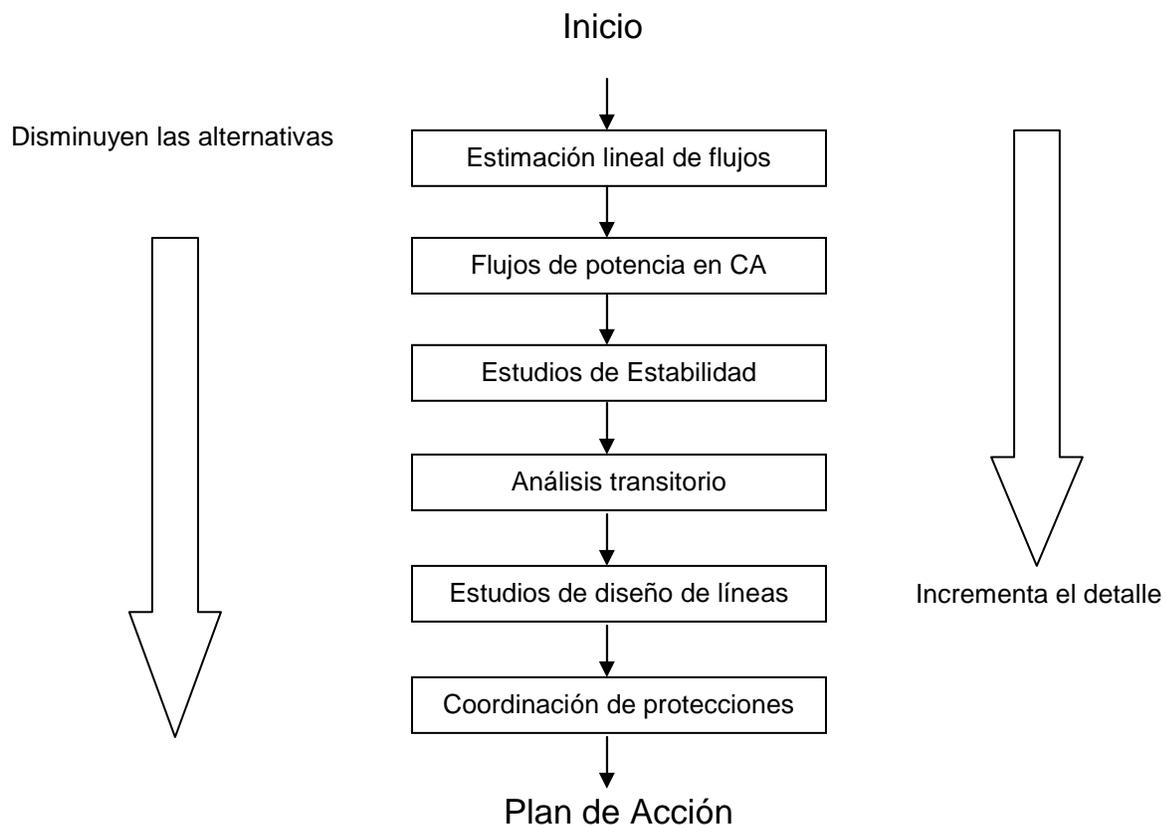


Figura 2.1: Aproximación básica de la planeación de transmisión [9].

El grado de detalle del modelado se reduce para permitir que el estudio sea presentado en un tiempo y a un costo razonable. Conforme se desarrolla el análisis y las soluciones de planeación, las posibles soluciones se reducen a un par de alternativas, entonces el detalle del modelado se incrementa. Después de que se confirma el plan de transmisión, se requiere que se incluyan detalles adicionales al diseño y los estudios de coordinación.

En un principio se encuentra la fase de estudio. El método de análisis puede incluir una estimación simple de estudio lineal de flujos de la red de transmisión, el cual puede ser adecuado para determinar las alternativas. Este análisis puede ser seguido por un estudio más detallado de flujos de potencia en corriente alterna y de estabilidad transitoria para reducir las alternativas y enfocarse a las soluciones más prometedoras. Finalmente los estudios de diseño de líneas y la coordinación de protecciones pueden ser usados para terminar el plan de acción.

A pesar de que la computadora tiene un papel muy importante en la planeación de la transmisión, la habilidad humana es esencial. El planeador debe seleccionar los factores clave a estudiar: predicción de carga, expansión de generación, tensiones y la ruta de ejecución.

2.3 Planeación de la red de transmisión en horizontes anuales

En la planeación de transmisión es usual planear la red en horizontes con base anual. El horizonte puede ser de 10 a 20 años.

El razonamiento para el enfoque anual se trata mediante un ejemplo. Un sistema de 5000 MW utiliza 345 kV en su línea de transmisión principal. El crecimiento anual del sistema puede ser 125 MW por año. Para este sistema, un incremento en la generación de 300 MW cada dos años, sería adecuado para enfrentar el incremento de carga requerido. Sin embargo, el incremento de carga está compuesto por pequeños incrementos en cada bus. Un sistema que tiene 100 buses de carga tendrá un promedio anual de 1.25 MW por bus. Una nueva línea de 345 kV tiene un SIL con capacidad de 400MW. No es obvio definir donde se requiere una nueva línea; la decisión del lugar de instalación depende en la necesidades futuras de la red de transmisión.

Una aproximación alternativa es, primero examinar el sistema de transmisión en el horizonte de un año. De acuerdo a los puntos de vista generados pensando en una perspectiva con base anual, un

plan anual de transmisión puede ser desarrollado para que construya el horizonte total. La figura 2.2 ilustra este concepto.

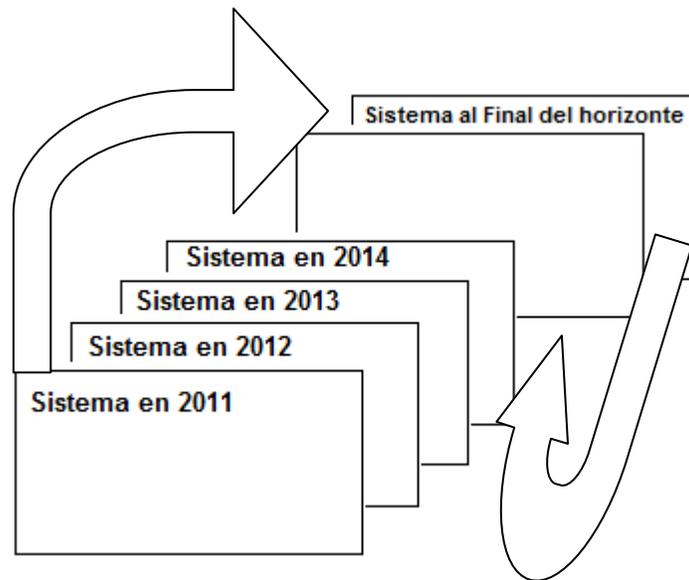


Figura 2.2: Planeación de la transmisión en horizontes anuales [9].

Por otro lado, la red de transmisión debe ser diseñada para ser confiable. Visto desde el punto de vista en estado estable (no transitorio), el criterio típico es:

1. La red en estado estable no debe tener líneas sobrecargadas, cerca de su límite térmico o cerca del límite térmico del equipo. Típicamente este límite se aplica más a las líneas cortas.
2. La red en estado normal no debe tener tensiones menores a V_{min} , ni mayores a $V_{máx}$, donde V_{min} es típicamente del 95 al 98% y $V_{máx}$ es del 103 al 105%.
3. La red en estado normal no debe tener corredores de transmisión con un desplazamiento angular mayor a 45° .
4. La red debe ser capaz de suministrar la carga total en una condición de falla de una línea con:
 - a. Tensiones de bus no menores que la tensión mínima del bus permitida, que típicamente es del 5 al 10%.
 - b. No cargar la línea más allá del límite nominal de emergencia de la línea.
 - c. Para líneas no compensadas no exceder un desplazamiento angular de 60° .

5. La red debe ser capaz de suministrar la carga total considerando los criterios del punto 4, para cualquier salida simple de un generador, transformador u otro equipo del sistema de potencia (n-1).

En algunos casos especiales las líneas de transmisión están sujetas a salidas forzadas debido a vientos fuertes o mal tiempo. En estos casos, los criterios de diseño de la línea se modifican incluyendo estos fenómenos ambientales.

Otro criterio normalmente usado como restricción de seguridad es tener una línea en mantenimiento. En caso de tener en mantenimiento cualquier línea o elemento de la red, el sistema de transmisión debe ser capaz de mantener un estado normal de operación redespachando todas las unidades generadoras. Este redespacho de las unidades generadoras hace que cambien los flujos en las líneas y el sistema debe ser seguro considerando la salida de una línea. Esto se puede obtener si los criterios previos se consiguieron. De cualquier forma, puede haber casos especiales en los cuales esta restricción haga necesario instalar más equipo para la red de transmisión.

Es importante considerar que el sistema de transmisión debe ser adecuado para todas las demandas a lo largo del año. A pesar de que el pico de la demanda suele ser lo más limitante, otras horas con cargas ligeramente más pequeñas pueden ser aún más limitantes. Considerando un sistema de potencia en el cual la mayor parte de la generación está lejana al centro de consumo y el pico de carga está en el centro de consumo. Mientras están los picos de carga, la mayor parte de la generación está operando y provee al centro de consumo un soporte de tensión y potencia reactiva. Para las demandas menores, la mayor parte de la generación puede estar fuera y en este caso no hay un soporte de tensión y potencia reactiva al centro de consumo, y la tensión en el centro de consumo puede caer a valores menores a los permitidos. Por lo anterior, las condiciones de carga deben ser examinadas.

Si el sistema de transmisión no es adecuado, debe agregarse equipo adicional. Este equipo puede ser constituido por nuevas líneas de transmisión, equipo de compensación o equipo térmico adicional. El objetivo es agregar equipo que minimice el costo, manteniendo los criterios de diseño. Por lo general, hay muchas alternativas para obtener el criterio de diseño, sin embargo, estas son evaluadas y la alternativa de menor costo es la seleccionada.

En la figura 2.3 se ilustra una planeación típica de transmisión basada en el criterio de tener un estado estable.

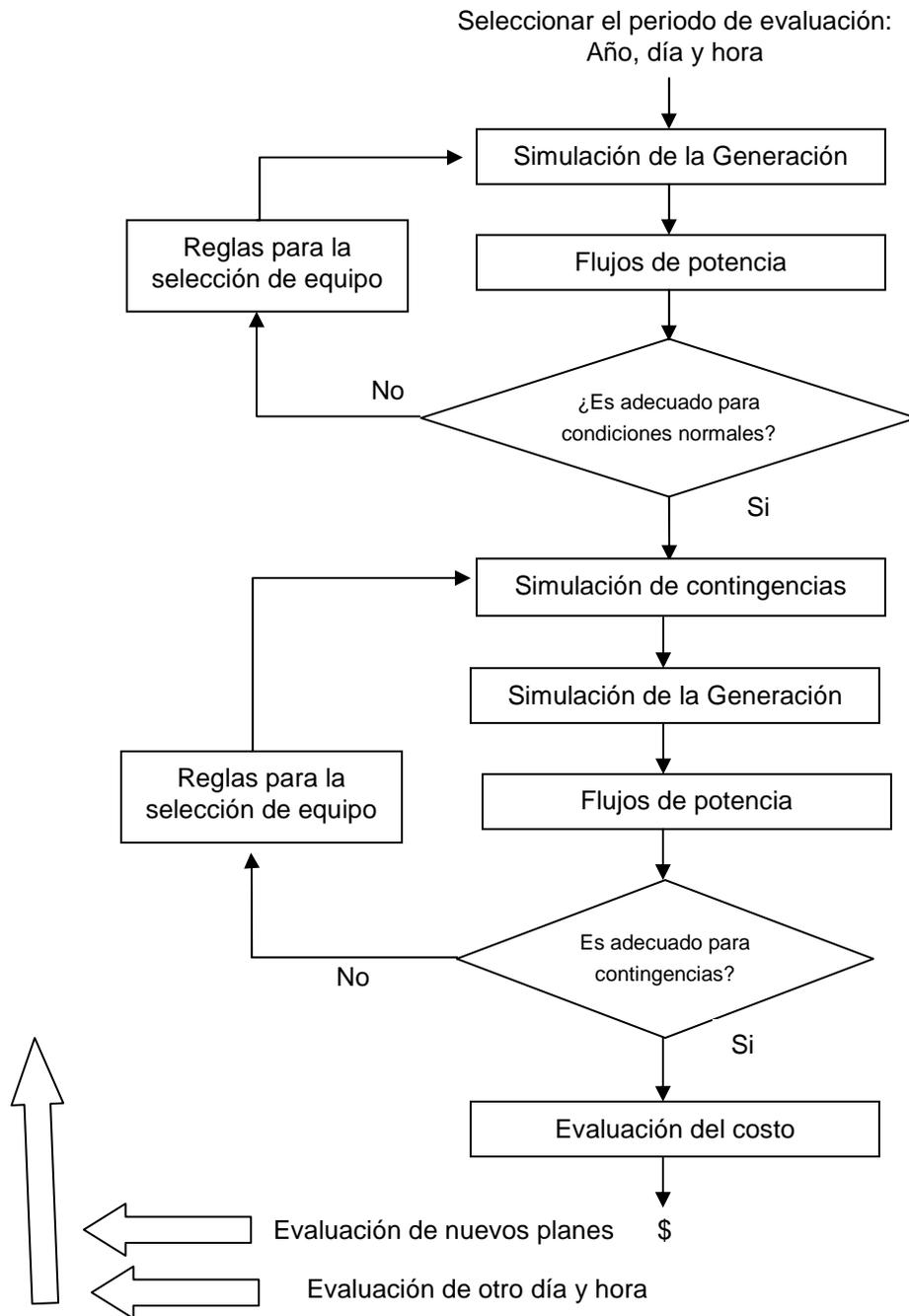


Figura 2.3: Aproximación típica de Planeación de transmisión [9].

El sistema se evalúa sobre la base de un año específico, un mes, un día y una hora. Estos parámetros determinan la demanda del sistema así como la potencia de los buses (activa y reactiva). Se simula la generación del sistema para determinar cuántas unidades están en operación, y a qué potencia. Después de esto, se calculan los flujos de potencia. Si el sistema no es adecuado, entonces se desarrollan reglas para el sistema de transmisión que se deben adoptar para agregar nuevo equipo que satisfaga el criterio de diseño. Después de que el sistema funciona correctamente para que opere en condiciones normales, se deben simular contingencias y, si es necesario, hacer correcciones. Así, el sistema de transmisión es adecuado para un año y se evalúa el costo de cualquier equipo agregado en ese año. Este cálculo se debe repetir cada año en todo el horizonte de planeación.

El valor presente de las alternativas de diseño, derivadas del uso de alguna de las reglas para la selección de equipo adicional, son comparadas y la de menor costo es la que se elige.

2.4 Metodología de planificación energética

La planificación energética de un sistema eléctrico es un proceso complejo, que involucra desde los análisis de coyuntura socioeconómica y política del país, hasta los estudios para evaluación de las condiciones de suministro de energía. El objetivo principal es satisfacer la demanda de energía eléctrica a un costo mínimo y con un nivel dado de confiabilidad, tomando en cuenta la capacidad financiera y energética de la nación.

Los tiempos de construcción de las instalaciones varían entre 3 y 10 años, y la vida útil es del orden de 30 años o más. Ello hace indispensable llevar los estudios de planificación a un horizonte equivalente para evaluar la conveniencia de los proyectos durante toda su vida útil [10].

El problema de la planificación es complicado si se considera la multitud de factores que hay que tomar en cuenta, como son: horizontes de estudio muy largos, grandes espacios de solución, fuertes interacciones entre las variables de decisión en el tiempo, incertidumbre en la demanda futura, en los precios de combustibles y en desarrollos tecnológicos, indisponibilidad de capacidad instalada por salidas forzadas y mantenimientos, aleatoriedad en la generación de energía con fuentes hidroeléctricas o eoloelectricas.

Considerando que es imposible incluir todos los elementos de decisión en un sólo estudio para determinar la solución, se hace una descomposición del problema atacando sus diversos aspectos en forma estructurada y atendiendo a un esquema de jerarquías. Las etapas de estudio se consideran como sigue:

1. Largo plazo (de N+10 a N+30). Es el periodo en que la totalidad de las instalaciones previstas estarían en operación y se prolonga hasta completar la mayoría de su vida económica. Periodo de gran incertidumbre en la evolución de la demanda, en las tecnologías disponibles, en los precios y disponibilidad de los energéticos primarios, etc.
2. Mediano plazo (de N+5 a N+10). Las instalaciones programadas para este periodo se encuentran en proceso de decisión, existiendo la posibilidad de ajustes mayores al programa; sin embargo, el nivel de incertidumbre en cuanto a la evolución de la demanda y estructura del sistema es menor que en el largo plazo.
3. Corto plazo (de N a N+5). Estructura del sistema eléctrico se encuentra bien definida, existiendo la posibilidad de ajustes menores al programa de obras. Durante este periodo iniciarán operaciones las instalaciones de generación y transmisión que se encuentran en construcción.

En la tabla 2.1 se describen en términos generales las actividades que se desarrolla en cada periodo de estudio de planeación:

Tabla 2.1: Tareas desarrolladas en cada etapa [10]

Plazo	Tareas desarrolladas
Largo	Visualizar rasgos estructurales del sistema de generación en relación a las diversas tecnologías y posibilidades de desarrollo de la gran red de transmisión e interconexión entre regiones.
Medio	Definir proyectos específicos que se incluirán en el programa, estudiando su impacto en el sistema.
Corto	Determinar los ajustes menores del programa de unidades y principalmente, definir con detalle las redes desde el nivel de alto voltaje hasta el nivel de distribución.

Por otro lado, la planeación requiere en cada etapa los siguientes estudios:

Largo plazo

1. Desarrollo del equipo de generación
2. Desarrollo del equipo de generación y transmisión
3. Análisis Beneficio-Costo de proyectos
4. Localización del equipo de generación y desarrollo de la red

Mediano plazo

1. Evaluación del programa de plantas y líneas
2. Desarrollo de la red troncal
3. Evaluación de proyectos específicos

Corto plazo

1. Análisis de Beneficio-Costo, ajustes al programa de unidades
2. Estudios de la red troncal
3. Estudios de la compensación reactiva

2.4.1 Estudios de planificación energética

Los estudios de planificación energética comprenden las investigaciones y la determinación de los tipos de recursos energéticos que se deben considerar en la expansión del sistema eléctrico, teniendo en cuenta la evolución de los costos, la disponibilidad real de varios energéticos y de las tecnologías alternativas, así como las influencias de las distintas alternativas de desarrollo sobre el medio ambiente. Para su ejecución se necesitan datos acerca de los caudales hidráulicos, de los perfiles de viento, de las reservas de carbón, de gas natural, y las demás fuentes primarias renovables y no renovables.

En el caso de centrales de generación hidroeléctrica, la determinación de la disponibilidad requiere la ejecución de estudios de inventario de las cuencas hidrográficas, desde la división de caídas básicas hasta la determinación de la motorización básica de las centrales. En el caso del carbón o la energía geotérmica, hay que hacer un inventario de sitios adecuados para su ubicación, teniendo en cuenta las facilidades de transporte, la disponibilidad de agua para enfriamiento y las reglamentaciones acerca de los desechos en el aire y líquidos. Para las centrales eólicas es

necesario un estudio de los sitios donde está disponible este recurso, de su potencial, del impacto ambiental, etc.

Con base en lo anterior, se pueden formular y evaluar diversos proyectos y distintas alternativas de expansión. La evaluación de planes de expansión alternativos requiere el uso de criterios de confiabilidad adecuados a las condiciones socioeconómicas del país, además de considerar las posibilidades de financiamiento del plan de expansión resultante. Asimismo, se necesitan modelos de planificación energética y eléctrica adecuados a las características técnicas y operacionales del sistema de generación existente, y planeado.

2.4.2 Impacto de la generación en la expansión de la transmisión

En sistemas eléctricos de gran envergadura, con participación significativa de la generación por medio de fuentes renovables: por ejemplo fuente hidroeléctrica y eololéctrica; y con la localización de las plantas renovables distantes de los grandes centros de consumo, la necesidad de definición de una política operativa optimizada acentúa el papel de la red de transmisión. Además de atender el objetivo directo de satisfacción al consumidor, el sistema de transmisión debe ser compatible con las necesidades de transferencias de bloques de energía entre subsistemas, posibilitando una explotación optimizada de los recursos disponibles [12].

La planeación de la expansión de sistemas de transmisión, considerando una filosofía determinística, se utiliza generalmente un despacho de generación prefijado, en general asociado a la demanda de punta prevista para el periodo de estudio. La expansión es realizada en torno a este punto de operación del parque generador, que permanece fijo mientras son adicionados circuitos al sistema.

Este procedimiento es justificable en el caso de sistemas termoeléctricos, donde el punto de operación prefijado corresponde a un despacho económico que tiene por objetivo la minimización de los costos de combustible.

En sistemas en los que adicionalmente a las centrales térmicas se tienen fuentes renovables, no hay propiamente un despacho económico para las horas punta, al menos en lo que respecta a las centrales hidroeléctricas y eololéctricas. En estos casos la optimización está más relacionada con la producción de energía de cada unidad a lo largo de un periodo; entonces son metas de

generación producidas por modelos especializados, usualmente basados en programación dinámica estocástica, siendo el despacho de punta, desde este punto de vista, bastante arbitrario.

En otras palabras hay flexibilidad de reorganizar la generación hidroeléctrica de varias centrales en las horas de punta, si se hace una compensación en los periodos fuera de punta, a fin de conservar las metas de generación a lo largo del periodo. Por otro lado, para el caso de las centrales eólicas el aprovechamiento de esta energía será conforme se vaya produciendo y teniendo como referencia una predicción de energía, por lo que representa un fenómeno con mayor incertidumbre.

2.5 Metodologías, criterios y procedimientos de planificación para transmisión y subtransmisión

El sistema de transmisión comprende los equipos e instalaciones necesarios al transporte de la energía eléctrica desde las plantas hasta los centros de consumo. La red de transmisión desempeña varias funciones, entre las cuales están:

- La interconexión de sistemas eléctricos regionales
- El transporte de energía desde las fuentes de generación hasta las subestaciones reductoras
- La repartición de la energía eléctrica desde las subestaciones reductoras hasta las subestaciones de distribución
- La distribución de la energía eléctrica a partir de las subestaciones de distribución, a través de la red primaria y de los circuitos secundarios.

Las redes de interconexión y transporte son normalmente malladas y con flujos bidireccionales, mientras que las de subtransmisión son normalmente radiales y con flujos unidireccionales. Esta estructura refleja diferentes requerimientos de confiabilidad asociados a las diversas funciones indicadas, por lo tanto, los distintos criterios empleados en la planificación del sistema y dimensionamiento de los equipos de transmisión y transformación.

La evaluación del desempeño del sistema de transmisión es con apoyo de modelos de análisis (flujo de potencia, cortocircuitos, transitorios electromagnéticos y electromecánicos), bajo un conjunto de situaciones de generación, de carga y de configuración pre-especificadas, en lo que se convino llamar criterios determinísticos.

Las restricciones financieras han llevado a las empresas de energía eléctrica a revisar los criterios de planificación y dimensionamiento de la transmisión, con miras a ajustar las inversiones a límites presupuestarios más o menos duros, así como a hacer estudios más detallados de la factibilidad económico-financiera de los proyectos de transmisión.

Hay una creciente participación del uso de métodos y modelos probabilísticos y económicos en la planificación de la transmisión. Esta ocasiona una mayor complejidad de cálculo y exige un mayor cuidado en la interpretación de los resultados de los análisis, al mismo tiempo, posibilita un mejor ajuste del plan de expansión a las restricciones financieras y permite una mayor integración del equipo de planificación de la expansión con aquellos de proyecto y de operación del sistema.

Respecto a la red de transmisión, los siguientes aspectos son cuestionados: los criterios y modelos empleados en la planificación, las tecnologías consideradas en la planificación a largo plazo, los productos de la planificación, los condicionantes considerados en la determinación de la fecha de puesta en servicio, los criterios para dimensionamiento de la compensación reactiva, la representación del sistema de generación de los estudios de la transmisión, los efectos de la no simultaneidad de la demanda de punta, los procedimientos para tomar en cuenta las incertidumbres, los criterios y herramientas utilizados para ajustar los planes de expansión, la existencia de herramientas y disponibilidad de datos para análisis probabilísticos, así como la existencia y grado de seguridad de los datos para estudios de desempeño dinámico del sistema.

2.5.1 Planeación de corto plazo

A continuación se resumen los puntos que se deben considerar para la planeación en corto plazo [10]:

- 1. Objetivos.** Definir objetivos actualmente adoptados. Por ejemplo, uno de ellos es el ajuste de las fechas de entrada de los proyectos debido a factores coyunturales.
- 2. Periodicidad y horizonte temporal.** Indicar frecuencia de actualización de los estudios. Por ejemplo: anual, para un horizonte N+1 hasta N+5 años.
- 3. Estudios para ajuste del plan de expansión.** Estudios realizados y los procedimientos utilizados.

4. Estudios de desempeño del sistema en régimen permanente (Flujo de Potencia). Para esto se requiere:

- Representación del Sistema. Indicar el nivel de detalle en la representación del sistema. Por ejemplo, en los estudios de corto plazo el sistema se podría representar hasta el nivel de subtransmisión con cargas y equipamientos representados: transformadores para mediana tensión y bancos de capacitores y reactores. Se busca discutir:
 - Mercado utilizado- condiciones de carga.
 - Despachos de generación para diferentes escalones de carga.
 - Detalles de modelado de red de transmisión y subtransmisión.
- Mercado utilizado y condiciones de carga. Consiste en hacer despachos de generación para diferentes escalones de carga y detalles de modelado de red de transmisión y subtransmisión.
- Metodologías y procedimientos. Se refiere a:
 - Análisis de influencia de restricciones financieras sobre la ejecución del plan de obras seleccionado.
 - Análisis de los efectos de retrasos en obras y definición de obras prioritarias.
 - Identificación de puntos críticos del sistema, que pueden surgir debido a sobrecargas, niveles de tensión inaceptables, cuellos de botellas, colapso de tensión, etc.
 - Evaluación de los atributos de confiabilidad.
- Criterios de prueba para el desempeño del sistema. El criterio utilizado en el orden de las contingencias consideradas en los estudios basados en la óptica determinística (¿criterio “N-1 solamente”, o existen situaciones de simularse salidas dobles de componentes?).
- Criterios de verificación del desempeño. Son los criterios considerados aceptables para validar el sistema, tales como:
 - Rango de tensión de operación en situación normal y de emergencia.
 - Utilización de medidas correctivas para adecuar el desempeño del sistema, como despacho de generación, reconfiguración de la red, redistribución de la carga, etc.

- Límites de carga de líneas y transformadores, para condición normal y de contingencia, como compensadores sincrónicos y transformadores con cambiador.
- Acciones para control de tensión que se utilizan como, por ejemplo, maniobras de reactores entre las condiciones de carga pico y carga baja o la apertura de líneas durante la madrugada.
- Criterios para definir los límites de carga de líneas y transformadores. Tales como:
 - Consideración de la curva diaria de temperaturas ambientales.
 - Fijación de velocidad del viento para el caso de las líneas de transmisión.
 - Modalidades de carga consideradas como carga en condiciones normales, límite de sobrecarga para emergencia de larga y corta duración, etc.
 - Restricciones de seguridad para las líneas, para condición normal y en emergencia.
 - Restricciones térmicas para transformadores como las temperaturas máximas para el aceite y el punto más caliente del devanado para cada tipo de carga simulado y cada clase de aislamiento.

5. Estudios de desempeño dinámico del sistema. Para esto se requiere:

- Representación del Sistema. En este punto es importante la representación de la carga respecto al porcentaje de impedancia constante, y corriente constante para parcelas activas y reactivas de las cargas, los motores de inducción y la representación de las máquinas sincrónicas.
- Criterios de prueba para el desempeño del sistema. Los criterios son los siguientes:
 - Tipos de cortocircuito considerados para probar el comportamiento del sistema.
 - Tipo de apertura de las líneas después de una falla.
 - Tipo de reenganche considerado.
- Metodologías para estudios de desempeño dinámico. Se refiere a:
 - Establecimiento de límites de transmisión.
 - Establecimiento de esquemas de control de emergencia y sus ajustes.
 - Análisis del desempeño y ajustes de los controladores.
- Información por complementar. Estrategias de control carga-frecuencia.

6. Estudios de compensación reactiva.

7. Otros Estudios. Por ejemplo: confiabilidad, cortocircuito, sobretensiones temporarias/transitorias y distorsión armónica.

2.5.2 Planeamiento a mediano plazo

Para la planeación a mediano plazo, se tiene [10]:

1. Objetivo. Algunos posibles objetivos de la planificación a mediano plazo:

- Definir proyectos con tiempo de maduración más largo como las subestaciones y los enlaces a extra alto voltaje.
- Subsidiar trabajos para formulación del plan decenal de transmisión.
- Estudiar alternativas de interconexiones regionales e internacionales.
- Definir la integración de las nuevas centrales de los centros de carga.
- Especificaciones funcionales como líneas de transmisión.

2. Periodicidad y horizonte temporal. Periodicidad anual, con horizonte del año N+6 hasta N+10.

3. Representación del Sistema. Análogo al punto 3 del sistema de planificación de corto plazo; se analiza hasta el nivel de subtransmisión.

4. Estudios para Selección de Planes Candidatos. Consisten en los siguientes estudios:

- Formulación de alternativas de expansión. Comentar la formulación de planes de expansión de las redes de transmisión y de subtransmisión bajo los siguientes aspectos:
 - Conceptos generales.
 - Niveles de voltaje para transmisión, subtransmisión y distribución.
 - Capacidad y ubicación de las subestaciones y transformadores.
 - Criterios para selección de los “*lay-out*” de las redes de subtransmisión y de distribución.
 - Políticas de sustitución de líneas y componentes por obsolescencia.
 - Otros aspectos.
- Análisis de viabilidad técnica de alternativas. Se solicitan informaciones sobre estudios realizados y metodologías, los criterios y los procedimientos utilizados para planificación en el mediano plazo, abarcando los siguientes aspectos:
 - Punta anual tomando en cuenta efectos sobre la curva de carga.

- Periodo de grandes intercambios debidos a la estacionalidad hidrológica.
- Expansión automatizada de las redes.
- Evaluación del impacto de restricciones coyunturales como: recursos financieros, técnicos, humanos.
- Estudios de dimensionamiento del sistema. Consisten en:
 - Estudios de compensación reactiva.
 - Definición de “*lay-out*” de subestaciones y capacidad unitaria/total de transformación y definición de la reserva de transformación.
 - Definición del conductor económico y temperatura de proyecto de líneas de transmisión.
 - Sistemas de transmisión asociados a plantas generadoras: aspectos específicos que sean considerados en los estudios de dimensionamiento.
 - Redes de subtransmisión: Criterios para suministro a los grandes centros urbanos, líneas de alimentación de las subestaciones, redundancia de la red, ubicación de subestaciones de maniobra y transformación, recursos operativos de la red y criterios para instalación de equipos de maniobra a lo largo de la red.
- Comparación económica de alternativas de expansión del sistema. Consisten en:
 - ¿Cómo se define la tasa de descuento al utilizar estudios económicos?
 - Uso de inversiones concentradas en la fecha de puesta en servicio de un proyecto, o se usa el Método del Costo Anual Equivalente, en que cada inversión es descompuesta en una serie de valores anuales y constantes, a lo largo de la vida útil del proyecto
 - Análisis de cómo se considera el hecho que una alternativa de expansión, con diversos proyectos y fechas de puesta en marcha distribuidas a lo largo del horizonte, el número de años dentro de dicho horizonte queda distinto para cada proyecto
 - Parámetros de comparación económica utilizados, como por ejemplo, el valor presente neto de la tasa interna de retorno

- Costos considerados en los análisis como costo de inversión, costo de pérdidas, costo de la energía no suministrada, operativos asociados a desviaciones del despacho económico de las centrales térmicas
- Consideración del interés durante la construcción para reflejar la diferencia económica entre proyectos de plazos de maduración distintos entre sí.
- Criterio de desempate entre alternativas de índices cercanos, como el “esfuerzo financiero” a lo largo de los dos o tres primeros años del horizonte de expansión.
- Consideración de pérdidas eléctricas: en términos absolutos para cada alternativa, o en términos relativos a través de diferencia entre el valor de las pérdidas de la alternativa en consideración y las pérdidas de una alternativa escogida como referencia.

5. Estudios adicionales. Consisten en los siguientes estudios:

- Estudios de confiabilidad. Relativos a:
 - Metodología de ejecución.
 - Integración de los resultados obtenidos en análisis de confiabilidad al proceso de planificación y toma de decisión.
 - Parámetros de valorización económica de la energía no suministrada con indicación de valores típicos y metodologías de obtención.
- Análisis económico de proyectos de transmisión/subtransmisión.
 - Índices de comparación: Valor presente neto, Tasa interna de retorno, relación coste/beneficio, etc.
 - Costos sociales basados en precios sombra.
 - Vida útil del proyecto de transmisión/subtransmisión.
 - Beneficios considerados en los análisis, por ejemplo la disposición de pagar.

6. Procedimiento para ajuste final del plan más atractivo. Después de los análisis de desempeño eléctrico de las alternativas a través de estudios basados en distintos criterios es necesario tomar en cuenta otros condicionantes, tales como:

- Aspectos financieros.
- Restricciones ambientales.
- Integración del plan de transmisión con la subtransmisión y con la distribución.

- Preguntarse:

→ ¿Existe alguna metodología para la planificación bajo restricciones financieras?

→ ¿Hay priorización de obras?

7. Análisis de sensibilidad. Se refiere a la metodología usada para tomar en cuenta factores de incertidumbre como:

- Variación de los requerimientos debido a la naturaleza de la demanda.
- Retrasos de obra.
- Costos de inversión y de combustible.

8. Herramientas de análisis. Los estudios descritos en los puntos 4, 5 y 6.

2.5.3 Planeación de largo plazo

Para la planeación a largo plazo, se tiene [10]:

- 1. Objetivo.** El principal objetivo es definir la estructura maestra de expansión del sistema para los distintos escenarios de expansión de generación y de intercambio inter-áreas e internacionales, así como las tecnologías a considerar y crear las directrices y la estrategia de expansión que se van a utilizar para formulación del plan de expansión.
- 2. Periodicidad y horizonte temporal.** Periodicidad quinquenal, con horizonte del año N+11 hasta N+30.
- 3. Representación del sistema.** Análogo al punto 3 del sistema de planificación de corto plazo, pero se analiza hasta nivel de alta y extra alta tensión.
- 4. Estudios para selección de la estrategia de expansión.** Como en el punto 4 de la planeación a mediano plazo (apartado 2.5.2), la información sobre estudios realizados y los procedimientos utilizados debe abarcar, entre otros, los siguientes aspectos:
 - Estudios de distribución de flujos de redes principales.
 - Estudios del mediano plazo.
 - Establecimiento de escenarios de referencia para orientar los análisis.
 - Evaluaciones de padrones de subestaciones, transformadores y líneas de transmisión.
 - Factibilidad técnico-económica de nuevas tecnologías.

- Establecimiento de áreas de reserva para utilización futura por centrales, subestaciones, líneas aéreas y cables.

5. Herramientas de análisis. Los estudios descritos en el punto 4.

2.6 Planeación basada en métodos probabilísticos

Hay dos métodos de planeación: determinística y probabilística. Hasta este punto se han tratado sólo metodologías de planeación basadas en criterios determinísticos, los cuales han sido usados por muchos años. Los métodos probabilísticos son relativamente nuevos y aún no han sido ampliamente usados en la práctica. Una idea fundamental de los métodos probabilísticos es seleccionar estocásticamente estados del sistema en términos de sus probabilidades de ocurrencia. Las probabilidades y consecuencias de los estados simulados se combinan para tomar una decisión de planeación final [40].

2.6.1 Necesidades de la planeación de transmisión probabilística

El propósito de la planeación probabilística es agregar una dimensión más para mejorar el proceso de planeación de transmisión, más que para reemplazar el método de planeación tradicional descrito anteriormente. La mayor parte de los criterios tradicionales siguen siendo usados con la excepción de las siguientes nuevas ideas [40]:

- El criterio N-1 no es el único criterio de seguridad. Adicionalmente a contingencias simples, contingencias múltiples tienen que considerarse (tantas como sea posible).
- No sólo las consecuencias sino también las probabilidades de ocurrencia de las posibles fallas serán simuladas.
- Incertidumbres en las configuraciones de la red, predicción de carga, patrones de generación y otros parámetros deben ser representados hasta donde sea posible usando métodos probabilísticos o modelado tipo difuso.
- Además de los estudios tradicionales (flujos de potencia, flujos óptimos, análisis de contingencias y análisis de estabilidad) las técnicas probabilísticas (flujos de potencia probabilísticos, análisis de contingencias probabilístico y análisis de estabilidad

probabilístico) debe considerarse, en particular, la evaluación de confiabilidad probabilística se realiza, y es un punto clave.

- El costo de pérdida de confiabilidad es una parte crucial de todo el análisis económico y juega un papel importante en las decisiones de planeación.

Hay muchas razones para hacer planeación del tipo probabilística:

1. La mayor debilidad de los criterios determinísticos es el hecho de la naturaleza probabilística de los datos de fallas y de los parámetros del sistema que se pasan por alto. Por ejemplo, un evento de falla, aún si es extremadamente indeseable, es de pocas consecuencias si es tan improbable que puede ignorarse. Una alternativa de planeación basada en tal evento producirá una sobre inversión. En consecuencia, si un conjunto de eventos no son muy severos pero tienen una gran probabilidad de ocurrir, una opción basada sólo en los efectos de tales eventos seguirá resultando con altos riesgos de salida. La planeación probabilística puede reconocer no sólo la gravedad, sino también la probabilidad de ocurrencia de tales eventos.
2. El criterio determinístico se basa en el peor caso de estudio. Este "peor caso" puede ser olvidado. Por ejemplo, el pico de carga del sistema es generalmente considerada como la peor condición. De cualquier forma, algunos de los problemas serios del sistema posiblemente no ocurren en el pico de carga. Además, aún si el sistema puede resistir al peor caso, no significa que esté libre de riesgo. Es bueno identificar el nivel de riesgo asociado al criterio N-1. Esta es una de las tareas en la planeación de transmisión probabilística.
3. La mayoría de las fallas están generalmente asociadas a la falla de múltiples componentes o efectos en cascada en tiempo real. Esto sugiere que el criterio N-1 es insuficiente para conservar un nivel adecuado de confiabilidad. Por otro lado, es casi imposible justificar los principios N-2 o N-3 para todos los eventos de falla en la planeación de transmisión. Una mejor alternativa es hacer un análisis de riesgos en la planeación y mantener el nivel de riesgo del sistema en niveles aceptables.

No hay conflicto entre los criterios de planeación determinísticos y probabilísticos. Una evaluación económica y de confiabilidad se sugiere agregar al proceso de planeación. En la figura 2.4 se muestra un ejemplo conceptual del proceso de planeación probabilístico, donde se observa cómo

va reduciendo el número de alternativas posibles conforme se hacen diferentes evaluaciones a los planes candidatos y al final la mejor alternativa cumple tanto los criterios determinísticos como los probabilísticos.

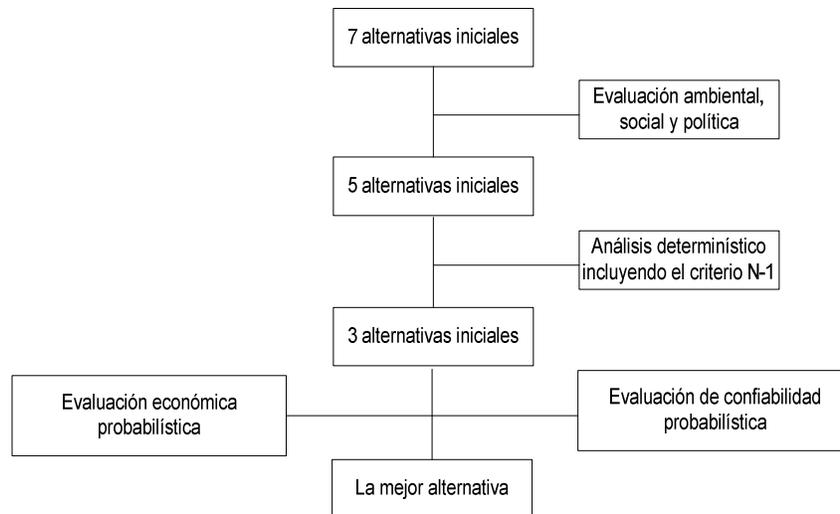


Figura 2.4: Proceso de planeación del sistema con criterios probabilísticos [40]

A pesar de que la mayor parte de los criterios tradicionales siguen siendo usados en los criterios probabilísticos de planeación, la introducción de ideas probabilísticas (particularmente el concepto de costo de falta de confiabilidad) cambian significativamente el proceso de planeación y la filosofía de toma de decisiones. La planeación de transmisión probabilística trae los factores que no están considerados en los criterios tradicionales a los estudios y definitivamente producirá una decisión más razonable en el sentido de compensar confiabilidad y economía.

2.7 Metodología, criterios y procedimientos de planeación de transmisión considerando fuentes renovales intermitentes.

En la actualidad, las restricciones financieras han llevado a las empresas de energía eléctrica a revisar los criterios de planificación y dimensionamiento de la transmisión, con miras a ajustar las inversiones a límites presupuestarios más estrictos, así como a hacer estudios más detallados de la factibilidad económica de los proyectos de transmisión. En este sentido, se busca maximizar el aprovechamiento de la red de transmisión cuando se tienen fuentes renovales intermitentes, lo cual se traduce en un beneficio económico.

El objetivo principal es satisfacer la demanda de energía eléctrica a un costo mínimo y con un nivel dado de confiabilidad, evitando hacer una inversión mayor a la requerida en el sistema de transmisión. Por lo anterior, si se considera a la energía eólica como recurso energético para planear la expansión del sistema eléctrico, hay que tener en cuenta que las metodologías antes descritas deberán ser modificadas debido a la aleatoriedad de este recurso, evitando tener una capacidad ociosa de la red de transmisión.

Por otro lado, se requiere un grado de detalle en el modelado que permita obtener resultados confiables de la simulación de la operación del parque eólico, tanto en análisis determinísticos como en probabilísticos. Para el caso del sistema de transmisión se pretende simular sólo la parte correspondiente a la alta tensión.

En este apartado se proponen un conjunto de criterios y procedimientos a seguir para evaluar la capacidad de la red de transmisión asociada a la generación de la central eoloelectrónica. En otras palabras, este análisis pretende marcar las directrices a seguir para determinar la capacidad de la red de transmisión de cualquier proyecto con base a estudios técnicos de la red, económicos y de confiabilidad y que, conforme se concluya el análisis y las soluciones de planeación posibles se reduzcan a un par de alternativas, entonces, será conveniente profundizar el modelado de acuerdo a las necesidades que requiera un proyecto en particular, por ejemplo incluir estudios de desempeño dinámico del sistema. Esto último busca confirmar el plan de transmisión, incluyendo detalles adicionales al diseño y los estudios de coordinación necesarios.

Por lo anterior, se planea la red de transmisión de acuerdo a criterios probabilísticos aplicados a estudios económicos y de confiabilidad, para determinar una capacidad óptima de la red, evaluando el desempeño del sistema de transmisión con apoyo de modelos de análisis (flujo de potencia), bajo un conjunto de situaciones de generación, carga y de configuraciones pre-especificadas.

Es necesario considerar que no es posible incluir todos los elementos de decisión en un sólo estudio para determinar la solución, por lo que se hace una descomposición del problema atacando sus diversos aspectos en forma estructurada. Este estudio corresponde a un nivel de planeación a largo plazo, ya que se estudia que las instalaciones previstas estarían en operación y se prolonga hasta completar la mayoría de su vida económica, es un periodo de incertidumbres en el comportamiento del viento, en los precios, la demanda, etc., además, puede ser utilizado en la

planeación a mediano plazo a fin de emplearlo como criterio en los procesos de decisión de las instalaciones programadas, cuando existe la posibilidad de realizar ajustes mayores al programa.

En el apartado 2.7.1 se describen cuales son los puntos que se proponen analizar en la metodología de planeación propuesta, considerando la planeación de transmisión para fuentes renovables intermitentes, en particular se analiza el recurso eoloeléctrico.

2.7.1 Planeación de la red de transmisión para centrales eoloeléctricas

A continuación se enlistan los puntos que se propone considerar para realizar la planeación del sistema de transmisión, cuando se tienen centrales eoloeléctricas alejadas del centro de consumo:

1. Objetivos. Se pretende:

- Integrar energías renovables para satisfacer la demanda de energía eléctrica a un costo mínimo y con un nivel dado de confiabilidad, evitando hacer una inversión mayor a la requerida en el sistema de transmisión cuando se trata de centrales eoloeléctricas.

2. Periodicidad y horizonte temporal. La frecuencia de actualización de los estudios servirá para comparar los datos del estudio con valores reales, respecto a la generación de energía eléctrica a partir del parque eólico (una vez implementada la metodología) y evaluar el desempeño del proyecto considerando hacer posibles modificaciones. En particular las posibles modificaciones se hacen para limitar la capacidad de generación del parque eólico, de forma tal que se ajuste su operación en condiciones de falla (reducir la generación), considerando los límites en las líneas de transmisión. Se propone una actualización anual, para un horizonte N+1 hasta N+20 años.

3. Estudio del recurso eolo-eléctrico como energético primario para producir energía eléctrica. Con base a información del recurso eólico y de las turbinas utilizadas que componen el parque, se realiza un análisis de producción de energía eólica con métodos probabilísticos y determinísticos. Este análisis se detalla en el Capítulo 3.

4. Estudios para selección de planes candidatos. Consisten en los siguientes estudios:

- Formulación de alternativas de expansión. Se analizan los siguientes casos:
 - Diferentes capacidades del parque eólico (200, 500, 750 y 1000 MW).
 - Niveles de tensión en: 115, 230 y 400 kV.

- Se plantean diferentes distancias entre el parque eólico y posibles centros de consumo (50, 100, 200 y 300 kilómetros).
- Criterios para la selección de equipo adicional o equipo de compensación (en caso de requerirse).
- Evaluación de energía desperdiciada debido a una reducción en la capacidad de transmisión de la red.
- Deberá indicarse la posible expansión del parque eólico.
- No hay restricciones financieras, sin embargo se busca el plan de menor costo.
- Interconexión del parque eólico a una red de transmisión existente
- Comparación económica de alternativas de expansión del sistema. Consisten en:
 - Definir la tasa de descuento al utilizar estudios económicos.
 - Uso de inversiones concentradas en la fecha de puesta en servicio de un proyecto.
 - Comparación financiera de las diferentes alternativas de expansión, para una misma capacidad del parque eólico.
 - Parámetros de comparación económica utilizados: valor presente neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y análisis beneficio/costo.
 - Valor actual neto comparativo
 - Costo esperado por déficit energético
 - Se consideran los costos de: inversión, de pérdidas, de mantenimiento, de la energía no suministrada, etc.
- Comparación de grado de confiabilidad de alternativas de expansión del sistema utilizando herramientas probabilísticas
 - Repercusiones en los índices de confiabilidad de pérdida de carga esperada (LOLE)
 - Repercusiones en los índices de confiabilidad de pérdida de energía esperada (LOEE)
 - Costo esperado por déficit energético

5. Estudios de desempeño del sistema en régimen permanente (Flujos de Potencia). Para esto se requiere:

- Representación del Sistema. El detalle en la representación del sistema será hasta el nivel de transmisión. Se estudian los siguientes casos:
 - Generación del parque eólico suministrando energía a una carga conecta en el extremo remoto, donde existe soporte de tensión.
 - Interconexión del parque a una red existente.
- Mercado utilizado y condiciones de carga. Incluir una incertidumbre del $\pm 4.5\%$ de tipo normal en la demanda solicitada al sistema, ya sea del tipo demanda media constante o característica área oriental. Se evalúa la operación del parque eólico como único recurso para generar energía y en operación conjunta con otras fuentes del tipo hidroeléctricas y termoeléctricas, de acuerdo al sistema en que se interconecta.
- Criterios de prueba para el desempeño del sistema. Se considera el criterio determinístico N-1 y se propone un análisis probabilístico para las condiciones de falla.
- Criterios de verificación del desempeño. Los criterios considerados como aceptables para validar el sistema, serán:
 - Rango de tensión de operación en situación normal y de emergencia.
 - Utilización de medidas correctivas para adecuar el desempeño del sistema, como reconfiguración de la red, etc.
 - Límites de carga de líneas y transformadores, para condición normal y de contingencia.
- Límites de carga de las líneas. En todo momento deberán evaluarse los límites de carga de las líneas de transmisión y se deberá respetar el más limitante de los siguientes:
 - Límite por estabilidad.
 - Límite por caída de tensión.
 - Límite por capacidad de conducción.

No se consideran factores ambientales, como: temperatura, velocidad del viento, carga de hielo, etc. En ciertos modos de operación de emergencia o bajo contingencias, serán evaluados ciertos valores de sobrecarga (no mayores a 5%).
- Límites de carga de transformadores. Tales como:
 - En condiciones normales podrán llevar su capacidad nominal y en condiciones de emergencia de larga o corta duración deberán soportar una sobrecarga del 30%.

- Verificar la adecuada capacidad instalada de transformación en las subestaciones eléctricas, que consiste en verificar si hay capacidad firme en el punto de interés.
- No se consideran las restricciones térmicas para transformadores, como las temperaturas máximas para el aceite o punto más caliente del devanado para cada tipo de carga simulado y cada clase de aislamiento.

6. Estudios de desempeño dinámico del sistema. En estos estudios, se pretende evaluar el desempeño del sistema de transmisión en régimen transitorio a la frecuencia industrial, es decir, durante e inmediatamente después de la ocurrencia de alteraciones en la configuración de la red, originadas de variaciones súbitas de generación o carga, corto-circuitos o maniobras en el sistema. Este periodo transitorio, se caracteriza por oscilaciones de tensión, como también por fluctuaciones de potencia en las líneas, transformadores y generadores. Generalmente, no se consideran sobretensiones de alta frecuencia asociadas a los transitorios de maniobra o de sobretensión en la red eléctrica. El criterio principal en el ámbito de los estudios de estabilidad transitoria y dinámica, consiste en verificar la garantía de la configuración en estudio, esto es, verificar que luego de una contingencia simple el sistema mantenga el sincronismo entre las unidades generadoras, que no haya sobrecarga transitoria excesiva que pueda provocar una desconexión instantánea y dar inicio a una desconexión en cadena, que no exista desconexión de cargas por actuación de la protección por baja frecuencia y que no haya violación de las tensiones de los nodos de la red que puedan implicar un colapso de tensión.

Aunque este análisis es importante para el diseño y planeación de la red, es un estudio que no está considerado en la metodología propuesta en este trabajo, ya que se requiere un mayor nivel de detalle y no es indispensable para el análisis que se pretende realizar de acuerdo con los alcances definidos.

7. Estudios adicionales. Consisten en los siguientes estudios:

- Estudios de confiabilidad. Relativos a:
 - Parámetros de valorización económica de la energía no suministrada.
- Análisis económico de proyectos de transmisión/subtransmisión.
 - Índices de comparación: Valor presente neto, Tasa interna de retorno, relación coste/beneficio, etc.
 - Vida útil del proyecto de transmisión/subtransmisión.

8. Procedimiento para ajuste final del plan más atractivo. Después de los análisis de desempeño eléctrico, de las alternativas a través de estudios basados en distintos criterios, es necesario tomar en cuenta otros condicionantes:

- Aspectos financieros.
- Restricciones ambientales.
- Integración del plan de transmisión con la subtransmisión y con la distribución.

2.7.2 Procedimiento de planeación probabilística para una central eoloeléctrica (fuente renovable intermitente)

Todos los puntos descritos en el apartado 2.7.1 forman parte del método de planeación propuesto, el cual se muestra en la figura 2.5, que es desarrollado y aplicado a ejemplos en los siguientes capítulos.

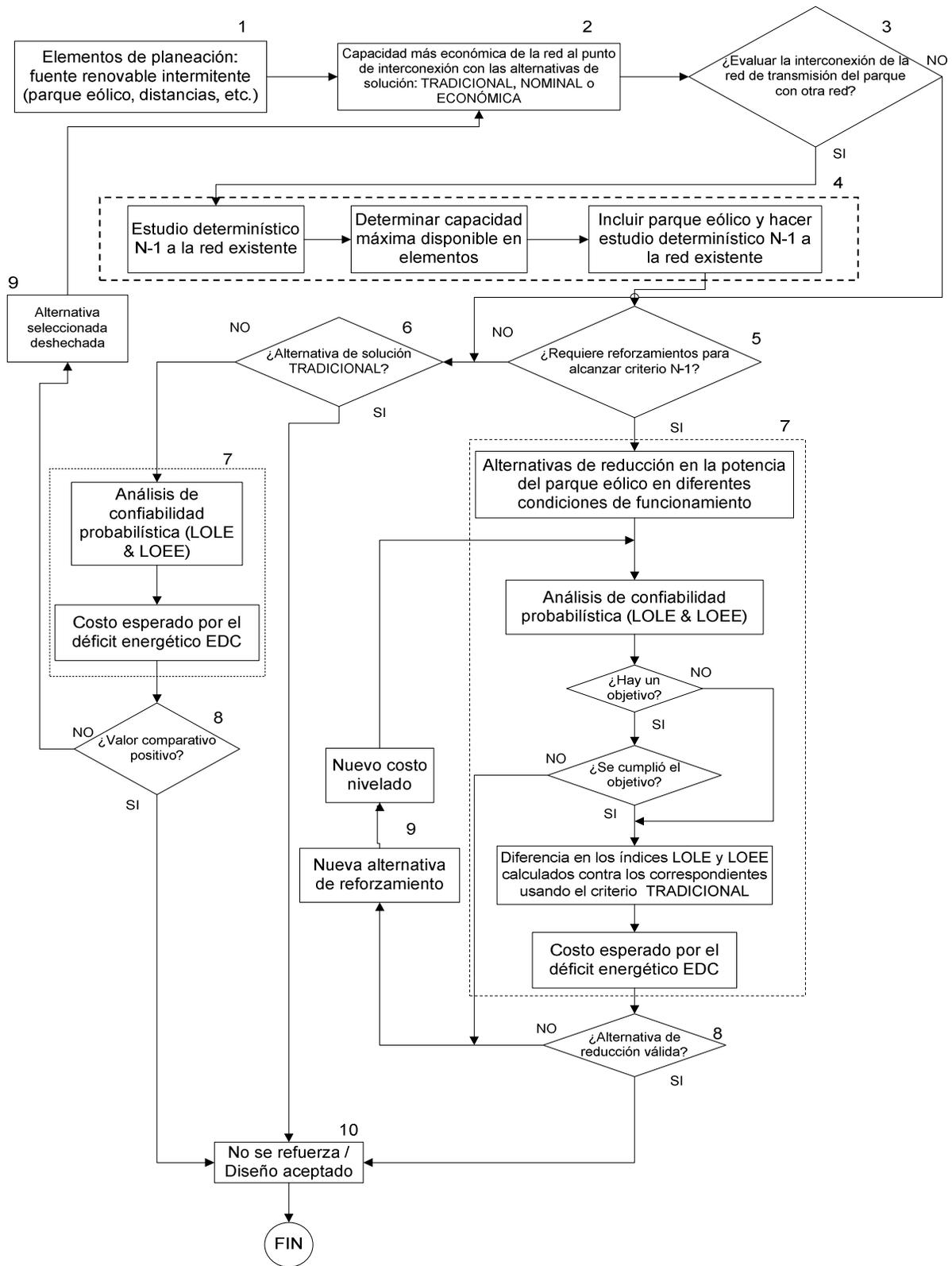


Figura 2.5: Procedimiento de la planeación de transmisión probabilística propuesta

De los bloques de la figura 2.5 se tiene lo siguiente:

1. Se debe simular de la operación del parque eólico para determinar la generación neta anual y los valores máximos, promedio y mínimos de potencia generada. Con estos estudios se analiza en principio el por ciento de aprovechamiento de la red de transmisión y su capacidad debido a la aleatoriedad de este recurso. En el capítulo 3 se describen las técnicas utilizadas para este análisis.
2. La evaluación económica, producto de la inversión en el parque eólico y la red de transmisión asociada a la generación, se analiza en el capítulo 5. Este análisis es muy importante en la metodología de planeación propuesta, ya que considera un análisis probabilístico de operación del parque eólico y se determina un costo asociado por MWh generado. En este análisis, se propone un mínimo de tres alternativas diferentes de la red de transmisión asociada a la generación y se comparan económicamente. En el capítulo 4 se detallan las características de las alternativas de solución propuestas y se analiza la operación del sistema con cada una de ellas utilizando técnicas de análisis tradicionales.
3. En caso de que la red de transmisión asociada al parque eólico se conecte a otra red de transmisión existente, tendrá que ser evaluado el impacto de esta interconexión considerando posibles reforzamientos en dicha red o posibles condiciones de operación del parque eólico. En caso contrario se analiza únicamente la confiabilidad de la alternativa de solución seleccionada en el bloque 2.
4. Se analiza la interconexión del parque a otra red existente, utilizando las herramientas de simulación de análisis de sistemas eléctricos, y se analiza la confiabilidad del sistema y las repercusiones económicas. En este punto se proponen condiciones de operación del parque eólico para su interconexión a la red existente o se plantean reforzamientos al sistema.
5. Si la capacidad del sistema de transmisión existente al cual se interconecta el parque eólico es suficiente para transmitir toda la energía generada por el parque satisfaciendo los criterios de diseño originales de esa red (principalmente el criterio N-1), se analiza sólo la confiabilidad de la alternativa seleccionada en el bloque 2 de esta figura.
6. Si la alternativa seleccionada por criterios económicos en el bloque 2 no es con un diseño Tradicional, es necesario cuantificar las repercusiones desde el punto de vista confiabilidad.

7. Se evalúa la confiabilidad de las alternativas de solución propuestas y se calcula el costo debido a la falta de confiabilidad de la red para las alternativas de solución. Este análisis también se describe en el capítulo 4 y complementa al análisis económico.
8. Se comparan y analizan los resultados obtenidos (económicos y de confiabilidad).
9. En caso de que la alternativa seleccionada no satisfaga los criterios de confiabilidad definidos se proponen reforzamientos.
10. Si la alternativa cumple con los requisitos económicos y de confiabilidad se acepta el diseño.

Puede notarse que la evaluación de confiabilidad probabilística y el análisis económico son los dos puntos clave de la metodología propuesta.

Para llevar a cabo esta metodología, en este trabajo se desarrollaron herramientas de simulación para el análisis de sistemas eléctricos de potencia y de evaluación económica, las cuales se integraron con herramientas de simulación de la operación del parque eólico (velocidad de viento probabilístico) y de análisis de confiabilidad, que fueron desarrollados en [11, 15 y 16]. A continuación se describen brevemente los análisis que se efectuaron:

- Análisis de velocidad del viento probabilístico, utilizando los modelos desarrollados en [11] para simular la operación del parque eólico.
- Análisis de capacidad de la red, para el cual se desarrollo programa en el que se calcula la capacidad disponible en cada línea de transmisión del sistema de potencia y su porcentaje de utilización.
- Análisis económico. Este análisis fue desarrollado y se basa en los métodos y criterios de ingeniería económica para tomar decisiones de inversión. Para tal fin se llevan a cabo los cálculos y análisis siguientes:
 - a) Cálculo del costo de inversión del proyecto eólico
 - b) Cálculo del costo nivelado de energía eólica en base a la generación neta anual no uniforme del viento.
 - c) Cálculo del costo de posibles reforzamientos a la red existente.
 - d) Cálculo de los flujos de caja, valor actual neto, tasa interna de retorno y relación beneficio/costo del proyecto.
 - e) Cálculo de los costos esperados por déficit energéticos.

f) Análisis comparativo de inversiones.

- Análisis de confiabilidad del sistema de potencia, para el cual se utilizaron los modelos desarrollados en [11, 15 y 16], a los cuales se agregó el modelado de fallas de las líneas de transmisión en corriente alterna utilizando variables aleatorias con distribución uniforme.

Por lo anterior, en la tabla 2.2 se presenta un resumen comparativo entre la metodología de planeación propuesta y la tradicional.

Tabla 2.2: Análisis comparativo de la metodología de planeación propuesta y la tradicional

Planeación tradicional	Planeación propuesta
El criterio N-1 es el único criterio de seguridad [40].	Adicionalmente a contingencias simples (N-1), se consideran contingencias múltiples en las líneas de transmisión.
Se evalúa el criterio N-1 sin considerar la probabilidad de ocurrencia de la falla [40].	Se evalúa la condición de falla de líneas de transmisión considerando la probabilidad de ocurrencia, haciendo uso de variables aleatorias con distribución uniforme.
Se requiere redundancia en la red de transmisión asociada a la generación (N-1).	No se requiere redundancia en la red asociada a la generación. El criterio fundamental es el Valor Total Comparativo (VT_{AB}), siempre que sea mayor a cero, el diseño es económicamente mejor, conservando cierto grado de confiabilidad del sistema.
	Se propone evaluar diseños en los que la capacidad de la red asociada a la generación sea de menor capacidad que la capacidad instalada en la central eoloelectrónica.
Deben respetarse los límites máximos de LOLE y LOEE, de acuerdo con la compañía suministradora.	Deben respetarse los límites máximos de LOLE y LOEE, de acuerdo con la compañía suministradora. En el cálculo de estos se considera la probabilidad de falla de las líneas de transmisión.
Los costos por pérdida de confiabilidad no forman parte del análisis económico [40].	La confiabilidad está asociada a los costos de interrupción incurridos.
La red en estado estable no debe tener líneas sobrecargadas cerca de su límite térmico [10].	La red en estado estable no debe tener líneas sobrecargadas, pero sí podrán operar cerca de su límite térmico, por la poca ocurrencia de "picos" de generación de la energía eólica.
En caso de interconectar el parque eólico con otro sistema de transmisión, se tiene que tener capacidad suficiente en éste sistema para incorporar la generación eólica en condiciones normales de operación y para contingencias (N-1).	Se proponen modos de operación del parque eólico para operar en condiciones de falla del sistema de transmisión al cual se interconecta, para evitar hacer reforzamientos, siempre que sea más económico evaluando los costos originados por déficit energético.

Capítulo 3: Modelado del recurso eoloeléctrico como energético primario para producir energía eléctrica

3.1 Introducción

La capacidad a considerarse en la planeación de la red de transmisión para un parque eólico, entre otros factores, debe estar en función de la cantidad de energía que se puede extraer del parque, de manera que se tenga un aprovechamiento óptimo de la red. Un análisis determinístico basado en datos históricos proporciona información referente a la cantidad de energía que puede ser producida en un determinado parque eólico. Por otro lado, un análisis probabilístico será útil para simular diferentes escenarios posibles de generación y predecir, con cierta precisión, los valores esperados en un futuro. Esta información es útil para que, en conjunto con otros análisis del tipo económico y de confiabilidad, se tomen decisiones para la planeación de la red de transmisión.

En este capítulo se analiza la capacidad de producción de energía de un parque eólico con base en criterios tanto determinísticos como probabilísticos, tomando como referencia datos históricos de velocidades de viento y, como una continuación a los trabajos de investigación de la Sección de Estudio de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional, se hace uso de los modelos desarrollados en [11, 15 y 16].

3.2 Simulador de la granja eólica y modelo de la planta eólica

La velocidad del viento es muy importante en la cantidad de energía que una turbina eólica puede convertir en electricidad; el contenido energético de viento varía con el cubo del promedio de su velocidad, es decir, si se tiene un viento con el doble de velocidad este contiene 8 veces más energía [11].

Es importante mencionar que sólo una parte del potencial del viento puede ser convertido en energía útil y, en una base anual, el aprovechamiento puede estar en un rango del 10 al 35%, dependiendo del viento y la turbina.

Por otro lado, el tamaño de la turbina tiene impactos en la economía de la potencia producida. Para el caso de las turbinas pequeñas, cuya potencia es menor a 50 kW, tienen gran parte del precio atado en costos requeridos, en costos operativos, controles e instalación y una pobre economía asociada con el pequeño tamaño de las piezas [17], lo cual hace que no resulten atractivas en una base comercial. Para las turbinas de viento grandes, gran parte del precio está referido al diseño estructural, por lo tanto la economía de escala las hace más atractivas.

Otro factor importante para la simulación es la curva velocidad de viento-potencia de la turbina eólica, ya que existen distintas tecnologías que resultan en curvas de distinto tipo. El simulador puede cambiar de un tipo de turbina a otro; para tal fin utiliza la técnica de interpolación de *splines* cúbicos (rutina de interpolación de IMSL), para determinar la potencia que genera la turbina a determinada velocidad de viento, y se requiere conocer la curva característica de velocidad de viento-potencia del generador eoloelectrico. Para efectos de las simulaciones realizadas se utiliza la curva de viento potencia para una planta V39-600 [4], la cual se muestra en la figura 3.1.

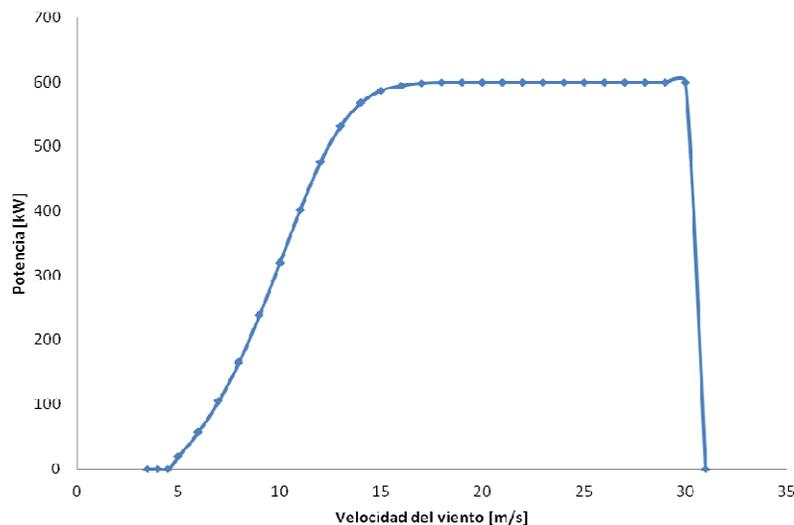


Figura 3.1: Curva velocidad del viento-potencia, Vestas modelo V39-600kW [4]

Se considera que el parque eólico está formado por un determinado número de turbinas, de acuerdo a la tabla 3.1, a una altura de 40 m. Esta altura fue seleccionada en base a que la velocidad del viento cercana a la superficie de la tierra es menor debido a la fricción, por lo que se espera que la velocidad del viento sobre la superficie de la tierra aumente con la altitud; con base a estudios realizados en [11], se comprueba que resulta más atractivo, económicamente, instalar las torres a 40 m que a 30m.

Tabla 3.1: Capacidad de los parques eólicos propuestos

Capacidad Instalada (MW)	Número de unidades generadoras
200	334
500	834
750	1250
1000	1667

Adicionalmente, para la simulación del parque eólico se consideran los siguientes puntos:

- a) El parque generador se encuentra localizado dentro de un túnel de viento.
- b) Se proponen pérdidas totales del orden del 21% (10% debidas al alineamiento de varias unidades en la misma zona, 5% debidas a las tasas de salida forzada, 3% debidas a pérdidas en control y turbulencias y 3% pérdidas eléctricas).
- c) Los períodos de discretización son horarios.

Los datos de comportamiento de velocidades de viento del sitio (que se tratan en el apartado 3.3) son afectados por un factor de altura de torre y una vez calculada la potencia de la planta eoloeléctrica se multiplica por el número de unidades que componen el parque eólico y se le aplican las pérdidas.

Como resultado se obtiene la energía generada para cada uno de los registros de velocidad de viento del sitio.

3.3 Modelado de las series de viento

Se utiliza la serie de viento registrada en la planta "La Venta", ubicada en el estado de Oaxaca, México, donde se obtuvieron mediciones de velocidades de viento en forma horaria en metros por segundo del día 18 de febrero de 1994 al 13 de junio de 1997. Cabe destacar, que se utilizan estos registros de velocidades de viento por la disponibilidad de la información, sin embargo, estos datos dependerán del sitio en el que se ubicará el parque eólico.

Los generadores de series sintéticas de velocidad de viento utilizadas son:

- a) Modelos auto-regresivos de medias móviles (ARMA), utilizando la metodología Box-Jenkins [11, 23].
- b) Variables aleatorias con distribución Weibull [11].

3.3.1 Modelos ARMA

En estos modelos se analiza el comportamiento de la serie de viento registrada en la planta "La Venta", utilizando las mediciones obtenidas en el periodo del día 18 de febrero de 1994 al 13 de junio de 1997. Para el análisis se consideró la metodología Box-Jenkins, realizando un análisis en forma horaria obteniendo un total de 24 modelos, correspondientes a cada una de las horas del día. En la tabla 3.2 se presentan los modelos utilizados [11, 15 y 16].

Tabla 3.2: Resumen de los modelos propuestos para cada hora [11, 15 y 16]

Hora	Modelo propuesto
0	$y_t = y_{t-1} + 0.02668y_{t-1} - 0.02668y_{t-2} + 0.15649y_{t-2} - 0.15649y_{t-3} - 0.42540\varepsilon_{t-1} - 0.50646\varepsilon_{t-2} - 0.00031 + \varepsilon_t$
1	$y_t = y_{t-1} + 0.03712y_{t-1} - 0.03712y_{t-2} + 0.16627y_{t-2} - 0.16627y_{t-3} - 0.45731\varepsilon_{t-1} - 0.48111\varepsilon_{t-2} - 0.00017 + \varepsilon_t$
2	$y_t = y_{t-1} + 0.04314y_{t-1} - 0.04314y_{t-2} + 0.16920y_{t-2} - 0.16920y_{t-3} - 0.45992\varepsilon_{t-1} - 0.47763\varepsilon_{t-2} - 0.00046 + \varepsilon_t$
3	$y_t = y_{t-1} + 0.03558y_{t-1} - 0.03558y_{t-2} + 0.17746y_{t-2} - 0.17746y_{t-3} - 0.43070\varepsilon_{t-1} - 0.50793\varepsilon_{t-2} - 0.00025 + \varepsilon_t$

4	$y_t = y_{t-1} + 0.04379y_{t-1} - 0.04379y_{t-2} + 0.18268y_{t-2} - 0.18268y_{t-3} - 0.44809\varepsilon_{t-1} - 0.49385\varepsilon_{t-2} - 0.00025 + \varepsilon_t$
5	$y_t = y_{t-1} + 0.06617y_{t-1} - 0.06617y_{t-2} + 0.19043y_{t-2} - 0.19043y_{t-3} - 0.44926\varepsilon_{t-1} - 0.49813\varepsilon_{t-2} - 0.00017 + \varepsilon_t$
6	$y_t = y_{t-1} + 0.05428y_{t-1} - 0.05428y_{t-2} + 0.17804y_{t-2} - 0.17804y_{t-3} - 0.43499\varepsilon_{t-1} - 0.51249\varepsilon_{t-2} - 0.00036 + \varepsilon_t$
7	$y_t = y_{t-1} + 0.09290y_{t-1} - 0.09290y_{t-2} + 0.15266y_{t-2} - 0.15266y_{t-3} - 0.48719\varepsilon_{t-1} - 0.46382\varepsilon_{t-2} - 0.00057 + \varepsilon_t$
8	$y_t = y_{t-1} + 0.04433y_{t-1} - 0.04433y_{t-2} + 0.19512y_{t-2} - 0.19512y_{t-3} - 0.47239\varepsilon_{t-1} - 0.47758\varepsilon_{t-2} - 0.00085 + \varepsilon_t$
9	$y_t = y_{t-1} + 0.03076y_{t-1} - 0.03076y_{t-2} + 0.19018y_{t-2} - 0.19018y_{t-3} - 0.46373\varepsilon_{t-1} - 0.48269\varepsilon_{t-2} - 0.00136 + \varepsilon_t$
10	$y_t = y_{t-1} + 0.01031y_{t-1} - 0.01031y_{t-2} + 0.19333y_{t-2} - 0.19333y_{t-3} - 0.44688\varepsilon_{t-1} - 0.49738\varepsilon_{t-2} - 0.00166 + \varepsilon_t$
11	$y_t = y_{t-1} + 0.01564y_{t-1} - 0.01564y_{t-2} + 0.19175y_{t-2} - 0.19175y_{t-3} - 0.44745\varepsilon_{t-1} - 0.49738\varepsilon_{t-2} - 0.00148 + \varepsilon_t$
12	$y_t = y_{t-1} + 0.35314y_{t-1} - 0.35314y_{t-2} - 0.81839\varepsilon_{t-1} - 0.13629\varepsilon_{t-2} - 0.00135 + \varepsilon_t$
13	$y_t = y_{t-1} + 0.49198y_{t-1} - 0.49198y_{t-2} - 0.05505y_{t-2} + 0.05505y_{t-3} - 0.04383y_{t-3} + 0.04383y_{t-4} - 0.95451\varepsilon_{t-1} + \varepsilon_t$
14	$y_t = y_{t-1} + 0.34730y_{t-1} - 0.34730y_{t-2} - 0.80808\varepsilon_{t-1} - 0.14262\varepsilon_{t-2} + 0.00163 + \varepsilon_t$
15	$y_t = y_{t-1} - 0.01630y_{t-1} + 0.01630y_{t-2} + 0.21043y_{t-2} - 0.21043y_{t-3} - 0.44816\varepsilon_{t-1} - 0.48964\varepsilon_{t-2} - 0.00224 + \varepsilon_t$
16	$y_t = y_{t-1} + 0.01161y_{t-1} - 0.01161y_{t-2} + 0.17245y_{t-2} - 0.17245y_{t-3} - 0.46426\varepsilon_{t-1} - 0.47200\varepsilon_{t-2} + 0.00205 + \varepsilon_t$
17	$y_t = y_{t-1} - 0.02063y_{t-1} + 0.02063y_{t-2} + 0.14828y_{t-2} - 0.14828y_{t-3} - 0.44470\varepsilon_{t-1} - 0.48861\varepsilon_{t-2} + 0.00199 + \varepsilon_t$
18	$y_t = y_{t-1} - 0.01972y_{t-1} + 0.01972y_{t-2} + 0.15453y_{t-2} - 0.15453y_{t-3} - 0.44878\varepsilon_{t-1} - 0.48877\varepsilon_{t-2} + 0.00160 + \varepsilon_t$

19	$y_t = y_{t-1} - 0.00099y_{t-1} + 0.00099y_{t-2} + 0.15909y_{t-2} - 0.15909y_{t-3} - 0.43378\varepsilon_{t-1} - 0.50145\varepsilon_{t-2} + 0.00098 + \varepsilon_t$
20	$y_t = y_{t-1} - 0.00124y_{t-1} + 0.00124y_{t-2} + 0.15080y_{t-2} - 0.15080y_{t-3} - 0.41426\varepsilon_{t-1} - 0.51779\varepsilon_{t-2} + 0.00040 + \varepsilon_t$
21	$y_t = y_{t-1} - 0.00476y_{t-1} + 0.00476y_{t-2} + 0.15971y_{t-2} - 0.15971y_{t-3} - 0.40648\varepsilon_{t-1} - 0.52170\varepsilon_{t-2} + 0.00009 + \varepsilon_t$
22	$y_t = y_{t-1} - 0.00980y_{t-1} + 0.00980y_{t-2} + 0.15924y_{t-2} - 0.15924y_{t-3} - 0.41472\varepsilon_{t-1} - 0.51308\varepsilon_{t-2} + 0.00009 + \varepsilon_t$
23	$y_t = y_{t-1} - 0.00796y_{t-1} + 0.00796y_{t-2} + 0.16516y_{t-2} - 0.16516 - 0.41430\varepsilon_{t-1} - 0.51407\varepsilon_{t-2} + 0.00038 + \varepsilon_t$

De esta forma se tiene los modelos para las 24 horas del día, con características similares a la serie original, como son: media, desviación estándar, distribución de probabilidad de los datos simulados y estacionariedad de la serie. En la tabla 3.2, y_t es la velocidad del viento horaria y está en función de las velocidades de viento de días anteriores de la misma hora ($y_{t-1}, y_{t-2}, \dots, y_{t-n}$) y de las variables aleatorias normales estándar ($\varepsilon_t, \varepsilon_{t-1}, \dots, \varepsilon_{t-m}$). Estos modelos están incorporados dentro del programa del simulador eoloeléctrico y de esta forma se generan las series sintéticas de velocidades de viento horarias [11]. Un análisis detallado del modelado de las series de velocidad de viento puede consultarse en [11].

3.3.2 Modelos con variable aleatoria con distribución Weibull.

Recordando que una variable aleatoria es un número X (ζ) asignado para cada salida ζ de un experimento. Este número puede ser el voltaje de una fuente aleatoria, el costo de un componente aleatorio o cualquier otra cantidad numérica que es de interés en el desarrollo de un experimento [11, 23]. En este caso la variable aleatoria es la velocidad del viento.

Para el cálculo de los parámetros de las variables aleatorias con distribución Weibull se proponen dos casos:

- 1) Weibull anual.
- 2) Weibull estacional.

La primera considera un comportamiento similar del viento durante el año, y la segunda propone diferencias estacionales para cada mes, lo cual contempla períodos con mayor velocidad de viento entre agosto y febrero, y período con vientos de menor velocidad entre marzo y julio. Para las simulaciones realizadas se utilizan las variables aleatorias Weibull propuestas en [11], las cuales se resumen en la tabla 3.3.

Tabla 3.3: Variables aleatorias Weibull utilizadas: estacionales y anual [11]

Mes	Parámetros Weibull				Parámetros históricos	
	α	β	μ	σ	μ	σ
Enero	10.45	1.66	9.3401	5.7794	9.3413	5.7895
Febrero	10.22	1.61	9.1578	5.8268	9.1563	5.8350
Marzo	8.43	1.63	7.5457	4.7473	7.5409	4.7398
Abril	7.18	1.49	6.4879	4.4317	6.4900	4.4100
Mayo	8.10	1.53	7.2954	4.8639	7.2973	4.8582
Junio	10.14	2.04	8.9835	4.6130	8.9807	4.6205
Julio	9.64	1.82	8.5683	4.8767	8.5690	4.8401
Agosto	9.35	1.74	8.3301	4.9382	8.3291	4.9269
Septiembre	12.73	2.64	11.3122	4.6101	11.3128	4.6067
Octubre	14.60	2.80	13.0006	5.0263	12.9998	5.0278
Noviembre	14.02	2.32	12.4218	5.6832	12.4239	5.6890
Diciembre	14.69	2.28	13.0129	6.0472	13.0128	6.0366
Promedio	11.24	1.84	9.9857	5.6275	9.9864	5.6381

Los parámetros indicados en la tabla 3.3 se calculan utilizando la serie de viento registrada en la planta "La Venta", utilizando las mediciones obtenidas en el periodo del día 18 de febrero de 1994 al 13 de junio de 1997, y las ecuaciones siguientes [11]:

$$E(x) = c + \alpha \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad (3.1)$$

$$\sigma^2(x) = \alpha^2 \left\{ \Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right)^2 \right\} \quad (3.2)$$

$$\beta = \left(\frac{\sigma(x)}{E(x)}\right)^{-1.086} \quad (3.3)$$

$$\alpha = \left(\frac{E(x)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right)}\right) \quad (3.4)$$

donde:

$$c = 0$$

$\Gamma(x)$ = es la función gamma evaluada en el punto x .

$E(x)$ = es la media o esperanza matemática.

$\sigma^2(x)$ = es la varianza de x .

α y β = son los parámetros de variable aleatoria Weibull, con la siguiente función de distribución y densidad:

$$F(x) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta\right] \quad (3.5)$$

$$f(x) = \frac{\beta}{\alpha^\beta} x^{\beta-1} \exp\left[-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta\right] \quad (3.6)$$

Para la generación de series sintéticas de velocidades de viento horarias, involucrando una variable aleatoria con distribución Weibull se utilizó una rutina de generación de pseudonúmeros aleatoria con distribución uniforme de la biblioteca IMSL [26], los cuales a través de la transformación siguiente son transformados en números aleatorios con distribución Weibull:

$$X = \alpha (-\ln(U))^{1/\beta} \quad (3.7)$$

De esta forma un número aleatorio con función de distribución uniforme entre 0 y 1, es transformado en un número aleatorio X con distribución Weibull con parámetros α y β .

3.3.3 Perfil del Viento

El perfil de comportamiento de velocidades del viento se observa en la figura 3.2.

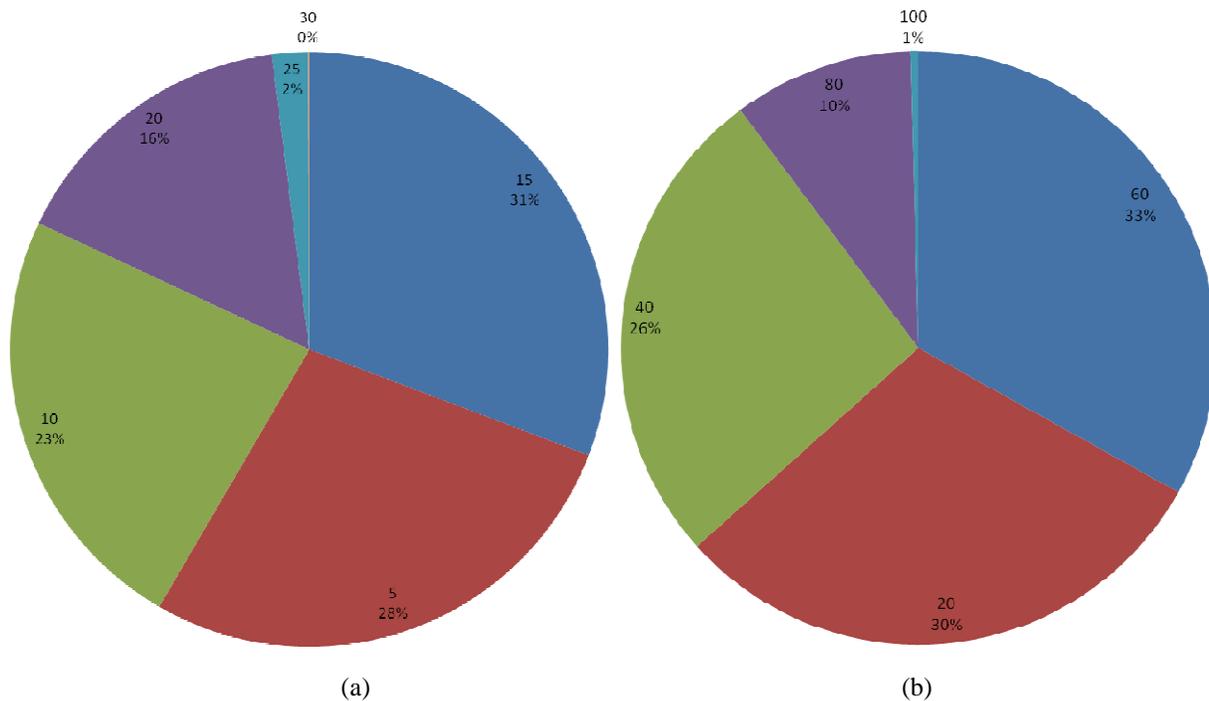


Figura 3.2: Velocidades de viento en (a) m/s y (b) km/h utilizadas para a simulación, expresadas en porcentaje.

Estos valores de velocidades de viento son utilizados para realizar las simulaciones. Es importante hacer notar que, el hecho de que en la figura 2 (a) se indique un valor de cero por ciento para velocidades mayores a 25 m/s no implica que estas no existan, sin embargo comparado con los registros horarios de los años de simulación, estos valores son muy pequeños en comparación con las otras velocidades y no se reflejan en la gráfica anterior. Puede observarse que la mayor cantidad del viento tiene velocidades entre cero y 20 m/s.

3.4 Simulador del parque eólico en estudios determinísticos

Para efectos de simular la operación del parque eólico en estudios determinísticos se utilizan los modelos desarrollados en [11, 15 y 16]. Para este tipo de estudios no se toma en cuenta explícitamente la naturaleza aleatoria de los factores que afectan el suministro de energía, sin embargo, el desconocimiento de velocidades de viento futuras es resuelto considerando la posibilidad de que en el futuro se repetirán las condiciones de viento históricamente registradas. Mediante el uso de herramientas de simulación del tipo determinístico se reproduce la operación de la granja eólica y se evalúa la capacidad de producción con escenarios de viento bien definidos.

Los datos de la granja eólica y modelo de la planta eólica corresponden a los indicados en el apartado 3.2 y se consideran los datos históricos del viento de registros de 1994 a 1997, del sitio geográfico La Venta, ubicados en Oaxaca, México [11, 15 y 16]. El periodo de discretización es horario y se simulan 3 años de operación del parque eólico para cada una de las capacidades indicadas en la tabla 3.1. El periodo de 3 años de simulación es debido a que como se tienen sólo registros de este tiempo, los siguientes años se consideran como una repetición de los primeros.

3.4.1 Ejemplo de operación del parque eólico en estudios determinísticos

Partiendo de la información anterior, a manera de ejemplo se simula la operación de un parque eólico de 200 MW con metodología determinista. Se considera que está compuesto por 334 unidades de 600 kW y los resultados de la energía generada se resumen en la tabla 3.4, donde se observa que se tiene un aprovechamiento anual de la red de transmisión del orden de 41.2% de su capacidad instalada, lo cual es un aprovechamiento bajo si se compara con el aprovechamiento que se podría tener con una central térmica. Por otra parte, si se analiza el porcentaje de aprovechamiento mensual, estacionalmente se observa que las energías afluentes al parque eólico, tienen máximo entre los periodos de agosto a febrero, y una etapa de mínimas afluencias de marzo a julio. Lo anterior, tiene un impacto en la red de transmisión, ya que ésta debe tener capacidad suficiente para poder extraer la energía en los meses de mayor afluencia, lo que de acuerdo con el análisis reportado en la tabla 3.4, el mayor aprovechamiento mensual de la red es de 68.1%, lo cual puede observarse en la figura 3.3.

Asimismo, en la figura 3.4 se presenta la energía generada cada hora por el parque eólico de 200MW para el primer año de estudio; en este punto es importante considerar que se presentan potencias máximas del orden de 158.33 MW, que representa un aprovechamiento del orden de 79.01%, lo cual hace ver que instantáneamente pueden presentarse valores máximos en potencia hasta de 200MW o 100% de la capacidad instalada, los cuales tendrían que ser extraídos a través de la red de transmisión hasta los puntos de consumo.

Por otro lado, en la figura 3.5 se presenta la generación de energía eléctrica por el parque eólico pero considerando que se limita la capacidad de la red de transmisión a un 65% de la capacidad instalada (considere, por ejemplo, un conductor ACSR 900 a 115 kV a una distancia de 100 km y con una capacidad máxima de transmisión de 130 MW por límite de estabilidad), lo cual implica que, cuando se presentaran potencias mayores a 130 MW se tendrían que desperdiciar energía para no exceder la capacidad de carga de la red de transmisión. Esta solución implica no tener una capacidad de transmisión ociosa que, como puede verse en la tabla 3.1, la producción de energía del parque eólico tendrá aprovechamientos máximos mensuales del orden del 70% y con esto, un diseño se estaría usando en valores cercanos a su capacidad máxima. Económicamente, en la tabla 3.5 se presenta las repercusiones en pérdida de energía que se tienen con esta solución y el costo que implica, considerando el costo nivelado de 121.2437USD/MWh (para más detalles de este costo nivelado puede verse el apartado 5.3.6.1).

Tabla 3.4: Energía producida y porcentaje de generación para el análisis determinístico de la operación del parque eólico bajo prueba con una capacidad de 200 MW

	Energía producida por mes (MWh)		Porcentaje de uso de la Red mensual (%)	Energía producida por año (MWh)	Porcentaje de uso de la Red Anual (%)
Año 1	enero	87441.36	58.65	752765.06	42.88
	febrero	43989.54	32.66		
	marzo	26616.29	17.85		
	abril	50934.50	35.30		
	mayo	44329.50	29.73		
	junio	34076.67	23.62		
	julio	76972.49	51.63		
	agosto	64114.39	43.00		
	septiembre	85074.79	58.96		
	octubre	54545.93	36.58		
	noviembre	83136.75	57.62		
	diciembre	101532.85	68.10		
Año 2	enero	87441.36	58.65	699995.20	39.87
	febrero	76714.94	56.97		
	marzo	56963.49	38.21		
	abril	48779.05	33.81		
	mayo	9312.60	6.25		
	junio	38186.09	26.47		
	julio	69872.72	46.86		
	agosto	21088.00	14.14		
	septiembre	55111.47	38.20		
	octubre	61476.63	41.23		
	noviembre	84485.64	58.55		
	diciembre	90563.22	60.74		
Año 3	enero	79624.95	53.40	719160.39	40.97
	febrero	55989.19	41.58		
	marzo	64940.58	43.56		
	abril	44390.38	30.77		
	mayo	44605.13	29.92		
	junio	35183.10	24.38		
	julio	59978.05	40.23		
	agosto	63054.14	42.29		
	septiembre	29205.17	20.24		
	octubre	57150.11	38.33		
	noviembre	90044.22	62.41		
	diciembre	94995.38	63.71		

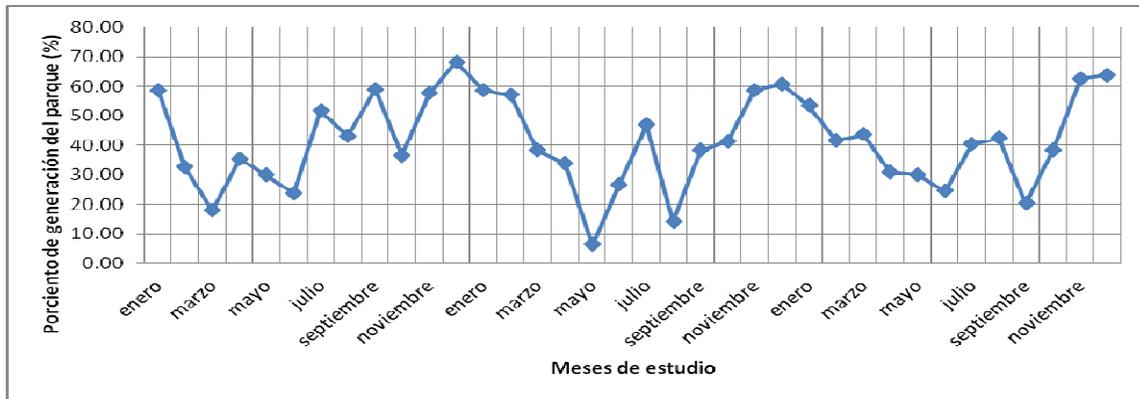


Figura 3.3: Porcentaje de generación mensual del parque eólico de 200 MW en el periodo de estudio, para el análisis determinístico

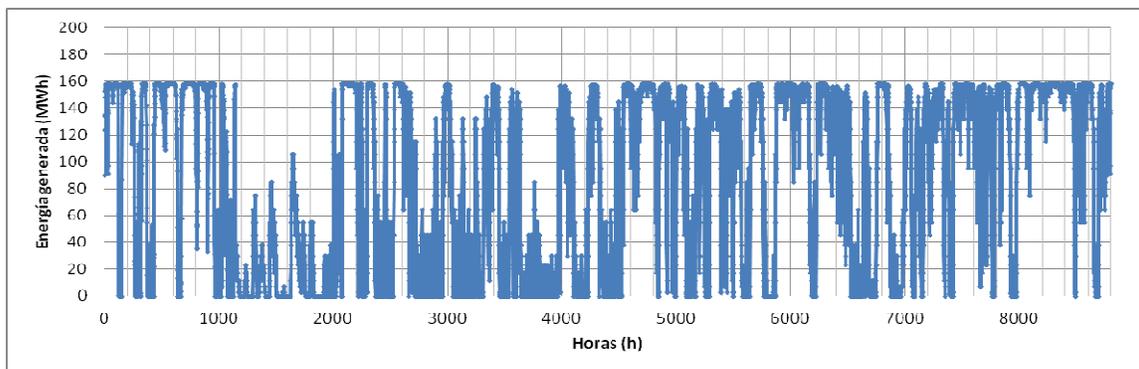


Figura 3.4: Energía generada cada hora por el parque eólico de 200 MW en el primero año de estudio, para el análisis determinístico

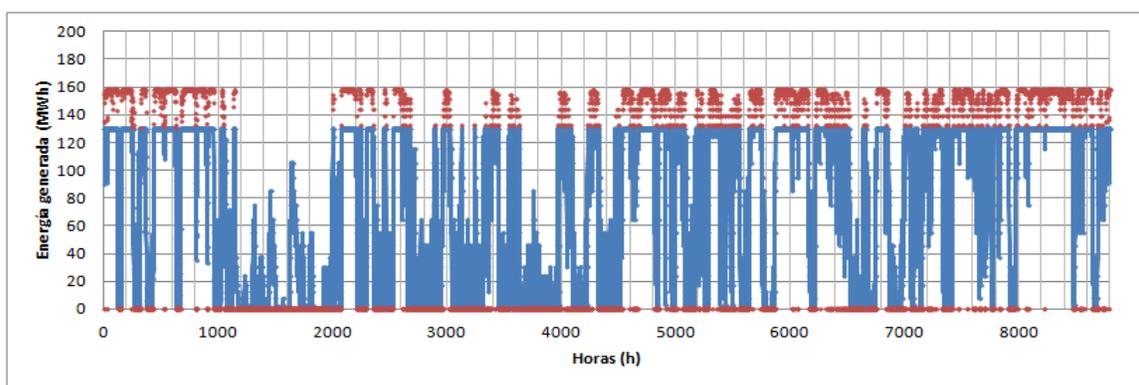


Figura 3.5: Energía generada cada hora por el parque eólico de 200 MW en el primero año de estudio a capacidad reducida del 65% (en color rojo la energía no aprovechada), para el análisis determinístico

Tabla 3.5: Energía no utilizada y su costo, debida a la reducción en la capacidad de transmisión a un 65 % (130 MW), para el parque eólico de 200 MW con análisis determinístico

Año	Energía no aprovechada		
	(MWh)	%	Costo* (\$)
1	83242.08	11.06	10092578.10
2	77823.66	11.12	9435628.46
3	82068.25	11.41	9950258.77
Total	243134.00	11.02	29478465.33

*Se considera el costo nivelado de 121.2437USD/MWh calculado en 5.3.7

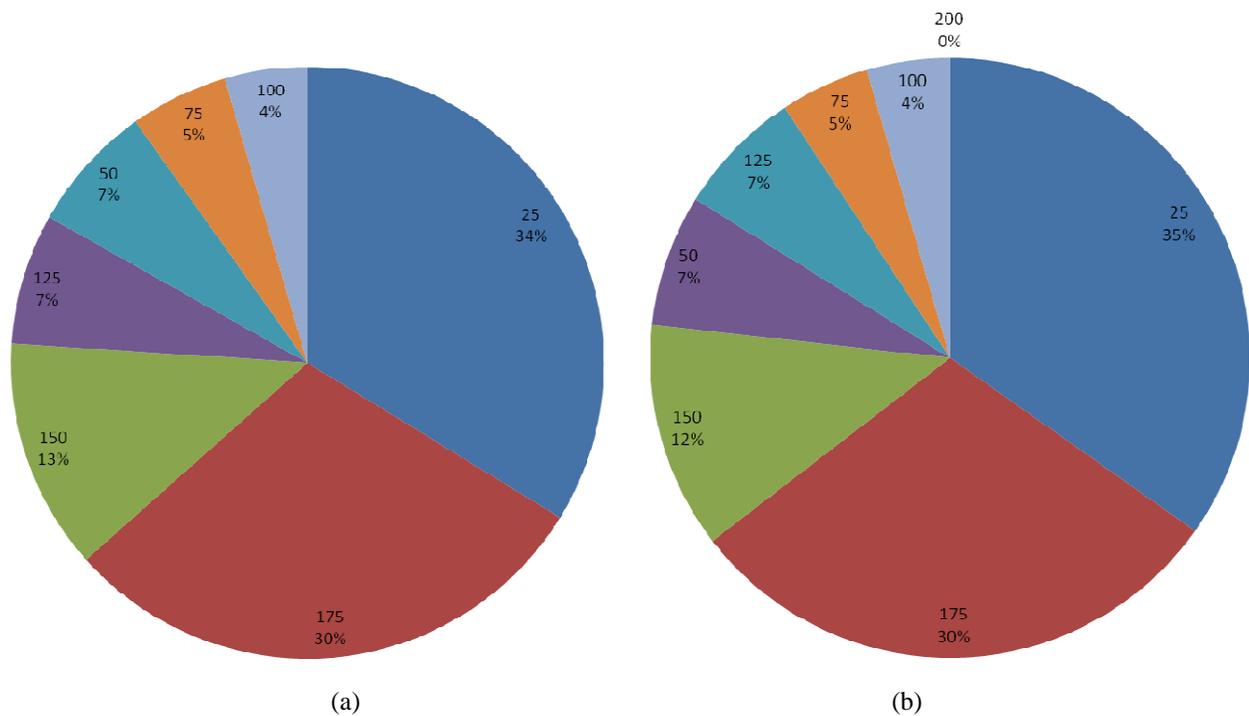


Figura 3.6: Energía generada (a) en el primer año de simulación y (b) en los tres años de simulación, en MWh calificada en bloques de energía horarios y expresados en porcentaje, para el parque eólico de 200MW con análisis determinístico.

Finalmente, en la figura 3.6 se presentan los resultados de la energía generada para el primer año de simulación y para todo el periodo, clasificada en bloques de acuerdo a la cantidad energía generada con una discretización horaria.

Un aspecto muy importante en este tipo de análisis es la consideración de los datos de entrada, principalmente las mediciones de velocidades de viento, el tipo de turbinas eólicas y altura de las torres. Por tal motivo, los resultados y conclusiones obtenidas son con base en los parámetros de simulación utilizados, y tendrán que ser evaluados para cada caso en particular. Para ejemplificar este hecho, se presenta a continuación un parque eólico de igual capacidad al analizado (200 MW), pero utilizando la planta eólica Enercon Modelo E44 [12]. La curva de velocidad del viento - potencia se muestra en la figura 3.7.

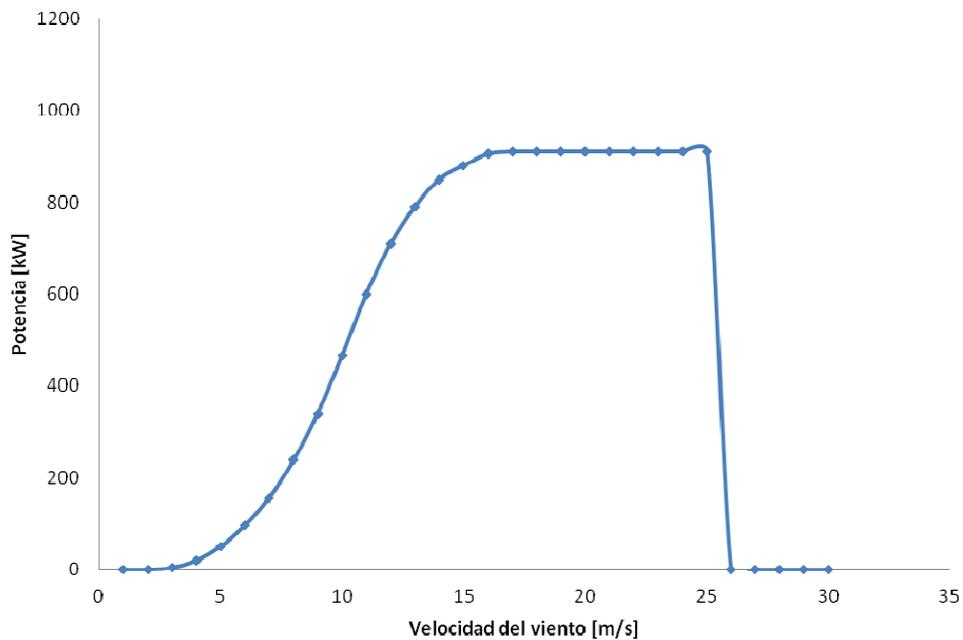


Figura 3.7: Curva velocidad del viento-potencia, Enercon modelo E44-910kW [12].

Así, el parque eólico queda constitutivo por 223 turbinas Enercon modelo E44-910kW a una altura de 65 metros. Nuevamente se realiza el estudio determinístico y en la figura 3.8 se presentan los resultados de la simulación.

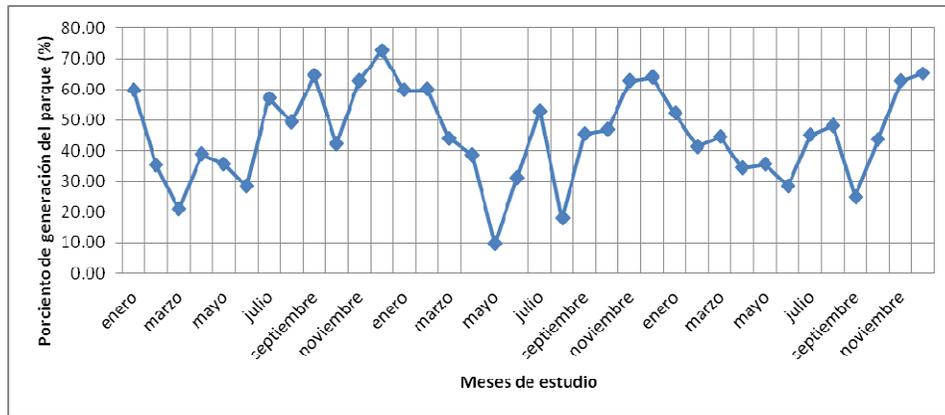


Figura 3.8: Porcentaje mensual de generación del parque eólico de 200 MW con turbina Enercon E44, en el periodo de estudio

Comparando los resultados obtenidos en el estudio realizado (figura 3.8) con esta turbina con los obtenidos con el diseño de Vestas (figura 3.3), podemos notar que la energía generada es mayor y que se alcanzan promedios mensuales de generación del orden de 72.51 %, lo cual indica que la red de transmisión será más exigida que en el caso anterior. También el pico máximo horario de generación es de 162.35 MW, que representa el 81%, valor que es mayor al obtenido en el caso de la turbina Vestas.

Finalmente, se comparan los resultados de las turbinas analizadas, se tiene que la reducción al 65% de la capacidad de transmisión al parque de 200 MW, implica que para el caso de Enercon se pierde más que en el caso anterior, por lo que el criterio de reducción de capacidad ya no sería tan atractivo en este caso y queda demostrado que no es recomendable aplicar una "regla" para determinar la reducción de capacidad de la red (por ejemplo reducir a un 65%), sin realizar un análisis integral como el propuesto en este trabajo.

3.5 Simulador del parque eólico en estudios probabilísticos

Para efectos de simular la operación del parque eólico en estudios probabilísticos se utilizan los modelos desarrollados en [11, 15 y 16] y en particular el modelado de las series de viento con los modelos auto-regresivos de medias móviles detallados en el apartado 3.3.1. En este caso, se generan secuencias de viento sintéticas con las mismas características estadísticas que las históricas y entre mayor sea el número de series, mejor será la exactitud de los resultados. Estas series serán

todas distintas entre sí, por lo que se pueden obtener diversos resultados de simular la optimización para cada serie, en vez de un único resultado obtenido al aplicar la serie histórica. Así, haciendo uso de las herramientas de simulación del tipo probabilístico se reproduce la operación de la granja eólica y se evalúa la capacidad de producción.

Los datos de la granja eólica y modelo de la planta eólica corresponden a los indicados en el apartado 3.2 y las series históricas del viento serán también las de los registros de 1994 a 1997 del sitio geográfico La Venta, ubicado en Oaxaca, México [11, 15 y 16]. El periodo de discretización es horario y se simulan 20 años de operación del parque eólico, para cada una de las capacidades indicadas e la tabla 3.1.

3.5.1 Ejemplo de operación del parque eólico en estudios probabilísticos

Del análisis de la operación del parque eólico basado en series de viento probabilísticas los resultados se muestran en la tabla 3.6; en ésta sólo se presentan los resultados de la simulación de los tres primeros años de operación del parque, para efectos de compararlos con el estudio determinístico del apartado 3.4.1 y mostrar los aprovechamientos mensuales del parque eólico. Asimismo, en la tabla 3.7 se resumen los resultados para los 20 años de estudio.

De las tablas 3.6 y 3.7, puede observarse que se tiene un aprovechamiento promedio del orden del 40% de la capacidad del parque eólico. También, se observa que los resultados son parecidos a los que se obtuvieron en la tabla 3.4.

En la tabla 3.7 se percibe que se tiene un máximo aprovechamiento anual de la red de transmisión del orden de 48.66%, dato que es muy positivo en cuanto a la generación de energía del parque eólico.

Tabla 3.6: Energía producida y porcentaje de generación para el análisis probabilístico de la operación del parque eólico bajo prueba con una capacidad de 200 MW para los tres primeros años de generación

	Energía producida por mes (MWh)		Porcentaje de uso de la Red mensual (%)	Energía producida por año (MWh)	Porcentaje de uso de la Red Anual (%)
Año 1	enero	86648.57	58.12	733227.16	41.77
	febrero	55257.66	41.03		
	marzo	37472.73	25.13		
	abril	50587.14	35.06		
	mayo	33177.06	22.25		
	junio	35863.82	24.86		
	julio	73776.32	49.48		
	agosto	49655.65	33.30		
	septiembre	74448.69	51.60		
	octubre	56649.41	37.99		
	noviembre	82630.66	57.27		
	diciembre	97059.44	65.10		
Año 2	enero	86701.21	58.15	733521.36	41.78
	febrero	55336.40	41.09		
	marzo	37495.85	25.15		
	abril	50994.79	35.34		
	mayo	33257.27	22.31		
	junio	35847.17	24.84		
	julio	73830.63	49.52		
	agosto	49651.19	33.30		
	septiembre	74346.36	51.53		
	octubre	56622.07	37.98		
	noviembre	82490.19	57.17		
	diciembre	96948.23	65.02		
Año 3	enero	86665.01	58.13	732876.87	41.75
	febrero	55185.13	40.98		
	marzo	37314.62	25.03		
	abril	50770.87	35.19		
	mayo	33161.82	22.24		
	junio	35824.42	24.83		
	julio	73830.82	49.52		
	agosto	49697.86	33.33		
	septiembre	74282.33	51.48		
	octubre	56550.07	37.93		
	noviembre	82563.73	57.22		
	diciembre	97030.20	65.08		

Tabla 3.7: Resumen de energía producida y por ciento de generación para el análisis probabilístico de la operación del parque eólico bajo prueba con una capacidad de 200 MW para los 20 años de operación

Año	Generación (MWh)	Por ciento (%)
Año 1	733227.16	41.77
Año 2	733521.36	41.78
Año 3	732876.87	41.75
Año 4	733345.02	41.77
Año 5	733502.15	41.78
Año 6	733370.87	41.78
Año 7	733968.08	41.81
Año 8	789791.46	44.99
Año 9	733336.82	41.77
Año 10	733294.83	41.77
Año 11	747563.43	42.58
Año 12	733356.81	41.77
Año 13	733049.23	41.76
Año 14	733185.00	41.76
Año 15	762462.48	43.43
Año 16	815962.56	46.48
Año 17	854179.53	48.66
Año 18	733303.54	41.77
Año 19	733109.79	41.76
Año 20	761533.14	43.38

Por otra parte, en la figura 3.9 se observan los aprovechamientos mensuales para los cuatro primeros años de simulación. Del estudio realizado, se obtuvo que el máximo porcentaje de aprovechamiento mensual es de 75.76% en el año 17, y un mínimo de 22.15% en el año 4. Lo anterior tiene un impacto en la red de transmisión, ya que ésta debe tener capacidad suficiente para poder extraer la energía en los meses de mayor afluencia.

En la figura 3.10 se presenta la energía generada cada hora por el parque eólico de 200MW para el primer año de estudio. La máxima potencia horaria generada en los 20 años simulados es de 184.46

MW, que representa un aprovechamiento del orden de 92.23%, lo cual hace ver que instantáneamente pueden presentarse valores máximos en potencia hasta de 200MW o 100% de la capacidad instalada, los cuales tendrían que ser extraídos a través de la red de transmisión hasta los puntos de consumo.

Como es nuestro caso de estudio, en la figura 3.11 se presenta la generación de energía eléctrica pero considerando que se limita la capacidad de la red de transmisión a un 65% de la capacidad instalada (considere, por ejemplo, un conductor ACSR 900 a 115 kV a una distancia de 100 km y con una capacidad máxima de transmisión de 130 MW por límite de estabilidad), lo cual implica que cuando se presentaran potencias mayores a 130 MW se tendrían que desperdiciar energía para no exceder la capacidad de la red de transmisión.

Económicamente, en la tabla 3.8 se presentan las repercusiones en pérdida de energía que se tienen con esta solución y el costo que implica, considerando el costo nivelado de 121.2437 USD/MWh (para más detalles de cálculo del costo nivelado puede revisarse el apartado 5.3.6.1). Es importante hacer notar, que esta tabla 3.8 sólo da una idea de las pérdidas económicas que se tienen debido a la pérdida de energía, sin embargo, en el capítulo 5 se presenta el análisis detallado de la evaluación técnico-económica propuesta.

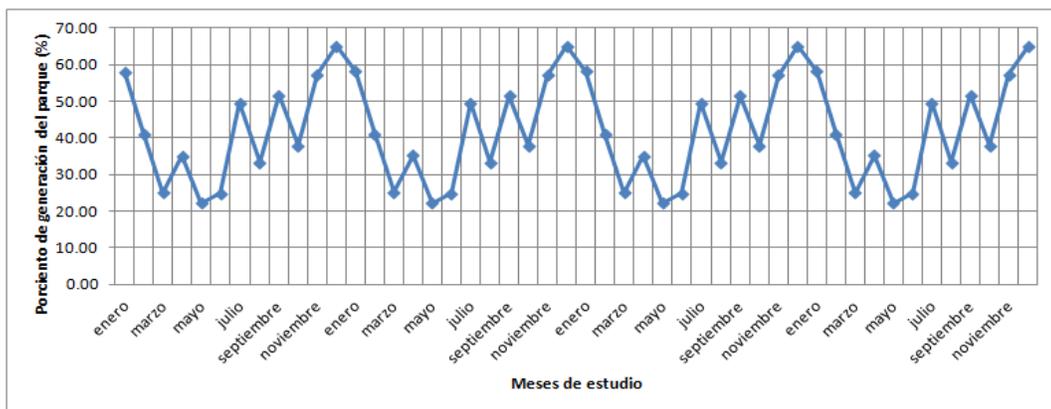


Figura 3.9: Porcentaje mensual de generación del parque eólico de 200 MW en los cuatro primeros años de estudios, para un análisis probabilístico

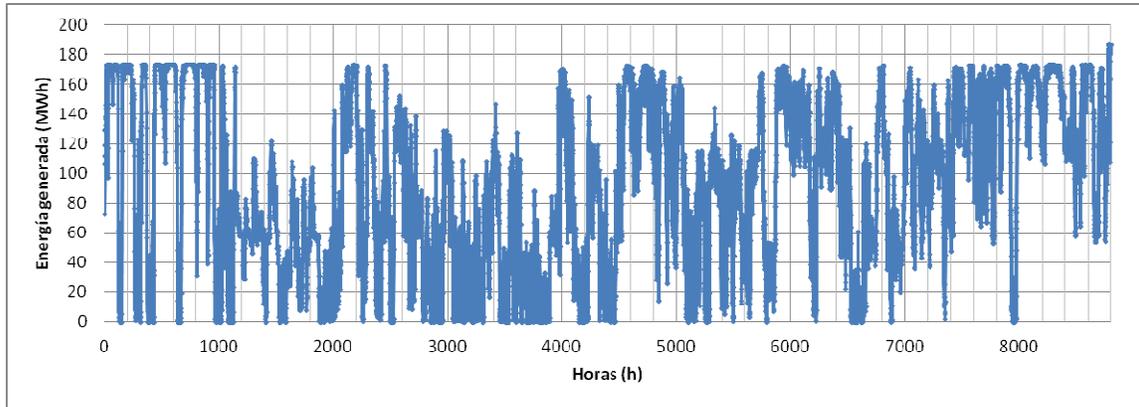


Figura 3.10: Energía generada cada hora por el parque eólico de 200 MW en el primero año de estudio, para un análisis probabilístico

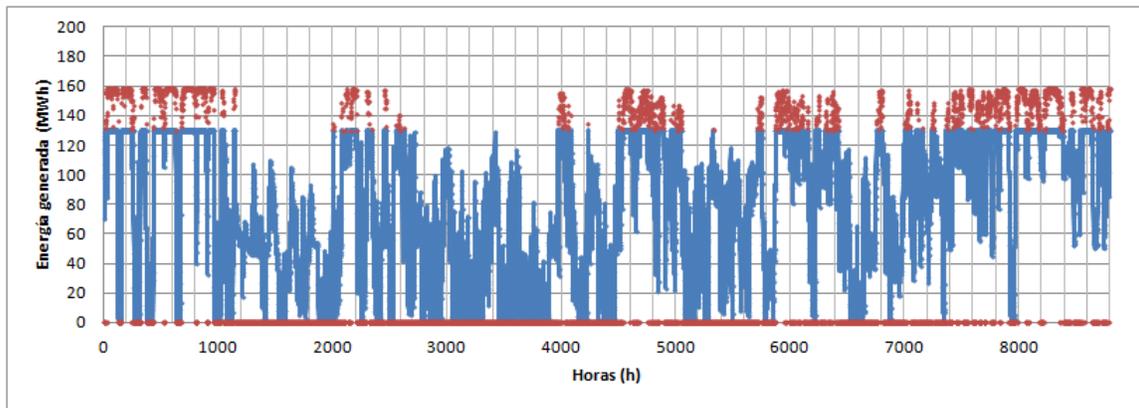


Figura 3.11: Energía generada cada hora por el parque eólico de 200 MW en el primero año de estudio a capacidad reducida del 65% (en color rojo la energía no aprovechada), para un análisis probabilístico

Tabla 3.8: Energía no utilizada y su costo, debida a la reducción en la capacidad de transmisión a un 65% (130 MW), en el parque eólico de 200 MW, para un análisis probabilístico

Año	Energía no aprovechada		
	(MWh)	%	Costo* (\$)
1	46033.67	6.28	5230345.71
2	46188.18	6.30	5241302.30
3	46130.10	6.29	5241302.30

*Se considera el costo nivelado de 121.2437USD/MWh calculado en 5.3.7

En la figura 3.12 se presenta la generación de energía eléctrica en forma de bloques de energía generados.

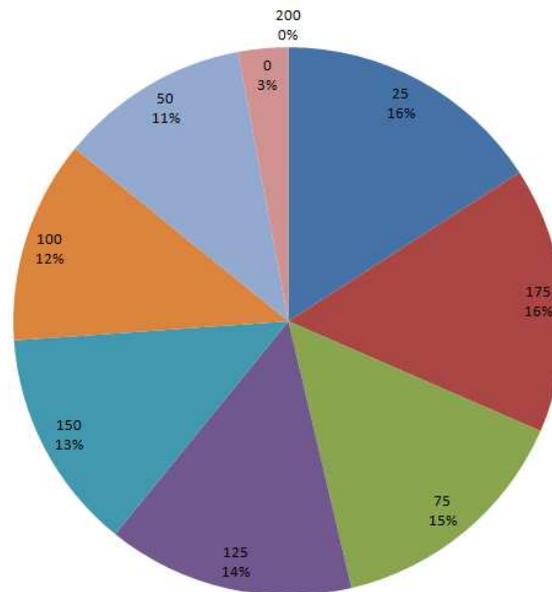


Figura 3.12: Energía generada en los cuatro primeros años de simulación, en MWh calificada en bloques de energía horarios y expresados en porcentaje, para el parque eólico de 200MW y un análisis probabilístico.

Este ejemplo será utilizado más adelante en los capítulos 4 y 5, en los puntos 4.3 y 5.3.6.1 respectivamente, para dar continuidad a estos resultados para determinar el diseño óptimo de la red de transmisión.

3.5.2 Simulación de los parques eólicos propuestos para los 20 años de operación con metodología probabilística

Tal como se analizó el apartado 3.5.1, se simula la operación de las diferentes capacidades de los parques eólicos indicados en la tabla 3.1. Cabe resaltar, que para simular la operación de los diferentes parques eólicos se toma como base la operación del parque de 200 MW, es decir, la generación que se obtiene de la interpolación a la curva del generador es la misma en todos los casos y se multiplica por el número de unidades generadoras particulares a cada uno de ellos.

A continuación, en la tabla 3.9, se presenta un resumen con los resultados obtenidos para los diferentes parques eólicos en los 20 años de simulación.

Tabla 3.9: Resumen de la energía generada para los diferentes parques eólicos propuestos con un análisis probabilístico

Año	Generación (MWh)			
	200 MW	500 MW	750 MW	1000 MW
Año 1	733227.16	1830872.60	2744113.61	3659549.91
Año 2	733521.36	1831607.22	2745214.66	3661018.27
Año 3	732876.87	1829997.93	2742802.65	3657801.61
Año 4	733345.02	1831166.90	2744554.70	3660138.15
Año 5	733502.15	1831559.25	2745142.76	3660922.39
Año 6	733370.87	1831231.45	2744651.45	3660267.17
Año 7	733968.08	1832722.69	2746886.52	3663247.86
Año 8	789791.46	1972114.00	2955806.35	3941863.35
Año 9	733336.82	1831146.43	2744524.03	3660097.25
Año 10	733294.83	1831041.59	2744366.89	3659887.69
Año 11	747563.43	1866670.37	2797767.34	3731102.52
Año 12	733356.81	1831196.36	2744598.86	3660197.04
Año 13	733049.23	1830428.32	2743447.72	3658661.87
Año 14	733185.00	1830767.32	2743955.82	3659339.48
Año 15	762462.48	1903873.38	2853527.25	3805463.94
Año 16	815962.56	2037463.41	3053752.11	4072483.81
Año 17	854179.53	2132891.39	3196779.67	4263225.37
Año 18	733303.54	1831063.33	2744399.48	3659931.14
Año 19	733109.79	1830579.53	2743674.36	3658964.12
Año 20	761533.14	1901552.82	2850049.19	3800825.60

De lo anterior, en el capítulo 4 se presenta la simulación de la operación de los parques eólicos descritos en este capítulo, para efectos de comprobar cómo se comporta el sistema, hasta qué punto son violados los límites de la red y cuáles son las características que convienen en la red de transmisión. Por lo tanto, este análisis será utilizado más adelante en los capítulos 4 y 5 para dar continuidad a estos resultados y determinar el diseño óptimo de la red de transmisión.

De acuerdo con los resultados de [11, 15 y 16], la metodología estocástica es más robusta que la determinística para evaluar los beneficios de las plantas de viento, dado que el número de probabilidades que cubre es mayor que las contenidas en la información histórica de aportaciones. Por lo tanto, con base en los resultados que se simularon en este capítulo, al no tener las series de viento de un periodo de 20 años y por las ventajas de usar la metodología estocástica, para efectos de simular las series de viento de los parques eólicos se utilizará la metodología estocástica.

Capítulo 4: Evaluación de la capacidad de la red de transmisión con fuentes renovables intermitentes.

4.1 Introducción.

En el capítulo 2 se abordan aspectos y procedimientos básicos de planeación y algunas metodologías aplicadas. Por otro lado, en el capítulo 3 se modela el recurso eólico como energético primario para producir energía eléctrica. Lo anterior servirá como base para que en éste capítulo se formulen metodologías, criterios y escenarios que tienen por objetivo determinar la capacidad que debe poseer la red de transmisión y su comportamiento en estado estacionario.

4.2 Metodología propuesta.

En forma general, la metodología propuesta para análisis de la capacidad de la red se ilustra en los diagramas de flujo indicados en las figuras 4.1, 4.2 y 4.3. Este análisis corresponde al análisis de capacidad indicado en la metodología de planeación propuesta en el capítulo 2, en el punto 2.7.1.

En la figura 4.1 se describe el procedimiento básico para diseñar la red asociada a la generación, es decir, la red que interconecta el parque eólico a un punto determinado. Este procedimiento consiste en que, a partir del análisis probabilístico de viento descrito en el capítulo 3, se diseñan las líneas de transmisión necesarias para extraer la energía generada. En un principio el diseño básico es considerando los criterios de planeación determinísticos "Tradicionales" (N-1) y después se va reduciendo la capacidad de las líneas, a capacidades que serán denominadas como "Nominales" o "Económicas". En la tabla 4.1 se resumen las características de operación para cada uno de los diseños antes citados.

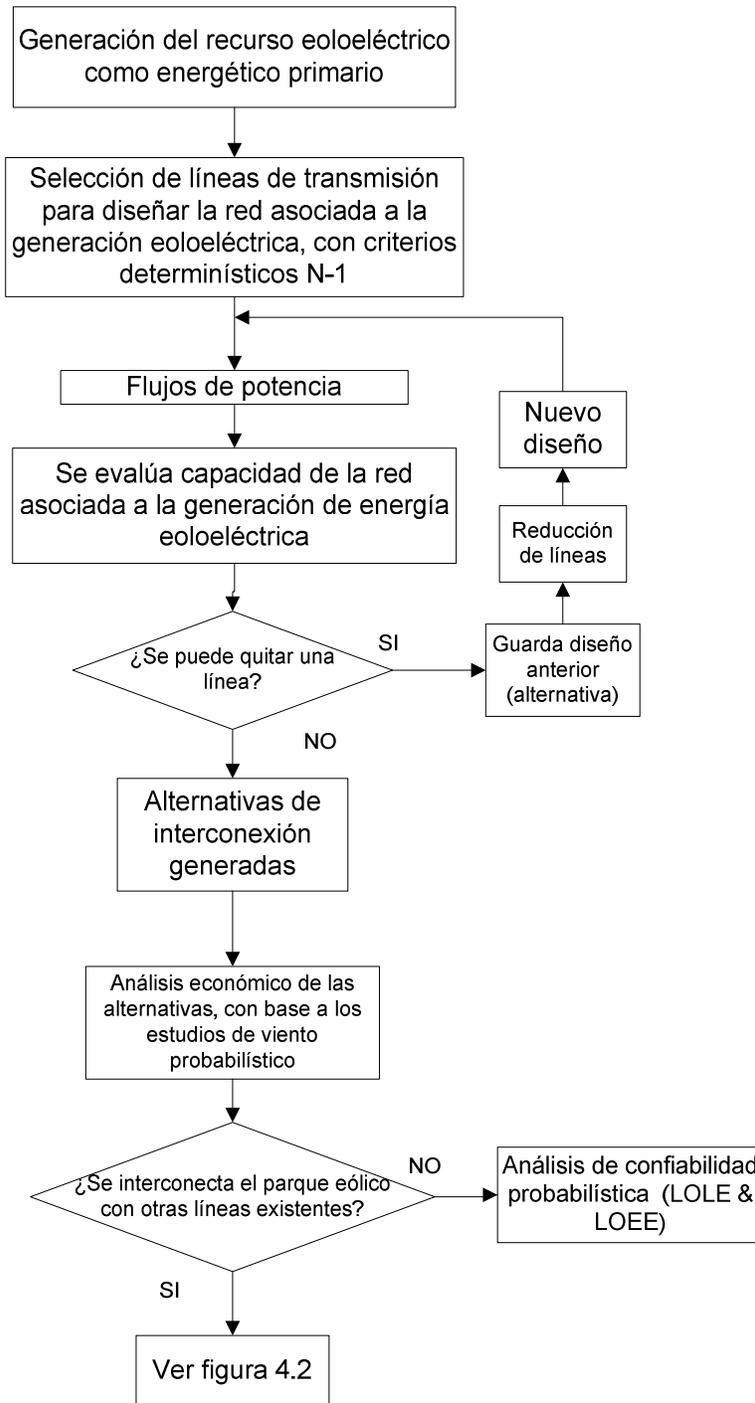


Figura 4.1: Diagrama de flujo para generar las alternativas de interconexión de la red asociada a la generación de energía eololéctrica

Tabla 4.1: Características de los criterios de planeación propuestos para la interconexión del parque eólico.

Características generales	Tipo de criterio de planeación		
	Tradicional [10]	Nominal	Económico
1	La red en estado estable no debe tener líneas sobrecargadas cerca de su límite térmico o cerca del límite térmico del equipo.	La red en estado estable no debe tener líneas sobrecargadas, pero si podrán operar cerca de su límite térmico o cerca del límite de estabilidad.	La red en estado estable no debe tener líneas sobrecargadas, pero si podrán operar cerca de su límite térmico o cerca del límite de estabilidad.
2	La red en estado normal no debe tener tensiones menores a $V_{mín}$, ni mayores a $V_{máx}$, donde $V_{mín}$ es típicamente del 95 al 98% y $V_{máx}$ es del 103 al 105%.	La red en estado normal no debe tener tensiones menores a $V_{mín}$, ni mayores a $V_{máx}$, donde $V_{mín}$ es del 95 y $V_{máx}$ es del 105%.	La red en estado normal no debe tener tensiones menores a $V_{mín}$, ni mayores a $V_{máx}$, donde $V_{mín}$ es del 95 y $V_{máx}$ es del 105%.
3	La red en estado normal no debe tener alguna línea de transmisión con un desplazamiento angular mayor a 45° . [9]	La red en estado normal no debe tener alguna línea de transmisión con un desplazamiento angular mayor a 45° .	La red en estado normal no debe tener alguna línea de transmisión con un desplazamiento angular mayor a 45° .
4	La red debe ser capaz de suministrar la carga total en una condición de falla de una línea (N-1). con: a) Tensiones de bus no menores que la tensión mínima del bus permitida, que típicamente es del 5 al 10%, b) No cargar la línea más allá del límite nominal de emergencia de la línea y c) Para líneas no compensadas no exceder un desplazamiento angular de 60° . Es decir, la pérdida de una línea no afecta la operación del parque eólico ni del sistema.	La pérdida de una línea provoca una reducción en la potencia que puede ser extraída por el parque eólico, pero no lo deja aislado, con: a) Tensiones de bus no menores que la tensión mínima del bus permitida, que es del 5%, b) No cargar la línea más allá del límite nominal de emergencia de la línea y c) Para líneas no compensadas no exceder un desplazamiento angular de 60° .	La pérdida de una línea provoca una reducción en la potencia que puede ser extraída por el parque eólico o dejarlo aislado, además, las líneas serán dimensionadas de una capacidad menor a la capacidad necesaria para extraer la toda energía del parque eólico siempre que resulte más económico, con: a) Tensiones de bus no menores que la tensión mínima del bus permitida, que es del 5%, b) No cargar la línea más allá del límite nominal de emergencia de la línea y c) Para líneas no compensadas no exceder un desplazamiento angular de 60° .

De la tabla 4.1, es importante resaltar que la principal deferencia entre los criterios Nominal y Tradicional es que, para el criterio Nominal, en caso de contingencia en las líneas que interconectan al parque eólico, éste tiene que reducir su generación el tiempo que dure la falla a una capacidad "reducida", que dependerá de la capacidad de las líneas, pero no deja desconectado al parque del sistema, es decir, en condiciones de falla la energía generada por arriba de la capacidad "reducida" sería desperdiciada. Por otro lado, el criterio Económico difiere en que la, o las, líneas de transmisión diseñadas pueden no tener capacidad para extraer los picos máximos de generación del parque eólico (diseño reducido), debido a que son muy escasos, y que en condiciones de falla el parque quedará aislado del sistema.

En caso de que se requiera conectar al parque eólico con otro sistema de transmisión se requiere analizar las características del sistema al cual se interconectará, para evaluar las implicaciones que tiene la adición de la fuente renovable intermitente. En la figura 4.2 se describe el método de análisis de la red existente.

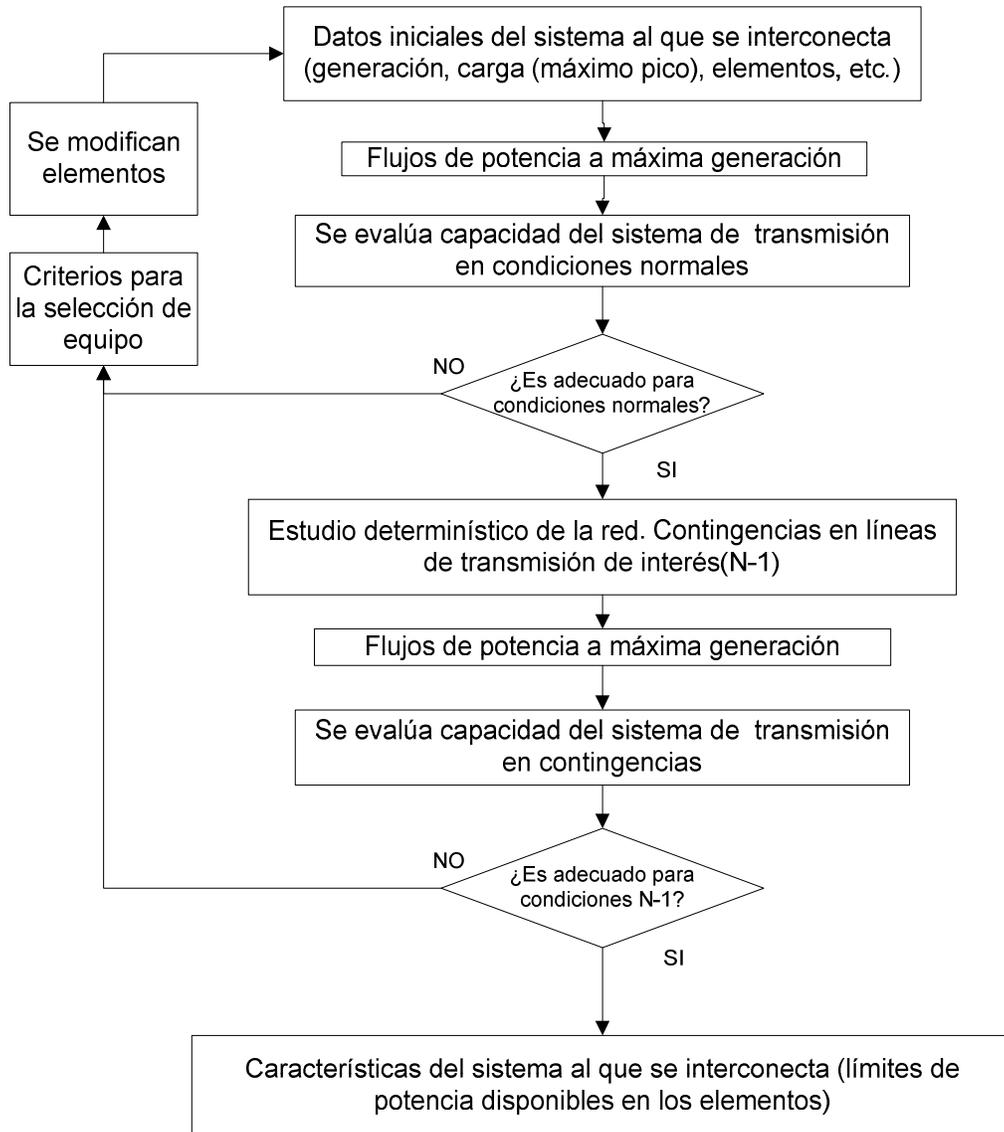


Figura 4.2: Análisis de capacidad de la red existente a la que se interconectará el parque eólico

Después de obtener las características de la red a la cual se interconectará el parque, principalmente en cuanto a límites de capacidad disponible en las líneas de transmisión, se propone hacer un análisis de la operación del parque eólico ya conectado al sistema. Este análisis se describe en la figura 4.3.

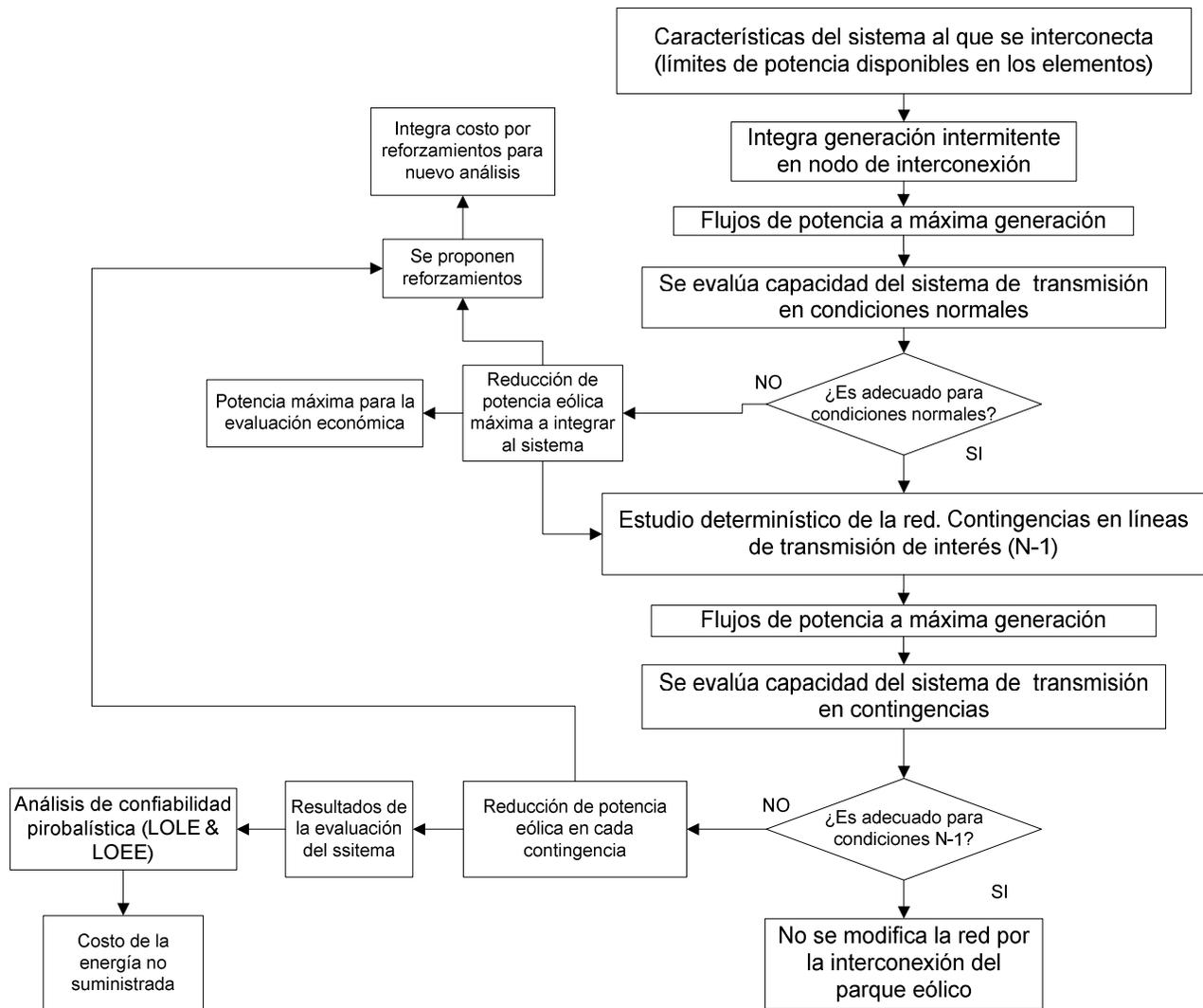


Figura 4.3: Análisis de operación de la red existente con el parque eólico

En la figura 4.3, se observa que una vez que se analizó la red existente sin el parque eólico se evalúa su operación incluyéndolo. En primer lugar, se analiza la operación normal y después se realiza un análisis determinístico de contingencias N-1 para ver cómo se comporta el sistema en cada caso. De estos análisis se determina si la red tiene capacidad para que se interconecte el parque eólico o si es necesario hacer modificaciones o reforzamientos en la misma. Uno de los puntos de interés en los que se basa la metodología propuesta, es que en caso de que en condiciones de falla de uno de los elementos de la red existente no exista capacidad para extraer alguno de los "picos" de generación que pudiera aportar el parque eólico, se envíe una señal al parque, para que reduzca su generación a una capacidad "reducida" en condiciones de falla de ese elemento, y que se realice una acción semejante para el caso de que fallase otro elemento. Lo

anterior implica que se desaprovecharía toda la energía que el parque genere superior a la capacidad que en un momento dado (que depende del elemento que falló) se defina como capacidad "reducida" y que el sistema siga operando bajo estas condiciones.

Las reducciones en capacidad propuestas serán analizadas con criterios económicos y de confiabilidad, comparando los beneficios en inversión que se tienen al no reforzar la red y las repercusiones en confiabilidad y económicas debido a la energía no suministrada. Es importante resaltar que en ningún momento se considera afectar el diseño de red existente, sino que se propone aprovechar la capacidad existente para transmitir los flujos de energía generados por la fuente intermitente, de forma tal que no se excedan los límites de los elementos tanto en condiciones de operación normal como en condiciones de falla, en donde se afectaría la energía aleatoria generada por el parque, la cual, por su naturaleza puede no tener gran impacto en los índices de confiabilidad del sistema.

Para evaluar lo antes descrito, es necesario hacer uso de herramientas de simulación tales como análisis de flujos de potencia, para determinar capacidad de transmisión de potencia en las líneas de transmisión, realizar estudios de confiabilidad basadas en simulaciones Monte Carlo, etc., los cuales son descritos en los siguientes puntos.

4.2.1 Estudio de flujos de potencia

Un sistema de potencia está compuesto por un conjunto de ramas y nodos. En algunos nodos la potencia es inyectada hacia la red, mientras que en otros la potencia es tomada por las cargas del sistema. La potencia fluye entre las mallas que conforman la red. En los análisis de flujos de potencia interesan tanto los mecanismos físicos que controlan los flujos de potencia en las mallas de la red, como seleccionar una configuración óptima de flujo entre un conjunto de posibilidades.

En este trabajo se utiliza el método de Gauss-Seidel para calcular los flujos de potencia en un sistema, utilizando herramientas de programación en VisualFortran.

4.2.1.1 Algoritmo computacional

Para el desarrollo del algoritmo es necesario considerar al menos los siguientes elementos:

- a) Conocimiento contextual amplio del fenómeno bajo estudio, modelos matemáticos, restricciones y ámbito de validez.
- b) Diagrama de flujo en el que se describa con todo detalle, el procedimiento para la obtención de resultados.
- c) Estructura del proyecto computacional, generalmente a través de un diagrama a bloques representando cada función o unidad de trabajo del programa.
- d) Establecimiento de lineamientos de codificación, recalcando la importancia de una adecuada documentación de las codificaciones.
- e) Información detallada (datos) de un sistema tipo a resolver y resultados a obtener.

El programa de flujos de potencia es la herramienta básica para calcular la magnitud y el ángulo de la tensión en cada nodo en un sistema de potencia en condiciones balanceadas de estado estacionario. También calcula los flujos de potencia activa y reactiva y las pérdidas en todos los equipos que interconectan los nodos.

El problema de flujos de potencia puede ser dividido en los siguientes sub-problemas, cada uno de los cuales puede ser tratado separadamente.

1. Formulación de un modelo matemático confiable del sistema. El modelo debe describir adecuadamente las relaciones entre voltajes y potencias en el sistema interconectado.
2. Especificación de las restricciones de potencia y voltaje que deben ser aplicadas a los nodos del sistema.
3. Especificación de las restricciones de potencia y voltaje que deben ser aplicadas a las líneas de transmisión.
4. Cálculo numérico de las ecuaciones de voltaje sujetas a restricciones establecidas. Estos cálculos deben proporcionar, con suficiente exactitud, los valores de voltaje en todos los nodos.
5. Una vez que todos los voltajes han sido determinados, se debe finalmente calcular los flujos de potencia en todos los elementos de la red.

6. Evaluación de capacidad en las líneas de transmisión.

El método iterativo utilizado es el de Gauss-Seidel, debido a que gran parte de los sistemas analizados son radiales. Las ecuaciones de voltaje nodales son resueltas una a una en un orden preestablecido por el código de bus. Inmediatamente después al cálculo del nuevo estimado de voltaje, se calcula la correspondiente corriente del bus. El programa se presenta en el apéndice A [20].

4.2.2 Líneas de transmisión

Otro factor es analizar la capacidad disponible de las líneas de transmisión. En este apartado se analiza el comportamiento de líneas de transmisión bajo condiciones normales de operación en estado estacionario.

Un aspecto importante es la capacidad de carga de la línea, para la cual se consideran tres límites principales los cuales son: 1) límite térmico, 2) límite por caída de tensión y 3) límite por estabilidad en estado estacionario.

La temperatura máxima de un conductor es su límite térmico, la cual afecta la flecha entre torres y la pérdida de resistencia a la tensión. Si la temperatura es demasiado elevada, puede que se tengan los espacios libres prescritos del conductor al suelo, o bien que se sobrepase el límite elástico del conductor de forma que no pueda contraerse a su longitud original cuando se enfríe. La temperatura depende de la magnitud de corriente y su duración, así como de la temperatura ambiente, la velocidad del viento y las condiciones en las superficies del conductor. La capacidad de carga en las líneas de transmisión cortas (menos de 80 km) suele determinarse por el límite térmico del conductor o por las capacidades nominales del equipo en las terminales [21].

Por otro lado, para líneas largas (hasta 300 km) la capacidad de carga se determina normalmente por caída de tensión, donde una práctica segura de operación se considera una línea intensamente cargada con $V_S/V_R \geq 0.95$. Para el caso de líneas con longitudes mayores a 300 km, el factor limitante es la estabilidad en estado estacionario. La estabilidad se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas en cualquiera de los dos extremos de la línea para mantenerse en sincronismo.

La carga de la impedancia característica (*Surge Impedance Loading, SIL*) es la potencia entregada por una línea sin pérdidas a una resistencia de carga igual a la impedancia característica $Z_C = \sqrt{L/C}$. En la figura 4.4 se muestra una línea sin pérdidas terminada en una resistencia igual a su impedancia característica. Esta línea representa una línea monofásica o una fase a neutro de una línea trifásica balanceada.

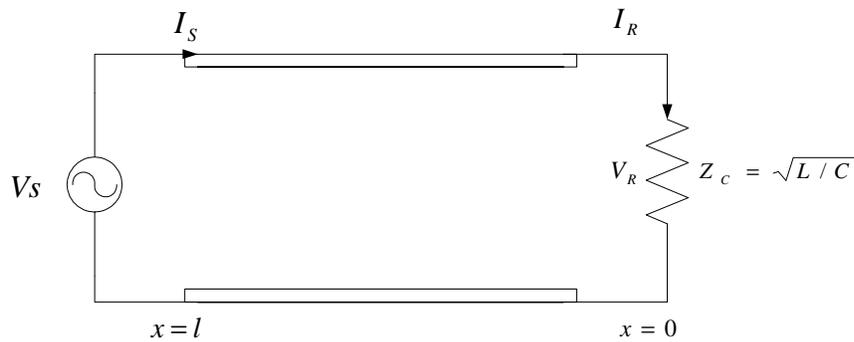


Figura 4.4: Línea sin pérdidas terminada por su impedancia característica [21]

A la tensión nominal de la línea, la potencia real entregada (o carga SIL) es:

$$SIL = \frac{V_{nominal}^2}{Z_c} \quad (4.1)$$

Donde la tensión nominal de línea a tierra para línea monofásica y la tensión entre líneas para la potencia real total entregada por una línea trifásica. En la tabla 4.2 se muestran los valores de impedancia característica y de la carga SIL para líneas trifásicas elevadas típicas de 60 Hz.

Tabla 4.2: Valores de la impedancia característica y de carga SIL para líneas aéreas típicas de 60 Hz

V_{nominal} (kV)	Z_c (Ω)	Carga SIL = V_{nominal}^2/Z_c (MW)
69	366-400	12-13
138	366-405	47-52
230	365-395	134-145
345	280-366	325-425
500	233-294	850-1075
765	254-266	2200-2300

Suponiendo magnitudes fijas de V_S y V_R , el ángulo de fase δ , aumenta desde 0 a 90° con el aumento de la potencia real entregada. La potencia máxima que la línea puede entregar ocurre cuando $\delta=90^\circ$, que se expresa por:

$$P_{\text{máx}} = \frac{V_S \cdot V_R}{X'} \quad W \quad (4.2)$$

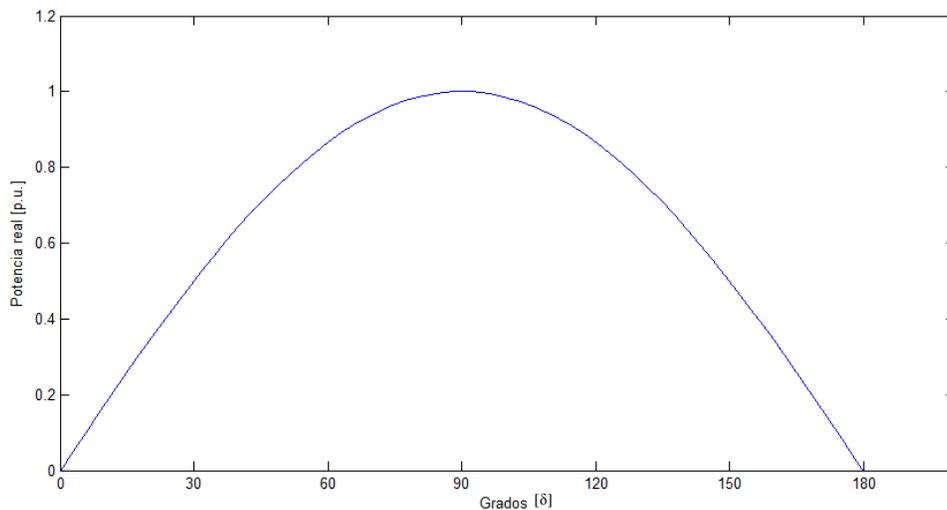


Figura 4.5: Potencia real entregada por una línea sin pérdidas en función del ángulo de la tensión a través de la línea

$P_{m\acute{a}x}$ representa el l\imite te\orico de estabilidad en estado estacionario de una l\inea sin p\erdidat. Si se intentara sobrepasar este l\imite las m\aquinas s\incronas en el extremo emisor perder\edan el sincronismo en el extremo receptor. Para $\delta=90^\circ$, que el l\imite te\orico de estabilidad en estado estacionario es:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{V_S p.u. \cdot V_R p.u. (SIL)}{\text{sen}\left(\frac{2\pi l}{\lambda}\right)} \quad W \quad (4.3)$$

Hay dos factores importantes que afectan el l\imite de estabilidad en estado estacionario. El primero es que el l\imite crece al cuadrado con el cuadrado de la tensi\on, es decir, el duplicar la tensi\on de la l\inea permite cuadruplicar el flujo de potencia m\axima. El segundo es que el l\imite disminuye con el cuadrado de la l\inea.

En la pr\actica, las l\ineas de potencia no se operan para llevar su potencia m\axima te\orica, que se basa en tensiones nominales en sus terminales y un desplazamiento angular $\delta=90^\circ$ a trav\es de la l\inea. En la pr\actica se suelen usar criterios de ca\ida de tensi\on de $V_S/V_R \geq 0.95$ y un desplazamiento angular m\aximo de 30° a 35° a trav\es de la l\inea (o alrededor de 45° a trav\es de la l\inea y las reactancia equivalentes del sistema) con el fin de mantener la estabilidad durante perturbaciones transitoriat.

4.3 Interconexi\on del parque e\olico y un punto de inter\es (red asociada a la generaci\on)

Este an\alisis corresponde al diagrama de flujo de la figura 4.1. El objetivo de \este experimento es dimensionar la capacidad de la red asociada a la generaci\on de la fuente renovable intermitente y simular el comportamiento del sistema. Es importante hacer notar que, para este caso, la capacidad de la generaci\on y carga son datos de entrada al sistema, tomando como base los resultados de las simulaciones del cap\itulo 3. Adem\as se considera que el sistema de transmisi\on en estudio tiene soporte de tensi\on en el extremo remoto, es decir, se trata de un sistema que se interconecta a un sistema existente. Se considera entonces un sistema radial como el que se muestra en la figura 4.6.

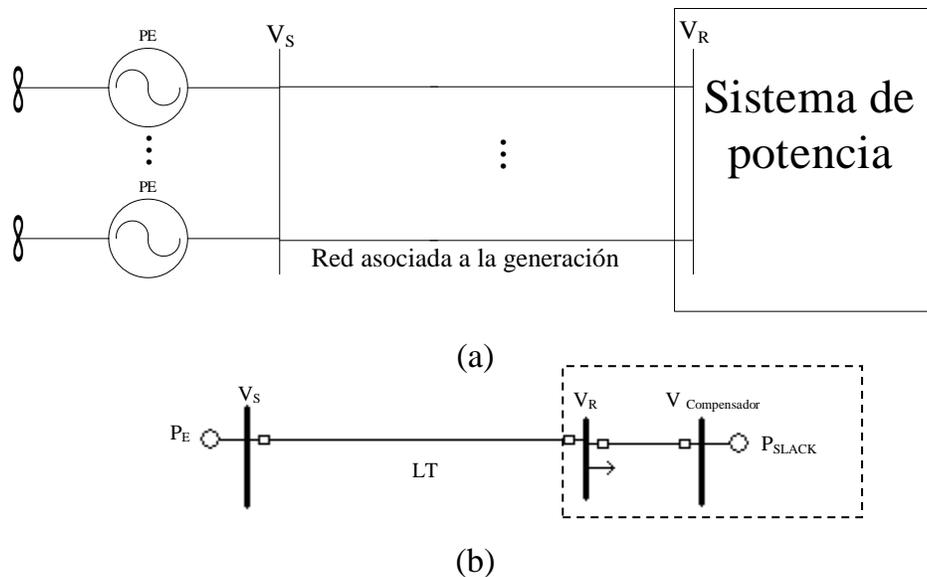


Figura 4.6: Sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, a) diagrama esquemático, b) diagrama unifilar

Para evaluar el incremento de carga de las líneas de transmisión, se realizó un programa de flujos de potencia basado en los principios descritos en los puntos 4.2.1 y 4.2.2, el cual permite sobrecargar una o varias líneas de transmisión y evaluar en cada iteración los límites de capacidad de las líneas, su potencia disponible, los flujos de potencia en todos los elementos, las tensiones nodales, etc. El código se presenta en el apéndice A. En este simulador se asigna el nodo al que se interconecta el parque eólico y se sobrecarga la línea en incrementos de potencia prefijados.

Así mismo, los parámetros del sistema de potencia de la figura 4.6 b) dependen del caso de estudio específico. En las simulaciones realizadas, la potencia eólica (PE) tiene capacidades que van desde 200 hasta 1000 MW, la tensión de la línea de transmisión de la red asociada a la generación (LT) se consideró de 115, 230 y 400 kV, la impedancia de las líneas varían dependiendo de la tensión y la distancia (ver tabla C.5) y, por último, el sistema de potencia al cual se interconecta se simula con una carga conectada en el extremo derecho de las líneas LT y un generador compensador, ya que en este punto nos interesa analizar sólo las características de la red asociada a la generación, sin embargo es posible conectar cualquier sistema con diferentes características y dimensiones.

Se analizan los casos de estudio descritos en la tabla 4.3. Estos casos se escogen con el fin de determinar criterios generales que nos permitan relacionar el nivel de tensión, la capacidad del

parque y la longitud de la línea de transmisión, los cuales servirán de base para trabajos futuros o para aplicaciones industriales.

Primero se considera el criterio de diseño Tradicional N-1 y se hace uso del procedimiento de planeación indicado en la figura 4.1. Debido a la reducción de líneas de transmisión que se indica en la figura 4.1, de forma cronológica se van planteando los criterios Nominal y Económico. En la tabla 4.4 se presenta un ejemplo para un parque eólico de 200 MW a una distancia de 100 km hasta el punto de interconexión y a una tensión de 115 kV, con un conductor ACSR 900 (ver tabla C.5). Este ejemplo corresponde al análisis de operación del parque eólico del apartado 3.5.1, donde con base en las simulaciones probabilísticas, se propone instalar una sola línea de transmisión y reducir la capacidad a un 65% de la capacidad nominal (130 de 200 MW) dejando de transmitir todos los "picos" de energía superiores a este valor, ya que por ser un recurso intermitente se tiene un aprovechamiento promedio del orden del 40% de la capacidad del parque eólico.

Tabla 4.3: Casos de estudio

Caso de estudio	Capacidad del parque eólico (MVA)	Tensión de operación de la red de transmisión (kV)	Longitud de la red de transmisión hasta el punto de interconexión (km)
1	200	115	50, 100, 200 & 300
2	500		50, 100, 200 & 300
3	750		50, 100, 200 & 300
4	1000		50, 100, 200 & 300
5	200	230	50, 100, 200 & 300
6	500		50, 100, 200 & 300
7	750		50, 100, 200 & 300
8	1000		50, 100, 200 & 300
9	200	400	50, 100, 200 & 300
10	500		50, 100, 200 & 300
11	750		50, 100, 200 & 300
12	1000		50, 100, 200 & 300

En la tabla 4.4 se resumen los resultados de la operación del parque eólico de 200 MW para los tres criterios de planeación. En ésta se observa que se respetan los lineamientos de los tres criterios de planeación descritos en la tabla 4.1 y que cumplen con los límites de caída tensión y las restricciones de capacidad de las líneas de transmisión en estado estable y en contingencias. También puede observarse que para el caso del criterio Tradicional, al presentarse una contingencia el sistema puede seguir suministrando la energía a la carga sin ningún problema. Por otro lado, para el criterio Nominal, éste tiene capacidad de suministrar toda la energía generada por el parque eólico en condiciones normales de operación, sin embargo, en caso de falla de una línea, tendrá que reducir la capacidad de generación del parque eólico a una potencia de emergencia (130 MW), lo cual puede provocar que se desaproveche una parte de la energía generada.

Por último, en el criterio Económico se pretende diseñar una red que no tenga capacidad de extraer el 100 % de la energía generada por el parque; en este caso se propone instalar una sola línea y reducir a la capacidad al 65%, de acuerdo a las capacidades de operación del conductor seleccionado. En este último caso, cuando falle la línea que interconecta al parque eólico este quedaría aislado hasta que se repare la falla.

Además se presentan las tablas 4.5 y 4.6, que corresponden a las simulaciones realizadas en 230 y 400 kV respectivamente, también para el parque eólico de 200 MW. En éstas puede observarse que el criterio Nominal no existe, debido a que una línea es suficiente para extraer toda la energía generada por el parque y que un criterio Tradicional implicaría tener redundancia (dos líneas) y el criterio de instalar sólo una línea, en caso de falla de ésta, dejaría al parque aislado, por lo que corresponde al criterio Económico descrito en la tabla 4.1. También puede observarse que en estas tensiones se tiene capacidades de transmisión muy superiores a 115 kV, por lo que en caso de que se requiera incrementar la capacidad del parque eólico en el futuro es importante considerar estos niveles de tensión.

Como puede verse en las tablas 4.4, 4.5 y 4.6, el efecto de la tensión es muy importante para el diseño de la red de transmisión; una red a una menor tensión requiere un mayor número de líneas de transmisión. Asimismo, se observa que el límite de las líneas de transmisión en tensiones de 230 y 400 kV es el límite del conductor térmico, y para el caso de 115 kV el límite es el de estabilidad.

Por lo anterior, con el procedimiento descrito en el diagrama 4.1, se han analizado las alternativas de interconexión del parque eólico de 200 MW a un punto a una distancia de 100 km, por lo que ahora es necesario evaluarlas desde el punto de vista confiabilidad y económico; estos análisis se realizan más adelante en los puntos 4.5.1 y 5.3.7.1 respectivamente.

En el apéndice A3 se presentan tablas de las simulaciones realizadas para diferentes tensiones y longitudes del conductor para cumplir los requerimientos de análisis planteados en la tabla 4.3.

Tabla 4.4: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, con una potencia de generación de 200 MW, una distancia de las líneas de 100 km y tensión de 115 kV

Criterio	Modo de operación	Líneas	Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)*	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
				Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
				P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
Tradicional	Normal	3	200	66.65865	6.65895	-64.32541	3.28336	2.33324	79.17076	54.28998	145.82941	LE	1.0417	12.81462	0.99961	-0.0113
	N-1	2 (3-1)	200	99.98649	9.98726	-94.71029	18.63625	5.2762	40.18842	28.6702	140.17491	LE	1.03735	19.58722	0.99862	-0.00965
Nominal	Normal	2	200	99.98649	9.98726	-94.71029	18.63625	5.2762	40.18842	28.6702	140.17491	LE	1.03735	19.58722	0.99862	-0.00965
	N-1	1 (2-1)	130	130.01953	20.01943	-121.15929	31.26906	8.86024	5.91307	4.35	135.9326	LE	1.04838	25.33771	0.99884	-0.00791
Económico	Normal	1	130	130.01953	20.01943	-121.15929	31.26906	8.86024	5.91307	4.35	135.9326	LE	1.04838	25.33771	0.99884	-0.00791
	N-1	0 (1-0)	0													

* LC=límite térmico del conductor, LV=límite por caída de tensión del conductor y LE=límite por estabilidad en estado estacionario

Tabla 4.5: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, con una potencia de generación de 200 MW, una distancia de las líneas de 100 km y tensión de 230 kV

Criterio	Modo de operación	Líneas	Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)*	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
				Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
				P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
Tradicional	Normal	2	200	100.02908	10.03022	-98.81811	-18.36172	1.21097	288.97092	74.28558	389	LC	0.99504	5.20083	0.97014	-0.01552
	N-1	1 (2-1)	200	200.03545	20.03439	-195.34091	-1.40748	4.69453	188.96455	48.577	389	LC	1.00322	10.45131	0.97	-0.0013
Nominal	Normal															
	N-1															
Económico	Normal	1	200	200.03545	20.03439	-195.34091	-1.40748	4.69453	188.96455	48.577	389	LC	1.00322	10.45131	0.97	-0.0013
	N-1	0 (1-0)	0													

* LC=límite térmico del conductor, LV=límite por caída de tensión del conductor y LE=límite por estabilidad en estado estacionario

Tabla 4.6: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, con una potencia de generación de 200 MW, una distancia de las líneas de 100 km y tensión de 400 kV

Criterio	Modo de operación	Líneas	Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)*	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
				Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
				P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
Tradicional	Normal	2	200	100.03668	2.54819	-99.82246	-70.31411	0.21423	1283.96338	92.77192	1384	LC	1.01086	1.29402	1.00033	-0.00196
	N-1	1 (2-1)	200	200.03839	5.04788	-199.26175	-65.96117	0.77664	1183.96167	85.54636	1384	LC	1.01237	2.62576	1.00016	-0.00142
Nominal	Normal															
	N-1															
Económico	Normal	1	200	200.03839	5.04788	-199.26175	-65.96117	0.77664	1183.96167	85.54636	1384	LC	1.01237	2.62576	1.00016	-0.00142
	N-1	0 (1-0)	0													

* LC=límite térmico del conductor, LV=límite por caída de tensión del conductor y LE=límite por estabilidad en estado estacionario

4.4 Interconexión del parque eólico a la red de transmisión existente

Como se observa en la figura 4.1, una opción es que la fuente de energía intermitente se conecte a una red de transmisión existente. En tal caso, es necesario analizar las características de la red, en cuanto a los efectos que tiene interconectar esta nueva fuente de energía. Este análisis corresponde a los diagramas de flujo de las figuras 4.2 y 4.3.

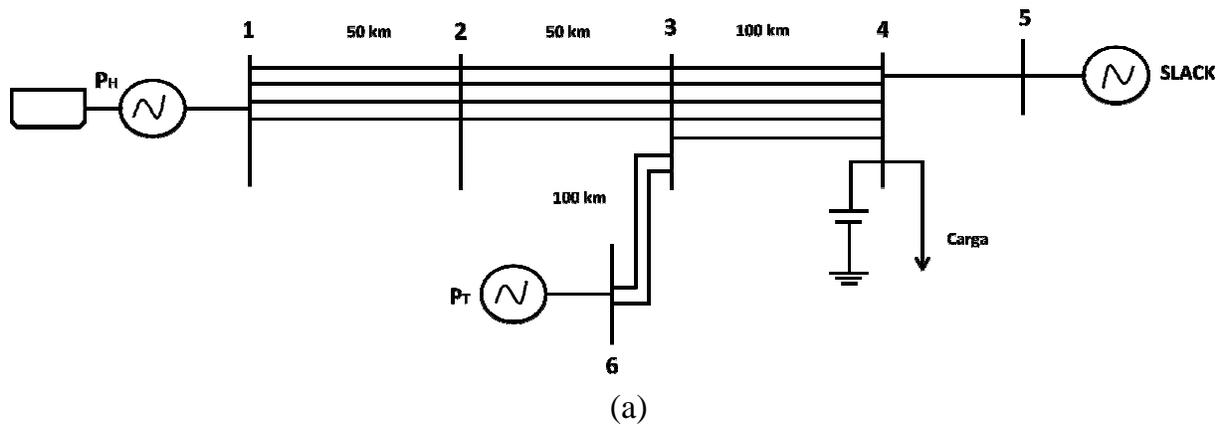
En la figura 4.2 se muestra la secuencia cronológica para el análisis de la capacidad de la red en estado de operación normal y para un análisis determinístico de contingencias N-1. Es importante mencionar que en esta metodología de planeación se pretende no exceder los límites de potencia permitidos en la red original, ni afectar su operación tanto en modo normal, como en caso de falla. Sin embargo, se pretende aprovechar la capacidad disponible en el sistema existente, sin hacer un gasto adicional debido a la nueva infraestructura que puede requerir la aportación de energía de la nueva fuente intermitente (parque eólico).

En otras palabras la figura 4.2 se indica que una vez realizada la simulación de operación del sistema y con los datos de flujos de potencia, se evalúa si el sistema es adecuado de acuerdo a los límites de estabilidad, caída de tensión y límite térmico de los conductores. Si no lo es, entonces se utilizan reglas que se deben seguir para agregar un nuevo equipo al sistema de transmisión, de tal manera que satisfaga el criterio de diseño. Después de que el sistema funciona correctamente para operar en condiciones normales, se deben simular contingencias y, si es necesario, hacer correcciones nuevamente.

Para ejemplificar la metodología propuesta, se presenta el sistema de prueba de la figura 4.7. La tensión de operación de la red de transmisión es de 400 kV, con conductores tipo 1113 ACSR dos conductores por fase (ver tabla C.5 para más detalles del conductor) y con el número de líneas indicadas en la figura. La generación principal es del tipo hidroeléctrico (PH) con características similares a las del río Grijalva con una capacidad instalada de 3966 MW; también existe generación termoeléctrica (PT) instalada en el nodo 3, con capacidad de 1365 MW. Para efectos de compensar la tensión en el nodo de carga (nodo 4), se instala una fuente de potencia reactiva de 600 MVA capacitivos. Es un sistema de transmisión diseñado con los métodos de planeación tradicionales y la pérdida de cualquier elemento no afecta el suministro de energía de las fuentes hacia la carga.

En este caso, se tiene un sistema diseñado para generación a partir de recursos hidráulicos, lo cual puede traer beneficios al incorporar la energía eólica por lo siguiente:

1. Debido a la aleatoriedad del viento, puede haber variaciones de potencia de un periodo horario a otro (ver simulaciones del capítulo 3), por lo que estas variaciones de potencia pueden ser suministradas por energía hidroeléctrica.
2. La ventaja de las centrales hidroeléctricas es que pueden incrementar su generación a su potencia nominal en tiempos muy cortos, por lo que una coordinación de los recursos hidroeléctricos y eoloeléctricos resulta viable.
3. En [15] se demuestra como las presas del rio Grijalva se ven mejoradas en sus niveles con la contribución de la energía eólica, para potencias del parque eólico de hasta 2000 MW (de acuerdo con la simulaciones).
4. Los periodos con grandes aportaciones de lluvias (marzo-agosto) no coinciden con los periodos de vientos constantes (agosto a febrero), por lo que la energía eólica servirá para incrementar los niveles de los embalses.



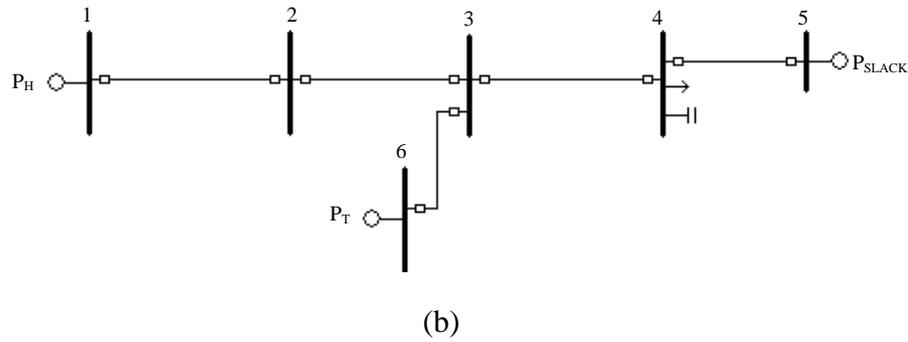


Figura 4.7: Sistema de prueba, a) diagrama esquemático, b) diagrama unifilar

Se utiliza la herramienta de simulación indicada en el apéndice A para el estudio de flujos de potencia en condiciones normales de operación y para los casos de falla simple en las líneas 3-4 y 3-6 (que son las líneas de interés para interconectar el parque eólico); los resultados obtenidos para los casos mencionados son satisfactorios, ya que el sistema funciona adecuadamente en cuanto a tensiones nodales y límites de capacidad de líneas de transmisión. Aunado a lo anterior, se calcula la capacidad extra (disponible) en las líneas de transmisión en todos los casos. En la tabla 4.7 se presentan los resultados.

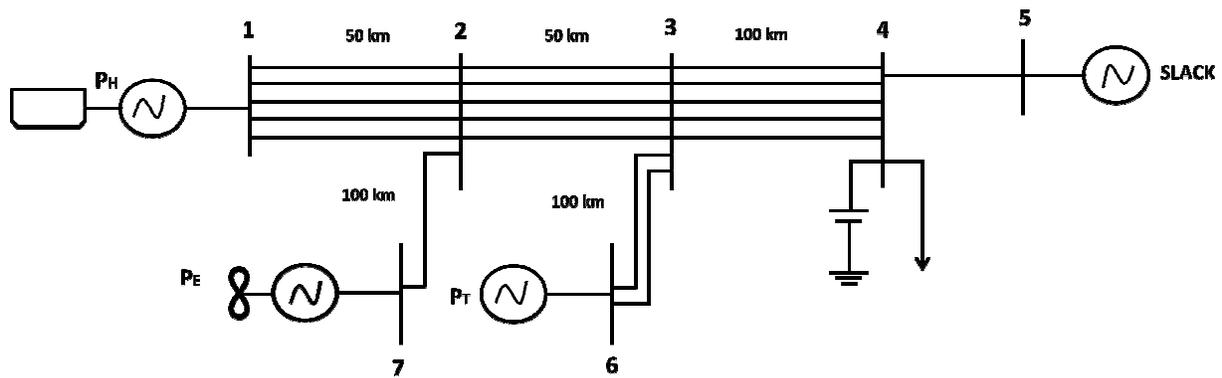
Tabla 4.7: Resultados de capacidad de las líneas de transmisión para el sistema 4.7 operando con toda la energía disponible y con demanda de 5000 MW, en condiciones normales y falla simple

Condición de funcionamiento		Operación normal		Falla en la línea 2-3		Falla en la línea 3-4	
Nodo		Capacidad extra/Sobrecarga (MW)	Porcentaje (%)	Capacidad extra/Sobrecarga (MW)	Porcentaje (%)	Capacidad extra/Sobrecarga (MW)	Porcentaje (%)
i	j						
1	2	1,770.50	31.98	1,770.94	31.99	1,771.04	31.99
2	3	1,801.70	32.55	418.51	10.08	1,803.20	32.57
3	4	2,000.22	28.90	2,012.56	29.08	618.74	11.18
4	5	1,215.67	87.84	1,202.27	86.87	1,188.53	85.88
3	6	1,537.96	55.56	1,537.95	55.56	1,537.94	55.56

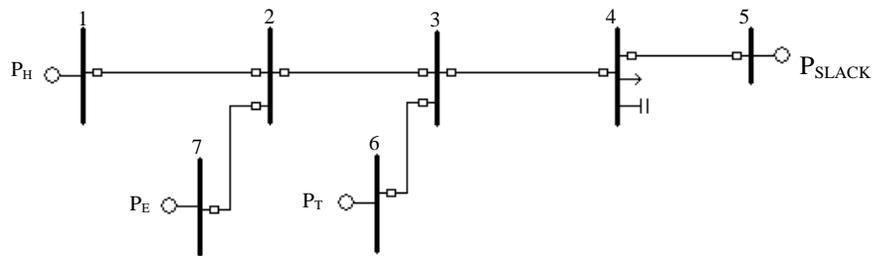
De la tabla 4.7 se observa que en condiciones normales la capacidad disponible en las líneas que interconectan un par de nodos es muy alta, en particular interesa la energía que puede incrementarse en las líneas 2-3 y 3-4, las cuales desde 1801 MW en condiciones normales, de 418 MW en caso de falla de la línea 2-3 y de 618 MW en caso de falla de la línea 3-4. En este caso el más limitante es el valor de 418 MW.

Una vez realizado el análisis anterior conocemos las características del sistema existente, por lo que se analiza la interconexión del parque eólico, mediante el procedimiento propuesto en la figura 4.3.

Se plantea conectar un parque eólico (PE) de 200, 500, 750 y 1000 MW al nodo 7, e interconectarse al sistema en el nodo 2, por ser éste el punto más cercano desde la ubicación del parque eólico hasta la red troncal, a una distancia de 100 km y con una tensión de 400 kV, conductores tipo 1113 ACSR dos conductores por fase (ver tabla C.5). En la figura 4.8 se presenta el sistema.



(a)



(b)

Figura 4.8: Sistema de prueba con la interconexión del parque eólico, a) diagrama esquemático, b) diagrama unifilar

De acuerdo con la metodología de la figura 4.1, primero se determina la capacidad más económica desde el parque hasta el nodo 2, es decir, la línea 2-7 (análisis del punto 4.3). Para efectos de simulación ya se ha realizado el estudio con la metodología propuesta en el apartado 5.2.7; en

todos los casos la mejor solución es instalar la red de transmisión en 400 kV (más detalles en tablas 5.12 y 6.1), ya que, aunque para los parques de 200 y 500 MW resulta más económica una red en 230 kV, al incluir la conexión del parque a un sistema existente, hace que los costos incrementen debido a que se requiere una segunda subestación elevadora de 230/400 kV para conectarse a la red troncal que opera en 400 kV; los costos nivelados se incrementarían a 118.9504 y 115.4718 USD/MWh respectivamente (respecto a los reportados en la tabla 5.12), por lo que resulta más económico y confiable instalar la red en 400 kV.

Partiendo de lo anterior, es posible incluir la operación del parque en cada caso, utilizando los modelos desarrollados para determinar las condiciones de operación del sistema, obteniendo la potencia máxima disponible en cada línea de transmisión y las repercusiones que tiene la integración del parque al sistema.

Se analiza la operación del sistema incluyendo el parque eólico hasta generar su energía máxima (nominal) y en la tabla 4.8 se resumen los resultados para condiciones normales de operación.

Tabla 4.8: Resultados de capacidad de las líneas de transmisión para el sistema 4.8 operando con toda la energía disponible y con parques eólicos, en condiciones normales

Condición de funcionamiento		Parque eólico de 200 MW		Parque eólico de 500 MW		Parque eólico de 750 MW		Parque eólico de 1000 MW	
Nodo		Capacidad extra/ Sobrecarga (MW)	Porcentaje (%)						
i	j								
1	2	1,770.74	31.99	1,770.88	31.99	1,770.69	31.99	1,770.64	31.98
2	3	1,602.66	28.95	1,307.35	23.62	1,064.05	19.22	824.46	14.89
3	4	1,804.45	26.08	1,515.64	21.90	1,278.81	18.48	1,047.14	15.13
4	5	1,204.30	87.02	1,180.12	85.27	1,154.40	83.41	1,121.04	81.00
3	6	1,537.95	55.56	1,537.95	55.56	1,537.96	55.56	1,537.96	55.56
7	2	1,183.94	85.54	883.93	63.87	633.93	45.80	384.04	27.75

En la tabla 4.8 se observa que producto del dimensionamiento que se tiene al aplicar criterios determinísticos, es posible incorporar potencia al sistema en condiciones normales de operación, ya que en ninguno de los casos simulados se exceden los límites de carga de las líneas, ni los valores de tensiones nominales. Además se observa cómo lógicamente va disminuyendo la capacidad extra de las líneas 2-3 y 3-4 a medida que incrementa la energía a través de ellas. Por tal razón, el sistema existente tiene capacidad para operar sin problemas en condiciones normales.

Por otro lado, es vital analizar el comportamiento del sistema en condiciones de falla. Para esto, en la tabla 4.7 ya se determinaron los límites máximos en las líneas 2-3 y 3-4. En las tablas 4.9 y 4.10 se presentan los resultados para el caso de falla en la línea 2-3 y 3-4 respectivamente, incluyendo la operación con y sin sobrecargas en los elementos.

En la tabla 4.9 se observa que es posible generar hasta 420 MW de energía intermitente (eólica) en el nodo 7 para condiciones de falla de la línea 2-3, valor que se puede incrementar hasta 630 MW u 850 MW si se permiten sobrecargar las líneas restantes en un 5 o 10% respectivamente.

Por otro lado, en la tabla 4.10 se presentan los resultados de las simulaciones para falla en la línea 3-4; se observa que los límites son mayores que los ocasionados por una falla en la línea 2-3, con valores de 650 MW sin sobrecarga y 950 MW con sobrecarga del 5 %. Como dato importante en esta simulación los límites de caída de tensión provocan que la máxima sobrecarga permitida sea del 5 %.

Tabla 4.9: Resultados de capacidad de las líneas de transmisión para el sistema 4.8 operando con toda la energía disponible, parque eólico y falla en la línea 2-3 (con y sin sobrecargas)

Condición de funcionamiento		Falla en la línea 2-3, sin permitir sobrecargas		Falla en la línea 2-3, con sobrecargas del 5% permitidas		Falla en la línea 2-3, con sobrecargas del 10% permitidas	
Nodo		Capacidad extra/ Sobrecarga (MW)	Porcentaje (%)	Capacidad extra/ Sobrecarga (MW)	Porcentaje (%)	Capacidad extra/ Sobrecarga (MW)	Porcentaje (%)
i	j						
1	2	1,770.70	31.99	1,770.66	31.98	1,771.02	31.99
2	3	2.23	0.05	- 202.47	- 4.88	- 413.97	- 9.97
3	4	1,607.58	23.23	1,410.28	20.38	1,208.21	17.46
4	5	1,169.84	84.53	1,146.19	82.82	1,114.57	80.53
3	6	1,537.97	55.56	1,537.96	55.56	1,537.96	55.56
7	2	963.98	69.65	768.98	55.56	534.06	38.59
Potencia máxima del parque eólico=		420		630		850	

Tabla 4.10: Resultados de capacidad de las líneas de transmisión para el sistema 4.8 operando con toda la energía disponible, parque eólico y falla en la línea 3-4 (con y sin sobrecargas)

Condición de funcionamiento		Falla en la línea 3-4, sin permitir sobrecargas		Falla en la línea 3-4, con sobrecargas del 5% permitidas	
Nodo		Capacidad extra/ Sobrecarga (MW)	Porcentaje (%)	Capacidad extra/ Sobrecarga (MW)	Porcentaje (%)
i	j				
1	2	1,770.97	31.99	1,770.95	31.99
2	3	1,163.39	21.02	877.37	15.85
3	4	0.40	0.01	-	279.62
4	5	1,123.71	81.19	1,069.01	77.24
3	6	1,537.95	55.56	1,537.95	55.56
7	2	733.98	53.03	434.03	31.36
Potencia máxima del parque eólico=		650		950	

De lo antes mencionado, se tienen los resultados del análisis de capacidad del sistema indicado en la figura 4.3. De las tablas 4.8, 4.9 y 4.10 se concluyen los siguientes puntos:

1. En condiciones normales de operación, todas las capacidades de potencia de los parques eólicos propuestos pueden integrarse a la red existente.
2. El parque eólico de 200 MW puede integrarse al sistema sin requerir reforzamientos en la red troncal aún en condiciones de falla.
3. Sin considerar sobrecargar las líneas de transmisión y no afectar los criterios de diseño originales de la red, se propone que para el caso de falla de alguna línea entre los nodos 2-3 se limite la potencia de salida del parque eólico a 420 MW y para el caso de falla en la línea 3-4 se limite a 650 MW.
4. Considerando el criterio determinístico y no lo dicho en el punto anterior, para los parques eólicos de 500, 750 y 1000 MW, es necesario hacer reforzamientos importantes a la red existente (mayores a 150 km de líneas de 400 kV).

La propuesta de reducción de capacidad del parque eólico debe ser evaluada desde el punto de vista económico (capítulo 5) y de confiabilidad (punto 4.5), para calcular los efectos positivos o negativos. Con este análisis se concluye el diagrama de flujo de la figura 4.3.

4.5 Evaluación probabilística de confiabilidad

Hay dos métodos fundamentales para la evaluación probabilística de confiabilidad de los sistemas de transmisión: simulaciones Monte Carlo y enumeración de estados. La diferencia entre estos métodos está asociada en cómo se seleccionan los estados del sistema, mientras que la evaluación de las consecuencias derivadas de un estado de falla es el mismo [40].

En este trabajo, se aplica el método Monte Carlo para calcular los índices de confiabilidad de pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en inglés *Loss of Load Expectation*) y pérdida de energía esperada (LOEE, por sus siglas en inglés *Loss of Energy Expectation*), y se analizan las posibles repercusiones en éstos índices de confiabilidad debidos a los criterios de planeación propuestos en la tabla 4.1 y los de interconexión a la red propuestos en la figura 4.3. Estos índices nos permiten cuantificar la cantidad y magnitud de los racionamientos de energía. Para tal efecto, se utilizan los modelos desarrollados en [11, 15 y 16] aplicando el método de Monte Carlo, los cuales fueron estudiados, analizados y modificados de acuerdo con las necesidades de las simulaciones.

Los riesgos de racionamiento de un sistema dependen de las limitaciones en la red de transmisión (propuestas) y del tipo de energético que utilizan para generar energía eléctrica, de los cuales identificamos esencialmente tres tipos: 1) Renovables con capacidad de almacenamiento (Hidroeléctricas con embalse), 2) Renovables sin capacidad de almacenamiento (Plantas eoloelectricas) y 3) Convencionales (Unidades térmicas convencionales, geotérmicas).

Los racionamientos de potencia resultan de la indisponibilidad de las unidades generadoras por vaciados totales, abatimientos del nivel, fallas o mantenimientos programados. Para las renovables sin capacidad de almacenamiento (eólicas), los riesgos de suministro de energía resultan de la insuficiencia de viento para que las plantas suministren la demanda o, como se agregó a estos modelos, por límites de la capacidad de la red, debidos a fallas o a reducción de la capacidad de transmisión. En unidades convencionales, los riesgos de suministro de energía resultan de fallas y mantenimientos programados principalmente. Los recursos renovables a diferencia de los convencionales introducen un número mayor de eventos de indisponibilidad debidos a la naturaleza aleatoria de las afluencias energéticas.

El proceso básico de simulación consiste en [11, 15 y 16]:

- a) Crear un modelo de capacidad disponible del parque termoeléctrico, utilizando técnicas de simulación cronológica.
- b) Crear un modelo de capacidad disponible del parque hidroeléctrico, utilizando modelos ARMA, para generar series sintéticas de aportaciones hídricas mensuales a cada embalse.
- c) Crear un modelo de capacidad disponible del parque eólico, utilizando ya sea modelos ARMA o modelos Weibull, en el renglón de velocidades de viento horarias.
- d) Crear un modelo de capacidad disponible para el sistema híbrido hidro-termo-eólico con los recursos antes mencionados.
- e) Evaluar capacidad disponible en las líneas de transmisión, por limitaciones en la red de diseño o por sorteo de fallas.
- f) Obtener curvas con los índices de confiabilidad requeridos.

El uso del método Monte Carlo dentro del cálculo de modelos de capacidad disponible, sirve de herramienta para evitar cualquier consideración errónea que pudiera presentarse en la estimación del comportamiento de las afluencias energéticas a los sistemas, utilizando modelos autorregresivos de medias móviles (ARMA) que permiten reproducir el comportamiento de las mismas [11]. Es importante señalar que el método Monte Carlo es la designación general para simulación estocástica utilizando números aleatorios. Las técnicas Monte Carlo pueden ser aplicadas en áreas como cálculos matemáticos complejos, simulación de procesos estocásticos, estadísticas médicas, análisis de sistemas y evaluación de la confiabilidad. El simulador de operación horaria procesa series sintéticas con las mismas características probabilísticas que las de la serie histórica, con lo que cada año se estimaran los índices de confiabilidad (LOLE y LOEE), por lo que cuando se tenga un número suficiente de muestras (número de años de simulación), los índices estimados se aproximarán a los reales.

Este modelo opera para periodos de discretización horario, además de incluir una incertidumbre del $\pm 4.5\%$ de tipo normal en la demanda solicitada al sistema ya sea del tipo demanda media constante o característica área oriental.

Se aplica la prioridad de despacho siguiente:

1. Parque eoloeléctrico (considerando límites de potencia por limitaciones de la red)
2. Parque termoeléctrico
3. Parque hidroeléctrico

Si la generación del parque eoloeléctrico excede la demanda horaria, el excedente de generación no es aprovechado, porque no se tienen medios de almacenamiento (bancos de baterías) o recuperación (plantas de bombeo).

El simulador de parque eólico es de acuerdo a lo descrito en el capítulo 3. Para el caso del simulador del parque termoeléctrico se tiene lo siguiente [11, 15 y 16]:

- a) Se basa principalmente en el modelo convencional de dos estados para una unidad generadora base, dicho modelo básicamente refleja los estados posibles de una unidad generadora que son operativo y fallado, para pasar de un estado a otro se utilizan tiempos medios de reparación y tiempos medios para fallar.
- b) Inicialmente se proporcionan los datos de: número de unidades térmicas del parque, número de casos a simular (con incrementos en demanda de 5 MW), demanda inicial y su tipo y capacidad de cada una de las unidades térmicas, así como su tiempo medio para fallar y tiempo medio de reparación.
- c) Con los datos anteriores el simulador establece como condiciones iniciales que todas unidades térmicas están disponibles y en cada intervalo de simulación (hora) se verifica el estado de cada unidad obteniendo con esto la capacidad disponible del parque térmico; si demanda fuera superior a la capacidad disponible del parque se activa una bandera que nos indica que no es posible suministrar la demanda solicitada por indisponibilidad de unidades y se contabiliza el hecho para estimar los índices de confiabilidad buscados.
- d) El proceso de simulación es el siguiente:
 1. Se especifica el estado inicial de cada unidad. Generalmente se asume que todas unidades están disponibles
 2. Se sortea la duración del estado operativo de cada unidad generadora. Por ejemplo, utilizando una distribución exponencial, el valor muestral de la duración del estado actual es:

$$T_i = -\frac{1}{\lambda} \ln U_i \quad (4.4)$$

donde U_i es un número aleatorio con distribución uniforme entre [0,1] el cual corresponde al i ésimo componente, si el estado actual del componente es el operativo, λ_i es la tasa de falla del componente i , si el estado actual es el fallado, λ_i es la tasa de reparación del componente i .

3. Se repite el paso 2 para un intervalo de tiempo dado y para cada una de las unidades térmicas, almacenando todos los tiempos sorteados.
4. El proceso de transición de los estados del sistema es obtenido combinando el proceso de transición de cada una de las unidades es decir sumando cada uno de los estados en cada intervalo de transición.
5. Se conduce el análisis del sistema para calcular cualquier de los índices de confiabilidad que se quiera, aplicando una curva de duración de carga.

Por otro lado, para el parque hidroeléctrico se tiene lo siguiente [11, 15 y 16]:

- a) Las centrales son con las características del complejo hidroeléctrico del río Grijalva, las cuales tienen un arreglo en cascada, es decir, el agua turbinada en una central que se encuentra en un nivel superior es vertida al embalse de una central que se encuentra en un nivel inmediato inferior.
- b) El modelo usa una política operativa de vaciado en paralelo de los embalses, ya que la capacidad de almacenamiento de un embalse puede ser utilizada también para minimizar los daños causados "*aguas abajo*" por las crecidas del río.
- c) Para la generación de series sintéticas de aportaciones hidráulicas a los embalses del complejo hidroeléctrico se estima la naturaleza de precipitaciones pluviales, utilizando series con duración de un año y del tipo mensual.

Un análisis detallado del modelado de las series de aportaciones hidrológicas y del simulador del complejo hidroeléctrico del Río Grijalva puede consultarse en [11].

Por consiguiente, los periodos de referencia en el proceso de simulación son anuales, cada año estará dividido en 8760 horas, por lo que la unidad mínima de tiempo será la hora. De la forma siguiente se obtendrán el valor esperado $E(X)$, y la desviación estándar $\sigma(X)$ para cada índice de confiabilidad después de N años muestreados:

$$E(X) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N X_k \quad (4.5)$$

$$\sigma(X) = \sqrt{\frac{1}{N-1} [\sum_{k=1}^N X_k^2 - NxE^2(X)]} \quad (4.6)$$

donde:

$X_k =$ valor observado de índice X en el año muestreado k , que puede ser el índice

LOLE (horas/año) o *LOEE* (MWh/año)

El criterio de convergencia utilizado es la relación entre la desviación estándar de la media del índice de interés sobre la media del índice. Matemáticamente la simulación se detiene cuando:

$$\frac{\sigma[E(X)]}{E(X)} = \varepsilon_X \quad (4.7)$$

Donde X es el índice de confiabilidad seleccionado, ε_X es el máximo error permitido y $\sigma[E(X)]$ puede ser expresado como:

$$\sigma[E(X)] = \frac{\sigma(X)}{\sqrt{N}} \quad (4.8)$$

Para el estudio, el índice de pérdida de carga esperada es el número de horas en que se incurrió en un racionamiento energético. El índice de pérdida de energía esperada es la diferencia entre la demanda solicitada y la suministrada cuando se ha incurrido en un racionamiento.

Es importante remarcar, que el criterio de convergencia para el cálculo de los índices de confiabilidad es la relación de la desviación estándar sobre la media de las muestras, el cual debe ser menor a una tolerancia (0.02 para este estudio).

Se agregó a los trabajos desarrollados en [11, 15 y 16], el modelado de las líneas de transmisión de corriente alterna. Para tal efecto se utilizan variables aleatorias de dos estados [40]. En el proceso de simulación se generan variables aleatorias con distribución uniforme en el intervalo [0, 1] para cada línea y el estado de cada una de ellas se determina como sigue:

$$S_j = \begin{cases} 0 \text{ (sin falla) si } R_j > (P_f)_j \\ 1 \text{ (con falla) si } R_j \leq (P_f)_j \end{cases}$$

donde:

R_j = el número aleatorio con distribución uniforme para la i ésima línea

P_f = probabilidad del estado fallado de la i ésima línea

Se utilizan los datos de la referencia [40] del índice de frecuencia de falla de las líneas de transmisión de 0.2778 fallas/año y un tiempo de reparación de 16.85 horas (datos para una línea de 230kV). Es importante mencionar, que estos datos sólo se toman para efectos de simulación y que serán evaluados de acuerdo a los registros que se tengan de un proyecto específico.

En forma general el proceso de cálculo de fallas se indica en la figura 4.9. En esta metodología además, en caso de no presentarse aleatoriamente una falla en un tiempo determinado, se provoca la salida de la línea para que se tengan casos más estrictos en cuanto a pérdida de energía debido a la salida de líneas.

También un aspecto importante en la metodología de planeación es el costo esperado por el déficit energético (EDC, por sus siglas en inglés *Expected Damage Cost*), el cual es calculado en el capítulo 5.

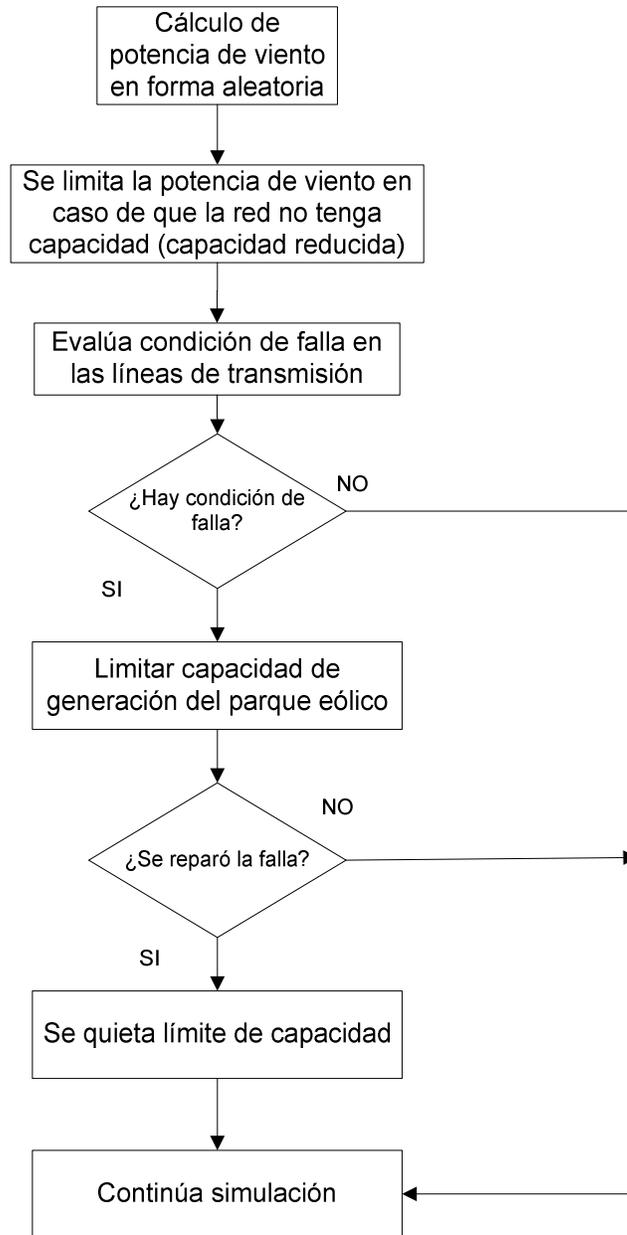


Figura 4.9: Evaluación de fallas en las líneas de transmisión y reducción de potencia del parque eólico al sistema

Con todo lo anterior, se cumplen los aspectos de planeación propuestos indicados en la tabla 2.2, ya que en el simulador se están considerando contingencias múltiples en las líneas de transmisión, se sorteó la salida de líneas de transmisión considerando su probabilidad de falla, se evalúan las propuesta de planeación descritas en la tabla 4.1, en las cuales no se requiere redundancia en la red asociada a la generación, es posible evaluar modos de operación del parque eólico para que opere a

potencia reducida, en condiciones de falla del sistema de transmisión al cual se interconecta, y para completar el análisis, en el capítulo 5 se evaluará el proyecto de planeación desde el punto de vista económico, tomando en cuenta los costos incurridos por déficit energético.

Finalmente, en la figura 4.10 se ilustran los procesos de simulación para evaluar la confiabilidad de los sistemas.

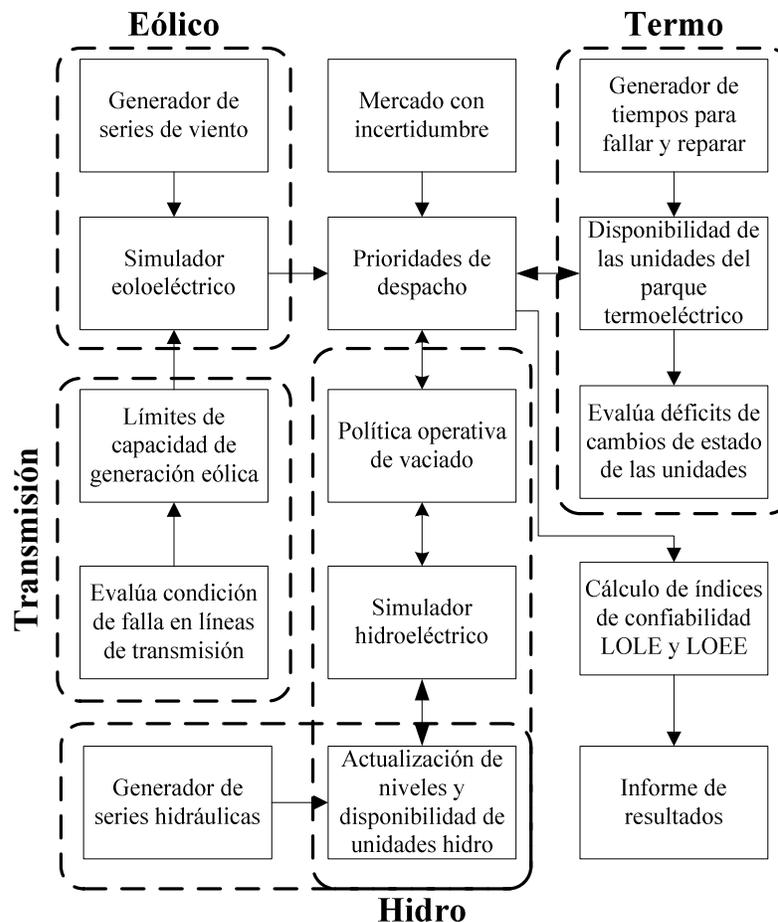


Figura 4.10: Procesos de simulación para evaluar la confiabilidad

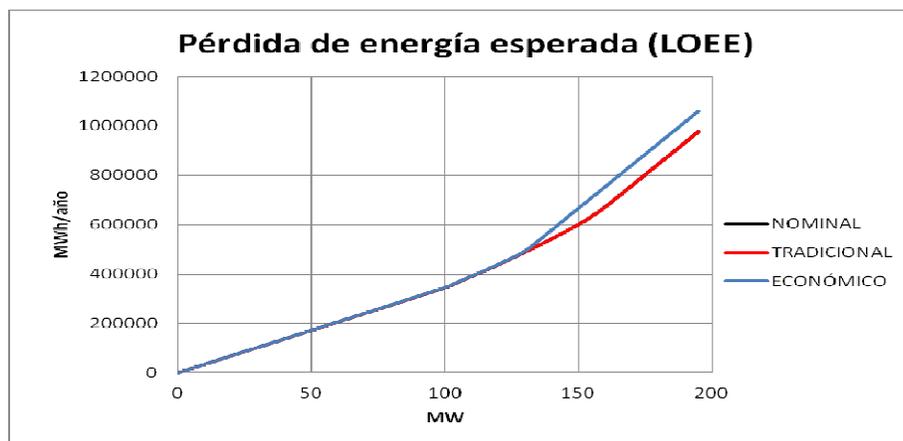
4.5.1 Ejemplo para un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga

Con lo anterior, se calculan los índices de confiabilidad de la red asociada a la generación, para el parque eólico del punto 4.3 de 200 MW con los tres criterios planteados: Tradicional, Nominal y Económico, considerando la operación de este recurso aislado. Entonces, son la incertidumbre en

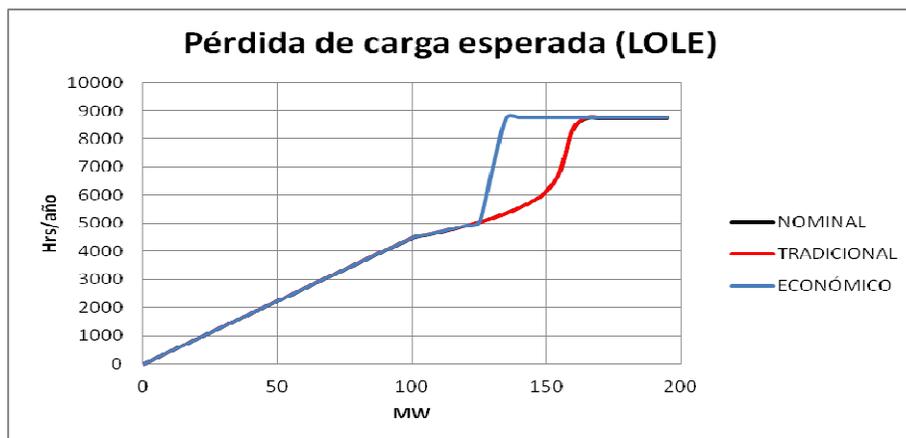
la velocidad del viento, los límites de capacidad de la red de transmisión y las fallas en las líneas de transmisión los factores que afectan directamente los resultados obtenidos.

Así, para la simulación, se considera una demanda media constante con una media inicial de 100 MW y con un incremento 5 MW en cada punto de demanda inicial para un horizonte de 20 años.

Los índices de confiabilidad obtenidos mediante el proceso de simulación se presentan en la figura 4.11.



(a)



(b)

Figura 4.11: Índices de (a) pérdida de carga esperada y (b) pérdida de energía esperada para el parque eólico de 200 MW del apartado 4.3 con planeación Tradicional, Nominal y Económica

En primer lugar, en la figura 4.11 se observa que el parque eólico como fuente de generación única (recurso aislado) tiene índices de confiabilidad con valores muy altos, lo que indica que los racionamientos serán muy frecuentes (superiores a 5000 horas/año, que implica que el 57.67% del año se incurrirá en racionamientos). De la misma forma, no se observan beneficios sustanciales en cuanto a confiabilidad al pasar del tipo de la planeación Tradicional al tipo Nominal, principalmente por la aleatoriedad de este recurso, sin embargo, sí hay una diferencia considerable con el tipo de planeación económica.

En la tabla 4.11 se calculan los valores de pérdida de carga esperada y pérdida de energía esperada, comparando los déficits que se tienen al pasar de un tipo de planeación Tradicional a una planeación Nominal o Económica. En ésta, se observa el efecto que tiene reducir la capacidad de las líneas de transmisión al pasar de un diseño Tradicional, de la red asociada a la generación, a un Nominal o Económico, ya que con la metodología de planeación propuesta, donde se agregar el modelo de fallas en líneas de transmisión a los criterios probabilísticos de suministro de potencia y se comparan diferentes alterativas de planeación (sugiriendo en ellas reducciones en la capacidad de la red asociada a la generación intermitente), se pueden evaluar económicamente los beneficios reales que tiene una red redundante y comparar diferentes diseños para seleccionar el más conveniente.

Tabla 4.11: Evaluación de confiabilidad para el ejemplo del apartado 4.3, con planeación Tradicional, Nominal y Económica

Metodología	Diferencia de LOLE (h), respecto a Tradicional	Diferencia de LOEE (MWh), respecto a Tradicional
Tradicional		
Nominal	143.91	4,124.10
Reducido	16,331.82	909,726.50

Estos números corresponden a un tiempo de simulación de 20 años y sus repercusiones económicas serán evaluadas más adelante en el apartado 5.3.7.2.

Por último, en el análisis de confiabilidad, el tipo de carga considerada y el sistema al que se va a conectar el parque eólico, tienen un impacto muy importante en los resultados obtenidos. Estos factores nos servirán para determinar qué efecto tiene la adición del recurso eólico como fuente de generación y la metodología de planeación utilizada en la confiabilidad del sistema.

En el siguiente apartado se analizan los efectos de la adición del parque eólico a la red de transmisión con la metodología de planeación propuesta.

4.5.2 Ejemplo para la interconexión del parque a una red de transmisión existente

En la figura 4.8 se propuso una red de transmisión y se evaluó, de acuerdo a la metodología propuesta en las figuras 4.2 y 4.3, la capacidad del sistema. En este apartado, utilizando los modelos de simulación, donde se agregó el modelo de fallas en líneas de transmisión a los criterios probabilísticos de suministro de potencia, se calculan los índices de pérdida de carga y pérdida de energía esperada.

Entonces, para el sistema de la figura 4.8, se tiene que la demanda punta es de 4300 MW, pero se considera que se va a incrementar a valores aproximados a 5000 MW; esta demanda es del tipo característica del área oriental, además de incluir una incertidumbre del $\pm 4.5\%$ de tipo normal.

Por capacidad, el sistema de la figura 4.7 cuenta con 5331 MW de generación instalados, de los cuales la potencia disponible es de 4997 MW. Se considera una potencia disponible de 95 % de la energía hidroeléctrica y de 90 % para la termoeléctrica.

A esta capacidad instalada se suma la energía generada por la fuente renovable intermitente. Se plantean dos casos de simulación: el primero consiste en simular la operación del sistema cuando se tiene capacidad de transmitir toda la energía generada por el parque eólico, en condiciones normales de operación y en condiciones de falla, es decir, no hay limitaciones en la operación de la red; y el segundo consiste en limitar la energía generada por el parque eólico de acuerdo a los resultados obtenidos en las tablas 4.9 y 4.10, es decir, limitar la energía generada usando los criterios de planeación propuestos en este trabajo. Se plantean estos dos casos, ya que los criterios de planeación aquí propuestos sugieren hacer reducciones en la capacidad de la red asociada a la generación intermitente y limitar la capacidad de generación del parque eólico para condiciones de falla de un elemento de la red existente a la que se interconecta (si esta no tiene capacidad de extraer toda la energía en ese momento), comparado los beneficios económicos que tiene el

implementar estas modificaciones a los que se obtendrían haciendo reforzamientos en la red. Los datos de falla de las líneas son los indicados en el apartado 4.5.

En la tabla 4.12 se resumen los resultados del estudio de confiabilidad para el ejemplo del apartado 4.4 con Planeación Tradicional, es decir, sin pérdida de energía en caso de falla de cualquier elemento, y con la propuesta de reducción de potencia en la fuente intermitente en caso de presentarse fallas en las líneas, tal como se indica en la figura 4.3 y en las tablas 4.9 y 4.10.

En los dos primeros renglones de la tabla 4.12 se analiza el sistema original de la figura 4.7. Se observa que los índices de pérdida de carga esperada y pérdida de energía esperada no son iguales a cero, por lo que no es 100 % confiable y que a medida que incrementa la carga, de 4300 a 4400 MW, estos índices incrementan. Del tercer al sexto renglón se muestran los resultados para el mismo sistema pero interconectando el parque eólico (figura 4.8) y para dos casos de estudio: el primero (con metodología propuesta) es considerando que se reduce la capacidad de generación máxima del parque eólico en caso de fallar alguna de las líneas que lo interconectan a la carga, es decir, en caso de fallar la línea 2-7 el parque queda desconectado, para una falla en la línea 2-3 el parque tiene que reducir su potencia máxima a 420 MW y por último para la línea 3-4 la potencia reducida es de 620 MW. El segundo es considerando que el sistema es diseñado para soportar todas las contingencias anteriores, es decir, el sistema de la figura 4.8 es reforzado y en caso de falla de cualquier línea el sistema tiene capacidad de soportar esta contingencia (soporta cualquier contingencia N-1).

Así mismo, en el tercer renglón de la tabla 4.12 se observa que mejoran los índices de confiabilidad (se reducen) al interconectar el parque eólico de 200 MW al sistema original de la figura 4.7, lo que muestra que existen beneficios por la adición del parque eólico que puede asignarse a un incremento en la potencia disponible, ya que se podría atender un mercado mayor con el mismo riesgo de suministro o bien el mismo mercado pero reduciendo los racionamientos debidos al déficit energético. En los renglones: cuarto, quinto y sexto se observan los mismos efectos, ya que se atienden mercados mayores debido a la adición de las diferentes capacidades de parque eólicos.

Por otro lado, los índices de pérdida de carga esperada y pérdida de energía esperada no son muy diferentes para los dos tipos de planeación indicados, debido principalmente a la aleatoriedad del viento, es decir, las reducciones aquí propuestas en la red asociada a la generación intermitente y el

limitar la capacidad de generación del parque eólico para condiciones de falla de un elemento de la red existente a la que se interconecta, no reflejan gran impacto en los índices de pérdida de confiabilidad y energía esperada, mostrando que los criterios de planeación propuestos tienen resultados satisfactorios. Por ejemplo, en el tercer renglón con la metodología propuesta se tiene un LOLE de 6.68, mientras que con la metodología Tradicional se tiene un valor de 2.12, lo que indica que hay una diferencia de 4.56 horas/año o una pérdida de 5188 MWh/año. Los índices de LOLE y LOEE dependerán de los límites u objetivos que fije la empresa suministradora, sin embargo, en este trabajo se analiza desde el punto de vista económico su efecto. Este análisis económico se presenta en el capítulo 5 (punto 5.3.8).

Tabla 4.12: Evaluación de confiabilidad para el ejemplo del apartado 4.4, con planeación Tradicional y con la propuesta de reducción de potencia en la fuente intermitente en caso de presentarse fallas en las líneas

Caso de estudio	Demanda (MW)	Potencia limitada por falla en red troncal					Sistema redundante (sin límite de potencia en falla)		Diferencia	
		Línea 2-3 (MW)	Línea 3-4 (MW)	Línea 7-2 (MW)	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)
Sistema original sin viento	4,300.00				9.87	12,366.78				
Sistema original sin viento	4,400.00				63.55	82,716.46				
Sistema original y 200 MW de viento	4,400.00			0	6.68	7,782.39	2.12	2,594.13	4.56	5,188.26
Sistema original y 500 MW de viento	4,610.00	420	650	0	4.81	6,052.92	0.00	0.36	4.80	6,052.56
Sistema original y 750 MW de viento	4,900.00	420	650	0	47.49	64,189.88	41.32	55,097.88	6.17	9,092.00
Sistema original y 1000 MW de viento	5,100.00	420	650	0	15.82	20,470.55	13.21	16,621.41	2.61	3,849.14

Capítulo 5: Análisis técnico-económico de la planeación económica de la red de transmisión para fuentes renovables intermitentes

5.1 Introducción

En este apartado se estudia la rentabilidad del proyecto eólico. Para ello, es necesario estudiar la repercusión económica de cada una de las soluciones técnicas y de la inversión en conjunto, para lo cual se utilizarán varios criterios básicos de análisis financiero de inversiones, tales como: el VAN, el TIR, flujos de caja y relación beneficio/costo. En cualquier caso siempre se tomará como referencia una tasa mínima aceptable de rendimiento y la inversión se evaluará a través del cálculo del valor presente neto o de una tasa interna de rendimiento.

5.2 Criterios de Ingeniería Económica para toma de decisiones

Hay muchas formas de evaluar si vale la pena emprender un proyecto. Las formas más usuales son [5]:

Calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Evaluar el valor presente de un proyecto (VAN).

Calcular el beneficio/costo.

Otros criterios (periodo de recuperación de la inversión, razón beneficio/inversión, etc.)

Las tres primeras serán utilizadas como criterios para evaluar los proyectos analizados, puesto que los criterios indicados en el punto 4 presentan limitantes en cuanto la información que se obtiene de ellos para realizar un buen análisis económico

A continuación se describen brevemente los conceptos de valor añadido neto, tasa interna de retorno y los flujos de caja.

5.2.1 Valor Añadido Neto (VAN)

El VAN establece la diferencia entre el desembolso inicial del proyecto inversor y el valor actualizado a una tasa "k" de los flujos netos de caja que el mismo proyecto provoca, siendo aceptable si su valor es positivo.

Su formulación es:

$$VAN = -A + \sum_{j=1}^{j=n} \frac{FNC_j}{(1+r)^j} \quad (5.1)$$

Donde:

A = desembolso inicial (al contado o a plazos)

r = tasa de descuento

n = duración estimada del proyecto

FNC: Flujos netos de caja

En otras palabras, el VAN significa traer al presente cantidades monetarias a su valor equivalente. Es importante tener en cuenta que, según el teorema fundamental de ingeniería económica, para realizar una adecuada comparación de dinero en diferentes periodos de tiempo, es necesario compararlo en un sólo instante de tiempo y a su valor equivalente en ese momento, para lo cual será utilizado este concepto [35].

Para el caso de la tasa de descuento esta debe ser mayor a la tasa mínima vigente en el mercado, ya que es la que se considera sin riesgo. Además, para el caso particular de la energía eólica, se considera una situación de alto riesgo, ya que existe una gran incertidumbre la generación de energía eléctrica, por lo que el valor de la tasa de descuento será del 12%.

5.2.2 Tasa interna de Retorno (TIR)

El TIR calcula la tasa de descuento o actualización que hace nulo el valor capital del proyecto considerado. Interesa todo proyecto cuya TIR se mantenga por encima del valor del coste del capital k . Es la tasa de descuento o tipo de interés que iguala el VAN a cero. Su formulación es:

$$0 = -A + \sum_{j=1}^{j=n} \frac{FNC_j}{(1+r)^j} \quad (5.2)$$

Este método presenta más dificultades y es menos fiable que el VAN para la evaluación del proyecto, por eso suele usarse como complementario del mismo.

5.2.3 Flujo de caja

El flujo de caja o flujo de efectivo es la suma del beneficio neto más las amortizaciones, ya que éstas no suponen una salida de recursos de la empresa. El FNC (Flujo de caja neto) se calcula según la siguiente expresión:

$$FNC = (FBC - \text{amortización}) \cdot (1 - t) + \text{amortización} \quad (5.3)$$

Donde:

$FBC = \text{la diferencia entre cobros y pagos}$

$t = \text{impuestos}$

5.3 Estudio de la viabilidad Económica

Una comparación de las alternativas de inversión, para ser completa, requiere conocimiento de las diferencias de los flujos de efectivo entre las mismas. Para tomar la decisión de inversión correcta sólo es necesario determinar todos los flujos de efectivo o flujos de caja que se esperan del proyecto, así como los ingresos y los costos. En esta sección se tratará el análisis de costo-beneficio del proyecto para evaluar su aceptabilidad.

5.3.1 Presupuesto de inversión inicial

Para el cálculo de la inversión inicial se toman en cuenta las referencias [7, 34 y 37]. Esta inversión se considera en el año cero y es recalculada para cada uno de los casos de estudio. En el apéndice C se indican las tablas con los costos unitarios utilizados, los cuales se calculan considerando lo siguiente:

- a) El costo del parque eólico es de 2360 USD/kW, como se especifica en la referencia [7]. Este precio incluye gastos de construcción y administración.
- b) Los costos de operación del parque eólico son de 13 USD/kW como se indica en la referencia [7]. Este precio incluye operación y mantenimiento.
- c) Para el costo nivelado de la energía, además de la inversión debida al parque eólico, considera también la inversión inicial que implica el instalar una subestación elevadora de tensión para el parque y el costo de la línea de transmisión que interconecta al parque eólico con la red o centro del consumo.

Estos costos se incluyen para comparar los gastos que ocasiona el pasar de un nivel de tensión a otro y, además, tener más elementos para tomar decisiones entre las diferentes alternativas. Por otro lado, estos gastos son ocasionados únicamente para la transmisión de energía eléctrica que se extrae del parque eólico hacia la red.

- d) Para el caso de las líneas de transmisión se utilizan los costos promedio por kilómetro de línea de transmisión de la bibliografía [37], los cuales dependen del tipo de línea y el nivel de tensión. Estos costos incluyen costo de equipo y material, instalación y montaje, transporte de material y equipo, ingeniería, supervisión de obra del contratista, supervisión de la empresa suministradora e ingeniería básica.
- e) Para la subestación eléctrica elevadora, como indica la referencia [34] es una inversión que no puede estandarizarse, ya que difiere de una central a otra debido al arreglo y características específicas en cada planta; así mismo, el terreno, camino de acceso, y la infraestructura provisional para la construcción de la central. Al no contar con información estándar y publicada en un documento oficial, el costo de la subestación es calculado sumando los costo de bancos de transformación, de la referencia [37], y un 40 % del valor de los mismos, con el objeto de considerar los costos debidos al equipo de seccionamiento, barras, aislamientos, protección, control, equipos misceláneos, etc.

- f) Para el caso particular de los transformadores que se requieren para la subestación del parque eólico en 400 kV (por ejemplo de relación 23/400 kV), en la referencia [37] no se tienen datos de los costos, por lo que se utiliza el costo de transformadores de 4x125 MVA con relación 115/400 kV y se agrega un 20% al valor indicado.

En la tabla 5.12 se presenta un resumen de los costos de inversión para cada caso de estudio, donde se incluyen los costos del parque eólico, de la subestación y de la red de transmisión. Estos costos están expresados en dólares y fueron obtenidos en base a los criterios antes indicados.

5.3.2 Características generales de la Instalación

Los datos relevantes para el desarrollo del estudio son los que se indican a continuación:

- Aerogeneradores: Vestas a 40m de altura.
- Potencia nominal: 600 kW
- Potencia instalada: 600 kW x número de aerogeneradores.
- Distancia de la red de transmisión: depende del caso de estudio.

La tecnología de los aerogeneradores se considera conforme a las tecnologías disponibles en el mercado. A continuación se describen las características consideradas, las cuales se especifican en la referencia [39]:

- a) A través del transformador del aerogenerador, la tensión de salida generada se eleva a la media tensión requerida por la red del parque eólico hacia la subestación de transmisión, con esto los requisitos de tensión, frecuencia y potencia se materializan de manera correspondiente.
- b) El parque cuenta con sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) para la monitorización y el control remoto de los aerogeneradores, además que servirá para su servicio y mantenimiento.
- c) En caso de que la potencia nominal de los aerogeneradores del parque supere la capacidad de la red, un sistema de regulación de potencia especial se ocupa de aprovechar dicha capacidad de red existente. Si un aerogenerador del parque produce poca potencia, los

aerogeneradores restantes estarán preparados para funcionar con una potencia más alta. Esto ocurre de manera automática mediante el control de la generación de energía del sistema SCADA.

- d) La capacidad de transmisión de una red en determinados lugares puede resultar insuficiente frente a situaciones de cargas ligeras y fuertes vientos, por lo que puede conectarse el parque eólico en regiones de esta naturaleza por medio del sistema “cuello de botella”. Un intercambio de datos permanente entre el parque eólico y el operador de red se ocupa de adaptar de manera óptima la capacidad de transmisión a la máxima potencia admisible del parque. El operador ve reducidas las pérdidas de producción y en el distribuidor de cargas se minimiza el costoso "redespacho" del parque.

En este caso el parque está conectado a una subestación transformadora, por lo que es posible conectar los reguladores de tensión existentes al sistema de regulación.

5.3.3 Gastos de explotación:

Para los casos de estudio se considera un costo de operación de 13 USD/MW, de acuerdo con lo indicado en [7], y será considerado desde el primer año de operación hasta el año 20.

Es importante mencionar que las políticas referentes a gastos de explotación y mantenimiento dependen de la empresa que suministren las turbinas, por ejemplo, para algunos casos se extiende una garantía de dos años cumpliendo ciertos requisitos y se aplica un costo (USD/MWh) para años posteriores.

5.3.4 Costo nivelado

Este concepto sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto.

El costo de un MWh generado está integrado por tres partes: costo de inversión, de combustibles y de operación y mantenimiento [34]. En el caso particular de la energía eólica no se considera el costo de combustible. En este apartado se expone la técnica para la obtención del costo nivelado

por concepto de inversión, pero la misma técnica puede ser empleada para obtener costos nivelados por otros conceptos.

La determinación del costo nivelado del MWh por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad y total, la vida económica y la tasa de descuento.

El costo nivelado del MWh por concepto de inversión es definido como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión. A partir de esta definición se obtiene la ecuación siguiente [34]:

$$\overline{CI} = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t}} \quad (5.4)$$

Como la generación neta anual (GNA) no es uniforme se puede estimar una generación neta equivalente GNA que sí lo sea, de la siguiente manera:

$$GNA = \frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^{n-1}} \sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t} \quad (5.5)$$

El factor $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^{n-1}}$ es conocido como factor de recuperación del capital y es denotado por el símbolo $frc(i, n)$. Por lo tanto, el primer término de la ecuación anterior puede escribirse como [34]:

$$\frac{frc(i, n)}{(1+i)} \quad (5.6)$$

Por otro lado, la expresión puede tomar la forma siguiente:

$$\overline{CI} = \left[\frac{I}{C} \right] \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(i, n)}{(1+i)} \right] \left[\sum_{t=-N}^{-1} W_t (1+i)^{-t} \right] \quad (5.7)$$

donde:

$$I = \sum_{t=-N}^{-1} I_t \quad (5.8)$$

$$W_t = \frac{I_t}{I} \quad (5.9)$$

A los números W_t se les conoce como factores del perfil o cronograma de inversión y están expresados como fracción de la unidad.

La sumatoria $\sum_{t=-N}^{-1} W_t(1+i)^{-t}$ es denominada factor de valor presente, y se le denota $fvp(i, \bar{w})$ [34].

Y la expresión queda de la siguiente manera:

$$\bar{CI} = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(i,n)}{(1+i)} \right] [fvp(i + \bar{w})] \quad (5.10)$$

La expresión anterior involucra el producto del costo unitario de inversión (CU) por una expresión conocida como factor de costo nivelado.

5.3.5 Ingresos

Los beneficios financieros del proyecto se obtienen a partir de la venta de energía. Estos beneficios son generalmente iguales a la cantidad de energía producida multiplicada por el precio base estimado [5].

Tal como se indica en el punto 3.3.4, se calcula en cada caso el costo nivelado, es decir, el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión.

5.3.6 Análisis Económico

Este apartado evaluará los rendimientos económicos de los parques propuestos. Las premisas de cálculo para el caso base son:

- a) Duración de la amortización = 20 años (a fondo perdido)
- b) Funcionamiento de la instalación = 8760 horas/año
- c) Energía producida de acuerdo a las simulaciones indicadas en el capítulo 3 (tabla 3.9).
- d) Vida útil de la instalación = 20 años
- e) No se considera el incremento anual del índice nacional de precios al consumidor (INPC).
- f) No se considera el incremento anual de la tarifa regulada, se usa el costo nivelado a lo largo de la vida útil.
- g) No se consideran impuestos en la venta de energía.
- h) Tasa de descuento del 12%, por el riesgo debido a la aleatoriedad del recurso eólico.
- i) Se considera una inversión inicial en el año cero y no se consideran planes de financiamiento.
- j) Presupuesto general de la instalación según lo indicado en la tabla 5.12.

Partiendo de la información anterior se realiza el análisis económico para cada caso de estudio y se obtienen los indicadores económicos. En la figura 5.1 se presenta la metodología desarrollada para la evaluación económica de los proyectos de transmisión.

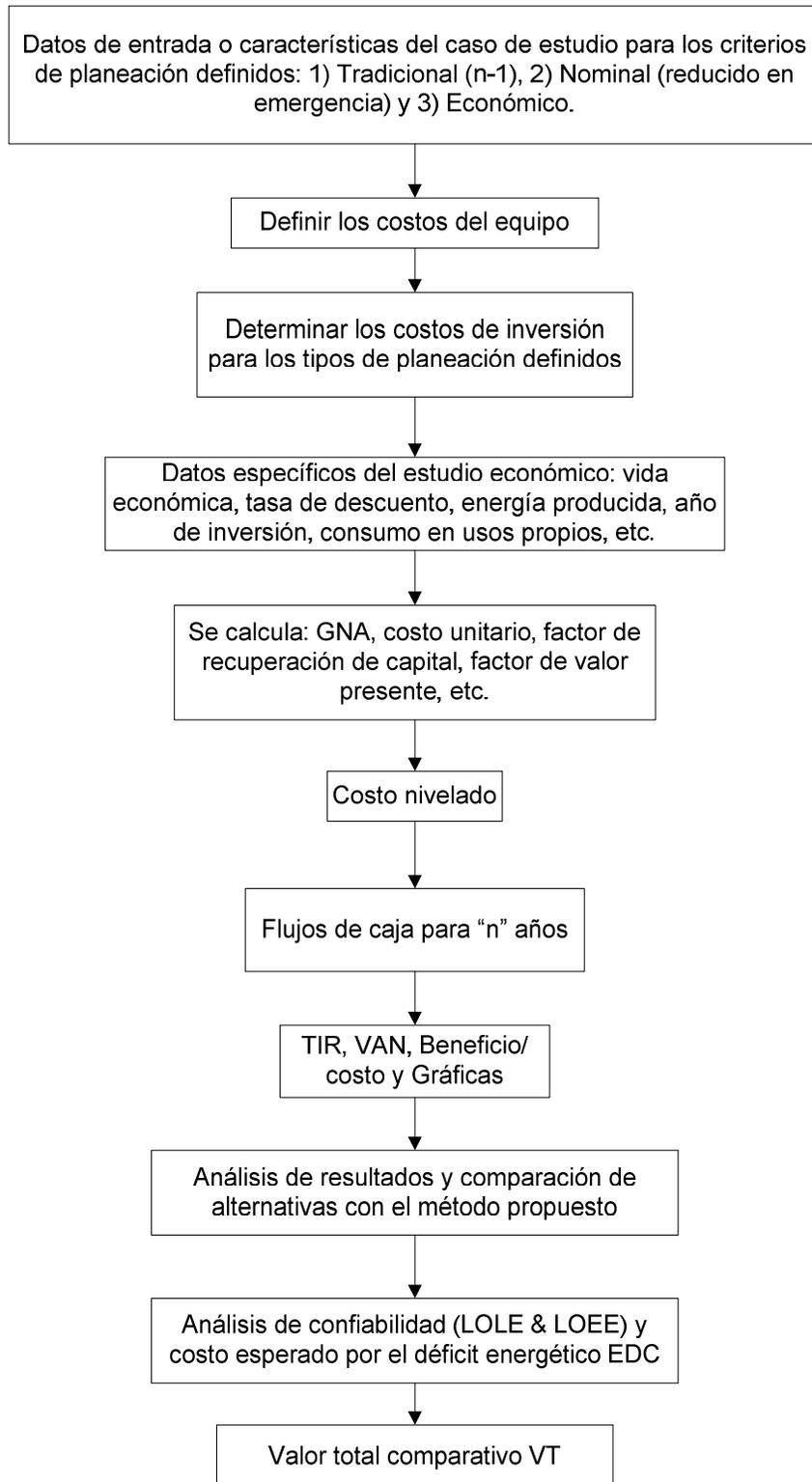


Figura 5.1: Metodología de la evaluación Económica de los proyectos de transmisión

5.3.6.1 Ejemplo

Se considera un parque eólico con capacidad nominal de 200 MW, integrado por 334 aerogeneradores con capacidad de 600 kW cada uno, instalados a una altura de 40 m de altura y con un perfil de viento de la zona de la Venta (mas detalles de simulación de viento puede verse en el capítulo 3, punto 3.5.1). La red de media tensión del parque eólico será a 23 kV y se conecta a una subestación eléctrica elevadora a 115 kV para transmitir la energía generada por el parque hacia la red de alta tensión (115 kV) que está localizada a una distancia de 100 km.

Se requiere determinar la solución que presente mejores beneficio para esta inversión, manteniendo los criterios de seguridad, confiabilidad y bajo costo.

Continuando con los resultados obtenidos en los capítulos 2, 3 y 4, en este apartado se presenta el análisis económico de las alternativas.

Se analizan los tres criterios de planeación indicados en la tabla 4.1, los cuales son:

- A. Planeación Tradicional (criterio n-1).
- B. Planeación Nominal (reducido en emergencia).
- C. Planeación Económica (corte en emergencia).

Siguiendo la metodología indicada en la figura 5.1 y con los datos de entrada, se calculan los costos de inversión, con los criterios definidos en el punto 5.3.1. Estos costos estimados para el ejemplo se resumen en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Inversiones y datos específicos del estudio económico para los tres tipos de planeación

Tipo de metodología de planeación	Costo del parque eólico (USD)	Costo de la línea de transmisión (USD)	Costo de la subestación (USD)	Costo total de inversión (USD)
Tradicional (I₁₀₀)	472,000,000	36,032,100	14,727,056	522,759,156
Nominal (I_{100R})	472,000,000	21,512,300	12,272,547	505,784,847
Económica (I_{100RR})	472,000,000	14,519,800	7,363,528	493,883,328

De la tabla 5.1 se nota que, debido a que se trata de un mismo parque eólico, los costos de inversión por la instalación de los aerogeneradores, es igual para los tres tipos de planeación (columna dos).

Para el caso de las líneas de transmisión se utilizan conductores de 900 MCM, con los parámetros típicos que se indican en la tabla C.5. Para la metodología Tradicional se considera instalar tres líneas de transmisión, para la metodología Nominal se considera instalar dos, y para la Económica se instala solamente una línea. Es importantes hacer notar que para el caso de la planeación del tipo Económica el instalar una sola línea de transmisión implica que el parque no tendrá capacidad para extraer los picos de potencia generada, ya que la capacidad del conductor es de 174 MW (por límite térmico) y de 130 MW el límite de estabilidad calculado, por lo que en caso de generar valores superiores a éste (es posible llegar hasta 200 MW) los excedentes no serán transmitidos, de acuerdo con las características indicadas del parque eólico indicadas en el punto 5.3.2, inciso "c". Los costos debidos a los circuitos antes indicados, para una longitud de 100 km, se resumen en la columna tres de la tabla 5.1.

Para determinar el costo de la subestación se siguen los criterios descritos en el punto 5.3.1. El elemento que se considera de mayor importancia de la subestación será el transformador. Para el caso de la metodología denominada Tradicional se considera instalar seis transformadores de 40 MVW, considerando que se tiene uno de reserva; para la metodología Nominal se considera instalar cinco y para el tipo Económica se propone instalar 4. Los costos se resumen en la columna cuatro de la tabla 5.1.

Partiendo de lo anterior, se tienen los costos totales que serán la inversión inicial para los tres tipos de planeación indicados. En la tabla 5.2 se resumen los datos específicos del estudio económico.

Tabla 5.2: Inversiones y datos específicos del estudio económico para los tres tipos de planeación

Nomenclatura	Descripción		Cantidad	Unidades
C	Capacidad instalada	=	200	MW
n	Vida Económica	=	20	años
i	Tasa de descuento	=	12	%
up	Usos propios	=	1	%
I₁₀₀	Inversión (CD+CInd)	=	522,759,156	USD
I_{100R}	Inversión (CD+CInd)	=	505,784,847	USD
I_{100RR}	Inversión (CD+CInd)	=	493,883,328	USD

Con los datos anteriores y utilizando la metodología indicada en el punto 5.3.4 se calcula el costo nivelado de la energía para los tres tipos de planeación definidos. En las tablas 5.3, 5.4 y 5.5, se resumen los resultados para la planeación Tradicional, Nominal y Económica respectivamente.

Tabla 5.3: Resultados del estudio económico para la planeación Tradicional (criterio n-1)

1) Costo unitario	=	2,613,796	USD/MW
2) Factor de recuperación de Capital	=	0.11953	
3) Factor de valor presente	=	1.1200	
4) Generación neta anual por MW	=	3,280.26	MWh/MW
5) Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de inversión	=	106.68	USD/MWh
6) Costos de operación y manteniendo	=	13.00	USD/MWh
7) Costos nivelado	=	119.68	USD/MWh

Tabla 5.4: Resultados del estudio económico para la planeación Nominal (reducido en emergencia)

1) Costo unitario	=	2,528,924	USD/MW
2) Factor de recuperación de Capital	=	0.11953	
3) Factor de valor presente	=	1.1200	
4) Generación neta anual por MW	=	3,280.26	MWh/MW
5) Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de inversión	=	103.21	USD/MWh
6) Costos de operación y manteniendo	=	13.00	USD/MWh
7) Costos nivelado	=	116.21	USD/MWh

Tabla 5.5: Resultados del estudio económico para la planeación Económica

1) Costo unitario	=	2,469,417	USD/MW
2) Factor de recuperación de Capital	=	0.11953	
3) Factor de valor presente	=	1.1200	
4) Generación neta anual por MW	=	3,054.24	MWh/MW
5) Costo nivelado del MWh neto generado por concepto de inversión	=	108.24	USD/MWh
6) Costos de operación y manteniendo	=	13.00	USD/MWh
7) Costos nivelado	=	121.24	USD/MWh

Comparando las tablas 5.3, 5.4 y 5.5, se observa lo siguiente:

- El costo unitario es mayor para el caso Tradicional (tabla 5.3) que para el Nominal (tabla 5.4), debido a que la inversión es mayor, y disminuye en forma proporcional a esta.
- El factor de recuperación de capital es igual en los tres casos, ya que éste es función de la vida económica y la tasa de descuento, valores que son iguales para los tres tipos de planeación.
- El factor de valor presente es igual en los tres casos debido a que es función de la tasa de descuento y de la forma en que se hace la inversión, que para los tres casos se considera que el 100 % en el año cero.
- La generación neta anual es igual en las tablas 5.3 y 5.4, puesto que la red tiene capacidad de extraer toda la energía generada, es decir, los 200 MW. Sin embargo, para el caso de planeación Económica la generación neta anual es menor, por los bloques de energía que no serán suministrados debido a la disminución de la capacidad de la red de transmisión y de acuerdo con las simulaciones del recurso eólico (Capítulo 3).
- Los costos de operación y mantenimiento por MW generado son iguales en los tres casos.
- El costo nivelado de la tabla 5.4 (116.21 USD/MW) es lógicamente menor que el de la tabla 5.3 (119.68 USD/MW), puesto que la inversión es menor en el primer caso. Por otro lado, en la tabla 5.5, en la cual se tiene la menor inversión, el costo nivelado es mayor (121.24 USD/MW) que los casos Tradicional y Nominal, debido a que la energía que será desperdiciada por la reducción de capacidad de la red hace que se incremente el costo unitario.

Con la información anterior, es posible generar los flujos de caja para cada uno de los casos anteriores y, con estos, calcular los indicadores económicos. En las tablas 5.6, 5.7 y 5.8 se resumen los resultados para los tres casos de estudio y una comparación de estas alternativas se presenta en la tabla 5.9.

5.3.7 Análisis comparativo de las alternativas

5.3.7.1 Análisis económico

La primera regla para tomar decisiones en la inversión es siempre buscar la mayor ganancia o maximizar la riqueza de los accionistas [35]. En este caso se seleccionará una opción entre un conjunto de opciones, entendiéndose como el hecho de tener " n " alternativas de inversión y tomar una de ellas.

Como continuación al ejemplo 5.3.6.1, en la tabla 5.9 se observan las ventajas y desventajas Económicas que representa una metodología de planeación respecto a otra, así como la limitación en cuanto a transmisión de energía que se tiene al perder un elemento, particularmente una línea de transmisión. De la tabla 5.9 pueden concluirse los siguientes puntos:

- La ganancia anual que se tiene con la inversión, se puede expresar con una tasa de rendimiento llamada tasa interna de rendimiento o tasa interna de retorno. Para las metodologías Tradicional y Nominal la tasa es prácticamente la misma (13.6590%), por lo que no se usa como criterio de decisión. Por otro lado, para el caso de la planeación Económica la tasa es menor (13.5169%), lo cual indica que hay mayor riesgo. Sin embargo, en los tres casos la TIR es aceptable, ya que es mayor a la tasa de descuento que se fija.
- Respecto al VAN nos indica traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente; mientras este valor sea mayor a cero es conveniente aceptar la inversión, ya que se está ganando más del rendimiento solicitado. En este sentido de las tres alternativas la que genera el mayor VAN es la alternativa Tradicional, con 62,731,098.77 USD, valor que es 2,036,917.13 USD mayor que la alternativa Nominal y 8,381,155.27 USD mayor que la alternativa Económica. Por lo anterior, tomado el VAN como criterio la alternativa Tradicional resulta la mejor opción.

Tabla 5.6: Cálculo de los flujos de caja y de criterios de Ingeniería Económica para la planeación Tradicional (criterio n-1) del ejemplo

Años/Conceptos	Inversión (USD)	Energía producida (MWh/año)	Precio del MWh (USD)	Ingresos (USD)	Gastos de explotación (USD)	Amortización	BAI	BDI	Flujo de Caja (USD)	Flujo de caja acumulado (USD)
0	-522,759,156								-522,759,156	-522,759,156
1		725,895	119.68	86,873,753	9,436,634	26,137,958	51,299,161	51,299,161	77,437,119	-445,322,037
2		726,186	119.68	86,908,610	9,440,420	26,137,958	51,330,232	51,330,232	77,468,190	-367,853,847
3		725,548	119.68	86,832,250	9,432,125	26,137,958	51,262,167	51,262,167	77,400,125	-290,453,723
4		726,012	119.68	86,887,717	9,438,150	26,137,958	51,311,608	51,311,608	77,449,566	-213,004,157
5		726,167	119.68	86,906,334	9,440,173	26,137,958	51,328,203	51,328,203	77,466,161	-135,537,996
6		726,037	119.68	86,890,779	9,438,483	26,137,958	51,314,339	51,314,339	77,452,296	-58,085,699
7		726,628	119.68	86,961,538	9,446,169	26,137,958	51,377,411	51,377,411	77,515,369	19,429,670
8		781,894	119.68	93,575,568	10,164,616	26,137,958	57,272,994	57,272,994	83,410,952	102,840,621
9		726,003	119.68	86,886,746	9,438,045	26,137,958	51,310,743	51,310,743	77,448,701	180,289,322
10		725,962	119.68	86,881,771	9,437,505	26,137,958	51,306,309	51,306,309	77,444,266	257,733,589
11		740,088	119.68	88,572,334	9,621,141	26,137,958	52,813,235	52,813,235	78,951,193	336,684,781
12		726,023	119.68	86,889,115	9,438,302	26,137,958	51,312,855	51,312,855	77,450,812	414,135,594
13		725,719	119.68	86,852,671	9,434,344	26,137,958	51,280,370	51,280,370	77,418,328	491,553,922
14		725,853	119.68	86,868,757	9,436,091	26,137,958	51,294,708	51,294,708	77,432,666	568,986,588
15		754,838	119.68	90,337,594	9,812,892	26,137,958	54,386,744	54,386,744	80,524,701	649,511,289
16		807,803	119.68	96,676,356	10,501,438	26,137,958	60,036,960	60,036,960	86,174,918	735,686,207
17		845,638	119.68	101,204,354	10,993,291	26,137,958	64,073,106	64,073,106	90,211,064	825,897,271
18		725,971	119.68	86,882,803	9,437,617	26,137,958	51,307,228	51,307,228	77,445,186	903,342,457
19		725,779	119.68	86,859,846	9,435,123	26,137,958	51,286,766	51,286,766	77,424,724	980,767,180
20		753,918	119.68	90,227,484	9,800,932	26,137,958	54,288,595	54,288,595	80,426,553	1,061,193,733

Criterios de Ingeniería Económica	
TIR	13.6590%
VAN	62,731,098.77
Tasa de descuento r(%)=	12
Relación Beneficio/Costo=	1.1056

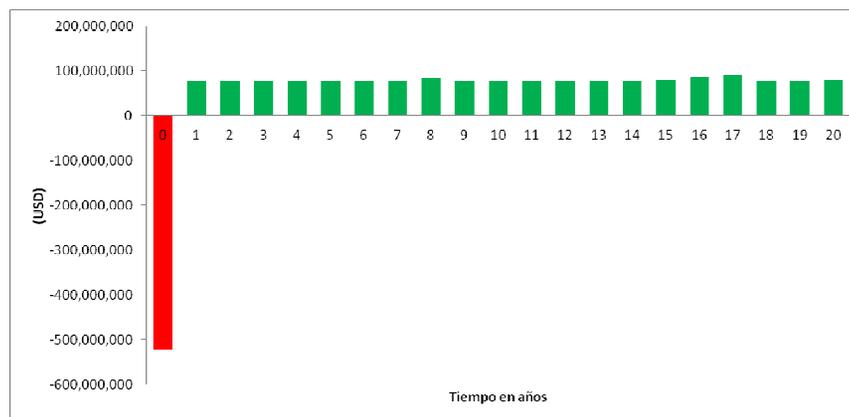


Tabla 5.7: Cálculo de los flujos de caja y de criterios de Ingeniería Económica para la planeación Nominal (reducido en emergencia) del ejemplo

Años/ Conceptos	Inversión (USD)	Energía producida (MWh/año)	Precio del MWh (USD)	Ingresos (USD)	Gastos de explotación (USD)	Amortización	BAI	BDI	Flujo de Caja(USD)	Flujo de caja acumulado (USD)
0	-505,784,847								-505,784,847	-505,784,847
1		725,895	116.21	84,359,322	9,436,634	25,289,242	49,633,446	49,633,446	74,922,688	-430,862,159
2		726,186	116.21	84,393,170	9,440,420	25,289,242	49,663,508	49,663,508	74,952,750	-355,909,408
3		725,548	116.21	84,319,020	9,432,125	25,289,242	49,597,653	49,597,653	74,886,895	-281,022,513
4		726,012	116.21	84,372,882	9,438,150	25,289,242	49,645,489	49,645,489	74,934,732	-206,087,781
5		726,167	116.21	84,390,960	9,440,173	25,289,242	49,661,545	49,661,545	74,950,787	-131,136,994
6		726,037	116.21	84,375,856	9,438,483	25,289,242	49,648,131	49,648,131	74,937,373	-56,199,621
7		726,628	116.21	84,444,567	9,446,169	25,289,242	49,709,155	49,709,155	74,998,397	18,798,776
8		781,894	116.21	90,867,163	10,164,616	25,289,242	55,413,305	55,413,305	80,702,547	99,501,324
9		726,003	116.21	84,371,939	9,438,045	25,289,242	49,644,652	49,644,652	74,933,894	174,435,218
10		725,962	116.21	84,367,108	9,437,505	25,289,242	49,640,361	49,640,361	74,929,604	249,364,821
11		740,088	116.21	86,008,741	9,621,141	25,289,242	51,098,357	51,098,357	76,387,599	325,752,421
12		726,023	116.21	84,374,239	9,438,302	25,289,242	49,646,695	49,646,695	74,935,937	400,688,358
13		725,719	116.21	84,338,851	9,434,344	25,289,242	49,615,265	49,615,265	74,904,507	475,592,865
14		725,853	116.21	84,354,471	9,436,091	25,289,242	49,629,138	49,629,138	74,918,380	550,511,245
15		754,838	116.21	87,722,907	9,812,892	25,289,242	52,620,773	52,620,773	77,910,015	628,421,261
16		807,803	116.21	93,878,204	10,501,438	25,289,242	58,087,523	58,087,523	83,376,766	711,798,026
17		845,638	116.21	98,275,146	10,993,291	25,289,242	61,992,613	61,992,613	87,281,855	799,079,882
18		725,971	116.21	84,368,110	9,437,617	25,289,242	49,641,251	49,641,251	74,930,493	874,010,375
19		725,779	116.21	84,345,818	9,435,123	25,289,242	49,621,453	49,621,453	74,910,695	948,921,071
20		753,918	116.21	87,615,985	9,800,932	25,289,242	52,525,811	52,525,811	77,815,053	1,026,736,124

Criterios de Ingeniería Económica	
TIR	13.6590%
VAN	60,694,181.64
Tasa de descuento r(%)=	12
Relación Beneficio/Costo=	1.1052

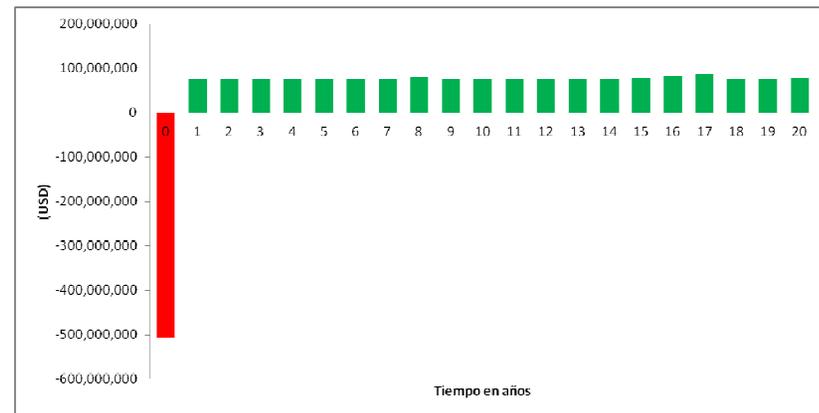


Tabla 5.8: Cálculo de los flujos de caja y de criterios de Ingeniería Económica para la planeación Económica del ejemplo

Años/ Conceptos	Inversión (USD)	Energía producida (MWh/año)	Pérdidas por la reducción (MWh)	Energía a transmitir (MWh/año)	Precio del MWh (USD)	Ingresos (USD)	Gastos de explotación (USD)	Amortización	BAI	BDI	Flujo de Caja (USD)	Flujo de caja acumulado (USD)
0	-493,883,328										-493,883,328	-493,883,328
1		725,895	46,078	679,817	121.24	82,423,548	9,436,634	24,694,166	48,292,748	48,292,748	72,986,915	-420,896,414
2		726,186	46,034	680,152	121.24	82,464,195	9,440,420	24,694,166	48,329,608	48,329,608	73,023,775	-347,872,639
3		725,548	46,188	679,360	121.24	82,368,102	9,432,125	24,694,166	48,241,810	48,241,810	72,935,977	-274,936,662
4		726,012	46,130	679,881	121.24	82,431,336	9,438,150	24,694,166	48,299,020	48,299,020	72,993,186	-201,943,476
5		726,167	46,121	680,046	121.24	82,451,250	9,440,173	24,694,166	48,316,911	48,316,911	73,011,077	-128,932,399
6		726,037	45,976	680,061	121.24	82,453,081	9,438,483	24,694,166	48,320,431	48,320,431	73,014,598	-55,917,801
7		726,628	46,161	680,468	121.24	82,502,434	9,446,169	24,694,166	48,362,098	48,362,098	73,056,264	17,138,463
8		781,894	74,525	707,368	121.24	85,763,958	10,164,616	24,694,166	50,905,176	50,905,176	75,599,342	92,737,805
9		726,003	46,126	679,878	121.24	82,430,868	9,438,045	24,694,166	48,298,657	48,298,657	72,992,823	165,730,628
10		725,962	45,952	680,010	121.24	82,446,926	9,437,505	24,694,166	48,315,255	48,315,255	73,009,421	238,740,050
11		740,088	53,079	687,009	121.24	83,295,506	9,621,141	24,694,166	48,980,198	48,980,198	73,674,365	312,414,414
12		726,023	46,202	679,821	121.24	82,424,002	9,438,302	24,694,166	48,291,533	48,291,533	72,985,700	385,400,114
13		725,719	46,286	679,432	121.24	82,376,881	9,434,344	24,694,166	48,248,371	48,248,371	72,942,537	458,342,651
14		725,853	46,151	679,702	121.24	82,409,566	9,436,091	24,694,166	48,279,309	48,279,309	72,973,475	531,316,126
15		754,838	60,299	694,539	121.24	84,208,436	9,812,892	24,694,166	49,701,378	49,701,378	74,395,544	605,711,671
16		807,803	88,632	719,171	121.24	87,194,952	10,501,438	24,694,166	51,999,347	51,999,347	76,693,513	682,405,184
17		845,638	109,855	735,783	121.24	89,209,058	10,993,291	24,694,166	53,521,601	53,521,601	78,215,767	760,620,951
18		725,971	46,195	679,776	121.24	82,418,540	9,437,617	24,694,166	48,286,757	48,286,757	72,980,924	833,601,875
19		725,779	46,071	679,707	121.24	82,410,213	9,435,123	24,694,166	48,280,924	48,280,924	72,975,090	906,576,965
20		753,918	60,344	693,574	121.24	84,091,475	9,800,932	24,694,166	49,596,377	49,596,377	74,290,543	980,867,508

Criterios de Ingeniería Económica	
TIR	13.5169%
VAN	54,349,943.50
Tasa de descuento r (%)=	12
Relación Beneficio/Costo=	1.0962

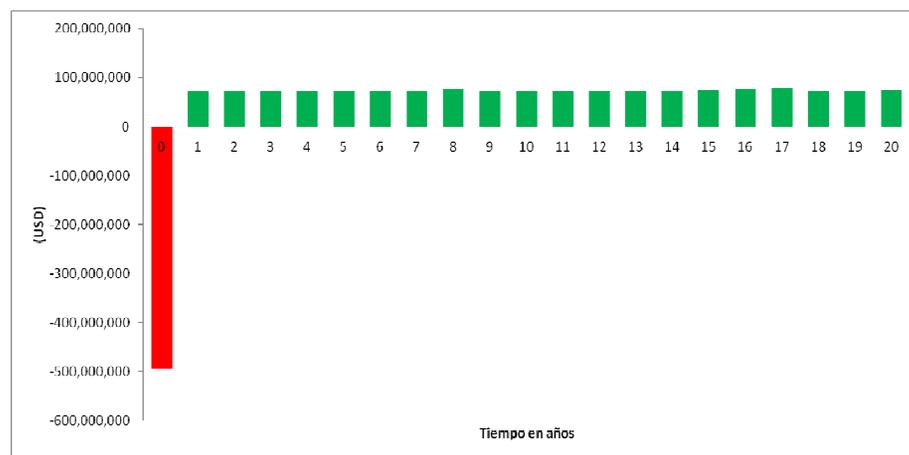


Tabla 5.9: Resumen comparativo del estudio económico para los tres tipos de planeación

Parámetro	Planeación Tradicional (n-1)	Capacidad nominal (reducido en emergencia)	Planeación Económica
Longitud (m)	100	100R	100RR
TIR	13.6590%	13.6590%	13.5169%
VAN	62,731,098.77	60,694,181.64	54,349,943.50
Tasa de descuento r (%)=	12	12	12
Relación Beneficio/Costo=	1.1056	1.1052	1.0962
Costo nivelado (USD/MWh)=	119.6781	116.2142	121.2437
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		3.4639	-1.5655
Diferencia en VAN (USD)		2,036,917.13	8,381,155.27
Ahorro en inversión (USD)		16,974,309.40	28,875,828.20
Inversión inicial (USD)	522,759,156.40	505,784,847.00	493,883,328.20
Número de líneas	3	2	1
Potencia reducida (MW)	200	130	0
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	65	0

- La relación beneficio/costo compara los beneficios contra el costo del proyecto; una relación mayor o igual a uno es aceptable, y cuan mayor es este valor mejores son los resultados esperados. Tomando como referencia esta relación y la información de la tabla 5.9 la planeación Tradicional es nuevamente la mejor opción con una relación de 1.1056.
- También un parámetro importante es el costo de la inversión inicial, ya que el ahorro que representa un tipo de planeación contra otra es, en muchos casos, muy grande, lo cual hace que los beneficios que se obtienen en el VAN sean menos importantes. Por ejemplo, para el

caso de estudio, la alternativa Tradicional tiene un VAN 8,381,155.27 USD mayor que la alternativa Económica, sin embargo la inversión en esta última es 28,875,828.20 USD menor, por lo que la planeación Económica tienen una ventaja de 20,494,672.93 USD respecto a la planeación Tradicional. Este punto será analizado en los siguientes párrafos.

- Por otro lado, la diferencia en costo nivelado de la inversión tiene un gran impacto en la decisión de optar por una alternativa u otra. Es en muchos casos el parámetro más importante. Como se explica en el punto 5.3.6.1, en la alternativa Económica no se tiene capacidad para transmitir toda la energía que será producida debido a la reducción en la capacidad de la red; esta disminución hace que se tenga que vender la energía a un precio más caro (121.2437 USD/MWh), lo cual tiene gran impacto, ya que si en los tres casos se vendiera la energía a ese precio las ganancias y en particular el VAN que se generaría estarían muy por encima de los valores reportados en la tabla 5.9. (71,323,466.57 USD y 88,297,775.97 USD para la alternativa Tradicional y Nominal respectivamente).

Por lo anterior, el cálculo de los indicadores financieros nos proporciona un panorama bastante completo de las diferencias que se tienen de una inversión a otra, sin embargo, es importante hacer notar que para cada caso de estudio, la energía es vendida al costo nivelado calculado y que los flujos de caja, así como los indicadores financieros se ven afectados por este valor, por lo tanto la alternativa Tradicional, que tiene un precio de 119.6781 USD/MWh, resulta tener mejores o iguales indicadores que la alternativa Nominal, cuyo precio es menor en 3.4639 USD/MWh.

En la metodología propuesta se tiene lo siguiente:

1. El primer parámetro para la toma de decisiones es escoger la alternativa que tenga menor costo nivelado.
2. Comparar esta alternativa contra las otras posibles, poniéndolas sobre la misma base (mismo costo de energía USD/MWh).
3. Calcular el Valor Actual Neto Comparativo entre las alternativas "A" y "B" ($VANC_{AB}$), usando la siguiente fórmula:

$$VANC_{AB} = (Inversión\ de\ B - Inversión\ de\ A) - (VAN_B - VAN_A) - VAN_{A,B} \quad (5.11)$$

donde:

$VANC_{AB}$ = Valor Actual Neto Comparativo entre las alternativas A y B

B = Alternativa de mayor costo nivelado

A = Alternativa de menor costo nivelado

VAN_A = Valor Actual Neto de la alternativa A

VAN_B = Valor Actual Neto de la alternativa B

$VAN_{A,B}$ = Cálculo del VAN para B, vendiendo la energía al costo nivelado de A

Sólo se considera mejor la alternativa "A" que la alterativa "B", si el $VANC_{AB}$ es positivo.

4. Calcular el Beneficio/Costo de la alternativa "B" considerando que se vende la energía al costo nivelado "A" ($B/C_{B,A}$). En este parámetro sólo se considera aceptable si es menor que el B/C_A y que B/C_B .
5. Calcular el TIR de la alternativa "B" considerando que se vende la energía al costo nivelado "A" ($TIR_{B,A}$). En este parámetro sólo se considera aceptable si disminuye el valor respecto a TIR_A y es menor que el TIR_B .

Lo anterior, hace que los valores iniciales reportados en la tabla 5.9 puedan compararse y encontrar la solución más Económica.

Siguiendo con el ejemplo 5.3.6.1 la alternativa Nominal es la que tiene un menor costo nivelado (116.2142 USD/MWh), por lo tanto se plantea como la mejor solución y será comparada con las otros tipos de planeación usando la metodología propuesta. En la tabla 5.10 se resumen los resultados.

Tabla 5.10: Resumen utilizando el método comparativo propuesto para los tres tipos de planeación

Metodologías*	$VANC_{AB}$	$B/C_{B,A}$	Diferencia con: B/C_A	Diferencia con: B/C_B	$TIR_{B,A}$	Diferencia con: TIR_A	Diferencia con: TIR_B
A=100R y B=100	33,948,834.69	1.0736	-0.0320	-0.0316	13.0934%	-0.5656%	-0.5656%
A=100R y B=100RR	20,144,524.60	1.0507	-0.0455	-0.0545	12.6985%	-0.8184%	-0.9605%

*Donde: 100= Tradicional, 100R= Nominal y 100RR= Económica

En la tabla 5.10, en el primer renglón, se comparan las alternativas Tradicional y Nominal. Puede observarse que el $VANC_{AB}$ es positivo, lo que indica que los ahorros que se tienen en la inversión debidos a la reducción de capacidad y el menor costo nivelado de esta alternativa de planeación son suficientes argumentos para que económicamente sea más atractiva y resulte con mayores beneficios económicos, lo cual no se observa en la tabla 5.9, donde el VAN de la alternativa Tradicional es mayor. Asimismo, los valores de $B/C_{B,A}$ y $TIR_{B,A}$ son menores, lo cual sirve para ratificar el resultado del $VANC_{AB}$.

De igual forma, en el segundo renglón de la tabla 5.10, se compara la metodología de planeación Nominal con la metodología Económica. Siguiendo la tendencia que se observa en el primer renglón de la tabla, donde una reducción en la capacidad del sistema, que representa un ahorro en la inversión del proyecto, ocasiona un menor costo nivelado y un proyecto más rentable desde el punto de vista económico, pareciera lógico pensar que esta segunda reducción tendrá esta misma tendencia, sin embargo, como se observa en la tabla, el valor de $VANC_{AB}$ es también positivo, lo que indica que, tal como se plantea desde un inicio, la alternativa Nominal es más rentable que la alternativa de planeación Económica y que el ahorro en la inversión que se tiene con la alternativa Económica no trae beneficios al proyecto.

Por lo anterior, se puede concluir que para este caso la alternativa Nominal es la que mejores beneficios presenta para el ejemplo planteado.

Además, como complemento al análisis del ejemplo 5.3.6.1, en la tabla 5.11, se resumen los resultados del análisis comparativo de aplicar la metodología propuesta para comparar cual de las

metodologías Tradicional o Económica es económicamente mejor. Por su menor costo nivelado, la alternativa Tradicional se plantea como mejor opción.

Tabla 5.11: Resumen utilizando el método comparativo propuesto, para los tipos de planeación Tradicional y Económica

Metodologías *	$VANC_{AB}$	$B/C_{A,B}$	Diferencia con: B/C_A	Diferencia con: B/C_B	$TIR_{A,B}$	Diferencia con: TIR_A	Diferencia con: TIR_B
A=100 y B=100RR	-12,494,167.22	1.0820	-0.0142	-0.0236	13.2635%	-0.2534%	-0.3955%

*Donde: 100= Tradicional, 100R= Nominal y 100RR= Económica

De la tabla 5.11 se observa que la metodología Económica presenta grandes ventajas que son producto del gran ahorro en la inversión, ya que en la segunda columna se observa un $VANC_{AB}$ negativo, lo que indica que ni con los beneficios de un menor costo nivelado, ni con el mejor VAN inicial se compensa el ahorro en la inversión desde el punto de vista económico.

Por otro lado, en la tabla 5.12 se resumen los resultados obtenidos para los tres tipos de planeación propuestos, con diferentes capacidades del parque eólico, longitudes de las líneas de transmisión y tensiones de operación, los cuales se estudiaron para efectos de aplicar la metodología y evaluarla bajo distintos escenarios, lo cual sirve para crear criterios que relacionen la capacidad del parque, la distancia al punto de consumo, la capacidad de las líneas y el nivel de tensión, para tomar decisiones futuras y/o como punto de partida para la evaluación de un nuevo proyecto.

Analizando la tabla 5.12 con la metodología propuesta, para el parque eólico del ejemplo 5.3.6.1 (200 MW a 100 km), el plan más atractivo resulta hacer una instalación Nominal en 115 y tipo Económica en 230 o 400 kV. Puede notarse en la tabla 5.12, que para las tensiones de 230 y 400 kV ya no existe una alternativa Nominal, puesto que no es posible reducir el número de líneas.

Con base en la metodología propuesta, la alternativa de menor costo nivelado, desde el punto de vista de tensión del sistema, es la alternativa de 230 kV (con 115.6595 USD/MWh), por lo que se compara esta alternativa con las otras, Nominal para la tensión de 115 y Económica en 400 kV; en la tabla 5.13 se resumen los resultados.

Tabla 5.13: Resumen utilizando el método comparativo propuesto, para el parque eólico de 200 MW a 100 km y los niveles de tensión 115, 230 y 400 kV

Tensión *	$VANC_{AB}$	$B/C_{A,B}$	Diferencia con:B/C_A	Diferencia con:B/C_B	$TIR_{A,B}$	Diferencia con:TIR_A	Diferencia con:TIR_B
A=230** y B=115*	5,436,654.02	1.0999	-0.0053	-0.0052	13.5658%	-0.0932%	-0.0932%
A=230** y B=400**	25,981,825.63	1.0807	-0.0248	-0.0244	13.2210%	-0.4380%	-0.4380%

*Planeación Nominal y **Planeación Económica

En la tabla 5.13 se comprueba que el mejor nivel de tensión para la interconexión de un parque eólico con las características indicadas es 230 kV. Es importante remarcar que la tensión a seleccionarse depende básicamente de la tensión a la que se interconecta el parque eólico con la red troncal, por lo que este valor de 230 kV es sólo una referencia. Además, deben considerarse otros factores, por ejemplo en 230 kV se tiene una capacidad de 389 MW (límite térmico de la línea), por lo que hay capacidad de expansión (si es que existe) o, por otro lado, en caso de perder la línea el parque queda desconectado totalmente, lo cual en 115 kV no ocurre, ya que puede operar en condiciones de emergencia en caso de pérdida de una línea de transmisión (con una potencia reducida de 130 MW). Esto se analiza adelante en el apartado 5.3.7.2.

Tabla 5.12: Resumen de los planes de expansión propuestos para la interconexión del parque eólico y el centro de consumo

200 MW												
Capacidad instalada (MW)=	200		Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=						115			
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR
TIR	13.6590%	13.6590%	13.6536%	13.6590%	13.6590%	13.5169%	13.6590%	13.6590%	13.6357%	13.6590%	13.6590%	
VAN	60,569,172.77	59,403,443.64	58,495,858.03	62,731,098.77	60,694,181.64	54,349,943.50	65,425,182.77	65,130,641.64	61,874,083.73	77,257,530.77	71,735,861.64	
Tasa de descuento r(%)=	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
Relación Beneficio/Costo=	1.1051	1.1049	1.1044	1.1056	1.1052	1.0962	1.1061	1.1061	1.1038	1.1080	1.1072	
Costos nivelado(USD/MWh)=	116.0017	114.0193	112.8049	119.6781	116.2142	121.2437	124.2596	123.7587	121.7913	144.3812	134.9913	
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		1.9824	3.1968		3.4639	-1.5655		0.5009	2.4683		9.3899	
Diferencia en VAN (USD)		1,165,729.13	2,073,314.73		2,036,917.13	8,381,155.27		294,541.13	3,551,099.04		5,521,669.13	
Ahorro en inversión (USD)		9,714,409.40	15,665,168.80		16,974,309.40	28,875,828.20		2,454,509.40	20,367,218.80		46,013,909.40	
Inversión inicial (USD)	504,743,106.40	495,028,697.00	489,077,937.60	522,759,156.40	505,784,847.00	493,883,328.20	545,209,856.40	542,755,347.00	524,842,637.60	643,812,756.40	597,798,847.00	
Número de líneas	3	2	1	3	2	1	4	4	2	5	4	
Potencia reducida (MW)	200	170	0	200	130	0	200	200	85	200	150	
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	85	0	100	65	0	100	100	43	100	75	
No es rentable por la cantidad de energía que se pierde. El diseño más barato a considerar es con dos líneas (110MW)												
200 MW												
Capacidad instalada (MW)=	200		Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=						230			
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR
TIR	13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%		0.13658981	0.13658981	14.9919%
VAN	60,599,032.08	59,391,915.26		62,338,270.08	60,367,995.26		65,816,746.08	62,320,155.26		75151702.08	68851263.26	110,263,300.86
Tasa de descuento r(%)=	12	12		12	12		12	12		12	12	12
Relación Beneficio/Costo=	1.1051	1.1049		1.1055	1.1051		1.1062	1.1055		1.107726903	1.10672803	1.1826
Costos nivelado(USD/MWh)=	116.0524	113.9997		119.0101	115.6595		124.9255	118.9793		140.8001541	130.0858651	121.6350
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		2.0528			3.3506			5.9462			10.7143	19.1651
Diferencia en VAN (USD)		1,207,116.82			1,970,274.82			3,496,590.82			6,300,438.82	35,111,598.78
Ahorro en inversión (USD)		10,059,306.80			16,418,956.80			29,138,256.80			52,503,656.80	93,915,694.40
Inversión inicial (USD)	504,991,934.00	494,932,627.20		519,485,584.00	503,066,627.20		548,472,884.00	519,334,627.20		626264184	573760527.2	532,348,489.60
Número de líneas	2	1		2	1		2	1		3	2	1
Potencia reducida (MW)	200	0		200	0		200	0		200	170	0
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	0		100	0		100	0		100	85	0
NO												
200 MW												
Capacidad instalada (MW)=	200		Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=						400			
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR
TIR	13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%	
VAN	61,598,127.94	60,317,409.94		64,488,327.94	61,926,891.94		70,268,727.94	65,145,855.94		76,049,127.94	68,364,819.94	
Tasa de descuento r(%)=	12	12		12	12		12	12		12	12	
Relación Beneficio/Costo=	1.1054	1.1051		1.1059	1.1054		1.1070	1.1061		1.1079	1.1066	
Costos nivelado(USD/MWh)=	117.7515	115.5735		122.6664	118.3105		132.4964	123.7846		142.3263	129.2586	
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		2.1779			4.3559			8.7118			13.0676	
Diferencia en VAN (USD)		1,280,718.00			2,561,436.00			5,122,872.00			7,684,308.00	
Ahorro en inversión (USD)		10,672,650.00			21,345,300.00			42,690,600.00			64,035,900.00	
Inversión inicial (USD)	513,317,732.80	502,645,082.80		537,402,732.80	516,057,432.80		585,572,732.80	542,882,132.80		633,742,732.80	569,706,832.80	
Número de líneas	2	1		2	1		2	1		2	1	
Potencia reducida (MW)	200	0		200	0		200	0		200	0	
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	0		100	0		100	0		100	0	
NO												

500 MW														
Capacidad instalada (MW)=	500		Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=						115					
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR		
TIR	13.6590%	13.6590%	12.9035%	13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%						
VAN	147,994,101.79	147,590,960.66	86,149,487.32	152,007,003.79	149,970,086.66		167,372,535.79	163,593,242.66						
Tasa de descuento r(%)=	12	12	12	12	12		12	12						
Relación Beneficio/Costo=	1.1049	1.1048	1.0619	1.1052	1.1050		1.1064	1.1061						
Costos nivelado(USD/MWh)=	113.7900	113.5154	112.1197	116.5229	115.1357		126.9875	124.4136						
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		0.2746	1.6702		1.3872			2.5739						
Diferencia en VAN (USD)		403,141.13	-61,844,614.47		2,036,917.13			3,779,293.13						
Ahorro en inversión (USD)		3,359,509.40	20,437,447.00		16,974,309.40			31,494,109.40						
Inversión inicial (USD)	1,233,284,181.60	1,229,924,672.20	1,212,846,734.60	1,266,725,031.60	1,249,750,722.20		1,394,771,131.60	1,363,277,022.20						
Número de líneas	4	3	2	5	4		9	8						
Potencia reducida (MW)	500	360	174	500	370		500	450						
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	72	35	100	74		100	90						
Desde el diseño 200R ya no es rentable comparado con una tensión mayor por la capacidad que se tendrían con dos líneas														
Desde el diseño 200R ya no es rentable comparado con una tensión mayor														
No se considera														

500 MW														
Capacidad instalada (MW)=	500		Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=						230					
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR		
TIR	13.6590%	13.6590%	13.6585%	13.6590%	13.6590%	13.4367%	13.6590%	13.6590%						
VAN	148,018,590.05	146,631,035.38	145,017,781.83	150,733,908.05	148,370,273.38	127,216,569.11	154,977,048.05	151,848,749.38						
Tasa de descuento r(%)=	12	12	12	12	12	12	12	12						
Relación Beneficio/Costo=	1.1049	1.1047	1.1043	1.1051	1.1049	1.0914	1.1055	1.1052						
Costos nivelado(USD/MWh)=	113.8067	112.8617	112.3062	115.6559	114.0462	123.5824	118.5457	116.4152						
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		0.9450	1.5005		1.6097	-7.9265		2.1305						
Diferencia en VAN (USD)		1,387,554.67	3,000,808.21		2,363,634.67	23,517,338.94		3,128,298.67						
Ahorro en inversión (USD)		11,562,955.60	21,351,561.20		19,696,955.60	42,703,122.40		26,069,155.60						
Inversión inicial (USD)	1,233,488,250.40	1,221,925,294.80	1,212,136,689.20	1,256,115,900.40	1,236,418,944.80	1,213,412,778.00	1,291,475,400.40	1,265,406,244.80						
Número de líneas	3	2	1	3	2	1	4	2						
Potencia reducida (MW)	500	400	0	500	400	0	500	260						
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	80	0	100	80	0	100	52						
NO														
NO														
NO														

500 MW														
Capacidad instalada (MW)=	500		Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=						400					
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR		
TIR	13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%						
VAN	148,020,402.24	146,739,684.24		150,910,602.24	148,349,166.24		156,691,002.24	151,568,130.24						
Tasa de descuento r(%)=	12	12		12	12		12	12						
Relación Beneficio/Costo=	1.1049	1.1047		1.1051	1.1049		1.1056	1.1052						
Costos nivelado(USD/MWh)=	113.8079	112.9357		115.7762	114.0318		119.7129	116.2240						
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		0.8722			1.7444			3.4889						
Diferencia en VAN (USD)		1,280,718.00			2,561,436.00			5,122,872.00						
Ahorro en inversión (USD)		10,672,650.00			21,345,300.00			42,690,600.00						
Inversión inicial (USD)	1,233,503,352.00	1,222,830,702.00		1,257,588,352.00	1,236,243,052.00		1,305,758,352.00	1,263,067,752.00						
Número de líneas	2	1		2	1		2	1						
Potencia reducida (MW)	500	0		500	0		500	0						
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	0		100	0		100	0						
NO														
NO														
NO														

750 MW

Capacidad instalada (MW)=	750								Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=				115			
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR	300RR			
TIR	13.6590%	13.6590%	13.6163%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%							
VAN	221,852,086.56	221,137,995.43	213,484,499.77	227,372,926.56	227,372,926.56	224,824,268.30	249,021,886.56	245,242,593.43								
Tasa de descuento r(%)=	12	12	12	12	12	12	12	12								
Relación Beneficio/Costo=	1.1049	1.1048	1.1020	1.1052	1.1052	1.1050	1.1063	1.1061								
Costos nivelado(USD/MWh)=	113.8074	113.4830	112.5517	116.3160	116.3160	115.1580	126.1531	124.4358								
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		0.3245	1.2557		0.0000	1.1581		1.7173								
Diferencia en VAN (USD)		714,091.13	8,367,586.79		0.00	2,548,658.26		3,779,293.13								
Ahorro en inversión (USD)		5,950,759.40	23,028,697.00		0.00	21,238,818.80		31,494,109.40								
Inversión inicial (USD)	1,848,767,388.00	1,842,816,628.60	1,825,738,691.00	1,894,774,388.00	1,894,774,388.00	1,873,535,569.20	2,075,182,388.00	2,043,688,278.60								
Número de líneas	6	5	4	8	8	6	13	12								
Potencia reducida (MW)	750	600	500	750	750	600	750	700								
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	80	83	100	100	80	100	93								

Desde el diseño 200R ya no es rentable comparado con una tensión mayor

No se considera

Capacidad instalada (MW)=	750								Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=				230			
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR	300RR			
TIR	13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%		13.6590%	13.6590%					
VAN	219,899,883.41	218,725,250.74		221,639,121.41	219,701,330.74		231,738,741.41	227,422,946.74		243,106,737.41	238,116,314.74					
Tasa de descuento r(%)=	12	12		12	12		12	12		12	12					
Relación Beneficio/Costo=	1.1047	1.1047		1.1048	1.1047		1.1054	1.1052		1.1060	1.1058					
Costos nivelado(USD/MWh)=	112.9204	112.3866		113.7107	112.8301		118.2998	116.3388		123.4653	121.1977					
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		0.5337			0.8805			1.9611			2.2676					
Diferencia en VAN (USD)		1,174,632.67			1,937,790.67			4,315,794.67			4,990,422.67					
Ahorro en inversión (USD)		9,788,605.60			16,148,255.60			35,964,955.60			41,586,855.60					
Inversión inicial (USD)	1,832,499,028.40	1,822,710,422.80		1,846,992,678.40	1,830,844,422.80		1,931,156,178.40	1,895,191,222.80		2,025,889,478.40	1,984,302,622.80					
Número de líneas	2	1		2	1		5	4		6	5					
Potencia reducida (MW)	750	0		750	0		750	720		750	750					
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	0		100	0		100	96		100	100					

NO

NO

NO

NO

Capacidad instalada (MW)=	750								Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=				400			
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR	300RR			
TIR	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6586%			
VAN	219,426,055.87	219,426,055.87	218,145,337.87	222,316,255.87	222,316,255.87	219,754,819.87	228,096,655.87	228,096,655.87	222,973,783.87	243,533,947.87	233,877,055.87	224,939,802.09				
Tasa de descuento r(%)=	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12			
Relación Beneficio/Costo=	1.1047	1.1047	1.1046	1.1049	1.1049	1.1047	1.1052	1.1052	1.1049	1.1060	1.1055	1.1048				
Costos nivelado(USD/MWh)=	112.7051	112.7051	112.1231	114.0183	114.0183	112.8544	116.6449	116.6449	114.3171	123.6595	119.2715	115.7537				
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		0.0000	0.5819		0.0000	1.1639		0.0000	2.3278		4.3880	7.9058				
Diferencia en VAN (USD)		0.00	1,280,718.00		0.00	2,561,436.00		0.00	5,122,872.00		9,656,892.00	18,594,145.78				
Ahorro en inversión (USD)		0.00	10,672,650.00		0.00	21,345,300.00		0.00	42,690,600.00		80,474,100.00	149,557,113.60				
Inversión inicial (USD)	1,828,550,465.60	1,828,550,465.60	1,817,877,815.60	1,852,635,465.60	1,852,635,465.60	1,831,290,165.60	1,900,805,465.60	1,900,805,465.60	1,858,114,865.60	2,029,449,565.60	1,948,975,465.60	1,879,892,452.00				
Número de líneas	2	2	1	2	2	1	2	2	1	3	2	1				
Potencia reducida (MW)	750	750	0	750	750	0	750	750	0	750	600	0				
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	100	0	100	100	0	100	100	0	100	80	0				

1000 MW												
Capacidad instalada (MW)=	1000		Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=						115			
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR
TIR	13.6590%	13.6590%	Desde el diseño 50R ya no es rentable comparado con una tensión mayor, porque ya hay reducción de capacidad	13.6590%	13.6590%	Desde el diseño 100R ya no es rentable comparado con una tensión mayor, porque ya hay reducción de capacidad	13.6590%	13.6590%	Desde el diseño 200R ya no es rentable comparado con una tensión mayor	No se considera		
VAN	295,290,521.33	294,124,792.20		301,682,549.33	299,645,632.20		327,186,485.33	326,891,944.20				
Tasa de descuento r(%)=	12	12		12	12		12	12				
Relación Beneficio/Costo=	1.1048	1.1048		1.1051	1.1050		1.1061	1.1061				
Costos nivelado(USD/MWh)=	113.6127	113.2155		115.7907	115.0966		124.4805	124.3801				
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		0.3972			0.6940			0.1004				
Diferencia en VAN (USD)		1,165,729.13			2,036,917.13			294,541.13				
Ahorro en inversión (USD)		9,714,409.40			16,974,309.40			2,454,509.40				
Inversión inicial (USD)	2,460,754,344.40	2,451,039,935.00		2,514,021,244.40	2,497,046,935.00		2,726,554,044.40	2,724,099,535.00				
Número de líneas	7	6		9	8		16	15				
Potencia reducida (MW)	1,000	800	1,000	900	1,000	1,000						
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	80	100	90	100	100						

Capacidad instalada (MW)=	1000		Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=						230			
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR
TIR	13.6590%	13.6590%	13.6540%	13.6590%	13.6590%	13.6541%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6587%
VAN	293,024,988.10	292,613,513.42	288,296,579.73	295,443,432.10	295,031,957.42	290,035,817.73	307,237,272.10	303,773,165.42	299,019,385.05	321,409,116.10	315,141,161.42	308,049,724.53
Tasa de descuento r(%)=	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Relación Beneficio/Costo=	1.1047	1.1047	1.1039	1.1048	1.1048	1.1040	1.1053	1.1052	1.1050	1.1059	1.1057	1.1051
Costos nivelado(USD/MWh)=	112.8408	112.7006	112.4647	113.6648	113.5246	113.0607	117.6833	116.5030	114.8999	122.5120	120.3763	118.5121
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		0.1402	0.3761		0.1402	0.6042		1.1803	2.7834		2.1356	3.9998
Diferencia en VAN (USD)		411,474.67	4,728,408.37		411,474.67	5,407,614.37		3,464,106.67	8,217,887.05		6,267,954.67	13,359,391.57
Ahorro en inversión (USD)		3,428,955.60	22,804,828.00		3,428,955.60	28,464,878.00		28,867,555.60	68,261,466.80		52,232,955.60	104,106,678.00
Inversión inicial (USD)	2,441,874,900.80	2,438,445,945.20	2,419,070,072.80	2,462,028,600.80	2,458,599,645.20	2,433,563,722.80	2,560,310,600.80	2,531,443,045.20	2,492,049,134.00	2,678,409,300.80	2,626,176,345.20	2,574,302,622.80
Número de líneas	4	4	2	4	4	2	6	5	4	7	6	5
Potencia reducida (MW)	1,000	1,000	389	1,000	1,000	389	1,000	900	720	1,000	800	600
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	100	39	100	100	39	100	90	80	100	80	75

Capacidad instalada (MW)=	1000		Tensión de operación de la red de transmisión (kV)=						400			
Longitud (km)	50	50R	50RR	100	100R	100RR	200	200R	200RR	300	300R	300RR
TIR	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6518%	13.6590%	13.6590%	11.6059%
VAN	292,293,983.81	292,293,983.81	291,013,265.81	295,184,183.81	295,184,183.81	292,622,747.81	307,402,511.81	300,964,583.81	293,626,343.28	316,401,875.81	306,744,983.81	-25,131,308.66
Tasa de descuento r(%)=	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Relación Beneficio/Costo=	1.1047	1.1047	1.1046	1.1048	1.1048	1.1047	1.1054	1.1051	1.1043	1.1057	1.1053	0.9911
Costos nivelado(USD/MWh)=	112.5917	112.5917	112.1554	113.5765	113.5765	112.7038	117.7396	115.5460	113.4910	120.8059	117.5155	113.9864
Diferencia en costo nivelado (USD/MWh)		0.0000	0.4364		0.0000	0.8727		2.1936	4.2486		3.2903	6.8195
Diferencia en VAN (USD)		0.00	1,280,718.00		0.00	2,561,436.00		6,437,928.00	13,776,168.53		9,656,892.00	341,533,184.47
Ahorro en inversión (USD)		0.00	10,672,650.00		0.00	21,345,300.00		53,649,400.00	103,910,670.40		80,474,100.00	166,789,846.40
Inversión inicial (USD)	2,435,783,198.40	2,435,783,198.40	2,425,110,548.40	2,459,868,198.40	2,459,868,198.40	2,438,522,898.40	2,561,687,598.40	2,508,038,198.40	2,457,776,928.00	2,636,682,298.40	2,556,208,198.40	2,469,892,452.00
Número de líneas	2	2	1	2	2	1	3	2	1	3	2	1
Potencia reducida (MW)	1,000	1,000	0	1,000	1,000	0	1,000	860	0	1,000	600	0
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	100	0	100	100	0	100	86	0	100	60	0

5.3.7.2 Análisis de los índices de pérdida de carga esperada y pérdida de energía esperada

En el punto 5.3.7.1 se determinó la mejor alternativa según los indicadores económicos. En este apartado se evalúa la potencia disponible debida a la instalación del parque eólico del ejemplo 5.3.6.1 y se analizan las posibles repercusiones en los índices de confiabilidad de pérdida de carga esperada LOLE y pérdida de energía esperada LOEE. Para tal efecto se utilizan los modelos desarrollados en [11, 15 y 16] aplicando el método de Monte Carlo, los cuales fueron estudiados, analizados y modificados de acuerdo con las necesidades de las simulaciones a realizar.

Las características de simulación para el análisis de los índices de confiabilidad del sistema se detallan en el apartado 4.5, por lo que a continuación se evalúan estos índices desde el punto de vista económico.

Por consiguiente, se calcula el costo esperado por el déficit energético (EDC, por sus siglas en inglés *Expected Damage Cost*), el cual es calculado como:

$$EDC = LOEE \times UIC \quad (5.12)$$

donde:

$$UIC = \text{costo de interrupción} \frac{\$}{MWh} \text{ (por sus siglas en inglés Unit Interruption Cost)}$$

Para el cálculo del *UIC* se utiliza el método basado en la pérdida de ingresos debido a la falta de capacidad energética; en éste el precio del MWh es directamente usado como *UIC* [40].

Por lo tanto, se calcula el costo de interrupción para el parque eólico del ejemplo 5.3.6.1 de 200MW. El cálculo de los índices de confiabilidad de este ejemplo pueden observarse el apartado 4.3.1 y los resultados se resumen en la tabla 5.14.

En la tabla 5.14 se cuantifica el costo esperado por el déficit energético EDC, comparando los déficits que se tienen al pasar de un tipo de planeación Tradicional a una planeación Nominal o Económica, es decir, el costo esperado por el déficit energético de aplicar las reducciones en la capacidad de la red asociada a la generación que sugiere la metodología propuesta en este trabajo.

Tabla 5.14: Evaluación de confiabilidad y estimación de los costos de interrupción del ejemplo 5.3.6.1 con planeación Tradicional, Nominal y Económica

Metodología	UIC (USD/MWh)	Diferencia de LOEE (MWh), respecto a Tradicional	EDC (USD)
Tradicional	119.68		
Nominal	116.21	4,124.10	479,278.98
Reducido	121.24	909,726.50	110,298,606.85

De la tabla 5.10, se concluyó que la mejor metodología con criterios económicos es el tipo Nominal. Ahora suman a los resultados obtenidos con criterios económicos, los de confiabilidad debido a la pérdida de energía del sistema de la siguiente forma:

$$VT_{AB} = VANC_{AB} - EDC_{AB} \quad (5.13)$$

donde:

$$VT_{AB} = \text{Valor total comparativo (aceptable si es positivo)}$$

Entonces, con los datos de las tablas 5.10 y 5.14, se le resta al $VANC_{AB}$ de la planeación con mejores beneficios económicos los costos por déficit energético. En la tabla 5.15 se presentan los resultados.

Tabla 5.15: Valor total del ejemplo 5.3.6.1 en 115 kV

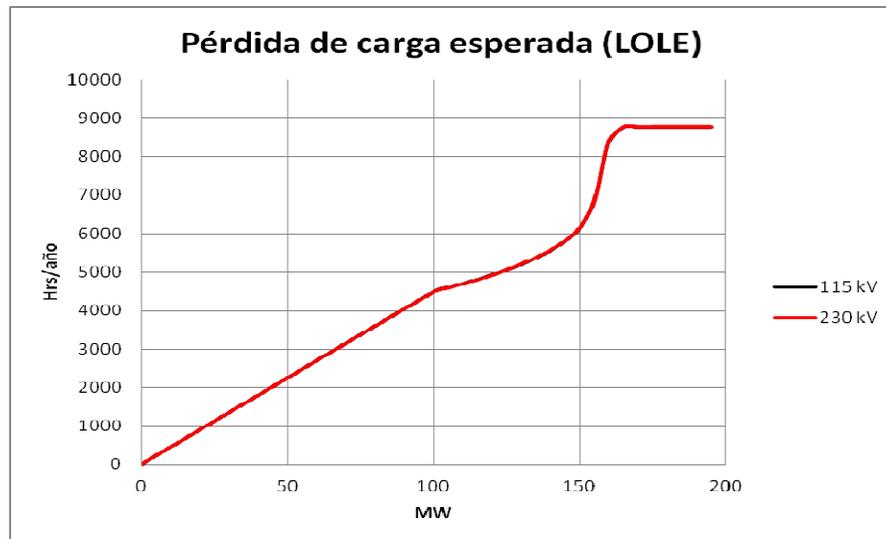
Metodología*	$VANC_{AB}$ (USD)	EDC_{AB} (USD)	VT_{AB} (USD)
A=100R y B=100	33,948,834.69	-479,278.98	33,469,555.71
A=100R y B=100RR	20,144,524.60	109,819,327.87	129,963,852.47

*Donde: 100= Tradicional, 100R= Nominal y 100RR= Económica

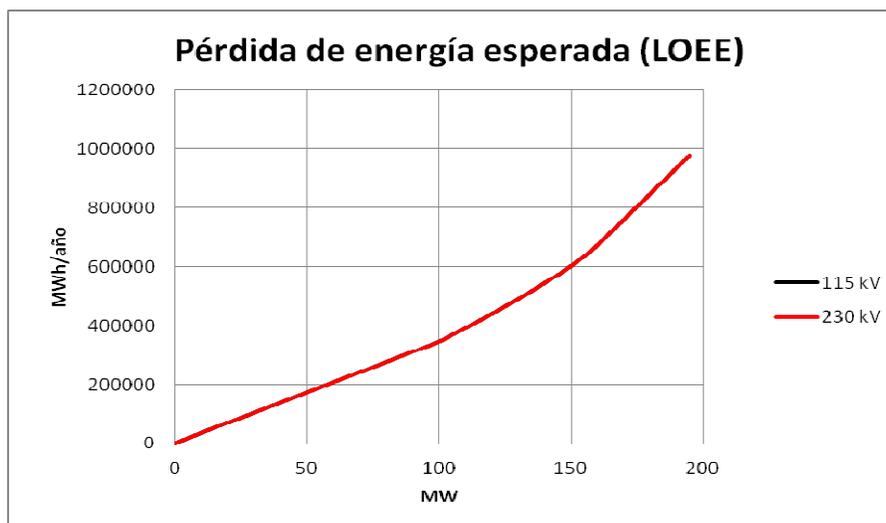
Como se ve en la tabla 5.15, las pérdidas debidas a los costos por déficit energético comparando el tipo de la planeación Nominal respecto a la Tradicional, tienen un impacto muy bajo sobre los resultados obtenidos en la evaluación económica de la inversión de estos proyectos, esto es, el hecho de reducir la capacidad instalada en la red asociada a la generación eolieléctrica, como lo sugiere ésta metodología, en la planeación Nominal, tiene grandes beneficios económicos, los cuales superan totalmente a los que se obtienen en cuanto a confiabilidad de la red asociada a la generación usando criterios Tradicionales. Esto se debe que en la metodología de planeación propuesta se consideran los criterios probabilísticos de suministro de potencia y la probabilidad de falla en líneas de transmisión, los cuales permiten captar la naturaleza aleatoria del recurso eólico. Por otro lado, como se ve en el segundo renglón de la tabla, la evaluación económica de confiabilidad beneficia aún más al tipo de planeación Nominal comparándolo con el tipo Económico, es decir, que la propuesta que se plantea en esta metodología de planeación, de hacer reducciones en la capacidad de la red asociada a la generación más allá de su capacidad nominal, en este caso resultan no admisibles, ya que las pérdidas en energía y confiabilidad que se tienen son mayores a los beneficios que se obtienen en la inversión.

Por lo anterior, con los criterios económicos propuestos y con un análisis de confiabilidad que los respalde, el tipo de planeación Nominal para este ejemplo es la mejor alternativa. Con esto se completa la metodología propuesta en la figura 5.1 y se demuestra que los criterios de planeación propuestos en cuanto a reducción de capacidad de la red asociada a la generación tienen beneficios respecto a una red planeada en base a criterios tradicionales.

También en el apartado 5.3.7.1 y en particular en la tabla 5.13 se analiza que la mejor alternativa desde el punto de vista económico para un parque eólico de 200 MW a una distancia de 100 km es de 230 kV del tipo Económico, sin embargo se plantea que la interconexión es a través de una sola línea de transmisión, mientras que con 115kV de tipo Nominal la interconexión es con dos líneas, lo cual indica que el parque puede operar en condiciones de emergencia en caso de pérdida de una de ellas con una potencia reducida de 130 MW. A continuación, se analizan los beneficios en confiabilidad debidos a la redundancia en las líneas de transmisión. En la figura 5.2 se muestran los resultados.



(a)



(b)

Figura 5.2: Índices de (a) pérdida de carga esperada y (b) pérdida de energía esperada para el parque eólico de 200 MW del ejemplo 5.3.6.1 con planeación Nominal en 115 kV y Económica en 230 kV.

De la figura 5.2 se observa que los resultados son muy parecidos en ambos casos, ya que en la gráfica no se aprecia la diferencia, sin embargo, existe un mayor beneficio en la tensión de 115 kV, que puede verse en la tabla 5.16.

Tabla 5.16: Evaluación de confiabilidad y estimación de los costos de interrupción para el parque eólico de 200 MW del ejemplo 5.3.6.1 con planeación Nominal en 115 kV y Económica en 230 kV

Tensión	UIC (USD/MWh)	Diferencia de LOEE (MWh), respecto a 115 kV	EDC (USD)
115 kV (tipo Nominal)	116.21		
230 kV (tipo Económico)	115.66	7,650.30	884,830.17

Finalmente, con los datos de las tablas 5.13 y 5.16 se calcula el VT_{AB} . En la tabla 5.17 se presentan los resultados.

Tabla 5.17: Valor total del ejemplo 5.3.6.1 con planeación Nominal en 115 kV y Económica en 230 kV

Metodología*	$VANC_{AB}$ (USD)	EDC_{AB} (USD)	VT_{AB} (USD)
<i>A=Económica en 230 kV y B= Nominal en 115 kV</i>	5,436,654.02	-884,830.17	4,551,823.85

Como se indica en la tabla 5.17, la mejor alternativa con la metodología propuesta es el tipo Económico en 230 kV. Esta comparación dependerá además de los criterios de planeación de la empresa suministradora, los que pueden preferir redundancia a economía, sin embargo, se concluye que la solución más económica para este ejemplo es en 230 kV.

Por último, en el análisis de confiabilidad, el tipo de carga considerada y el sistema al que se va a conectar el parque eólico, tienen un impacto muy importante en los resultados obtenidos. Estos factores servirán para determinar qué efecto tiene la adición del recurso eólico como fuente de generación y la metodología de planeación utilizada en la confiabilidad del sistema.

En el siguiente apartado se analizan los efectos de la adición del parque eólico a la red de transmisión con la metodología de planeación propuesta.

5.3.8 Impacto de la interconexión del parque eólico a la red de transmisión existente

En el apartado 4.5.2 se analizan los impactos en la confiabilidad del sistema de potencia al aplicar la metodología propuesta en la figura 2.5. Esta metodología propone que antes de instalar reforzamientos en el sistema de transmisión existente, se analice su impacto económico y en la confiabilidad del sistema, ya que al tratarse de una fuente de energía intermitente, la confiabilidad que se adquiere al tener redundancia en el sistema no es igual a la que él se obtendría, por ejemplo, con combustibles fósiles.

Por lo anterior, se analizan los efectos económicos que tiene la metodología en el caso de estudio indicado en el punto 4.5.2 y que se resume en la tabla 4.12.

Para el caso de los parques eólicos diseñados con la metodología tradicional se reforzó la línea 2-7 de la figura 4.8 con otra línea (redundancia) y únicamente para los parques de 750 y 1000 MW se reforzaron además las líneas 2-3 y 3-4 con una línea más. Estos reforzamientos afectan directamente los costos nivelados, por lo que partiendo de los resultados de la tabla 5.12, se calculan los nuevos costos nivelados para los reforzamientos indicados. En la tabla 5.18 se presentan los resultados.

Tabla 5.18: Resumen de los costos nivelados debidos a los reforzamientos del ejemplo 4.5.2

Capacidad instalada (MW)=	200	500	750	1000
Longitud (km)	100	100	100	100
TIR	13.6590%	13.6590%	13.6590%	13.6590%
VAN	64,488,327.94	150,910,602.24	227,144,701.87	300,012,629.81
Tasa de descuento r (%)=	12	12	12	12
Relación Beneficio/Costo=	1.1059	1.1051	1.1052	1.1050
Costos nivelado(USD/MWh)=	122.6664	115.7762	116.2123	115.2217
Inversión inicial (USD)	537,402,732.80	1,257,588,352.00	1,892,872,515.60	2,500,105,248.40
Número de líneas	2	2	2	2
Potencia reducida (MW)	200	500	750	1,000
Porcentaje de Potencia reducida (%)	100	100	100	100

Partiendo de lo anterior, los valores de la tabla 5.18 se comparan con los reportados en la tabla 5.12 utilizando el procedimiento de la figura 5.1 (como se hizo en el ejemplo 5.3.6.1). En principio puede notarse que hay incrementos en la inversión y como resultado también costos nivelados mayores. Los resultados de este análisis se muestran en la tabla 5.19.

Tabla 5.19: Resumen utilizando el método comparativo propuesto para comparar el método de planeación propuesto con una planeación Tradicional, para el ejemplo 4.5.2

Parque eólico (MW)	$VANC_{AB}$	$B/C_{B,A}$	Diferencia con:B/C_A	$TIR_{B,A}$	Diferencia con:TIR_A
200	42,690,600.00	1.0667	-0.0387	12.97%	-0.6927%
500	42,690,600.00	1.0885	-0.0164	13.36%	-0.2949%
750	123,164,700.00	1.0732	-0.0320	13.09%	-0.5667%
1000	196,032,627.94	107.32%	-0.0318	13.09%	-0.5667%

* Metodologías: A=Propuesta (sin reforzamientos) y B=Tradicional

De la tabla 5.19 se puede observar como desde el punto de vista económico el valor actual neto comparativo es positivo, además los valores de beneficio/costo y la TIR comparativos son negativos, por lo que es notorio que, como se esperaba, económicamente es mejor la metodología propuesta. Sin embargo, en el Capítulo 4 se calcularon los efectos que tienen estas reducciones en la confiabilidad del sistema, los cuales serán evaluados con el costo esperado por el déficit energético, calculado como se definió en el apartado 5.3.7.2. En la tabla 5.20 se presentan los resultados.

Tabla 5.20: Estimación de los costos de interrupción del ejemplo 4.5.2 debidos a la planeación propuesta

Caso de estudio	UIC (USD/MWh)	Diferencia		EDC (USD) Pérdidas por LOEE /año	EDC (USD) Pérdidas por LOEE en 20 años
		LOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)		
Sistema original y 200 MW de viento	118.31	4.56	5,188.26	613,826.08	12,276,521.58
Sistema original y 500 MW de viento	114.03	4.80	6,052.56	690,184.40	13,803,688.05
Sistema original y 750 MW de viento	112.85	6.17	9,092.00	1,026,072.65	20,521,452.99
Sistema original y 1000 MW de viento	112.70	2.61	3,849.14	433,812.52	8,676,250.50

En la tabla 5.20 se puede ver que los costos esperados por el déficit energético son considerables.

Por último, se tiene que calcular el valor total comparativo, con el cual se comparan los beneficios que se obtienen desde el punto de vista económico, con los costos por déficit energético. En la tabla 5.21 se muestran los resultados.

Analizando los resultados de la tabla 5.21, se comprueba que los valores de valor total comparativo son muy positivos, lo que quiere decir que los beneficios económicos debidos a aplicar de la metodología propuesta tienen más peso y mejores resultados que aplicar una metodología tradicional, con la cual los racionamientos serían menores pero los costos por esa pequeña reducción en ellos son muy altos.

Adicionalmente, se presenta la tabla 5.22, que corresponde al caso de estudios del apartado 4.5.2 pero incrementado la carga a 5100 MW. En este caso se nota que los índices de pérdida de energía esperada y pérdida de carga esperada son muy altos, tanto para la metodología propuesta, como para tradicional, lo cual hace que se incurra en déficits energéticos muy elevados y que los costos por déficit energético sean muy altos. En este caso se demuestra que para esta carga sería más conveniente instalar una red redundante, sin embargo, es un caso en el cual no es la mejor opción instalar 1000 MW para satisfacer el incremento de carga (de aproximadamente 700 MW), para lo cual lo recomendable es otra fuente de energía tradicional.

Tabla 5.21: Valor total comparativo del ejemplo 4.5.2 debidos a la planeación propuesta

Caso de estudio	Demanda (MW)	Potencia limitada por falla en red troncal					Sistema redundante (sin límite de potencia en falla)			Diferencia		Pérdidas en USD por LOEE /año	Pérdidas en USD por LOEE en 20 años	Valor actual neto comparativo VANC _{AB} (USD)	Valor total comparativo VT _{AB} (USD)	
		Línea 2-3 (MW)	Línea 3-4 (MW)	Línea 7-2 (MW)	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)	Costo nivelado viento (USD/MWh)	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)	Costo nivelado viento (USD/MWh)	LOLE (horas/año)					LOEE (MWh/año)
Sistema original sin viento	4,300.00				9.87	12,366.78										
Sistema original sin viento	4,400.00				63.55	82,716.46										
Sistema original y 200 MW de viento	4,400.00			0	6.68	7,782.39	118.31	2.12	2,594.13	122.67	4.56	5,188.26	613,826.08	12,276,521.58	42,690,600.00	30,414,078.42
Sistema original y 500 MW de viento	4,610.00	420	650	0	4.81	6,052.92	114.03	0.00	0.36	115.78	4.80	6,052.56	690,184.40	13,803,688.05	42,690,600.00	28,886,911.95
Sistema original y 750 MW de viento	4,900.00	420	650	0	47.49	64,189.88	112.85	41.32	55,097.88	116.21	6.17	9,092.00	1,026,072.65	20,521,452.99	123,164,700.00	102,643,247.01
Sistema original y 1000 MW de viento	5,000.00	420	650	0	15.82	20,470.55	112.70	13.21	16,621.41	115.22	2.61	3,849.14	433,812.52	8,676,250.50	196,032,627.94	187,356,377.44

Tabla 5.22: Valor total comparativo del ejemplo 4.5.2 debidos a la planeación propuesta, para el parque de 1000 MW y con una demanda de 5100 MW

Caso de estudio	Demanda (MW)	Potencia limitada por falla en red troncal					Sistema redundante (sin límite de potencia en falla)			Diferencia		Pérdidas en USD por LOEE /año	Pérdidas en USD por LOEE en 20 años	Valor actual neto comparativo VANC _{AB} (USD)	Valor total comparativo VT _{AB} (USD)	
		Línea 2-3 (MW)	Línea 3-4 (MW)	Línea 7-2 (MW)	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)	Costo nivelado viento (USD/MWh)	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh/año)	Costo nivelado viento (USD/MWh)	LOLE (horas/año)					LOEE (MWh/año)
Sistema original y 1000 MW de viento	5,100.00	420	650	0	106.13	141,208.40	112.70	13.21	16,621.41	115.22	75.49	99,654.37	11,231,421.53	224,628,430.59	196,032,627.94	-28,595,802.65

Capítulo 6: Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones

En este trabajo se establecen lineamientos basados en aspectos económicos, probabilísticos y de análisis de sistemas eléctricos de potencia para diseñar la red de transmisión asociada a la generación de una fuente de energía renovable intermitente, como es la energía eólica, así como su interconexión hasta la red de transmisión de la compañía suministradora.

Se encontró que para el caso de las fuentes intermitentes, los criterios de planeación tradicionales pueden ocasionar que la red esté dimensionada a una capacidad mayor a la que se requiere para tener mayores beneficios económicos y, de esta forma, reducir el costo de inversión que se requiere para hacer uso de las fuentes renovables (centrales eoloelectricas) que se encuentran alejadas de los centros de consumo. Esto se debe a que en los criterios tradicionales no se toma en cuenta la naturaleza aleatoria de las fuentes intermitentes y de las posibles fallas en las líneas de transmisión.

Con la metodología de planeación propuesta en la figura 2.5 y con las herramientas de simulación, en las cuales se toman en cuenta factores probabilísticos, se demostró que existen casos en los cuales planear la red en forma "económica" y diferente a los métodos tradicionales, trae beneficios monetarios mayores que el impacto que se tiene debido a la reducción de la confiabilidad en el sistema.

También, se muestran ejemplos en los que se reflejan los resultados positivos que se tienen al utilizar los criterios de diseño propuestos para planear la red de transmisión asociada la generación de centrales eoloelectricas, con los cuales, se instala una red con menor capacidad que la que se obtendría aplicando métodos de planeación tradicionales. Se observa, que los beneficios económicos son mayores, derivados de las reducciones en capacidad de la red y que son superiores a los beneficios de confiabilidad del sistema que se adquieren al utilizar una planeación tradicional.

Lo anterior se debe a que la metodología de planeación permite capturar la naturaleza aleatoria del recurso eólico en conjunto con la probabilidad de falla en líneas de transmisión. Así mismo, se comprueba como los criterios propuestos en la operación del parque eólico ante diferentes fallas, para no incluir reforzamientos en las líneas de transmisión, pueden llegar a tener beneficios sustanciales.

Además de la metodología propuesta, que puede ser aplicada a un proyecto de estudio específico, el cual tiene sus tipos de aerogeneradores, su altura, perfil del viento, capacidad, tipo de conductor, etc., se generaron algunas tablas, en las cuales se presentan los lineamientos base para determinar la mejor alternativa para interconectar un parque eólico. Una de ellas es la tabla 6.1, donde se indica cuál es la mejor alternativa para los diferentes casos propuestos en la tabla 5.12. También la tabla 5.12 puede ser utilizada para consulta y como pronta referencia en estudios posteriores o aplicaciones industriales, ya que contiene las características de la inversión para diferentes longitudes de interconexión, capacidades del parque y niveles de tensión. Estos criterios pueden ser útiles para la toma de decisiones en futuras inversiones, y están sustentados en bases técnicas y económicas.

Tabla 6.1: Mejor alternativa de expansión para la interconexión del parque eólico y el centro de consumo

Caso de estudio	Capacidad del parque eólico (MVA)	Longitud de la red de transmisión hasta el punto de interconexión (km)	Mejor alternativa de expansión propuesta	
			Tensión de operación de la red de transmisión (kV)	Tipo de planeación*
1	200	50	115	Económica (al 85%)
2		100	230	Económica (al 100%)
3		200	230	Económica (al 100%)
4		300	230	Económica (al 100%)
5	500	50	230	Económica (al 80%)
6		100	230	Nominal
7		200	400	Económica (al 100%)
8		300	400	Económica (al 100%)
9	750	50	400	Económica (al 100%)
10		100	400	Económica (al 100%)
11		200	400	Económica (al 100%)
12		300	400	Económica (al 80%)
13	1000	50	400	Económica (al 100%)
14		100	400	Económica (al 100%)
15		200	400	Nominal
16		300	400	Nominal

*Ver tabla 1.1 con las características de cada tipo de planeación

Es importante hacer notar que el caso de "Planeación Económica (al 100%)" es una planeación no reducida, es decir, tiene capacidad para transmitir el 100% de la energía generada, sin embargo, sólo tienen una línea de transmisión entre el parque y el centro de consumo (una falla en la línea lo deja aislado), por lo que no se considera como planeación tipo Nominal.

De las tablas 6.2 y 5.12 se concluyen los siguientes puntos:

1. Para un parque eólico de 200 MW, a una distancia de 50 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño reducido al 85% de su capacidad nominal (depende del conductor utilizado), a una tensión de 115 kV (tipo de planeación Económica).
2. Para un parque eólico de 200 MW a una distancia de 100 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño al 100% de su capacidad nominal a 230 kV (tipo de planeación Económica al 100%). Un diseño a 115 kV y Nominal resulta muy atractivo para este caso y, dependiendo de las necesidades de la empresa, es un diseño adecuado también.
3. Para un parque eólico de 200 MW a una distancia de 200 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño al 100% de su capacidad nominal a 230 kV (tipo de planeación Económica al 100%). En caso de requerir un diseño en 115 kV, basta con que la red sea diseñada para transmitir 75 % de la capacidad del parque.
4. Para un parque eólico de 200 MW a una distancia de 300 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño al 100% de su capacidad nominal a 230 kV (tipo de planeación Económica al 100%).
5. El caso particular de un parque con capacidad de 500 MW, a 50 km de distancia al punto de interconexión y una tensión de 115 kV, es un caso en el cual la metodología propuesta muestra grandes beneficios para la toma de decisiones. En primer lugar, la alterativa de planeación Económica muestra grandes beneficios en el costo nivelado, de 1.6702 y 1.3957 USD/MWh, sobre las alternativas Tradicional y Nominal respectivamente. Lo anterior y los grandes ahorros en la inversión, hace pensar que es la mejor alternativa, sin embargo, aplicando el método comparativo, el valor de $VANC_{AB}$ es muy negativo y los valores de $B/C_{A,B}$ y $TIR_{A,B}$ son mayores a cero, por lo que resultan ser la peor alternativa. Para completar este análisis y determinar la mejor alternativa para este caso se comparan las alternativas restantes, resultando se la alternativa Nominal mejor que la alternativa Tradicional.
6. Para un parque eólico de 500 MW, a una distancia de 50 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño reducido al 80% de su capacidad

nominal (depende del conductor utilizado), a una tensión de 230 kV (tipo de planeación Económica al 100%).

7. Para un parque eólico de 500 MW a una distancia de 100 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño Nominal, ya sea a 230 o 400 kV. En este caso particular el $VANC_{AB}$ favorece ligeramente a la tensión de 230 kV, sin embargo, los valores de $B/C_{A,B}$ y $TIR_{A,B}$ son mayores a cero, lo que beneficia a la tensión de 400 kV. En esta situación particular, se puede tomar cualquiera de las dos alternativas de tensión, cada una de ellas tiene beneficios respecto a la otra. Por ejemplo, para el caso de 230 kV se tiene la ventaja de que puede funcionar en condiciones de emergencia a un 80% de la capacidad del parque eólico y, para el caso de 400 kV, se tiene la ventaja de tener una capacidad de transmisión de hasta 1200 MW, lo cual es útil cuando existen planes de expansión para la red de transmisión.
8. Para un parque eólico de 500 MW a una distancia de 200 km al punto de interconexión al sistema de potencia, una tensión de 115 kV resulta ya muy costoso. Para este caso, la mejor alternativa es un diseño al 100% de su capacidad nominal a 400 kV (tipo de planeación Económica al 100%), sin dejar de lado que la alternativa de 230 kV Nominal puede mantener el servicio a un 52 % de su capacidad nominal cuando hay una línea fuera de servicio y con un costo no muy superior a la alternativa de 400 kV.
9. Para un parque eólico de 500 MW a una distancia de 300 km al punto de interconexión del sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño al 100% de su capacidad nominal a 400 kV (tipo de planeación Económica al 100%).
10. Para un parque eólico de 750 MW, a una distancia de 50 km al punto de interconexión al sistema de potencia, los tres niveles de tensión tienen características financieras muy parecidas, por lo que la mejor opción dependerá más del nivel de tensión del punto de interconexión, de posibles ampliaciones del parque eólico o incremento de carga a través de la línea de transmisión o por la flexibilidad que se requiera debido a la salida de operación de falla de una línea, ya que se plantea la posibilidad de tener 4, 2 o 1 línea. Por otro lado, siguiendo con el análisis, la tensión de 400 kV es la que mejores beneficios tiene, por lo que se considera la mejor alternativa.
11. Para un parque eólico de 750 MW a una distancia de 100 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño al 100% de su capacidad nominal a

400 kV (tipo de planeación Económica al 100%). Un diseño a 230 kV y Nominal resulta también muy atractivo para este caso.

12. Para un parque eólico de 750 MW a una distancia de 200 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño a 400 kV para un tipo de planeación Económica al 100%.
13. Para un parque eólico de 750 MW a una distancia de 300 km al punto de interconexión del sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño al 80% de su capacidad nominal a 400 kV (tipo de planeación Económica). En este caso, debido a la distancia, es muy notoria la diferencia en costo entre la alternativa a 230 y 400 kV, además se tiene que la alternativa en 115 kV ya no es viable para esta longitud, por lo que resulta más económico transmitir en 400 kV e instalar una subestación reductora en el punto de interconexión a la red de transmisión.
14. Para un parque eólico de 1000 MW, a una distancia de 50 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño a una tensión de 400 kV (tipo de planeación Económica al 100%).
15. Para un parque eólico de 1000 MW a una distancia de 100 km al punto de interconexión del sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño a una tensión nominal a 400 kV (tipo de planeación Económica al 100%).
16. Para un parque eólico de 1000 MW a una distancia de 200 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño a una tensión nominal de 400 kV (tipo de planeación Económica al 100%).
17. Para un parque eólico de 1000 MW a una distancia de 300 km al punto de interconexión al sistema de potencia, la mejor alternativa es un diseño a su capacidad nominal a 400 kV (tipo de planeación Nominal).
18. La tensión de 115 kV es útil para distancias del orden de 50 km y capacidades del orden de 200MW.
19. La tensión de 230kV tiene beneficios para potencias del orden de 500 MW y distancias del orden de 200km.
20. A partir de 500 MW es conveniente usar 400 kV.

En las simulaciones realizadas se observó que un diseño en el cual se tenga capacidad de extraer energía del orden de 80% de la generada por el parque eólico es un diseño adecuado

económicamente, sin embargo, existen casos en los que no se tiene un conductor "exacto" para extraer esa capacidad de energía, pues puede ser mayor o menor, por lo que es importante evaluar las alternativas generadas y compararlas entre sí con el método propuesto, para de esta forma encontrar la mejor de ellas.

También, del análisis de resultados se concluye que el nivel de tensión al punto en el que se interconectará el parque eólico es importante para seleccionar la tensión de la red de transmisión, de lo contrario hay un incremento considerable en el costo. El seleccionar otro nivel de tensión sólo será aceptable para distancias muy grandes donde los costos justifican poner una doble subestación (la primera corresponde a la subestación elevadora en parque eólico y la segunda para ajustarse al nivel de tensión del punto de interconexión).

Asimismo, se encontró que la alternativa con menor costo nivelado suele tener ventajas sobre las otras, sin embargo, este no debe ser considerado como criterio único para la toma de decisiones, ya que hay casos en los que las otras metodologías de expansión presentan mayores ventajas. La metodología propuesta incluye este análisis.

Es importante hacer notar que estos estudios y procedimientos buscan establecer una metodología práctica para realizar la planeación económica de un sistema en el cual se instalarán energías renovables, sin embargo, los resultados obtenidos pueden, para casos específicos, no representar el plan más atractivo, ya que esto dependerá, entre otros, de los criterios de planeación de la empresa suministradora de energía eléctrica.

Para el caso en el cual la interconexión del parque eólico al sistema sea propiedad de la empresa suministradora, es decir, ésta es la encargada de su operación y de la venta de energía, es adecuado hacer una coordinación de los recursos eoloelectrico e hidroeléctrico, de tal forma que la energía aprovechada debido a la operación del parque eólico, sea almacenada en los embalses de las presas. En la referencia [15] se presenta un estudio en el cual se consigue un funcionamiento coordinado con las presas del río Grijalva para potencias hasta de 2000 MW de viento.

Por otro lado, el recurso eólico por sí solo no resulta atractivo en el renglón de generación, sin embargo la operación conjunta con recursos hidroeléctricos o termoeléctricos o ambos, dan como resultado el atendimento de mercados mayores con los mismos riesgos de suministro, por que

dicho recurso genera beneficios que por sí solo no podrían ser observados y además estos beneficios no solamente son en el renglón de energía, sino también en el de potencia disponible.

Un aspecto muy importante en este tipo de análisis es la consideración de los datos de entrada, principalmente las mediciones de velocidades de viento, el tipo de turbinas eólicas, frecuencia de fallas, tipo de carga, altura de las torres, etc. Por tal motivo, los resultados y conclusiones obtenidas se basan en los parámetros de simulación utilizados, y tendrán que ser evaluados para cada caso o proyecto en particular, siguiendo la metodología propuesta.

Aunque en este trabajo solo se tratan las centrales eoloelectricas, esta metodología de planeación puede ser aplicada a otras fuentes renovables intermitentes como son las plantas hidroelectricas a filo de agua o plantas solares.

6.2 Recomendaciones y trabajos futuros

Se observó que existe oportunidad en profundizar los siguientes puntos:

- Desarrollar una herramienta de Flujos Óptimos para determinar las mejores condiciones de operación del sistema. Es decir, evaluar el re-despacho de generadores, posibles fuentes de potencia reactiva y reducir al máximo los cortes de carga o los costos de interrupción.
- Agregar a la simulación de fallas en líneas de transmisión los efectos debidos a las condiciones climatológicas del derecho de vía, lo cual ayudará a tener escenarios más precisos y probables.
- Considerar la incertidumbre en el suministro de combustibles para las centrales térmicas.
- Generar una base de datos históricos de los elementos de la red para nuevos estudios de planeación.
- Moverse hacia un modelo general de Costos de Producción (en inglés "*Production Costing*") para la evaluación de beneficios de la generación intermitente.

Referencias

- [1] World Energy Council. "Highlights of the 21st World Energy Congress". Montreal 2010.
- [2] S. Varadan, W.A. Mittelstadt, R. K. Aggarwal, V. VanZandt and B. Silverstein "Transmission Planning Risk Assessment". Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE.
- [3] Global Wind Energy Council. "Global Wind Report". 2010.
- [4] Vestas Wind Systems A/S. "600 kW variable wind turbines". Denmark, December 1994.
- [5] Hisham Khatib. "Economic evaluation of projects in the electricity supply industry". The institution of engineering and technology, London, United Kingdom, 2003.
- [6] Georgina Kessel Martínez Secretaria de Energía. "Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024". Secretaría de Energía, México 2009.
- [7] Secretaría de Energía. "Estrategia Nacional de Energía". México, Febrero de 2010.
- [8] Global Wind Energy Council and Mexican Wind Energy Association (AMDEE). "Global wind 2009 report". Marzo de 2010.
- [9] Hanrry G. Stoll. "Least - Cost Electric Utility Planning". Ed. John Wiley & Sons, United States of America, 1989. ISBN 0-471-63614-2.
- [10] Promon Engenharia. "Diagnóstico de la situación del sector eléctrico mexicano redes de transmisión y subtransmisión". Rio de Janeiro, Brasil, agosto de 1994.
- [11] Juan Ignacio Gallegos Sánchez. "Evaluación de los beneficios de desarrollar la central Eoloeléctrica La Venta". Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, ESIME Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, México D.F., septiembre de 1998.
- [12] Promon Engenharia. "Diagnóstico de criterios, metodologías y modelos de planeamiento de la CFE, Versión Preliminar". Proyecto CFE - México, octubre de 1994.
- [13] Henry Louie and Katrina Anderson. "Economic Analysis of Power Generation Forecast Utilization by Merchant Wind Plants". Power Symposium, 2008. NAPS '08. 40th North American.
- [14] R. Piwko, X. Bai, K. Clark, G. Jordan, N. Miller, and J. Zimmerlin. "The effects of integrating wind power on transmission system planning, reliability and operations," GE Power Systems Energy Consulting, Schenectady, NY, USA, Mar. 2005.

- [15] Proyecto: "Actualización de modelos y estudios para la operación de centrales de generación de energía eléctrica en México con recursos renovables" para desarrollar y transferir herramientas computacionales de optimización de la producción de energía. IPN-CFE Unidad de Nuevas Fuentes de Generación, México.
- [16] G. Cacho, R. Mota, R. Cadenas, S. López. "Impacto de la Energía Eólica en la Coordinación Hidrotérmica de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional". IEEE Sección México, RVP-AI-03, Acapulco Guerrero, México 2003. Artículo RVP-AI/2003 SIS-37.
- [17] R. David and M. McNerney : "Wind energy systems" IEEE Proceedings Vol.81, No. 3, March 1993
- [18] Promon Engenharia. "Metodologías de Planeamiento de redes de distribución: Propuestas de Evolución". Proyecto CFE - México, Informe XF01-04, mayo de 1995.
- [19] Guillermo Bautista Aldrete. "Planeamiento estocástico de la operación a largo plazo para un sistema Hidrotérmico". Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, ESIME Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, México D.F., marzo de 2001
- [20] F. Toledo T. "Análisis de sistemas de potencia, algoritmos y programas computacionales", Universidad Autónoma Metropolitana, México, 2001.
- [21] J. Duncan Glover and Mulukutla S. Sarma. "Sistemas de Potencia Análisis y Diseño". Editorial Thomson, tercera edición, Impreso en México, 2004.
- [22] Luiz Alberto Machado Fortunato, Tristão de Alencar Araripe Neto, João Carlos Ribeiro de Albuquerque y Mario V.F. Pereira, "*Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia elétrica*". Universidade Federal Fluminense EDUFF Editorial Universitaria, Primera Edición, 1990.
- [23] Arturo Reséndiz. "Desarrollo de los modelos Box-Jenkins para la simulación de series de forma horaria para la planta La Venta". Reporte interno de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME, IPN, México 1997.
- [24] A. Papoulis. "Probability, Random Variables and Stochastic Processes". Editorial Mc. Graw Hill, 1991.
- [25] Peyton Z. Peebles. "Probability, random variables, and random signals principles". Editorial Mc. Graw Hill, cuarta edición, 2001.

- [26] IMSL (International Mathematical Software Library) Stat. Library 1990-1995.
- [27] Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, Nueva Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 22 de diciembre de 1975, texto vigente, Última reforma publicada DOF 01-06-2011.
- [28] Reglamento de Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, DOF 31 de mayo de 1993.
- [29] Steffen Rebennack, Mario V.F. Pereira, Niko A. Iliadis y Panos M. Pardalos. "Handbook of Power Systems I". Springer Heidelberg Dordrecht London New York, Primera Edición 2010.
- [30] Ravi K. Aggarwal, William A. Mittelstadt, "Integrated Generation and Transmission Planning Tools - PTO Perspective". Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE.
- [31] F.Wollenberg Bruce, J.Wood Allen. "Power Generation, Operation, and Control". A Wiley-Interscience Publication John Wiley & Sons, Inc. Second edition. Canada, 1996.
- [32] M. R. G. Al-Shakarchi y H. D. H. Al-Hassany, "Short-Term Hydrothermal Power System Unit Commitment: A Comparative Study", Electric Machines and Power Systems, Vol. 28, N° 10, pp. 955-969, Octubre 2000.
- [33] Asociación Mexicana de Energía Eólica. "Panorama General de la Energía Eólica en México". 2011.
- [34] Comisión Federal de Electricidad. "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Generación". 2010.
- [35] Gabriel Baca Urbina. "Fundamentos de ingeniería económica". Editorial Mc Graw Hill, Cuarta Edición, México, 2007.
- [36] G. J. Thuesen, W. J. Fabrycky. "Engineering Economy". Prentice Hall, Ninth Edition, 2001.
- [37] Comisión Federal de Electricidad. "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico Transmisión y Transformación". 2011.
- [38] Marco Borja. "Taller de Introducción a la Tecnología de Aerogeneradores (Módulos 1, 2, 3 y 4)". Instituto de Investigaciones Eléctricas Gerencia de Energías No Convencionales, México, 2007.
- [39] ENERCON. "Aerogeneradores ENERCON Tecnología en fabricación, montaje y mantenimiento". Aurich, Alemania. Estado 07/10.

- [40] Wenyuan Li, IEEE, EIC, BC Hydro, Canada. “Probabilistic transmission system planning”. Copyright 2011 by Institute of Electrical and Electronics Engineers. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2011.
- [41] Tim Mount, Alberto J. Lamadrid, Surin Maneevitjit. “The economic value of transmission lines with increased penetrations of stochastic generation”. IEEE Power and Energy Society Gneral Meeting, 2011.
- [42] Tim Mount, Surin Maneevitjit, Alberto J. Lamadrid, Ray D. Zimmerman and Robert J. Thomas. “The hidden system cost of wind generation in a Deregulated electricity market”. Working paper. Charles H. Dyson School of applied economics and Management Cornell University, Ithaca, New York 14853-7801, USA, January 2001.

Apéndices

Apéndice A

A1. Algoritmo computacional

Se desarrolló el siguiente programa basado en el método de Gauss-Seidel para calcular los flujos de potencia, los límites de carga en las líneas y sobrecargar elementos de la red en un sistema de potencia utilizando las principales herramientas de programación en VisualFortran. También es posible simular el comportamiento del sistema ingresando los datos de generación de diferentes fuentes de energía.

A continuación, se presenta el código de este programa

LISTADOS FUENTE DEL PROGRAMA

ARCHIVO FLUJOS.F90

```
PROGRAM FLUJOS
IMPLICIT NONE

CALL PRESENTA
CALL LEE
CALL LINEAS
CALL YBUS
CALL PAUX
CALL VNODAL
CALL EFP
CALL CAP
CALL CARGA
PRINT *, '-TERMINA EL PROGRAMA FLUJOS GAUSS-SEIDEL, PRESIONAR ENTER'
READ(*,*)

END PROGRAM FLUJOS
```

ARCHIVO PRESENTA.F90

```
SUBROUTINE PRESENTA

IMPLICIT NONE
```

```

!Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina
    CHARACTER(len=30) :: NOMBREALUMNO
    CHARACTER (len=25) :: archdat,archres,archdatLin,archflu, archV, archcap,
archviento,archagua, archcarga
    NOMBREALUMNO = ' DANIEL ANAYA '
! Presentación del programa
    WRITE(6,10) NOMBREALUMNO
    10 FORMAT(3/,5X,'PROGRAMA : FLUJOS POR GAUSS-SEIDEL Y CAPACIDAD DE
LINEAS',2/,5X, 'ALUMNO:', A30,&
    2/,5X,'SEPI ESIME IPN',3/)

! Pide el archivo de datos
    PRINT *, ' -ARCHIVO DE DATOS: Dat.dat '

!Lee el archivo de datos
    archdat='Dat.dat'
    OPEN(UNIT=7,FILE=archdat)
    PRINT *, ' -ARCHIVO DE DATOS LINEAS: DatLin.dat '

    archdatLin='DatLin.dat'
    OPEN(UNIT=70,FILE=archdatLin)

    archviento='Viento.dat'
    OPEN(UNIT=71,FILE=archviento)

    archagua='Hidro.dat'
    OPEN(UNIT=72,FILE=archagua)

    archcarga='Carga.dat'
    OPEN(UNIT=73,FILE=archcarga)

! Pide el archivo de resultados

    PRINT *, ' -ARCHIVO DE RESULTADOS: Res.res' !Lo agregue 19oct11

! Lee el archivo de resultados
    archres = 'Res.res'

    OPEN(UNIT=8,FILE=archres)

!Presentacion
    WRITE(8,430)
    430 FORMAT(3/,5X,'ARCHIVO DE RESULTADOS',3/,5X,'ESCUELA SUPERIOR DE
INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA',&
    1/,5X,'SEPI ING. ELECTRICA',1/,5X,'PROGRAMA PARA ESTUDIOS DE FLUJOS DE
POTENCIA Y CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS (Metodo de Gauss-Seidel, nodos de voltaje
controlado)',&
    1/,5X,'Elaborado por Luis Daniel Anaya Pérez',3/,5X,'A continuacion se
presentan los resultados obtenidos',3/)

!Para los resultados de flujos
    PRINT *, ' -ARCHIVO DE RESULTADOS FLUJOS: Flu.res'
    archflu = 'Flu.res'
    OPEN(UNIT=18,FILE=archflu)
    WRITE(18,431)

```

```

431 FORMAT(3/,5X,'ARCHIVO DE RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE
POTENCIA',3/,5X,'ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA',&
1/,5X,'SEPI ING. ELECTRICA',1/,5X,'PROGRAMA PARA ESTUDIOS DE FLUJOS DE
POTENCIA Y CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS (Metodo de Gauss-Seidel, nodos de voltaje
controlado)',&
1/,5X,'Elaborado por Luis Daniel Anaya Pérez',3/,5X,'A continuacion se
presentan los resultados obtenidos.',3/)

!Para los resultados de las tensiones
PRINT *, ' -ARCHIVO DE RESULTADOS DE TENSIONES: Vnodo.res'
archV = 'Vnodo.res'
OPEN(UNIT=19,FILE=archV)
WRITE(19,432)
432 FORMAT(3/,5X,'ARCHIVO DE RESULTADOS DE LAS
TENSIONES',3/,5X,'ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA',&
1/,5X,'SEPI ING. ELECTRICA',1/,5X,'PROGRAMA PARA ESTUDIOS DE FLUJOS DE
POTENCIA Y CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS (Metodo de Gauss-Seidel, nodos de voltaje
controlado)',&
1/,5X,'Elaborado por Luis Daniel Anaya Pérez',3/,5X,'A continuacion se
presentan los resultados obtenidos.',3/)

!Para los resultados de las tensiones
PRINT *, ' -ARCHIVO DE RESULTADOS DE EVALUACIÓN DE CAPACIDAD:
Caplin.res'
archcap = 'Caplin.res'
OPEN(UNIT=20,FILE=archcap)
WRITE(20,433)
433 FORMAT(3/,5X,'ARCHIVO DE RESULTADOS DE CAPACIDAD DE LAS
LINEAS',3/,5X,'ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA',&
1/,5X,'SEPI ING. ELECTRICA',1/,5X,'PROGRAMA PARA ESTUDIOS DE FLUJOS DE
POTENCIA Y CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS (Metodo de Gauss-Seidel, nodos de voltaje
controlado)',&
1/,5X,'Elaborado por Luis Daniel Anaya Pérez',3/,5X,'A continuacion se
presentan los resultados obtenidos.',3/)

PRINT *, ' PRESIONAR ENTER PARA CONTINUAR'
READ(*,*)

END SUBROUTINE PRESENTA

```

ARCHIVO LEE.F90

```

SUBROUTINE LEE

USE mData01
USE mData02
USE mData03

IMPLICIT NONE
!Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina
INTEGER :: ele, nodo

!Lee número de líneas que interconctan dos nodos
READ(70,*) NOLin

```

```

!Lee número de elementos y número de nodos
  READ(7,*) NONodos,NOele

!Escribo el numero de nodos y el numero de elementos
  WRITE(8,10) NONodos, NOele
  10 FORMAT(1/,5X,'NUMERO DE NODOS = ',I3,1/,5X, &
'NUMERO DE ELEMENTOS = ',I3)

  ALLOCATE (p(NOele), q(NOele), zpq(NOele), Sg(NOnodos), Sc(NOnodos),
SnetaN(NOnodos), E(NOnodos))
  ALLOCATE (tipo(NOele), ypq2(NOele), tipoN(NOnodos),
SIL(NOele),Long(NOele), LimTer(NOele),LimV(NOele), FactV(NOele))
!070911 Agregue SIL(NOele) 11/09/11 Agregue Long(ele) 12/09/11 LimTer(ele),
13/09/11 LimV(NOele), 19oct11 FactV(ele)

! inicializa variables

  ypq2 = (0.0,0.0)

! para cada elemento lee: nodo salida (p), llegada (q) e impedancia serie zpq
  DO ele = 1, NOele

    READ (7,*)p(ele), q(ele), zpq(ele), tipo(ele)

    IF(tipo(ele) .EQ. 1) THEN

      READ (7,*)ypq2(ele),SIL(ele), Long(ele), LimTer(ele),
LimV(ele), FactV(ele)
      END IF

    END DO

!Lee la tensión del nodo, el tipo de nodo, la potencia de generación y la
potencia de carga
  DO nodo = 1, NONodos

    READ (7,*)E(nodo), tipoN(nodo)

    IF(tipoN(nodo) .EQ. 1) THEN

      slack = nodo

    ELSE

      READ(7,*)Sg(nodo), Sc(nodo)
      SnetaN(nodo)= Sg(nodo)- Sc(nodo)

    END IF

  END DO

!Lee la tolerancia, el máximo de iteraciones el factor de aceleración y la
Potencia base
  READ(7,*)toler, Maxiter, facel, Pbase, delta

!Llama a la subrutina de líneas
  PRINT *, '-TERMINO CORRECTAMENTE LA LECTURA DE DATOS'
  END SUBROUTINE LEE

```

ARCHIVO LINEAS.F90

```
SUBROUTINE LINEAS
  USE mData01
  USE mData02
  USE mData03

  IMPLICIT NONE
  !Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina
  INTEGER :: ele

  !Cambia los valores de ohm/km y S/km a Ohm y S y límite por caída de tensión
  DO ele = 1, NOele
    !Impedancia
    zpq(ele)=zpq(ele)*Long(ele)
    !Admitancia
    ypq2(ele)=ypq2(ele)*Long(ele)
    !Límite de caída de tensión
    LimV(NOele)=LimV(NOele)-FactV(ele)*Long(ele)
  END DO
  PRINT *, '-TERMINA EL CALCULO DEL NUMERO DE LINEAS DE TRANSMISION'
END SUBROUTINE LINEAS
```

ARCHIVO mData01.F90

```
MODULE mData01
  IMPLICIT NONE
  INTEGER :: Nodos,NOele, NoLin
  INTEGER, ALLOCATABLE :: p(:), q(:), tipo(:)
  COMPLEX, ALLOCATABLE :: zpq(:), ypq2(:), ybus(:, :), SIL(:), Long(:),
  LimTer(:),LimV(:), FactV(:)

  END MODULE mData01
```

ARCHIVO mData02.F90

```
MODULE mData02
  IMPLICIT NONE

  COMPLEX, ALLOCATABLE :: Sg(:), Sc(:), Sneto(:), E(:), KL(:), YL(:, :)
  INTEGER, ALLOCATABLE :: tipoN(:)
  INTEGER :: slack

  END MODULE mData02
```

ARCHIVO mData03.F90

```
MODULE mData03
  IMPLICIT NONE
```

```

    INTEGER :: Maxiter
    REAL :: toler, facel, Pbase, delta
    COMPLEX, ALLOCATABLE :: Ipq(:), Iqp(:), Spq(:), Sqp(:), perdidas(:)

    END MODULE mData03

```

ARCHIVO mData04.F90

```

MODULE mData04
    IMPLICIT NONE
    INTEGER :: NOconv
END MODULE mData04

```

ARCHIVO YBUS.F90

```

SUBROUTINE YBUS
    IMPLICIT NONE

    !Llamo a Matriz Ybus
    CALL MATRIZYBUS
    PRINT *, '-TERMINO EL CALCULO DE LA MATRIZ YBUS'

END SUBROUTINE YBUS

```

ARCHIVO MATRIZYBUS.F90

```

SUBROUTINE MATRIZYBUS

    USE mData01
    IMPLICIT NONE

    !Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina
    INTEGER :: nodo, ele
    INTEGER :: renglon,columna
    REAL :: mag, angulo
    COMPLEX, ALLOCATABLE :: Zbus(:,,:), ident (:,:)!,ybus(:,,)

    !FORMA LA MATRIZ YBUS POR INSPECCION DE LA RED

    allocate (ybus (NONodos, NONodos))
    allocate (Zbus (NONodos, NONodos))
    allocate (ident (NONodos, NONodos))

    ! INICIALIZA LA MATRIZ YBUS

    ybus = (0.0,0.0)

    !llena la diagonal principal

    DO nodo = 1, NONodos
        DO ele = 1, NOele

```

```

                IF ( (p(ele) .EQ. nodo) .OR. (q(ele) .EQ. nodo)) THEN
                    ybus (nodo, nodo) = ybus (nodo,nodo) + (1.0/zpq(ele))

!pregunta si el elemento tiene admitancia en derivacion

                IF (tipo(ele) .EQ. 1) THEN
                    ybus (nodo,nodo) = ybus(nodo,nodo) + ypq2(ele)

                END IF

            end if

        end do

    END DO

!Llena los elementos fuera de la diagonal

    DO ele = 1, NOele

        IF (p(ele) .NE. 0) THEN

            ybus (p(ele),q(ele))= -1.0/zpq(ele)+ ybus (p(ele),q(ele))

            ybus (q(ele),p(ele))= ybus (p(ele),q(ele))

        END IF

    END DO

! Imprime la matriz Ybus (ELEMENTOS DE LA TRIANGULAR SUPERIOR SIN CEROS)

    WRITE (8,20)
20  FORMAT(3/,5X,'Matriz Ybus del sistema',2/,19x,'En forma Compleja
(R+jXL)',6X,'Magnitud, Angulo',1/)

    DO renglon = 1, NONodos

        DO columna = renglon, NONodos

            IF (ybus (renglon,columna) .NE. (0.0,0.0)) THEN

                mag = CABS(ybus(renglon, columna))
                angulo =
                ATAN2D(AIMAG(ybus(renglon,columna)),REAL(ybus(renglon,columna)))
                WRITE(8,30) renglon, columna, ybus (renglon,columna), mag, angulo

30  FORMAT(7X,'YBUS(',I2,',',I2,',')=' ,F15.5,2X,'+j',F15.5,3X,F10.5,3X,F10.5)

                END IF

            END DO

        END DO

    END DO

    END SUBROUTINE MATRIZYBUS

```

ARCHIVO PAUX.F90

```
SUBROUTINE PAUX
  USE mData01
  USE mData02

  IMPLICIT NONE

!Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina
  INTEGER :: nodo, nodol
  ALLOCATE (KL(NOnodos))
  ALLOCATE (YL(NOnodos,NOnodos ))

!inicializo los vectores
  KL=(0.0,0.0)
  YL=(0.0,0.0)

  WRITE(8,400)
  400 FORMAT (3/,'Calculo de parametros auxiliares',2/,'Parametro KLp',1/)

! CALCULA KL(nodo)

  DO nodo = 1, NOnodos

    IF(nodo .NE. slack) THEN

      KL(nodo)= CONJG(Sneta(nodo)) / ybus(nodo,nodo)
      WRITE(8,35) nodo, KL(nodo)
      35 FORMAT(7X,'KL(',I2,',')= ',F10.5,2X,F10.5)
      END IF

    END DO

  WRITE(8,410)
  410 FORMAT (1/,'Parametro YL',1/)

! CALCULA YL (nodo, nodoq)

  DO nodo = 1, NOnodos

    IF(nodo .NE. slack) THEN

      DO nodol = 1, NOnodos

        YL(nodo, nodol)= ybus(nodo, nodol) / ybus (nodo,nodo)

!Imprime solo los elementos que sondiferentes a cero
        IF (YL(nodo, nodol) .NE. (0.0,0.0)) THEN
          IF (nodo .NE. nodol)THEN
            WRITE(8,55) nodo, nodol, YL(nodo, nodol)
            55 FORMAT(7X,'YL(',I2,',',I2,',')= ',F10.5,1X,' +j',2X,F10.5)
          END IF
        END IF
      END DO
    END IF
  END DO
```

```

        END IF

        END DO

    END IF

END DO

PRINT *, '-PARAMETROS AUXILIARES CALCULADOS '

    END SUBROUTINE PAUX

```

ARCHIVO VNODAL.F90

```

SUBROUTINE VNODAL
USE mData01
USE mData02
USE mData03
USE mData04
IMPLICIT NONE

!Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina

REAL :: err, mag, angulo
INTEGER :: iter, nodo, nodol , fin
COMPLEX :: suma, deltaEp , Epk

WRITE(8,420)
420 FORMAT (3/,'Calculo de tensiones nodales',1/)

!Asigno que empiece de la iteración 1
iter = 1

!Calculo de Tensiones Nodales

DO WHILE (fin .NE. 1 )
err = 0.0
DO nodo =1, NOnodos

    IF (nodo .NE. slack) THEN

Epk= E(nodo)
suma = (0.0, 0.0)

        !calcula la tensión de cada nodo específico
DO nodol= 1, NOnodos
    IF (nodo .NE. nodol) THEN
        suma = suma - YL(nodo, nodol)*E(nodol)
    END IF
END DO

E(nodo) = KL(nodo) / (CONJG(E(nodo)))+ suma
deltaEp = E(nodo) - Epk
E(nodo) = Epk + facel*deltaEp

```

```

mag = CABS(E(nodo))
angulo = ATAN2D(AIMAG(E(nodo)),REAL(E(nodo)))

IF ((CABS(deltaEp) .GT. err)) THEN
err = CABS(deltaEp)
END IF

END IF
END DO

!calcula se es mayor el error que la tolerancia
IF (err .GT. toler) THEN
!En caso de haberse completado el número máximo de iteraciones sale
del ciclo
IF (iter .GT. Maxiter) THEN
PRINT *, 'NO CONVERGE EN EL MAXIMO NUMERO DE ITERACIONES'
fin = 1
NOconv=1
!incrementa las ieraciones
ELSE
iter = iter + 1

END IF

ELSE

PRINT *, '-VOLTAJES NODALES CONSIDERADOS COMO REALES'
!Imprime Tensiones Finales consideradas como reales
WRITE(8,290)
290 FORMAT(3/,7X,'Tensiones en (PU) magnitud, angulo',1/)
DO nodol = 1, NOnodos
mag = CABS(E(nodol))
angulo = ATAN2D(AIMAG(E(nodol)),REAL(E(nodol)))
WRITE(8,300) nodol, mag, angulo
300 FORMAT(7X,'-Tensión en el nodo(',I2,',)=' ,F10.5, F10.5)
END DO

!Condición para terminar
fin = 1
END IF

END DO

WRITE(8,140) iter
140 FORMAT(7X,1/,'Iteracion final: ',I4,',',1/)

END SUBROUTINE VNODAL

```

ARCHIVO EFP.F90

```

SUBROUTINE EFP
USE mData01
USE mData02
USE mData03

IMPLICIT NONE

```

```

!Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina

    INTEGER :: ele
    COMPLEX :: suma
    ALLOCATE ( Ipq(NOele), Iqp(NOele), Spq(NOele), Sqp(NOele), perdidas(NOele)
)

!inicializamos variables
    Ipq = (0.0,0.0)
    Iqp = (0.0,0.0)
    Spq = (0.0,0.0)
    Sqp = (0.0,0.0)
    perdidas = (0.0,0.0)
    suma = (0.0,0.0)
!Calculo de Flujos de Potencia en la Red

    DO ele =1, NOele

!Calculo de corrinnes a través de los elementos

        Ipq(ele) = ( (E(p(ele))) - (E(q(ele))) )*(1 / (zpq(ele))) +
(E(p(ele)))*(ypq2(ele))
        Iqp(ele) = ( (E(q(ele))) - (E(p(ele))) )*(1 / (zpq(ele))) +
(E(q(ele)))*(ypq2(ele))

!Calculo de flujos de potencia a través de la línea

        Spq(ele) = E(p(ele)) * CONJG(Ipq(ele))
        Sqp(ele) = E(q(ele)) * CONJG(Iqp(ele))
!Cálculo de pérdidas en la línea
        perdidas(ele) = Spq(ele) + Sqp(ele)
    END DO
!Imprime flujos de otencia en elementos de p a q
    WRITE(8,200)
    200 FORMAT (3/, 'Flujos de Potencia en elementos de p a q',1/)
    DO ele =1, NOele
    WRITE(8,165) p(ele),q(ele), Spq(ele)*Pbase

    165 FORMAT(7X, 'Del Bus ',I2,1X, 'al
Bus', I2, '=', F15.5,1X, '(MW)', 1X, '+j', 1X, F15.5,1X, '(MVAR)')
    END DO

!Imprime flujos de otencia en elementos de q a p
    WRITE(8,210)
    210 FORMAT (3/, 'Flujos de Potencia en elementos de q a p'1/)

    DO ele =1, NOele

    WRITE(8,175) q(ele),p(ele), Sqp(ele)*Pbase
    175 FORMAT(7X, 'Del Bus ',I2,1X, 'al
Bus', I2, '=', F15.5,1X, '(MW)', 1X, '+j', 1X, F15.5,1X, '(MVAR)')

    END DO

!Imprime Pérdidas de Potencia y Balance Reactivo
    WRITE(8,220)

```

```

220 FORMAT (3/,'Pérdidas de Potencia y Balance Reactivo de los elementos
del sistema',1/)

DO ele =1, NOele

WRITE(8,185) q(ele),p(ele), perdidas(ele)*Pbase
185 FORMAT(7X,'Del Bus ',I2,1X,'al
Bus',I2,'=',F10.5,1X,'(MW)',1X,'+j',1X,F10.5,1X,'(MVAR)')
!Calcula las perdidas totales
suma = suma + perdidas(ele)*Pbase
END DO

!Imprime el valor de las perdidas

WRITE(8,213)
213 FORMAT (1/,'Balance de Potencias del sistema'1/)

WRITE(8,186) suma
186 FORMAT(7X,'-La potencia de perdidas total es:',F10.5,1X,'(MW)',1/,&
7X,'-El balance reactivo es:',1X,1X,F10.5,1X,'(MVAR)')

!Termina el Programa

PRINT *,'-TERMINO EL CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA'

END SUBROUTINE EFP

```

ARCHIVO CAP.F90

```

SUBROUTINE CAP
USE mData01
USE mData02
USE mData03

IMPLICIT NONE
!Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina

INTEGER :: ele
REAL, ALLOCATABLE :: EvSILpq(:), porcEvSIL(:), SeleMax(:), Pmax(:), ide(:)
ALLOCATE (EvSILpq(NOele), porcEvSIL(NOele), SeleMax(NOele), Pmax(NOele),
ide(NOele))

! ide identifica si es por límite tpermico o por estabilidad

!inicializamos variables
EvSILpq = (0.0,0.0)
porcEvSIL = (0.0,0.0)
SeleMax = (0.0,0.0)
Pmax = (0.0,0.0)
ide=(0.0,0.0)
!Evalúa la potencia a traves de la línea

DO ele =1, NOele

IF (abs(real(Spq(ele))) .GT. abs(real(Sqp(ele)))) THEN
SeleMax (ele) = Spq(ele)

```

```

ELSE
  SeleMax (ele) = Sqp(ele)
END IF

!El EvSILpq es para evaluar la máxima potencia que puede transmitir la línea
(por límite termico, caída de tensión o por estabilidad)

Pmax(ele) =
(ABS(E(p(ele)))*ABS(E(q(ele)))*SIL(ele)*sin(delta))/(sin(2*3.14159265358979*Lon
g(ele)/5000))

!Esto lo meti el 13/09/11, y es para un sistema radial que esta determinado por
el límite de caída de tensión de las líneas
IF (NONodos .EQ. 2) THEN

  EvSILpq(ele) = LimV(ele) - abs(real(SeleMax(ele)*Pbase))
  porcEvSIL(ele) = (abs(EvSILpq(ele))/LimV(ele))*100
  ide(ele)=2.0

ELSE
!Para lós límites térmico y de estabilidad
IF ( abs(Pmax(ele)) .GT. abs(LimTer(ele))) THEN

  EvSILpq(ele) = LimTer(ele) - abs(real(SeleMax(ele)*Pbase))
  porcEvSIL(ele) = (abs(EvSILpq(ele))/LimTer(ele))*100
  ide(ele)=1.0
  !WRITE(*,*)LimTer(ele)

ELSE
  EvSILpq(ele) = Pmax(ele) - abs(real(SeleMax(ele)*Pbase))
  porcEvSIL(ele) = (abs(EvSILpq(ele))/Pmax(ele))*100
  !WRITE(*,*)Pmax(ele)
  ide(ele)=0.0

END IF

END IF

END DO

!Imprime la evaluación de potencia de la línea (de los elementos) por Límite
teórico de estabilidad en estado estacionario y Límite térmico

WRITE(8,900)
900 FORMAT (3/,'Evaluación de potencia de la línea por: Límite teórico de
estabilidad en estado estacionario y Límite térmico:'1/)

DO ele =1, NOele

  IF ( EvSILpq(ele) .GT. 0.0) THEN

    WRITE(8,902) p(ele),q(ele), EvSILpq(ele), porcEvSIL(ele)
902 FORMAT(7X,'El elemento entre el bus',I2,1X,'y el Bus',I2,' es
adecuado. Tiene capacidad extra de',F10.5,1X,'(MW)',1X,'que representa
el:',1X,F10.5,1X,'%')
    ELSE

```

```

        WRITE(8,901) p(ele),q(ele), EvSILpq(ele), porcEvSIL(ele)
    901  FORMAT(7X,'El elemento entre el bus',I2,1X,'y el Bus',I2,',esta
sobrecargado =',F10.5,1X,'(MW)',1X,'que representa el:',1X,F10.5,1X,'%')

        END IF

    END DO

!Imprime cual límite fue mas critico Límite teórico de estabilidad en estado
estacionario y Límite tèrmico

    WRITE(8,905)
    905  FORMAT (3/,'Indica que límite es ml que se impuso: Límite teórico de
estabilidad en estado estacionario o Límite tèrmico'1/)

    DO ele =1, NOele

        IF ( ide(ele) .EQ. 0.0) THEN

            WRITE(8,903) p(ele),q(ele), Pmax(ele)
    903  FORMAT(7X,'En el elemento entre el bus',I2,1X,'y el Bus ',I2,', se
impone el: Límite de Esatbilidad(',F10.5,1X,')')

            ELSE

                IF ( ide(ele) .EQ. 2.0) THEN

                    WRITE(8,906) p(ele),q(ele), abs(LimV(ele))
    906  FORMAT(7X,'En el elemento entre el bus',I2,1X,'y el Bus ',I2,', se
impone el: Límite por caída de tensión (',F10.5,1X,')')

                    ELSE

                        WRITE(8,904) p(ele),q(ele), abs(LimTer(ele))
    904  FORMAT(7X,'En el elemento entre el bus',I2,1X,'y el Bus ',I2,', se
impone el: Límite Térmico(',F10.5,1X,')')

                        END IF
                    END IF
                END DO

    PRINT *, '-TERMINA LA EVALUACION DE CAPACIDAD DE LAS LINEAS DE TRANSMISION'

    END SUBROUTINE CAP

```

ARCHIVO CARGA.F90

```

SUBROUTINE CARGA
    USE mData01
    USE mData02
    USE mData03
    USE mData04
    IMPLICIT NONE

!Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina

```

```

INTEGER :: selec, nodoup, nodouq
REAL :: incre

PRINT *, ' - QUIERES SOBRECARGAR ALGUNA LINEA DE TRANSMISION (1=SI, 0=NO)?'
READ(5,*) selec
IF ( selec .EQ. 1) THEN
    PRINT *, 'INGRESA LOS SIGUIENTES DATOS:'
    PRINT *, '1) NODO GENERADOR EN QUE INCREMENTARA LA POTENCIA ='
    READ(5,*) nodoup
    PRINT *, '2) NODO EN QUE INCREMENTARA LA CARGA ='
    READ(5,*) nodouq
    PRINT *, '3) PASO DE INCREMENTO DE CARGA (MW)='
    READ(5,*) incre
    CALL SOBRECARGA (incre, nodoup, nodouq)
END IF

PRINT *, '-TERMINA LA CARGABILIDAD DE LAS LINEAS DE TRANSMISION'

END SUBROUTINE CARGA

SUBROUTINE SOBRECARGA (incre, nodoup, nodouq)
    USE mData01
    USE mData02
    USE mData03
    USE mData04
    IMPLICIT NONE
    !Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina
    INTEGER :: nodo, nodol, nodoup, nodouq, aux
    REAL :: incre

    !Para flujos
    INTEGER :: ele
    COMPLEX :: suma
    !Para Vnodal

    NOconv=0
    !Para discriminar en la impresión de flujos de potencia

    WRITE(18,168)
    168 FORMAT(4X,'Datos por cada línea',2/)
    WRITE(18,167) nodoup,nodoup
    167 FORMAT(4X,'Generación (MW)',10X,'Del nodo',I2,1X,'al Nodo
remoto',10X,'Del nodo remoto',1X,'al Nodo',I2,7X,'Pérdidas (MW)')

    !Para tensiones nodales

    WRITE(19,291)
    291 FORMAT(3/,7X,'Tensiones en (PU) magnitud, angulo',3/,10X,'Nodo de
generación',6X,'Nodo de carga')

    !Para carga de líneas

    WRITE(20,292)
    292 FORMAT(3/,7X,'Potencia extra',3X,'Porcentaje',3X,'Pot.
máxima',3X,'Límite')

```

```

DO WHILE (NOconv .NE. 1 )
    Sneta(nodoup)=Sneta(nodoup)+(incre/Pbase)
    Sneta(nodouq)=Sneta(nodouq)+(-incre/Pbase)

    WRITE(8,400)
    400 FORMAT (3/,'Calculo de parametros auxiliares en NUEVAS
iteraciones',2/,'Parametro KLp',1/)

! CALCULA KL(nodo)

    DO nodo = 1, NONodos

        IF(nodo .NE. slack) THEN

            KL(nodo)= CONJG(Sneta(nodo)) / ybus(nodo,nodo)
            WRITE(8,35) nodo, KL(nodo)
            35 FORMAT(7X,'KL(',I2,',')= ',F10.5,2X,F10.5)
            END IF

        END DO

    WRITE(8,410)
    410 FORMAT (1/,'Parametro YL',1/)

! CALCULA YL (nodo, nodouq)

    DO nodo = 1, NONodos

        IF(nodo .NE. slack) THEN

            DO nodol = 1, NONodos

                YL(nodo, nodol)= ybus(nodo, nodol) / ybus (nodo,nodo)

!Imprime solo los elementos que sondiferentes a cero
                IF (YL(nodo, nodol) .NE. (0.0,0.0)) THEN
                    IF (nodo .NE. nodol)THEN
                        WRITE(8,55) nodo, nodol, YL(nodo, nodol)
                        55 FORMAT(7X,'YL(',I2,',',I2,',')= ',F10.5,1X,' +j',2X,F10.5)
                        END IF
                    END IF

                END DO

            END IF

        END DO

    END DO

    CALL VNODAL2(nodoup, nodouq)

!Calculo de Flujos de Potencia en la Red
DO ele =1, NOele

```

```

!Calculo de corrientes a través de los elementos

      Ipq(ele) = ( (E(p(ele))) - (E(q(ele))) )*(1 / (zpq(ele))) +
(E(p(ele)))*(ypq2(ele))
      Iqp(ele) = ( (E(q(ele))) - (E(p(ele))) )*(1 / (zpq(ele))) +
(E(q(ele)))*(ypq2(ele))

!Calculo de flujos de potencia a través de la línea

      Spq(ele) = E(p(ele)) * CONJG(Ipq(ele))
      Sqp(ele) = E(q(ele)) * CONJG(Iqp(ele))

!Cálculo de pérdidas en la línea
      perdidas(ele) = Spq(ele) + Sqp(ele)

      END DO

!Imprime flujos de potencia en elementos de p a q
      WRITE(8,200)
      200 FORMAT (3/,'Flujos de Potencia en elementos de p a q',1/)

      DO ele =1, NOele

!aui estaba lo que corte

      WRITE(8,165) p(ele),q(ele), Spq(ele)*Pbase

      165 FORMAT(7X,'Del Bus ',I2,1X,'al
Bus',I2,'=',F15.5,1X,'(MW)',1X,'+j',1X,F15.5,1X,'(MVAR)')
      END DO

!Imprime flujos de potencia en elementos de q a p
      WRITE(8,210)
      210 FORMAT (3/,'Flujos de Potencia en elementos de q a p'1/)

      DO ele =1, NOele

      WRITE(8,175) q(ele),p(ele), Sqp(ele)*Pbase
      175 FORMAT(7X,'Del Bus ',I2,1X,'al
Bus',I2,'=',F15.5,1X,'(MW)',1X,'+j',1X,F15.5,1X,'(MVAR)')

      END DO

!Imprime Pérdidas de Potencia y Balance Reactivo
      WRITE(8,220)
      220 FORMAT (3/,'Pérdidas de Potencia y Balance Reactivo de los elementos
del sistema',1/)

!Para que me de un sólo archivo de flujos, con sólo una línea
aux=1

      DO ele =1, NOele

      WRITE(8,185) q(ele),p(ele), perdidas(ele)*Pbase
      185 FORMAT(7X,'Del Bus ',I2,1X,'al
Bus',I2,'=',F10.5,1X,'(MW)',1X,'+j',1X,F10.5,1X,'(MVAR)')
!Calcula las perdidas totales

```

```

suma = suma + perdidas(ele)*Pbase

!Para que me de un sólo archivo de flujos
IF(p(ele) .EQ. nodoup) THEN

    IF(aux .EQ. 1) THEN
        aux=aux+1
        WRITE(18,166) real(Sneta(nodoup))*Pbase,Spq(ele)*Pbase, Sqp(ele)*Pbase,
real(perdidas(ele)*Pbase)
        166
FORMAT(2X,F10.2,7X,F15.5,1X,1X,1X,F15.5,1X,1X,F15.5,1X,1X,1X,F15.5,1X,F10.5,1X)
!,1X,'+j',1X,F10.5,1X,'(MVAR)' )
        END IF
    END IF

END DO

!Imprime el valor de las perdidas

WRITE(8,213)
213 FORMAT (1/,'Balance de Potencias del sistema'1/)

WRITE(8,186) suma
186 FORMAT(7X,'-La potencia de perdidas total es:',F10.5,1X,'(MW)',1/,&
7X,'-El balance reactivo es:',1X,1X,F15.5,1X,'(MVAR)')

CALL CAP2(nodoup, nodouq)

END DO

END SUBROUTINE SOBRECARGA

```

ARCHIVO VNODAL2.F90

```

SUBROUTINE VNODAL2(nodoup, nodouq)
    USE mData01
    USE mData02
    USE mData03
    USE mData04
    IMPLICIT NONE

!Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina

    REAL :: err, mag, angulo, aux1, aux2
    INTEGER :: iter, nodo, nodol , fin, nodoup, nodouq
    COMPLEX :: suma, deltaEp , Epk

    WRITE(8,420)
    420 FORMAT (3/,'Calculo de tensiones nodales',1/)

!Asigno que empiece de la iteración 1
    iter = 1

!Calculo de Tensiones Nodales

```

```

DO WHILE (fin .NE. 1 )
  err = 0.0

  DO nodo =1, NONodos

    IF (nodo .NE. slack) THEN

      Epk= E(nodo)
      suma = (0.0, 0.0)

      !calcula la tensión de cada nodo específico
      DO nodol= 1, NONodos
        IF (nodo .NE. nodol) THEN
          suma = suma - YL(nodo, nodol)*E(nodol)
        END IF
      END DO

      E(nodo) = KL(nodo) / (CONJG(E(nodo)))+ suma
      deltaEp = E(nodo) - Epk
      E(nodo) = Epk + facel*deltaEp
      mag = CABS(E(nodo))
      angulo = ATAN2D(AIMAG(E(nodo)),REAL(E(nodo)))

      !Imprime las tensiones nodales
      IF ( (CABS(deltaEp) .GT. err)) THEN
        err = CABS(deltaEp)
      END IF

    END IF
  END DO

  !calcula se es mayor el error que la tolerancia
  IF (err .GT. toler) THEN
    !En caso de haberse completado el número máximo de iteraciones
    sale del ciclo
    IF (iter .GT. Maxiter) THEN
      !PRINT *, 'NO CONVERGE EN EL MAXIMO NUMERO DE ITERACIONES'
      PRINT *, 'TERMINO EL ESTUDIO'

      fin = 1
      NOconv=1
      !incrementa las ieraciones
    ELSE
      iter = iter + 1
    END IF
  ELSE

    !Imprime Tensiones Finales consideradas como reales
    WRITE(8,290)
    290 FORMAT(3/,7X, 'Tensiones en (PU) magnitud, angulo',1/)
    DO nodol = 1, NONodos
      mag = CABS(E(nodol))
      angulo = ATAN2D(AIMAG(E(nodol)),REAL(E(nodol)))
      WRITE(8,300) nodol, mag, angulo
      300 FORMAT(7X, '-Tensión en el nodo(',I2,')=',F10.5, F10.5)
    END DO
  END IF
END WHILE

```

```

!Para el archivo de tensiones separado

IF (nodoup .LT. nodouq) THEN
  IF (nodo1 .EQ. nodoup) THEN
    aux1=mag
    aux2=angulo
  END IF

  IF (nodo1 .EQ. nodouq) THEN

WRITE(19,302) aux1, aux2, mag, angulo
302 FORMAT(7X,F10.5, F10.5,3X, F10.5, F10.5)
  END IF
END IF

IF (nodoup .GT. nodouq) THEN
  IF (nodo1 .EQ. nodouq) THEN
    aux1=mag
    aux2=angulo
  END IF

  IF (nodo1 .EQ. nodoup) THEN

WRITE(19,304) aux1, aux2, mag, angulo
304 FORMAT(7X,F10.5, F10.5,3X, F10.5, F10.5)
  END IF
END IF

END DO

!Condición para terminar
fin = 1
END IF

END DO

WRITE(8,140) iter
140 FORMAT(7X,1/,'Iteracion final: ',I4,'.',1/)

END SUBROUTINE VNODAL2

```

ARCHIVO CAP2.F90

```

SUBROUTINE CAP2(nodoup, nodouq)
USE mData01
USE mData02
USE mData03

IMPLICIT NONE
!Declaro las variables que se van a usar solo en esta subrutina

INTEGER :: ele,nodoup, nodouq, aux
REAL, ALLOCATABLE :: EvSILpq(:), porcEvSIL(:), SeleMax(:), Pmax(:), ide(:)
ALLOCATE (EvSILpq(NOele), porcEvSIL(NOele), SeleMax(NOele), Pmax(NOele),
ide(NOele))

```

```

! ide identifica si es por límite tpermico o por estabilidad

!inicializamos variables
EvSILpq = (0.0,0.0)
porcEvSIL = (0.0,0.0)
SeleMax = (0.0,0.0)
Pmax = (0.0,0.0)
ide=(0.0,0.0)
!Evalúa la potencia a traves de la línea

DO ele =1, NOele

  IF (abs(real(Spq(ele))) .GT. abs(real(Sqp(ele)))) THEN

    SeleMax (ele) = Spq(ele)

  ELSE

    SeleMax (ele) = Sqp(ele)

  END IF

!El EvSILpq es para evaluar la máxima potencia que puede transmitir la línea
(por límite termico, caída de tensión o por estabilidad)

Pmax(ele) =
(ABS(E(p(ele)))*ABS(E(q(ele)))*SIL(ele)*sin(delta))/(sin(2*3.14159265358979*Lon
g(ele)/5000)) !El 5000 es en km y es lamda

!Esto lo meti el 13/09/11, y es para un sistema radial que esta determinado por
el límite de caída de tensión de las líneas
  IF (NONodos .EQ. 2) THEN

    EvSILpq(ele) = LimV(ele) - abs(real(SeleMax(ele)*Pbase))
    porcEvSIL(ele) = (abs(EvSILpq(ele))/LimV(ele))*100
    ide(ele)=2.0

  ELSE

!Para lós límites térmico y de estabilidad
  IF ( abs(Pmax(ele)) .GT. abs(LimTer(ele))) THEN

    EvSILpq(ele) = LimTer(ele) - abs(real(SeleMax(ele)*Pbase))
    porcEvSIL(ele) = (abs(EvSILpq(ele))/LimTer(ele))*100
    ide(ele)=1.0
    !WRITE(*,*)LimTer(ele)

  ELSE

    EvSILpq(ele) = Pmax(ele) - abs(real(SeleMax(ele)*Pbase))
    porcEvSIL(ele) = (abs(EvSILpq(ele))/Pmax(ele))*100
    !WRITE(*,*)Pmax(ele)
    ide(ele)=0.0

  END IF

END IF

```

END DO

!Imprime la evaluación de potencia de la línea (de los elementos) por Límite teórico de estabilidad en estado estacionario y Límite térmico

WRITE(8,900)

900 FORMAT (3/,'Evaluación de potencia de la línea por: Límite teórico de estabilidad en estado estacionario y Límite térmico:'1/)

DO ele =1, NOele

IF (EvSILpq(ele) .GT. 0.0) THEN

WRITE(8,902) p(ele),q(ele), EvSILpq(ele), porcEvSIL(ele)

902 FORMAT(7X,'El elemento entre el bus',I2,1X,'y el Bus',I2,', es adecuado. Tiene capacidad extra de',F10.5,1X,'(MW)',1X,'que representa el:',1X,F10.5,1X,'%')

ELSE

WRITE(8,901) p(ele),q(ele), EvSILpq(ele), porcEvSIL(ele)

901 FORMAT(7X,'El elemento entre el bus',I2,1X,'y el Bus',I2,', esta sobrecargado =',F10.5,1X,'(MW)',1X,'que representa el:',1X,F10.5,1X,'%')

END IF

END DO

!Imprime cual límite fue mas critico Límite teórico de estabilidad en estado estacionario y Límite térmico

WRITE(8,905)

905 FORMAT (3/,'Indica que límite es el que se impuso: Límite teórico de estabilidad en estado estacionario o Límite térmico'1/)

!Para que me de un sólo archivo de flujos

aux=1

DO ele =1, NOele

IF (ide(ele) .EQ. 0.0) THEN

WRITE(8,903) p(ele),q(ele), Pmax(ele)

903 FORMAT(7X,'En el elemento entre el bus',I2,1X,'y el Bus ',I2,', se impone el: Límite de Esatbilidad(',F10.5,1X,')')

!Para que me de un sólo archivo de CARGA

IF(p(ele) .EQ. nodoup) THEN

IF(aux .EQ. 1) THEN

aux=aux+1

WRITE(20,913) EvSILpq(ele), porcEvSIL(ele), Pmax(ele)

913 FORMAT(9X,F10.5,4X,1X,F10.5,1X,5X,F10.5,5X,'LE')

END IF

END IF

ELSE

```

        IF ( ide(ele) .EQ. 2.0) THEN

            WRITE(8,906) p(ele),q(ele), abs(LimV(ele))
            906 FORMAT(7X,'En el elemento entre el bus',I2,1X,'y el Bus ',I2,', se
impone el: Límite por caída de tensión (' ,F10.5,1X,')')

                !Para que me de un sòlo archivo de CARGA

            IF(p(ele) .EQ. nodoup) THEN
                IF(aux .EQ. 1) THEN
                    aux=aux+1
                    WRITE(20,914) EvSILpq(ele), porcEvSIL(ele), abs(LimV(ele))
                    914 FORMAT(9X,F10.5,4X,1X,F10.5,1X,5X,F10.5,5X,'LV')
                    END IF
                END IF

                ELSE

                    WRITE(8,904) p(ele),q(ele), abs(LimTer(ele))
                    904 FORMAT(7X,'En el elemento entre el bus',I2,1X,'y el Bus ',I2,', se
impone el: Límite Térmico(' ,F10.5,1X,')')
                    !Para que me de un sòlo archivo de CARGA

            IF(p(ele) .EQ. nodoup) THEN
                IF(aux .EQ. 1) THEN
                    aux=aux+1
                    WRITE(20,915) EvSILpq(ele), porcEvSIL(ele), abs(LimTer(ele))
                    915 FORMAT(9X,F10.5,4X,1X,F10.5,1X,5X,F10.5,5X,'LC')
                    END IF
                END IF

                END IF
            END IF
        END DO

    END SUBROUTINE CAP2

```

A2. Manual de usuario y simulación

Para realizar una corrida con el programa, es necesario seguir los siguientes pasos:

- Construir la red de secuencia positiva en por unidad para el sistema a analizar (con datos normalizados de impedancias en por unidad).
- Generar *mediante cualquier editor ASCII*, (como el editor *EDIT* del sistema operativo), su correspondiente archivo de datos (remueva en caso necesario la protección contra escritura del disco), recomendando ponerle la extensión **.dat* para facilidad de identificación; utilice como

referencia el archivo *Sistema4_8.dat*, se toma como referencia el sistema de la figura 4.8 (ver Capítulo 4).

ARCHIVO Sistema4_8.dat

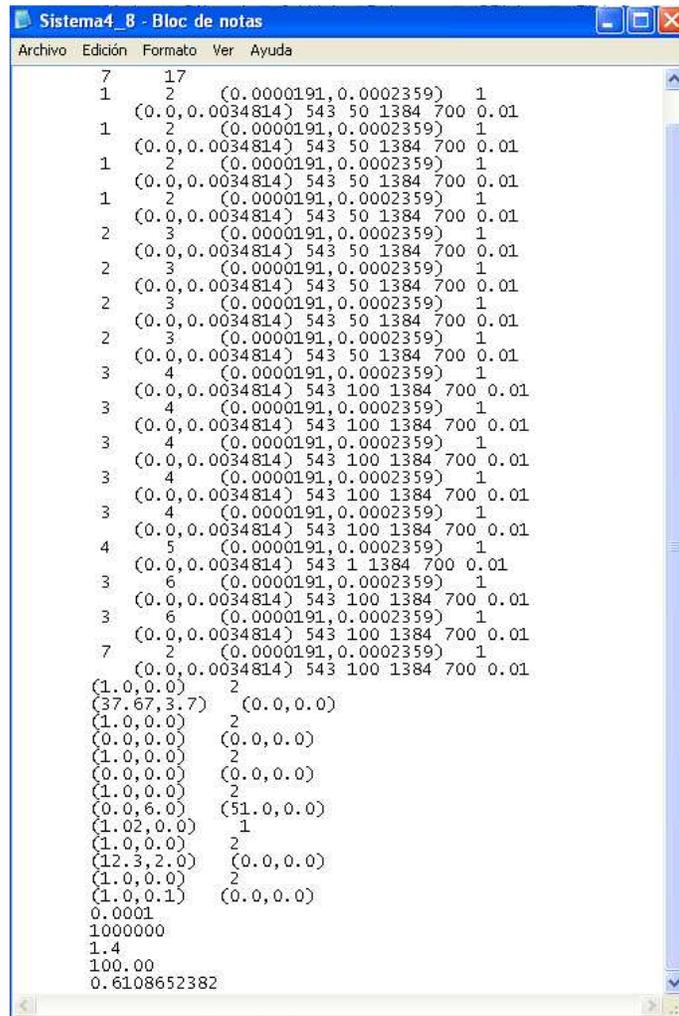


Figura A1: Archivo de referencia para la construcción del archivo de datos para el programa FLUJOS.EXE

Descripción:

NUMERO DE NODOS, NUMERO DE ELEMENTOS

7 17

DATOS DE ELEMENTOS:

EN EL ORDEN QUE SE INDICA A CONTINUACIÓN: NODO DE SALIDA, NODO DE ENTRADA, IMPEDANCIA SERIE, TIPO (SI ES LINEA DE TRANSMISION, TIPO=1, EN ESTE CASO SE LEE LA ADMITANCIA $Y_{pq}/2$ DE LA LINEA, CASO CONTRARIO, PROCEDE A LEER LA IMPEDANCIA SERIE DE OTRO ELEMENTO), ADMITANCIA $Y_{pq}/2$, SIL DEL ELEMENTO, LONGITUD DE LÍNEA, LIMITE TÉRMICO DE LA LÍNEA, LÍMITE POR CAÍDA DE TENSIÓN EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD DE LA LÍNEA

```

1      2      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 50 1384 700 0.01
1      2      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 50 1384 700 0.01
1      2      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 50 1384 700 0.01
1      2      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 50 1384 700 0.01
2      3      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 50 1384 700 0.01
2      3      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 50 1384 700 0.01
2      3      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 50 1384 700 0.01
2      3      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 50 1384 700 0.01
3      4      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 100 1384 700 0.01
3      4      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 100 1384 700 0.01
3      4      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 100 1384 700 0.01
3      4      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 100 1384 700 0.01
3      4      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 100 1384 700 0.01
4      5      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 1 1384 700 0.01
3      6      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 100 1384 700 0.01
3      6      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 100 1384 700 0.01
7      2      (0.0000191,0.0002359)  1
(0.0,0.0034814) 543 100 1384 700 0.01

```

```

TENSIÓN      TIPO NODO      (1)SLACK (2)GENERADOR Y CARGA
(1.0,0.0)    2
GENERACIÓN   CARGA
(37.67,3.7) (0.0,0.0)
(1.0,0.0)    2
(0.0,0.0)    (0.0,0.0)
(1.0,0.0)    2
(0.0,0.0)    (0.0,0.0)

```

```

(1.0,0.0)    2
(0.0,6.0)    (51.0,0.0)
              NODO SLACK
(1.02,0.0)   1
(1.0,0.0)    2
(12.3,2.0)   (0.0,0.0)
(1.0,0.0)    2
(1.0,0.1)    (0.0,0.0)

TOLERANCIA
0.0001
NÚMERO MÁXIMO DE ITERACIONES
1000000
ACELERADOR
1.4
POTENCIA BASE
100.00
ÁNGULO DE ESTABILIDAD
0.6108652382

```

FIN DE ARCHIVO

Una vez construido el archivo de datos, para correr el programa, se ejecuta FLUJOS.EXE y aparecerá en pantalla la presentación del programa y los archivos que está utilizando para la lectura de datos y para escribir los resultados, como se muestra a continuación:

```

ARCHIVO DE DATOS: Dat.dat
ARCHIVO DE RESULTADOS: Res.res
ARCHIVO DE RESULTADOS FLUJOS: Flu.res
ARCHIVO DE RESULTADOS DE TENSIONES: Vnodo.res
ARCHIVO DE RESULTADOS DE EVALUACIÓN DE CAPACIDAD: Caplin.res

```

Después de lo anterior, es necesario presionar “Enter” para que el programa realice la simulación de flujos y evaluación e capacidad de los elementos tal como se encuentra inicialmente. Los resultados iniciales los escribe en el archivo “Res.res”.

Después de lo anterior el programa pregunta si se quiere sobrecargar un elemento. Para este caso es necesario introducir por teclado un cero “0” para una respuesta negativa o bien un uno “1” para una respuesta afirmativa. Para el primer caso termina la simulación. Para el caso de respuesta afirmativa, el programa pide el nodo en el cual se incrementa la generación intermitente, en el cual

se incrementará la carga y el paso de incremento. Después de introducir cada uno de estos datos inicia la simulación iterativa y se imprimen los resultados en el archivo “Res.res”.

También se imprimen los archivos: “Flu.res” que contiene información de las líneas en las cuales se incrementó la generación, “Vnodo.res” que guarda las tensiones nodales del nodo en que se incrementó generación y el nodo remoto y “Caplin.res” que almacena los resultados de la evaluación de capacidad en las líneas que interconectan a la fuente intermitente. Como se mencionó en el párrafo anterior, todos los resultados de flujos y evaluación de capacidad en todos los elementos de la red son también almacenados en “Res.res”.

Ya que el programa termina se generan los archivos de resultados. Para el ejemplo Sistema4_8.dat descrito, el archivo de resultados es el que se muestra a continuación. Este corresponde al sistema de la figura 4.8 y se incrementa la potencia de 100 MW en el nodo 7 a 200 MW de capacidad.

ARCHIVO Res.res

Se presentan los resultados de la primera iteración para efectos de ejemplificar los resultados y facilitar de uso de información.

ARCHIVO DE RESULTADOS

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
SEPI ING. ELECTRICA
PROGRAMA PARA ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS
(Metodo de Gauss-Seidel, nodos de voltaje controlado)
Elaborado por Luis Daniel Anaya Pérez

A continuacion se presentan los resultados obtenidos

NUMERO DE NODOS = 7
NUMERO DE ELEMENTOS = 17

Matriz Ybus del sistema

	En forma Compleja (R+jXL)			Magnitud, Angulo	
YBUS(1, 1)=	27.27908	+j	-336.22177	337.32660	-85.36151
YBUS(1, 2)=	-27.27908	+j	336.91806	338.02060	94.62894
YBUS(2, 2)=	57.96805	+j	-714.21014	716.55872	-85.35983
YBUS(2, 3)=	-27.27908	+j	336.91806	338.02060	94.62894
YBUS(2, 7)=	-3.40988	+j	42.11476	42.25257	94.62894
YBUS(3, 3)=	51.14828	+j	-628.58801	630.66553	-85.34808
YBUS(3, 4)=	-17.04943	+j	210.57379	211.26288	94.62894
YBUS(3, 6)=	-6.81977	+j	84.22952	84.50515	94.62894
YBUS(4, 4)=	358.03790	+j	-4420.30518	4434.78174	-85.36924
YBUS(4, 5)=	-340.98846	+j	4211.47559	4225.25732	94.62894
YBUS(5, 5)=	340.98846	+j	-4211.47217	4225.25391	-85.37106
YBUS(6, 6)=	6.81977	+j	-83.53324	83.81116	-85.33264
YBUS(7, 7)=	3.40988	+j	-41.76662	41.90558	-85.33264

Calculo de parametros auxiliares

Parametro KLp

KL(1)=	0.01996	0.11042
KL(2)=	0.00000	0.00000
KL(3)=	0.00000	0.00000
KL(4)=	0.00042	-0.01157
KL(6)=	0.03573	0.14433
KL(7)=	0.00432	0.02359

Parametro YL

YL(1, 2)=	-1.00206	+j	0.00017
YL(2, 1)=	-0.47173	+j	0.00009
YL(2, 3)=	-0.47173	+j	0.00009
YL(2, 7)=	-0.05897	+j	0.00001
YL(3, 2)=	-0.53597	+j	0.00021
YL(3, 4)=	-0.33498	+j	0.00013
YL(3, 6)=	-0.13399	+j	0.00005
YL(4, 3)=	-0.04764	+j	0.00000
YL(4, 5)=	-0.95275	+j	0.00003
YL(6, 3)=	-1.00828	+j	0.00068
YL(7, 2)=	-1.00828	+j	0.00068

Calculo de tensiones nodales

Tensiones en (PU) magnitud, angulo

-Tensión en el nodo(1)=	1.05586	24.72615
-Tensión en el nodo(2)=	1.04002	18.97947
-Tensión en el nodo(3)=	1.02831	12.95026
-Tensión en el nodo(4)=	1.01996	-0.02244
-Tensión en el nodo(5)=	1.02000	0.00000
-Tensión en el nodo(6)=	1.06151	20.44756
-Tensión en el nodo(7)=	1.05248	20.16670

Iteracion final: 26.

Flujos de Potencia en elementos de p a q

Del Bus 1 al Bus 2=	941.30823 (MW) +j	92.92204 (MVAR)
Del Bus 1 al Bus 2=	941.30823 (MW) +j	92.92204 (MVAR)
Del Bus 1 al Bus 2=	941.30823 (MW) +j	92.92204 (MVAR)
Del Bus 1 al Bus 2=	941.30823 (MW) +j	92.92204 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 3=	958.50470 (MW) +j	57.03032 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 3=	958.50470 (MW) +j	57.03032 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 3=	958.50470 (MW) +j	57.03032 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 3=	958.50470 (MW) +j	57.03032 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 4=	1003.63770 (MW) +j	31.79367 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 4=	1003.63770 (MW) +j	31.79367 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 4=	1003.63770 (MW) +j	31.79367 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 4=	1003.63770 (MW) +j	31.79367 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 4=	1003.63770 (MW) +j	31.79367 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 5=	-173.08322 (MW) +j	-4.99046 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 6=	-608.28650 (MW) +j	-92.76307 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 6=	-608.28650 (MW) +j	-92.76307 (MVAR)
Del Bus 7 al Bus 2=	100.06750 (MW) +j	9.92375 (MVAR)

Flujos de Potencia en elementos de q a p

Del Bus 2 al Bus 1=	-933.60986 (MW) +j	-36.07549 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 1=	-933.60986 (MW) +j	-36.07549 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 1=	-933.60986 (MW) +j	-36.07549 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 1=	-933.60986 (MW) +j	-36.07549 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 2=	-950.34229 (MW) +j	6.54739 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 2=	-950.34229 (MW) +j	6.54739 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 2=	-950.34229 (MW) +j	6.54739 (MVAR)

Del Bus 3 al Bus 2=	-950.34229 (MW) +j	6.54739 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 3=	-985.35803 (MW) +j	120.94424 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 3=	-985.35803 (MW) +j	120.94424 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 3=	-985.35803 (MW) +j	120.94424 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 3=	-985.35803 (MW) +j	120.94424 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 3=	-985.35803 (MW) +j	120.94424 (MVAR)
Del Bus 5 al Bus 4=	173.08873 (MW) +j	4.33406 (MVAR)
Del Bus 6 al Bus 3=	615.02661 (MW) +j	99.96671 (MVAR)
Del Bus 6 al Bus 3=	615.02661 (MW) +j	99.96671 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 7=	-99.85432 (MW) +j	-83.51112 (MVAR)

Pérdidas de Potencia y Balance Reactivo de los elementos del sistema

Del Bus 2 al Bus 1=	7.69835 (MW) +j	56.84656 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 1=	7.69835 (MW) +j	56.84656 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 1=	7.69835 (MW) +j	56.84656 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 1=	7.69835 (MW) +j	56.84656 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 2=	8.16240 (MW) +j	63.57771 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 2=	8.16240 (MW) +j	63.57771 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 2=	8.16240 (MW) +j	63.57771 (MVAR)
Del Bus 3 al Bus 2=	8.16240 (MW) +j	63.57771 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 3=	18.27965 (MW) +j	152.73790 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 3=	18.27965 (MW) +j	152.73790 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 3=	18.27965 (MW) +j	152.73790 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 3=	18.27965 (MW) +j	152.73790 (MVAR)
Del Bus 4 al Bus 3=	18.27965 (MW) +j	152.73790 (MVAR)
Del Bus 5 al Bus 4=	0.00551 (MW) +j	-0.65640 (MVAR)
Del Bus 6 al Bus 3=	6.74009 (MW) +j	7.20364 (MVAR)
Del Bus 6 al Bus 3=	6.74009 (MW) +j	7.20364 (MVAR)
Del Bus 2 al Bus 7=	0.21319 (MW) +j	-73.58737 (MVAR)

Balance de Potencias del sistema

- La potencia de perdidas total es: 168.54013 (MW)
- El balance reactivo es: 1185.55005 (MVAR)

Evaluación de potencia de la línea por: Límite teórico de estabilidad en estado estacionario y Límite térmico:

El elemento entre el bus 1 y el Bus 2, es adecuado. Tiene capacidad extra de 442.69177 (MW) que representa el: 31.98640 %

El elemento entre el bus 1 y el Bus 2, es adecuado. Tiene capacidad extra de 442.69177 (MW) que representa el: 31.98640 %

El elemento entre el bus 1 y el Bus 2, es adecuado. Tiene capacidad extra de 442.69177 (MW) que representa el: 31.98640 %

El elemento entre el bus 1 y el Bus 2, es adecuado. Tiene capacidad extra de 442.69177 (MW) que representa el: 31.98640 %

El elemento entre el bus 2 y el Bus 3, es adecuado. Tiene capacidad extra de 425.49533 (MW) que representa el: 30.74388 %

El elemento entre el bus 2 y el Bus 3, es adecuado. Tiene capacidad extra de 425.49533 (MW) que representa el: 30.74388 %

El elemento entre el bus 2 y el Bus 3, es adecuado. Tiene capacidad extra de 425.49533 (MW) que representa el: 30.74388 %

El elemento entre el bus 2 y el Bus 3, es adecuado. Tiene capacidad extra de 425.49533 (MW) que representa el: 30.74388 %

El elemento entre el bus 3 y el Bus 4, es adecuado. Tiene capacidad extra de 380.36230 (MW) que representa el: 27.48283 %

El elemento entre el bus 3 y el Bus 4, es adecuado. Tiene capacidad extra de 380.36230 (MW) que representa el: 27.48283 %

El elemento entre el bus 3 y el Bus 4, es adecuado. Tiene capacidad extra de 380.36230 (MW) que representa el: 27.48283 %

El elemento entre el bus 3 y el Bus 4, es adecuado. Tiene capacidad extra de 380.36230 (MW) que representa el: 27.48283 %

El elemento entre el bus 3 y el Bus 4, es adecuado. Tiene capacidad extra de 380.36230 (MW) que representa el: 27.48283 %

El elemento entre el bus 4 y el Bus 5, es adecuado. Tiene capacidad extra de 1210.91125 (MW) que representa el: 87.49358 %

El elemento entre el bus 3 y el Bus 6, es adecuado. Tiene capacidad extra de 768.97339 (MW) que representa el: 55.56166 %

El elemento entre el bus 3 y el Bus 6, es adecuado. Tiene capacidad extra de 768.97339 (MW) que representa el: 55.56166 %

El elemento entre el bus 7 y el Bus 2, es adecuado. Tiene capacidad extra de 1283.93250 (MW) que representa el: 92.76969 %

Indica que límite es ml que se impuso: Límite teórico de estabilidad en estado estacionario o Límite térmico

En el elemento entre el bus 1 y el Bus 2, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 1 y el Bus 2, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 1 y el Bus 2, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 1 y el Bus 2, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 2 y el Bus 3, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 2 y el Bus 3, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 2 y el Bus 3, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 2 y el Bus 3, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 3 y el Bus 4, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 3 y el Bus 4, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 3 y el Bus 4, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 3 y el Bus 4, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 3 y el Bus 4, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 4 y el Bus 5, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 3 y el Bus 6, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 3 y el Bus 6, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

En el elemento entre el bus 7 y el Bus 2, se impone el: Límite Térmico(1384.00000)

Calculo de parámetros auxiliares en NUEVAS iteraciones...

Los archivos **Flu.res**, **Vnodo.res** y **Caplin.res**, se resumen en la **tabla A1**.

Tabla A1: Resultados del ejemplo de ejecución del programa

Capacidad de generación (MW)	Flujo de potencia				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra (MW)	Porcentaje de transmisión extra (%)	Máxima potencia de transmisión (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
120	120.05093	9.90387	-119.7618	-82.49316	0.28913	1263.9491	91.3258	1384	LC	1.01992	-0.02244	1.0422	20.51191
140	140.05096	9.90162	-139.67189	-81.31386	0.37907	1243.9491	89.88071	1384	LC	1.01988	-0.02244	1.05186	20.85891
160	160.05061	9.89935	-159.56763	-79.95733	0.48299	1223.94934	88.43565	1384	LC	1.01984	-0.02244	1.04148	21.20716
180	180.04974	9.89735	-179.44884	-78.4235	0.60091	1203.95032	86.99063	1384	LC	1.0198	-0.02244	1.04106	21.55663
200	200.06961	9.94515	-199.33641	-76.74963	0.73321	1183.93042	85.54411	1384	LC	1.01976	-0.02239	1.04055	21.91105

A3. Resultados de simulaciones

A continuación se en presentan algunas tablas que fueron generadas para analizar la capacidad de carga de las líneas de transmisión para las simulaciones del capítulo 4.

Tabla A2.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 50 km y tensión de 115 kV

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
7 líneas de transmisión													
400	57.15808	2.87122	-56.2717	0.38041	0.88638	116.84192	67.15053	174	LC	1.01774	5.59301	0.9998	-0.05639
500	71.42063	2.84988	-70.04116	3.5268	1.37947	102.57937	58.95366	174	LC	1.01844	7.02316	0.99939	-0.05686
600	85.70133	2.84568	-83.71706	7.36593	1.98427	88.29867	50.74636	174	LC	1.01845	8.46541	0.9989	-0.05693
700	99.98094	2.84052	-97.27812	11.92914	2.70283	74.01906	42.53969	174	LC	1.01773	9.92269	0.99832	-0.05699
800	114.22913	2.81143	-110.69196	17.25241	3.53718	59.77087	34.35107	174	LC	1.01621	11.39851	0.99766	-0.05608
900	128.53104	2.82734	-124.03397	23.32829	4.49706	45.46896	26.13159	174	LC	1.01397	12.90396	0.99689	-0.05534
1000	142.88809	2.88006	-137.29739	30.21754	5.5907	31.11191	17.88041	174	LC	1.0109	14.44392	0.99598	-0.05767
1100	157.12447	2.84421	-150.31027	38.0211	6.81419	16.87554	9.69859	174	LC	1.00681	16.01744	0.99499	-0.05627
1200	171.43214	2.8574	-163.23946	46.7606	8.19268	2.56786	1.47578	174	LC	1.00177	17.64373	0.99385	-0.05759
1300	185.70988	2.85168	-175.97702	56.54677	9.73285	-11.70988	6.72982	174	LC	0.9956	19.32917	0.9926	-0.05741
6 líneas de transmisión													
400	66.65627	3.32393	-65.45483	1.92182	1.20144	107.34373	61.6918	174	LC	1.0192	6.53072	0.99963	-0.05644
500	83.31689	3.31881	-81.44408	6.1832	1.87282	90.68311	52.11673	174	LC	1.01952	8.20679	0.99917	-0.05649
600	99.95042	3.2929	-97.25404	11.43265	2.69638	74.04958	42.55723	174	LC	1.01883	9.89989	0.99861	-0.05562
700	116.63831	3.31292	-112.9566	17.66407	3.68172	57.36169	32.96648	174	LC	1.01721	11.623	0.99794	-0.05484
800	133.35039	3.34477	-128.51387	24.96095	4.83651	40.64962	23.36185	174	LC	1.01449	13.38069	0.9971	-0.05746
900	149.99854	3.33496	-143.83347	33.4038	6.16508	24.00147	13.79395	174	LC	1.01061	15.18157	0.9962	-0.05553
1000	166.67148	3.33908	-158.98293	43.07163	7.68856	7.32852	4.21179	174	LC	1.00546	17.04032	0.99513	-0.056
1100	183.34996	3.34906	-173.92467	54.08903	9.42529	-9.34997	5.37354	174	LC	0.99893	18.97257	0.99392	-0.05604
5 líneas de transmisión													
400	79.95515	3.96391	-78.23275	4.58079	1.7224	94.04485	54.04876	174	LC	1.02084	7.84669	0.99944	-0.05531
500	100.0303	4.0254	-97.33598	10.6828	2.69432	73.9697	42.51132	174	LC	1.0204	9.87748	0.99887	-0.05632
600	119.98315	3.98637	-116.09476	18.2974	3.88838	54.01685	31.04417	174	LC	1.01838	11.93612	0.99819	-0.05564
700	140.00087	3.9995	-134.67323	27.4179	5.32764	33.99913	19.53973	174	LC	1.01492	14.04889	0.99734	-0.05647
800	159.98947	3.98987	-152.96312	38.2101	7.02634	14.01054	8.05203	174	LC	1.00977	16.2282	0.99636	-0.05644
900	180.01791	4.01623	-171.00055	50.82386	9.01736	-6.01791	3.45857	174	LC	1.00282	18.50099	0.99521	-0.05576

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
4 líneas de transmisión													
400	100.0039	5.00135	-97.31853	9.64465	2.68536	73.9961	42.5265	174	LC	1.0224	9.83678	0.99913	-0.05642
500	124.99379	4.99356	-120.78429	19.3214	4.20949	49.00621	28.16449	174	LC	1.01994	12.40901	0.99844	-0.05605
600	150.01224	5.01123	-143.89661	31.40009	6.11563	23.98777	13.78607	174	LC	1.01519	15.06391	0.99756	-0.05536
700	175.01845	5.01653	-166.57477	46.1725	8.44368	-1.01844	0.58531	174	LC	1.00776	17.8336	0.99648	-0.05543
3 líneas de transmisión													
350	116.6495	6.65079	-113.00735	14.05568	3.64214	57.3505	32.96006	174	LC	1.02438	11.47359	0.99908	-0.05551
400	133.31831	6.65292	-128.54556	21.22668	4.77276	40.68168	23.38028	174	LC	1.02218	13.20128	0.99869	-0.05541
450	149.98222	6.65063	-143.90782	29.48897	6.0744	24.01777	13.80332	174	LC	1.01895	14.96638	0.99824	-0.05541
500	166.64047	6.64313	-159.08113	38.9211	7.55935	7.35953	4.22961	174	LC	1.01458	16.77903	0.99772	-0.05548
550	183.30797	6.64403	-174.06287	49.62082	9.24511	-9.30797	5.34941	174	LC	1.009	18.6527	0.99713	-0.05547
2 líneas de transmisión													
310	155.02531	10.02316	-148.59277	28.37164	6.43255	18.97469	10.90499	174	LC	1.02475	15.33462	0.99882	-0.05466
320	159.97693	9.97897	-153.11249	31.15674	6.86444	14.02308	8.05924	174	LC	1.02349	15.86706	0.99871	-0.05495
330	165.02217	10.02031	-157.70247	34.00449	7.3197	8.97783	5.15967	174	LC	1.02228	16.41043	0.99861	-0.05469
340	170.02953	10.02689	-162.23997	36.97998	7.78956	3.97047	2.28188	174	LC	1.0209	16.95605	0.9985	-0.05466
350	174.97057	9.97335	-166.69839	40.09672	8.27217	-0.97057	0.5578	174	LC	1.01932	17.50234	0.99839	-0.05499
360	180.03105	10.02813	-171.24907	43.27763	8.78198	-6.03105	3.46612	174	LC	1.0178	18.06222	0.99828	-0.05467

Tabla A3.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 100 km y tensión de 115 kV

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
8 líneas de transmisión													
400	50.00323	2.50196	-48.67088	1.1545	1.33235	95.70533	65.68271	145.70856	LE	1.02945	9.70021	0.99965	-0.06096
500	62.498	2.49777	-60.41455	5.93434	2.08346	81.53741	56.60928	144.03542	LE	1.02711	12.25055	0.99897	-0.06059
600	75.00503	2.50465	-71.98297	11.90334	3.02205	66.688	47.06512	141.69302	LE	1.02249	14.88067	0.9981	-0.05995
700	87.48782	2.48916	-83.32183	19.20979	4.16598	51.1058	36.87457	138.59361	LE	1.01519	17.61916	0.99703	-0.06053
800	100.012	2.51066	-94.46083	28.02311	5.55117	34.63694	25.72388	134.64894	LE	1.00498	20.52275	0.99575	-0.05994
900	112.51482	2.51309	-105.29196	38.6901	7.22286	17.14299	13.22172	129.65781	LE	0.99091	23.65183	0.99418	-0.05992
1000	124.98114	2.48347	-115.71672	51.758	9.26442	-1.66972	1.35406	123.31142	LE	0.97168	27.11975	0.99225	-0.06053
7 líneas de transmisión													
400	57.1405	2.85465	-55.40382	3.36439	1.73668	87.91877	60.60886	145.05927	LE	1.02978	11.12191	0.9994	-0.05976
500	71.4352	2.86324	-68.7075	9.66135	2.72769	71.27498	49.94387	142.71017	LE	1.02564	14.08353	0.99861	-0.05917
600	85.72589	2.86753	-81.74747	17.62533	3.97841	53.70306	38.51644	139.42896	LE	1.01827	17.17296	0.99759	-0.05916
700	100.0136	2.86924	-94.48348	27.51846	5.53012	35.05721	25.95469	135.07082	LE	1.00709	20.45364	0.99633	-0.05918
800	114.26996	2.84329	-106.82013	39.79556	7.44983	15.10995	11.67875	129.37991	LE	0.99101	24.01874	0.99475	-0.05969
900	128.59117	2.87451	-118.71598	55.25114	9.87519	-6.67281	5.47318	121.91836	LE	0.96841	28.05265	0.99276	-0.05914
6 líneas de transmisión													
350	58.32557	3.32615	-56.51948	3.32501	1.80609	86.8632	59.82777	145.18877	LE	1.03136	11.32749	0.99947	-0.05894
400	66.65989	3.32724	-64.29659	6.86804	2.3633	77.24871	53.67901	143.9086	LE	1.02925	13.04056	0.99909	-0.05883
450	74.99197	3.32608	-71.98745	10.95102	3.00453	67.33763	47.31105	142.32961	LE	1.02611	14.7899	0.99864	-0.05882
500	83.32164	3.32288	-79.58601	15.61136	3.73563	57.10949	40.66726	140.43114	LE	1.02186	16.58532	0.99813	-0.05887
550	91.68183	3.34691	-87.1148	20.88578	4.56703	46.51376	33.65792	138.19559	LE	1.01649	18.44335	0.99756	-0.05841
600	100.01354	3.34535	-94.50865	26.86762	5.50489	35.55291	26.22545	135.56645	LE	1.00966	20.37077	0.9969	-0.05846
650	108.3175	3.31934	-101.75436	33.64503	6.56314	24.1781	18.24823	132.49559	LE	1.00119	22.3875	0.99616	-0.05889
700	116.68458	3.34919	-108.91444	41.31742	7.77013	12.24944	9.50055	128.93402	LE	0.99103	24.53249	0.99532	-0.05842
750	125.01952	3.35053	-115.87259	50.10566	9.14694	-0.26635	0.2135	124.75318	LE	0.97849	26.83175	0.99435	-0.05841
5 líneas de transmisión													
350	69.99213	3.99288	-67.39183	7.69722	2.6003	73.76022	51.31062	143.75235	LE	1.03078	13.67497	0.99914	-0.05802
400	79.98634	3.9877	-76.56915	12.90337	3.4172	61.7281	43.55809	141.71445	LE	1.02652	15.78883	0.99866	-0.05809
450	90.01171	4.01052	-85.64082	18.95616	4.37089	49.20373	35.34359	139.21544	LE	1.02071	17.9808	0.99812	-0.05773
500	100.01669	4.0149	-94.54301	25.98196	5.47368	36.16498	26.55642	136.18167	LE	1.01299	20.26679	0.99748	-0.05769
550	109.98393	3.98579	-103.23733	34.13058	6.7466	22.5464	17.01226	132.53033	LE	1.00297	22.67595	0.99673	-0.05808
600	119.98091	3.98314	-111.75113	43.59772	8.22978	8.17809	6.38121	128.159	LE	0.99036	25.26235	0.99586	-0.0581

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Limite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
4 líneas de transmisión													
310	77.51181	5.01076	-74.32648	10.3832	3.18533	65.42189	45.77079	142.9337	LE	1.03179	15.16029	0.99909	-0.05697
320	79.98923	4.99022	-76.59109	11.75905	3.39813	62.39956	43.82336	142.38878	LE	1.03057	15.68814	0.99899	-0.05723
330	82.4856	4.98696	-78.86511	13.17836	3.62048	59.33635	41.83863	141.82195	LE	1.0293	16.22298	0.99888	-0.05727
340	85.01382	5.01261	-81.16018	14.6373	3.85365	56.22235	39.80733	141.23618	LE	1.02803	16.76679	0.99878	-0.05696
350	87.48647	4.98776	-83.39514	16.17676	4.09133	53.11586	37.77737	140.60233	LE	1.02649	17.30812	0.99866	-0.05726
360	90.01413	5.01279	-85.672	17.74917	4.34213	49.94075	35.68346	139.95488	LE	1.02501	17.86217	0.99855	-0.05697
370	92.48514	4.98662	-87.88745	19.40429	4.59769	46.77306	33.5873	139.25819	LE	1.02325	18.41437	0.99843	-0.05727
380	94.98688	4.98819	-90.12177	21.10704	4.86512	43.55117	31.43625	138.53806	LE	1.02146	18.9768	0.99831	-0.05725
390	97.51521	5.01375	-92.37067	22.86205	5.14454	40.27629	29.22988	137.7915	LE	1.01962	19.54925	0.99818	-0.05697
400	100.01475	5.01331	-94.583	24.69342	5.43175	36.98663	26.99727	137.00137	LE	1.01758	20.12492	0.99805	-0.05698
410	102.51567	5.01416	-96.78608	26.59147	5.72959	33.65951	24.7178	136.17519	LE	1.01542	20.70828	0.99791	-0.05697
420	104.98484	4.98648	-98.94929	28.5707	6.03555	30.31789	22.40745	135.30273	LE	1.01302	21.2956	0.99776	-0.05726
430	107.51657	5.0149	-101.15814	30.60078	6.35843	26.89054	20.00679	134.40712	LE	1.01067	21.8997	0.99761	-0.05697
440	110.01719	5.01549	-103.32673	32.71788	6.69047	23.44486	17.56668	133.46205	LE	1.00807	22.50909	0.99746	-0.05697
450	112.51698	5.01522	-105.48208	34.91516	7.0349	19.95649	15.06452	132.47346	LE	1.00531	23.12846	0.9973	-0.05697
460	115.01744	5.01565	-107.62495	37.19593	7.39249	16.4222	12.4941	131.43964	LE	1.00239	23.75878	0.99713	-0.05697
470	117.51806	5.0162	-109.75416	39.56499	7.7639	12.83986	9.84969	130.35791	LE	0.99929	24.40091	0.99696	-0.05697
480	120.0191	5.01709	-111.86913	42.02744	8.14997	9.20645	7.12433	129.22556	LE	0.99601	25.0559	0.99678	-0.05696
490	122.48071	4.98288	-113.93314	44.59965	8.54758	5.5504	4.3352	128.03111	LE	0.99242	25.71982	0.99659	-0.05729
500	125.01994	5.01784	-116.05045	47.25673	8.9695	1.77566	1.40042	126.79561	LE	0.98882	26.40887	0.9964	-0.05696
3 líneas de transmisión													
310	103.35047	6.6823	-97.58698	25.1046	5.76349	33.80677	24.64818	137.15724	LE	1.02196	20.67827	0.99848	-0.05623
320	106.65025	6.65178	-100.47885	27.73617	6.17139	29.36187	21.58769	136.01212	LE	1.01887	21.45513	0.99833	-0.05646
330	109.98179	6.65018	-103.37974	30.48386	6.60205	24.8251	18.4153	134.80688	LE	1.01562	22.25101	0.99818	-0.05647
340	113.3152	6.65029	-106.26115	33.36637	7.05405	20.21416	15.13836	133.52936	LE	1.01211	23.06363	0.99802	-0.05647
350	116.64785	6.64971	-109.11929	36.39339	7.52857	15.52628	11.74684	132.17413	LE	1.00832	23.89441	0.99786	-0.05647
360	120.01886	6.68376	-111.98788	39.56374	8.03099	10.72563	8.2035	130.74449	LE	1.00433	24.75024	0.99768	-0.05623
370	123.31363	6.64895	-114.76177	42.92234	8.55186	5.89496	4.56236	129.20859	LE	0.9998	25.61915	0.9975	-0.05648

Tabla A4.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 200 km y tensión de 115 kV

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
16 líneas de transmisión													
400	25.0038	1.253	-24.33805	-6.91391	0.66575	50.78927	67.01044	75.79307	LE	1.05854	9.14728	1.00178	-0.07983
500	31.2509	1.25064	-30.23107	-4.64261	1.01983	43.77111	58.34436	75.02201	LE	1.05668	11.61097	1.00113	-0.07945
600	37.49757	1.24775	-36.03689	-1.79757	1.46067	36.42789	49.27652	73.92545	LE	1.0526	14.1427	1.0003	-0.07939
700	43.75515	1.25463	-41.75758	1.67131	1.99758	28.72142	39.62856	72.47657	LE	1.04616	16.77566	0.9993	-0.07869
800	49.99299	1.24384	-47.35188	5.86395	2.64111	20.62287	29.2043	70.61586	LE	1.03675	19.54062	0.99807	-0.07915
900	56.24168	1.24271	-52.82794	10.8988	3.41374	12.03734	17.62964	68.27902	LE	1.024	22.50318	0.9966	-0.07893
1000	62.49107	1.2422	-58.14323	16.99955	4.34784	2.84716	4.35757	65.33823	LE	1.0068	25.75019	0.99482	-0.0786
15 líneas de transmisión													
400	26.66446	1.33158	-25.9123	-6.44446	0.75216	48.98377	64.75204	75.64823	LE	1.05873	9.79051	1.00154	-0.07722
500	33.33443	1.33446	-32.17764	-3.85041	1.15679	41.39999	55.39615	74.73442	LE	1.05615	12.43643	1.00084	-0.07731
600	39.99678	1.33045	-38.33455	-0.5831	1.66223	33.44371	45.53852	73.44049	LE	1.05096	15.16709	0.99994	-0.07773
700	46.66084	1.32816	-44.37996	3.42975	2.28088	25.06605	34.94652	71.72689	LE	1.04287	18.02466	0.99885	-0.07765
800	53.32619	1.32707	-50.29477	8.31215	3.03142	16.19684	23.29709	69.52303	LE	1.03134	21.06349	0.99751	-0.07746
900	60.00823	1.34056	-56.06226	14.26174	3.94597	6.71007	10.05732	66.71831	LE	1.01553	24.37159	0.99589	-0.07663
1000	66.65692	1.32481	-61.58262	21.65496	5.0743	-3.55971	5.64163	63.09721	LE	0.99348	28.08174	0.99385	-0.07684
14 líneas de transmisión													
400	28.57191	1.42887	-27.7135	-5.86685	0.8584	46.8903	62.13746	75.46221	LE	1.05884	10.52967	1.00128	-0.07631
500	35.71064	1.42525	-34.38602	-2.86548	1.32461	38.65468	51.97944	74.36532	LE	1.05525	13.38551	1.00051	-0.07632
600	42.85212	1.42412	-40.94102	0.92696	1.9111	29.97266	41.15723	72.82478	LE	1.04865	16.35498	0.99955	-0.07616
700	49.99255	1.42195	-47.35779	5.6261	2.63476	20.78269	29.36436	70.77524	LE	1.0385	19.49065	0.99836	-0.07604
800	57.15079	1.43552	-53.62514	11.41197	3.52566	10.96597	16.09879	68.11677	LE	1.02408	22.87721	0.99688	-0.07526
900	64.29507	1.43673	-59.66427	18.62567	4.63079	0.36052	0.5576	64.65559	LE	1.00371	26.63993	0.99503	-0.07491
13 líneas de transmisión													
400	30.77075	1.53988	-29.7806	-5.13969	0.99015	44.45021	59.09285	75.22096	LE	1.05878	11.387	1.00101	-0.07422
500	38.45701	1.5344	-36.92263	-1.62857	1.53438	35.43416	47.95452	73.89117	LE	1.05391	14.49417	1.00018	-0.07467
600	46.16065	1.54447	-43.93538	2.83311	2.22527	25.87173	35.91681	72.03239	LE	1.04547	17.7565	0.99913	-0.07405
700	53.8387	1.53191	-50.75324	8.43667	3.08546	15.69475	22.57152	69.53345	LE	1.03244	21.23907	0.9978	-0.07436
800	61.52915	1.53033	-57.36545	15.46713	4.16369	4.70903	7.10924	66.23818	LE	1.01371	25.07668	0.99613	-0.0741
12 líneas de transmisión													
400	33.32908	1.66273	-32.17285	-4.203	1.15623	41.56578	55.49884	74.89487	LE	1.05839	12.39149	1.00071	-0.07319
500	41.67132	1.67082	-39.86916	-0.0445	1.80216	31.59707	43.12511	73.26839	LE	1.0519	15.80942	0.99981	-0.07265
600	50.00647	1.67237	-47.37817	5.30998	2.62831	20.96946	29.54447	70.97594	LE	1.04079	19.43151	0.99864	-0.07248
700	58.32543	1.65974	-54.64996	12.13785	3.67547	9.53749	14.05405	67.86292	LE	1.02379	23.37383	0.99715	-0.07267
800	66.65656	1.65785	-61.62934	20.96314	5.02722	-3.01689	4.74057	63.63968	LE	0.99864	27.85854	0.99521	-0.07235

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
11 líneas de transmisión													
350	31.82249	1.82209	-30.76548	-5.01039	1.05701	43.38296	57.68592	75.20545	LE	1.06023	11.76942	1.00081	-0.0711
400	36.36827	1.82243	-34.99649	-2.98606	1.37178	38.08998	51.15616	74.45826	LE	1.05764	13.59485	1.0004	-0.07112
450	40.91545	1.82391	-39.18039	-0.64313	1.73506	32.61953	44.3592	73.53498	LE	1.05384	15.46545	0.99993	-0.07106
500	45.45999	1.82305	-43.3095	2.04628	2.15049	26.95968	37.22701	72.41967	LE	1.04872	17.39257	0.9994	-0.07106
550	50.00797	1.82526	-47.38405	5.11469	2.62391	21.08688	29.66021	71.09484	LE	1.04216	19.39343	0.99878	-0.07092
600	54.53787	1.81154	-51.37715	8.61845	3.16072	14.98986	21.55954	69.52773	LE	1.0338	21.48269	0.99808	-0.07125
650	59.08202	1.81039	-55.30793	12.61345	3.77409	8.60769	12.7164	67.68972	LE	1.02355	23.69629	0.99728	-0.07114
700	63.64573	1.82641	-59.1657	17.2	4.48003	1.87961	2.86853	65.52534	LE	1.01097	26.07504	0.99636	-0.07054
10 líneas de transmisión													
350	35.00465	2.00423	-33.73254	-3.82217	1.27211	39.79191	53.20019	74.79656	LE	1.05982	13.0167	1.0005	-0.06959
400	39.9955	1.99599	-38.33943	-1.33814	1.65607	33.84217	45.83321	73.83767	LE	1.056	15.05322	1.00005	-0.06989
450	45.00665	2.00596	-42.90317	1.54415	2.10347	27.65455	38.05959	72.6612	LE	1.05077	17.16002	0.99953	-0.0695
500	50.00674	2.00601	-47.38808	4.88398	2.61865	21.22492	29.79703	71.23165	LE	1.04374	19.34815	0.99892	-0.06944
550	55.00824	2.00731	-51.7963	8.73736	3.21195	14.51097	20.87333	69.51921	LE	1.03471	21.64691	0.99822	-0.06932
600	59.99114	1.99221	-56.0961	13.20063	3.89504	7.47836	11.08406	67.4695	LE	1.02318	24.08747	0.9974	-0.06957
650	64.99005	1.99129	-60.29789	18.39996	4.69215	0.02516	0.03869	65.01521	LE	1.00872	26.7328	0.99645	-0.06942
9 líneas de transmisión													
350	38.88417	2.21796	-37.3201	-2.16991	1.56408	35.31157	47.59244	74.19574	LE	1.0586	14.55838	1.00017	-0.06833
400	44.43878	2.21717	-42.39246	0.94647	2.04632	28.5039	39.07712	72.94268	LE	1.05312	16.87527	0.99966	-0.06829
450	49.9924	2.21546	-47.38096	4.60993	2.61144	21.39715	29.97238	71.38955	LE	1.04555	19.29089	0.99906	-0.06824
500	55.5643	2.23001	-52.2907	8.8951	3.2736	13.93239	20.04756	69.49669	LE	1.03566	21.84418	0.99836	-0.06779
550	61.1015	2.21378	-57.05503	13.9433	4.04646	6.08142	9.05203	67.18291	LE	1.0226	24.57098	0.99753	-0.06802
8 líneas de transmisión													
450	56.25868	2.50777	-52.90693	9.10075	3.35175	13.2007	19.00492	69.45937	LE	1.03678	22.09236	0.99849	-0.06628
460	57.49128	2.49228	-53.97564	10.18318	3.51564	11.47861	16.64293	68.96989	LE	1.03402	22.68578	0.99833	-0.06656
470	58.75872	2.50781	-55.06973	11.29409	3.68899	9.70849	14.17977	68.46721	LE	1.0313	23.29779	0.99817	-0.06623
480	59.99081	2.49189	-56.12561	12.45811	3.86519	7.94238	11.69145	67.93318	LE	1.02822	23.91176	0.998	-0.06651
490	61.25951	2.50849	-57.20772	13.65522	4.05179	6.12399	9.08827	67.38351	LE	1.02516	24.54639	0.99783	-0.06616
500	62.49052	2.49164	-58.24888	14.91009	4.24165	4.30932	6.45109	66.79984	LE	1.02171	25.18432	0.99764	-0.06645
510	63.75991	2.50883	-59.31689	16.20385	4.44301	2.4375	3.68217	66.1974	LE	1.01826	25.84541	0.99746	-0.0661
520	65.01006	2.50896	-60.35964	17.55594	4.65043	0.55181	0.84166	65.56187	LE	1.0145	26.51674	0.99726	-0.06606
7 líneas de transmisión													
400	57.13459	2.84974	-53.68222	9.38326	3.45237	12.26079	17.66801	69.39538	LE	1.03804	22.40957	0.99863	-0.06502
410	58.58071	2.86546	-54.93377	10.63125	3.64693	10.25498	14.89776	68.83569	LE	1.03503	23.10018	0.99847	-0.06473
420	60.0093	2.86546	-56.16145	11.93831	3.84786	8.23341	12.06489	68.24271	LE	1.03172	23.79981	0.9983	-0.0647
430	61.41925	2.84883	-57.36382	13.30723	4.05543	6.19563	9.16312	67.61488	LE	1.02808	24.50947	0.99813	-0.06495
440	62.84742	2.8485	-58.57346	14.73058	4.27396	4.11127	6.14001	66.95869	LE	1.02431	25.23957	0.99794	-0.06493
450	64.27565	2.84822	-59.7734	16.21812	4.50225	1.99198	3.00596	66.26763	LE	1.02027	25.98728	0.99775	-0.0649

Tabla A5.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 300 km y tensión de 115 kV

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
4 líneas de transmisión													
80	19.99698	12.49553	-18.95469	-23.24321	1.0423	48.43792	70.77956	68.4349	LE	1.21823	8.14465	1.00149	-0.06984
90	22.50338	12.5048	-21.34027	-22.48713	1.16311	45.932	67.11732	68.43538	LE	1.21831	9.41063	1.00144	-0.06977
100	24.99603	12.49463	-23.69887	-21.61616	1.29716	43.40131	63.45468	68.39734	LE	1.21771	10.68275	1.00138	-0.06985
110	27.49648	12.49544	-26.04926	-20.64756	1.44722	40.83916	59.76261	68.33564	LE	1.2167	11.96966	1.00131	-0.06983
120	29.99646	12.49557	-28.38361	-19.57033	1.61285	38.24682	56.04482	68.24328	LE	1.21515	13.27178	1.00123	-0.06982
130	32.4959	12.495	-30.70124	-18.38036	1.79466	35.62311	52.2954	68.11901	LE	1.21304	14.59207	1.00114	-0.06981
140	35.00426	12.5051	-33.0098	-17.07859	1.99447	32.96252	48.49799	67.96679	LE	1.21044	15.93656	1.00105	-0.06971
150	37.49455	12.49367	-35.28455	-15.64219	2.21	30.27453	44.67307	67.76908	LE	1.20704	17.30147	1.00094	-0.06976
160	39.99475	12.49402	-37.54914	-14.08091	2.44562	27.54487	40.78328	67.53963	LE	1.20309	18.69904	1.00083	-0.06973
170	42.494	12.49327	-39.79265	-12.37911	2.70135	24.77529	36.83001	67.26929	LE	1.19843	20.13133	1.00071	-0.06969
180	44.99424	12.49366	-42.01519	-10.52665	2.97905	21.96129	32.79982	66.95553	LE	1.193	21.60493	1.00057	-0.06964
190	47.4936	12.49302	-44.21312	-8.50874	3.28048	19.0992	28.68057	66.5928	LE	1.18671	23.12672	1.00043	-0.06958
200	49.99332	12.49282	-46.38501	-6.30864	3.60831	16.1827	24.45402	66.17602	LE	1.17947	24.70609	1.00027	-0.06952
3 líneas de transmisión													
80	26.66269	16.66078	-25.0884	-24.63383	1.57429	43.71085	62.11262	70.37354	LE	1.25317	10.83104	1.00115	-0.06737
90	30.00342	16.67155	-28.22382	-23.31849	1.7796	40.28912	57.31635	70.29253	LE	1.25181	12.50389	1.00108	-0.06731
100	33.33815	16.67319	-31.32729	-21.81275	2.01086	36.81903	52.48077	70.15717	LE	1.24951	14.20188	1.001	-0.06728
110	36.67184	16.6734	-34.40175	-20.11176	2.27009	33.29644	47.5879	69.96828	LE	1.24626	15.93288	1.00091	-0.06726
120	40.00555	16.67366	-37.44631	-18.20396	2.55924	29.71721	42.62197	69.72276	LE	1.24201	17.70479	1.00081	-0.06723
130	43.3392	16.67384	-40.45862	-16.07343	2.88058	26.0765	37.56571	69.4157	LE	1.23668	19.52675	1.00069	-0.06719
140	46.67282	16.67399	-43.43576	-13.69976	3.23706	22.36794	32.39817	69.04076	LE	1.23016	21.40987	1.00056	-0.06714
150	50.00647	16.67424	-46.37392	-11.05645	3.63254	18.58313	27.09322	68.5896	LE	1.2223	23.36814	1.00042	-0.06709

Tabla A6.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 100 km y tensión de 230 kV

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
4 líneas de transmisión													
200	49.98569	5.00238	-49.68341	-21.37622	0.30228	339.01431	87.15021	389	LC	1.01797	2.42017	1.00036	-0.01584
300	74.99725	5.01043	-74.34819	-18.71523	0.64906	314.00275	80.7205	389	LC	1.01958	3.68195	1.00031	-0.01578
400	100.01649	5.02523	-98.88285	-14.97916	1.13363	288.98352	74.28882	389	LC	1.02069	4.94464	1.00024	-0.0157
500	124.98595	4.98393	-123.23089	-10.11072	1.75506	264.01407	67.86994	389	LC	1.02123	6.20812	1.00015	-0.01624
600	150.01358	5.01315	-147.49603	-4.20704	2.51755	238.98642	61.4361	389	LC	1.02134	7.48027	1.00004	-0.01589
700	175.03462	5.03193	-171.61284	2.8207	3.42178	213.96538	55.00395	389	LC	1.0209	8.76055	0.99992	-0.01581
800	199.96432	4.96746	-195.49673	11.04519	4.46758	189.03568	48.59529	389	LC	1.01985	10.04854	0.99976	-0.01623
900	225.04056	5.03666	-219.37196	20.35193	5.66859	163.95944	42.14896	389	LC	1.01838	11.35721	0.99959	-0.01585
1000	250.02988	5.02694	-243.00893	30.92796	7.02095	138.97012	35.72497	389	LC	1.01626	12.68045	0.9994	-0.01592
1100	274.95721	4.96155	-266.42526	42.80642	8.53198	114.04277	29.31691	389	LC	1.01348	14.02332	0.99918	-0.01618
1200	299.95502	4.95944	-289.7381	55.98636	10.2169	89.04499	22.89074	389	LC	1.01012	15.39529	0.99894	-0.01616
1300	324.94305	4.94885	-312.86035	70.5951	12.0827	64.05696	16.46708	389	LC	1.00605	16.79832	0.99867	-0.01618
1400	349.9494	4.95467	-335.8049	86.72626	14.14449	39.05059	10.03871	389	LC	1.00126	18.23946	0.99837	-0.01615
1500	375.05405	5.04799	-358.62933	104.48383	16.42473	13.94595	3.58508	389	LC	0.99571	19.7288	0.99805	-0.01586
1600	399.9325	4.93972	-381.00919	124.16121	18.92328	-10.93248	2.81041	389	LC	0.98908	21.26362	0.99769	-0.01615
3 líneas de transmisión													
200	66.67896	6.69353	-66.15609	-21.39724	0.52286	322.32104	82.85888	389	LC	1.02053	3.24753	1.00026	-0.01513
300	99.98246	6.6455	-98.84704	-16.61063	1.13542	289.01755	74.29757	389	LC	1.02208	4.92581	1.00019	-0.0156
400	133.35609	6.68881	-131.36166	-9.98235	1.99443	255.64391	65.71823	389	LC	1.02283	6.61264	1.0001	-0.01527
500	166.63644	6.63871	-163.53752	-1.33117	3.09892	222.36356	57.16287	389	LC	1.02258	8.30693	0.99998	-0.01555
600	200.0426	6.70561	-195.58006	9.23512	4.46254	188.9574	48.57516	389	LC	1.02152	10.02446	0.99984	-0.01527
700	233.37207	6.70161	-227.28441	21.92696	6.08766	155.62793	40.00718	389	LC	1.01942	11.76409	0.99967	-0.0153
800	266.7117	6.70741	-258.72089	36.79172	7.99079	122.28831	31.43658	389	LC	1.01631	13.53745	0.99946	-0.0153
900	299.95361	6.62497	-289.76953	54.02492	10.1841	89.04637	22.8911	389	LC	1.01203	15.35001	0.99922	-0.01551
1000	333.28082	6.61937	-320.5795	73.72279	12.70132	55.71917	14.3237	389	LC	1.00661	17.2199	0.99895	-0.01551
1100	366.60321	6.60991	-351.0332	96.18407	15.57	22.39679	5.75753	389	LC	0.99985	19.15789	0.99864	-0.01551
1200	399.93097	6.60482	-381.0965	121.74888	18.83447	-10.93095	2.81001	389	LC	0.99156	21.18259	0.99829	-0.01551

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Limite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
2 líneas de transmisión													
150	74.98759	9.984	-74.32505	-23.66188	0.66255	314.01239	80.72298	389	LC	1.02386	3.63462	1.00018	-0.01488
200	99.9716	9.96968	-98.8295	-19.93668	1.1421	289.02841	74.30036	389	LC	1.02498	4.89022	1.00015	-0.01491
250	125.02528	10.02485	-123.26504	-15.19445	1.76024	263.9747	67.85983	389	LC	1.02569	6.15147	1.00011	-0.01471
300	149.97562	9.97698	-147.46214	-9.28648	2.51347	239.02438	61.44585	389	LC	1.02579	7.41372	1.00005	-0.01486
350	175.02553	10.02372	-171.61542	-2.34931	3.41011	213.97447	55.00629	389	LC	1.02548	8.68787	0.99999	-0.01474
400	199.97115	9.97317	-195.52505	5.7808	4.44608	189.02885	48.59354	389	LC	1.02456	9.96853	0.99991	-0.01486
450	225.03557	10.03272	-219.40143	14.99271	5.63414	163.96443	42.15024	389	LC	1.02321	11.26734	0.99983	-0.01473
500	249.95332	9.95719	-242.98537	25.48648	6.96795	139.04668	35.74465	389	LC	1.0212	12.57744	0.99973	-0.01487
550	274.95407	9.95803	-266.48969	37.17893	8.46438	114.04594	29.31772	389	LC	1.01866	13.91105	0.99963	-0.01486
600	299.94629	9.95104	-289.819	50.18634	10.12728	89.05372	22.89299	389	LC	1.01551	15.2688	0.99951	-0.01487
650	325.05685	10.05159	-313.08267	64.52855	11.97419	63.94314	16.43782	389	LC	1.01179	16.65985	0.99938	-0.01471
700	350.06256	10.05665	-336.05798	80.40862	14.00459	38.93744	10.00962	389	LC	1.00729	18.08169	0.99923	-0.01471
750	374.94098	9.94679	-358.70975	97.94684	16.23125	14.05901	3.61414	389	LC	1.00192	19.54019	0.99907	-0.01485
800	400.06351	10.05728	-381.36478	117.15048	18.69874	-11.06351	2.84409	389	LC	0.99586	21.05622	0.9989	-0.0147
1 líneas de transmisión													
200	200.03941	20.0382	-195.61351	-4.61477	4.42591	188.96059	48.57598	389	LC	1.03366	9.81658	0.99999	-0.01414
300	299.9509	19.95379	-289.95969	38.93699	9.99122	89.04909	22.8918	389	LC	1.02524	15.0486	0.99979	-0.01421
400	399.92865	19.93415	-381.58966	104.2628	18.33899	-10.92864	2.80942	389	LC	1.00677	20.72634	0.99949	-0.01421

Tabla A7.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 100 km y tensión de 400 kV

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
2 líneas de transmisión													
1500	750.17773	10.16584	-739.58911	50.33521	10.5886	633.82227	45.79641	1384	LC	1.0094	10.04407	0.99988	-0.00416
2000	999.81726	9.8303	-980.73541	156.15509	19.08188	384.18274	27.75887	1384	LC	1.00129	13.5748	0.99962	-0.00433
2500	1250.23596	10.22057	-1219.65637	298.66541	30.57957	133.76407	9.66503	1384	LC	0.9887	17.31291	0.99929	-0.00416
3000	1499.73669	9.75538	-1454.04822	487.03925	45.68844	-115.73669	8.36248	1384	LC	0.97007	21.35962	0.99884	-0.00432
1 líneas de transmisión													
1200	1199.78979	19.80351	-1171.93628	254.9825	27.85358	184.21019	13.30999	1384	LC	0.99455	16.47298	0.99969	-0.00391
1400	1400.24084	20.2246	-1361.32812	392.0415	38.91268	-16.2408	1.17347	1384	LC	0.98174	19.60361	0.99953	-0.00383

Tabla A8.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 200 km y tensión de 230 kV

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
6 líneas de transmisión													
1000	166.6367	3.30647	-160.53757	6.05116	6.09914	116.84886	41.21863	283.48557	LE	1.03571	16.49956	0.99979	-0.02125
1100	183.30598	3.30888	-175.86275	16.75421	7.44324	95.5382	34.26222	278.84418	LE	1.02949	18.36148	0.99949	-0.02119
1200	200.03114	3.3611	-191.06039	28.88504	8.97074	73.40813	26.84623	273.43927	LE	1.02193	20.30255	0.99916	-0.02092
1300	216.70093	3.36378	-206.00233	42.688	10.6986	50.43215	18.87904	267.13309	LE	1.01266	22.33536	0.99878	-0.02085
1400	233.29649	3.3006	-220.63708	58.44414	12.65941	26.47738	10.19247	259.77386	LE	1.00132	24.48665	0.99835	-0.02101
5 líneas de transmisión													
1000	199.96826	3.97162	-191.02226	28.02072	8.946	73.9934	27.00867	273.96167	LE	1.02341	20.25369	0.99931	-0.01989
1100	219.96512	3.96885	-208.92995	44.71217	11.03518	46.40194	17.4203	266.36707	LE	1.01223	22.6946	0.99893	-0.01983
1200	240.03931	4.035	-226.55568	64.23006	13.48362	17.22663	6.69604	257.26593	LE	0.99827	25.32422	0.99849	-0.01954
4 líneas de transmisión													
500	125.02445	5.02219	-121.60686	-17.061	3.41759	168.00821	57.3343	293.03265	LE	1.0491	12.03172	1.00027	-0.01858
600	150.02823	5.02561	-145.1199	-5.25857	4.90832	138.3837	47.98127	288.41193	LE	1.04394	14.63508	1.00006	-0.01856
700	174.96918	4.97227	-168.2457	9.22413	6.72348	107.39256	38.03368	282.36172	LE	1.03621	17.33795	0.99979	-0.01868
800	200.03403	5.03055	-191.11102	26.68869	8.92299	74.69904	27.18968	274.73306	LE	1.02575	20.19473	0.99947	-0.01847
900	224.96393	4.96769	-213.40089	47.84093	11.56304	40.17099	15.15115	265.13492	LE	1.01154	23.24863	0.99908	-0.01857
3 líneas de transmisión													
500	166.69232	6.69012	-160.62891	2.12825	6.06343	118.88338	41.62938	285.57571	LE	1.04241	16.34935	0.99993	-0.01731
550	183.36317	6.69391	-175.97775	12.64029	7.38542	97.75212	34.77296	281.1153	LE	1.03655	18.18699	0.99979	-0.01728
600	199.96619	6.63601	-191.09064	24.57605	8.87555	75.9311	27.52151	275.89728	LE	1.02926	20.08973	0.99962	-0.01738
650	216.70273	6.69937	-206.13161	38.03836	10.57112	53.17606	19.70368	269.87878	LE	1.02063	22.08899	0.99944	-0.01722
700	233.3717	6.70136	-220.88332	53.35616	12.48839	29.50243	11.22303	262.87415	LE	1.01009	24.19595	0.99923	-0.01719
2 líneas de transmisión													
350	174.97195	9.97396	-168.31227	3.34297	6.65969	78.16522	28.10356	278.13278	LE	1.04608	17.09804	0.99993	-0.01614
400	199.96756	9.97017	-191.16701	20.38944	8.80055	44.02724	16.36764	268.9895	LE	1.03619	19.89874	0.99978	-0.01612
450	224.96227	9.96547	-213.59326	40.88607	11.36899	44.02724	16.36764	268.9895	LE	1.02299	22.88676	0.99959	-0.01609
1 línea de transmisión													
200	200.03131	20.03037	-191.39641	8.26914	8.6349	84.4206	29.67834	284.4519	LE	1.05609	19.36882	0.99993	-0.01482
210	209.96623	19.96756	-200.41008	15.67481	9.55615	71.26091	25.33927	281.22714	LE	1.05162	20.49479	0.9999	-0.01485
220	219.96304	19.96464	-209.41362	23.59706	10.54943	57.77215	20.80116	277.7352	LE	1.04672	21.6541	0.99986	-0.01485
230	230.0381	20.03641	-218.41574	32.08044	11.62236	43.91543	16.03025	273.95352	LE	1.04137	22.85205	0.99982	-0.0148
240	240.03909	20.03722	-227.26991	41.23651	12.76917	29.77579	11.03564	269.81488	LE	1.0353	24.08455	0.99978	-0.01479

Tabla A9.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 200 km y tensión de 400 kV

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
3 líneas de transmisión													
1500	500.08282	6.7443	-490.83862	-36.03976	9.2442	595.11371	54.33853	1095.19653	LE	1.02969	13.06301	1.00012	-0.00579
2000	666.78235	6.77442	-649.99908	59.48733	16.78329	385.14682	36.61338	1051.9292	LE	1.01285	17.91591	0.99978	-0.00575
2500	833.47272	6.79586	-805.92212	196.34674	27.5506	153.45299	15.54858	986.92572	LE	0.98533	23.3529	0.99929	-0.00568
2 líneas de transmisión													
1200	599.88458	9.89189	-586.48193	13.248	13.4027	473.57999	44.11696	1073.4646	LE	1.02232	15.88349	0.99996	-0.00509
1400	699.87909	9.88682	-681.29761	78.95394	18.58144	343.37604	32.91391	1043.25513	LE	1.01018	18.89245	0.99981	-0.00507
1600	799.86121	9.8707	-774.88782	160.19701	24.97334	205.0522	20.40496	1004.91339	LE	0.99403	22.12838	0.99961	-0.00505
1 líneas de transmisión													
710	709.87866	19.88498	-690.85718	73.79333	19.02146	336.6376	32.16745	1046.51624	LE	1.01432	19.06898	0.99991	-0.00428
720	719.88245	19.88889	-700.27667	81.20712	19.60578	323.19006	30.98443	1043.07251	LE	1.0129	19.38006	0.9999	-0.00428
730	729.88257	19.88892	-709.68048	88.77946	20.20211	309.6637	29.78835	1039.54626	LE	1.01145	19.69337	0.99989	-0.00428
740	739.8772	19.88376	-719.06635	96.51409	20.81084	296.05801	28.57882	1035.93518	LE	1.00995	20.00897	0.99988	-0.00428
750	749.86652	19.8738	-728.43445	104.41441	21.43207	282.37088	27.35523	1032.23743	LE	1.00841	20.32696	0.99987	-0.00428
760	759.8775	19.88435	-737.81018	112.47344	22.06731	268.58063	26.11488	1028.45813	LE	1.00683	20.64794	0.99986	-0.00428
770	770.13324	20.12562	-747.40527	120.60796	22.72801	254.51543	24.83929	1024.64868	LE	1.0053	20.97618	0.99985	-0.00424
780	780.1344	20.12696	-756.7442	129.02072	23.3902	240.55017	23.56753	1020.68457	LE	1.00363	21.30246	0.99984	-0.00423
790	790.13312	20.12548	-766.06671	137.61603	24.06645	226.49228	22.27883	1016.62543	LE	1.0019	21.63162	0.99983	-0.00423
800	799.86072	19.86891	-775.11707	146.49826	24.74365	212.54572	20.99411	1012.40643	LE	1.00004	21.95878	0.99982	-0.00427
810	809.86615	19.87396	-784.41656	155.46613	25.44956	198.28711	19.66835	1008.15326	LE	0.99822	22.29428	0.99981	-0.00427
820	819.85846	19.86642	-793.68829	164.63583	26.17016	183.93628	18.32409	1003.79474	LE	0.99635	22.63285	0.9998	-0.00427
830	829.85962	19.86775	-802.95245	174.00427	26.90716	169.47319	16.95863	999.33282	LE	0.99442	22.97504	0.99979	-0.00427
840	839.8595	19.86769	-812.1991	183.5824	27.66037	154.9023	15.5718	994.76178	LE	0.99244	23.32083	0.99978	-0.00427
850	849.85504	19.86325	-821.42487	193.37828	28.43018	140.22205	14.16274	990.07709	LE	0.9904	23.67032	0.99976	-0.00427
860	859.85443	19.86287	-830.63678	203.39534	29.21762	125.42287	12.7297	985.27728	LE	0.9883	24.02385	0.99975	-0.00426

Tabla A10.: Resultados para la simulación de un sistema radial con soporte de tensión en el nodo de carga, como se indica en la figura 4.6, analizando la carga de las líneas de transmisión con una distancia 300 km y tensión de 400 kV

Potencia de transmisión (MW)	Flujo de potencia por línea				Pérdidas en la línea (MW)	Capacidad de transmisión extra por línea (MW)	Porcentaje de transmisión extra por línea (%)	Máxima potencia de transmisión por línea (MW)	Límite que aplica (LE, LV o LC)	Tensión en nodo de generación		Tensión en nodo de carga	
	Nodo generador		Nodo de carga							p.u.	ángulo	p.u.	ángulo
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)									
3 líneas de transmisión													
700	233.36813	6.69899	-229.9066	-191.96126	3.46153	560.49963	70.60365	793.8678	LE	1.04712	8.32795	1.00067	-0.0072
900	300.0589	6.72169	-294.84348	-169.33482	5.21541	484.64197	61.76136	784.70087	LE	1.04284	10.89652	1.00059	-0.00717
1100	366.73468	6.72964	-359.2735	-140.07516	7.46117	405.28351	52.49663	772.01819	LE	1.04614	13.54093	1.00049	-0.00715
1300	433.25769	6.59596	-423.01178	-103.39633	10.2459	322.13971	42.64507	755.3974	LE	1.03665	16.28991	1.00036	-0.00719
1500	499.92212	6.59428	-486.25717	-58.34388	13.66496	234.42235	31.92267	734.34448	LE	1.03406	19.19602	1.0002	-0.00715
1700	566.57751	6.58398	-548.73523	-3.0807	17.84229	141.30241	19.96135	707.87994	LE	1.03149	22.32059	1	-0.00709
2 líneas de transmisión													
600	300.0509	10.04795	-294.80814	-172.78369	5.24278	486.18121	61.83685	786.23212	LE	1.04505	10.86527	1.0004	-0.00595
700	349.9469	9.9501	-343.08054	-151.54366	6.86636	427.17505	54.96886	777.12195	LE	1.04027	12.83132	1.00035	-0.00599
800	399.93848	9.94268	-391.14935	-126.38947	8.78911	366.0097	47.78518	765.94818	LE	1.04411	14.855	1.00029	-0.00597
900	449.92166	9.92676	-438.88599	-96.87238	11.03568	302.54715	40.20727	752.46881	LE	1.03633	16.9493	1.00022	-0.00596
1000	500.08093	10.076	-486.42627	-62.54363	13.65466	236.37331	32.09613	736.45422	LE	1.03679	19.13978	1.00014	-0.00588
1100	550.08783	10.08221	-533.40161	-22.50026	16.6862	167.32648	23.32355	717.41431	LE	1.033	21.44538	1.00005	-0.00585
1200	600.09753	10.09069	-579.87793	24.28863	20.21961	94.7131	13.6315	694.81061	LE	1.03055	23.91029	0.99993	-0.00582
1 líneas de transmisión													
510	509.91458	19.9189	-495.75528	-67.42503	14.1593	229.38071	31.02694	739.29529	LE	1.0526	19.39458	1.00007	-0.00472
520	519.91803	19.92222	-505.18225	-59.82466	14.73575	215.79713	29.33162	735.71515	LE	1.05042	19.84389	1.00006	-0.00472
530	529.9129	19.91727	-514.58398	-51.98947	15.32893	202.09821	27.60863	732.01111	LE	1.04815	20.29795	1.00006	-0.00471
540	539.91406	19.9186	-523.97388	-43.9184	15.94014	188.26907	25.85463	728.18311	LE	1.05579	20.75745	1.00005	-0.00471
550	549.91437	19.91889	-533.34454	-35.59914	16.56981	174.30981	24.06849	724.22418	LE	1.05334	21.2225	1.00004	-0.00471
560	559.90845	19.91306	-542.69031	-27.02061	17.21816	160.22035	22.24885	720.12878	LE	1.05078	21.69329	1.00003	-0.00471
570	570.0918	20.08702	-552.1947	-18.24664	17.89708	145.84555	20.37127	715.93732	LE	1.04822	22.17533	1.00002	-0.00468
580	580.09485	20.08997	-561.50824	-9.12549	18.58664	131.46147	18.4752	711.55634	LE	1.04545	22.65927	1	-0.00467
590	589.90405	19.90929	-570.61737	0.35488	19.28668	117.07426	16.55981	706.97833	LE	1.04247	23.14524	0.99999	-0.0047
600	600.09686	20.0917	-580.06561	10.00171	20.03121	102.23085	14.556	702.3277	LE	1.03956	23.6488	0.99998	-0.00466

Apéndice B

B1. Algoritmo computacional

Se utilizaron los modelos desarrollados en [11, 15 y 16], los cuales fueron estudiados, analizados y modificados, para cumplir el objetivo de esta Tesis. A continuación, se presenta el código de este programa, basado en los códigos de [11, 15 y 16]:

LISTADOS FUENTE DEL PROGRAMA

```
! PROGRAMA PARA EL CALCULO DE CURVAS DE PERDIDA DE CARGA ESPERADA
!
! Y PERDIDA DE ENERGIA ESPERADA, UTILIZANDO METODO EL METODO
!
! MONTE-CARLO, PARA UN SISTEMA HIBRIDO HIDRO-TERMO-EOLICO
!
! EJEMPLO DEL APARTADO 4.4, FIGURA 4.8
!
! UTILIZA DATOS DEL COMPLEJO HIDROELECTRICO DEL RIO GRIJALVA-PLANTAS
!
! DE VIENTO EN LA VENTA,OAXACA Y PARQUE TERMICO DE CAPACIDAD DEFINIDA
!
!
! PROGRAMA GENERAL, UTILIZA MODELOS AUTOREGRESIVOS DE MEDIA MOVILES
!
! PARA GENERAR SERIES SINTETICAS DE APORTACIONES HIDROLOGICAS UTILIZA
!
! ESCENARIOS DE MERCADO TANTO CONSTANTES, COMO CARACTERISTICOS DEL AREA
!
! ORIENTAL.
!
! SIMULA LA FALLA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
!
! LIMITA LA CAPACIDAD EN LA RED DE TRANSMIISÓN DEBIDO A LA PLANEACIÓN
!
! PROPUESTA
!
!NÚMEROS ALEATORIOS PARA SIMULACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS PARTE 1/4

implicit real*8 (a-h,o-z)

double precision num, aux, aux2, NUMEXT1,NUMEXT2,NUMEXT3, HSF

integer contal,CF1,HF1,TF1,FF1,XF1,F1,aux3 !, contall !,it

integer CF2,HF2,TF2,FF2,XF2,F2,aux4

integer CF3,HF3,TF3,FF3,XF3,F3,aux5

! DIMENSIONAMIENTO DE LA VARIABLES

REAL PARH(5,3),PMAH(5,3),AVARH(5),CONH(5)

INTEGER IPERH(5,3),LAGARH(5,3),LAGMAH(5,3),NPARH(5),NPMAH(5),TRAH(5),NDNH(5)

REAL Pmax, Pfalla1, Pfalla2, Pfalla3 !Yo lo puse
```

```

REAL PARV(10,3),PMAV(10,3),AVARV(10),CONV(10)

INTEGER IPERV(10,3),LAGARV(10,3),LAGMAV(10,3),NPARV(10),NPMVA(10),TRAV(10),NDNV(10)

REAL PAR(3),PMA(3),AVAR,CON,FACWIN(10)

INTEGER IPER(3),LAGAR(3),LAGMA(3),NPAR,NPMA,TRA,NUMPUN(10),NOPER

REAL NXV(100000),XV(100000),NXH(1000),XH(1000)

REAL NXMEAN, NXDERR, NXMEAN1,NXDERR1

REAL XN(30),FN(30),XTMP(1),XSTMP(1)

REAL UVIC(10),ALT(10),PERDIDA(10)

REAL VEL(10,30),PW(10,30),INICIO(10),TERMINO(10)

REAL VIHIS(10,100000),POWIN(100000)

CHARACTER*50 DATOS(10), ARDAT, NAME, BASURA,TURBINA,TURBINE,WEI,PWEI

REAL VIENTO,PORDEM(12,31,24),PCL,PRAN,EOLICO

REAL RN(1000000),WEPAR(10,12,2)

REAL RT(100000)

INTEGER NDIAS(12),NOUT,NR,NPG,NT

INTEGER NSAM,NMVIE,NMHID

REAL NAMO(5),NAMINO(5),VOMO(5),VOMINO(5),NIVAC(5),EVA(5)

REAL NIVEL(5,50),VOLUAC(5),CONAC(5),WATUR(5)

REAL UTIL(5),PORCEN(5),POTDIS

REAL CONSU(5,50),VOLUM(5,50),POWER(5,50),NIVINI(5)

REAL POTEN(5),NVOL(5),DEM(5)

REAL COM(5),CMOV,CM4(5)

REAL ESCHIS(4,1000),ESCURR(4,1000)

INTEGER NA(5),NB(5),NP(5),NEM

DIMENSION VERTER(5),VUTIL(5)

REAL ELOLE(50000),ELOEE(50000),LOLE,LOEE,LOLP,MEDLOL,MEDLOE,VALOL,VALOE

REAL ERRORL,ERRORE,PLOAD

REAL CAP(100),MTTF(100),MTTR(100),TIEMPO(100),UNIF(100,2,10000)

REAL POTTER

REAL RU(2000000)

INTEGER NPC,DISPO(100),NCUNI(100)

INTEGER NU

REAL GENTOT,GENHID,GENTER,GENEOL

CALL UMACH(2,NOUT)

NR=1000000

NU=2000000

NT=100000

```

```

NMVIE=100000

! ARCHIVOS DE LECTURA Y ESCRITURA DE DATOS

OPEN(UNIT=4,FILE='C:\SIMDEMER\PFOR\COMUN\DEM.SAL')

OPEN(UNIT=7,FILE='CONCON.SAL')

OPEN(UNIT=13,FILE='DEMHIEL.DAT')

OPEN(UNIT=15,FILE='C:\SIMDEMER\PFOR\COMUN\TERMO.DAT')

OPEN(UNIT=16, FILE='C:\SIMDEMER\PFOR\COMUN\PLANTAS.DAT')

OPEN(UNIT=17,FILE='C:\SIMDEMER\PFOR\COMUN\HIDRO.DAT')

OPEN(UNIT=18,FILE='TOTCON.SAL')

OPEN(UNIT=20,FILE='PRODUCCION.SAL')

! LO AGRGO PARA LEER LOS DATOS QUE NECESITO

OPEN(UNIT=100,FILE='LINEAS.DAT')

READ(100,*)Pmax, Pfalla1, NUMEXT1, TF1, HSF,FF1

READ(100,*)Pfalla2, NUMEXT2, TF2, FF2

READ(100,*)Pfalla3, NUMEXT3, TF3, FF3

CF1=10000 !NO FALLA EN LAS LÍNEAS

HF1=1 !INICIALIZO HORAS DE FALLA

XF1=0 !INICIALIZO NO FALLADA LINEA 1 EN HORA CERO

F1=0 !INICIALIZO QUE NO HA FALLADO LA LÍNEA 1

aux3=FF1 !GUARDA EL FF1 INICIAL

CF2=20000 !NO FALLA EN LAS LÍNEAS

HF2=1 !INICIALIZO HORAS DE FALLA

XF2=0 !INICIALIZO NO FALLADA LINEA 2 EN HORA CERO

F2=0 !INICIALIZO QUE NO HA FALLADO LA LÍNEA 2

aux4=FF2 !GUARDA EL FF2 INICIAL

CF3=30000 !NO FALLA EN LAS LÍNEAS

HF3=1 !INICIALIZO HORAS DE FALLA

XF3=0 !INICIALIZO NO FALLADA LINEA 3 EN HORA CERO

F3=0 !INICIALIZO QUE NO HA FALLADO LA LÍNEA 2

aux5=FF3 !GUARDA EL FF3 INICIAL

WRITE(20,*)'PORCENTAJES DE GENERACION DE RECUROS'

WRITE(20,*)' DEMANDA GENERACION EOLICO TERMO HIDRO'

WRITE(20,*)' MW TWh % % %'

! LECTURA DE DATOS DE HIDROLOGIA

READ(17,*)NEM

READ(13,*)PLOAD,CMOV,NDEM,NPG,TOLE,NMOD

CLOSE(UNIT=13)

```

```

READ (17,*)(EVA(M),M=1,NEM)

READ (17,*)(COM(M),M=1,NEM)

DO M=1,NEM

  READ(17,*)NAMO(M),NAMINO(M),VOMO(M),VOMINO(M),NIVAC(M),NP(M)

  DO I=1,NP(M)

    READ(17,*)NIVEL(M,I),VOLUM(M,I),CONSU(M,I),POWER(M,I)

  ENDDO

ENDDO

READ(17,*)(NDIAS(I),I=1,12)

CLOSE(UNIT=17)

  DO I=1,NEM

    READ(16,*)DATOS(I)

  ENDDO

CLOSE(UNIT=16)

  DO I=1,NEM

    OPEN (UNIT=10, FILE='NOMBRE.DAT')

    WRITE(10,21)DATOS(I)

    WRITE(10,22)DATOS(I)

21  FORMAT('C:\SIMDEMER\PFOR\COMUN',A4,'.SIN')

22  FORMAT('C:\SIMDEMER\PFOR\COMUN',A50)

  CLOSE (UNIT=10)

  OPEN (UNIT=10, FILE='NOMBRE.DAT')

  READ (10,*)NAME

  READ (10,*)ARDAT

  OPEN (UNIT=2, FILE=NAME)

  READ(2,*)BASURA

  OPEN (UNIT=3, FILE=ARDAT)

! LECTURA DE SERIE HISTORICA HIDRO

  J=1

41  READ(3,*)ESCHIS(I,J)

  IF(ESCHIS(I,J).EQ.1000000.0)THEN

    NMHID=J-1

    GOTO 40

  ELSE

    J=J+1

    GOTO 41

```

```

ENDIF

40      CONTINUE

! LECTURA DE PARAMETROS PROBABILISTICOS   HIDRO

      READ(2,*)NDNH(I)

      IF (NDNH(I).NE.0)THEN

      DO J=1,NDNH(I)

      READ(2,*)IPERH(I,J)

      ENDDO

      ENDIF

      READ(2,*)NPARH(I)

      READ(2,*)NPMAH(I)

      IF (NPARH(I).NE.0)THEN

      DO J=1,NPARH(I)

      READ(2,*)LAGARH(I,J),PARH(I,J)

      ENDDO

      ENDIF

      IF (NPMAH(I).NE.0)THEN

      DO J=1,NPMAH(I)

      READ(2,*)LAGMAH(I,J),PMAH(I,J)

      ENDDO

      ENDIF

      READ(2,*)AVARH(I)

      READ(2,*)CONH(I)

      READ(2,*)TRAH(I)

      CLOSE(UNIT=2)

      CLOSE(UNIT=3)

      CLOSE(UNIT=10)

      ENDDO

! LECTURA DE DATOS DE DEMANDA CARACTERISTICA

      DO I=1,12

      DO J=1,NDIAS(I)

      READ(4,*)(PORDEM(I,J,K),K=1,12)

      READ(4,*)(PORDEM(I,J,K),K=13,24)

      ENDDO

      ENDDO

      CLOSE(UNIT=4)

```

```

! LECTURA DE DATOS PLANTAS EOLICAS

OPEN(UNIT=1, FILE='C:\SIMDEMER\PFOR\COMUN\DATWIN.DAT')

READ(1,*)NSITIO

DO I=1,NSITIO

READ(1,*)DATOS(I)

ENDDO

TURBINA='TURBINE'

WEI='WEIBULL'

DO I=1,NSITIO

OPEN (UNIT=10, FILE='NOMBRE.DAT')

WRITE(10,21)DATOS(I)

WRITE(10,22)DATOS(I)

WRITE(10,23)TURBINA,I

WRITE(10,23)WEI,I

23 FORMAT('C:\SIMDEMER\PFOR\COMUN\',A7,I1, '.DAT')

CLOSE (UNIT=10)

OPEN (UNIT=10, FILE='NOMBRE.DAT')

READ (10,*)NAME

READ (10,*)ARDAT

READ (10,*)TURBINE

READ (10,*)PWEI

OPEN (UNIT=2, FILE=NAME)

READ(2,*)BASURA

OPEN (UNIT=3, FILE=ARDAT)

READ (1,*)UVIC(I),ALT(I),PERDIDA(I)

OPEN(UNIT=8, FILE=TURBINE)

OPEN(UNIT=14, FILE=PWEI)

! SE INTEGRA CURVA DE COMPORTAMIENTO DEL GENERADOR

READ(8,*)NMPUN(I), INICIO(I), TERMINO(I)

DO J=1,NMPUN(I)

READ(8,*)VEL(I,J),PW(I,J)

ENDDO

! LECTURA DE SERIE HISTORICA

J=1

43 READ (3,*)VIHIS(I,J)

IF(VIHIS(I,J).EQ.1000000.0)THEN

```

```

        NSAM=J-1
        GOTO 42
ELSE
        J=J+1
        GOTO 43
ENDIF
42      CONTINUE
        IF(I.EQ.1)NMVIE=NSAM
        IF(NSAM.LT.NMVIE)NMVIE=NSAM
! LECTURA DE PARAMETROS PROBABILISTICOS
        READ(2,*)NDNV(I)
        IF (NDNV(I).NE.0)THEN
                DO J=1,NDNV(I)
                        READ(2,*)IPERV(I,J)
                ENDDO
        ENDIF
        READ(2,*)NPARV(I)
        READ(2,*)NPMVA(I)
        IF (NPARV(I).NE.0)THEN
                DO J=1,NPARV(I)
                        READ(2,*)LAGARV(I,J),PARV(I,J)
                ENDDO
        ENDIF
        IF (NPMVA(I).NE.0)THEN
                DO J=1,NPMVA(I)
                        READ(2,*)LAGMAV(I,J),PMAV(I,J)
                ENDDO
        ENDIF
        READ(2,*)AVARV(I)
        READ(2,*)CONV(I)
        READ(2,*)TRAV(I)
!LECTURA DE PARAMETROS WEIBULL
        DO J=1,12
                READ(14,*)(WEPAR(I,J,K),K=1,2)
        ENDDO
! FACTOR DE CONVERSION DE VIENTO POR EFECTOS DE PERFIL VERTICAL DEL VIENTO
        FACWIN(I)=(ALT(I)/30.0)**0.228

```

```

CLOSE(UNIT=2)

CLOSE(UNIT=3)

CLOSE(UNIT=8)

CLOSE(UNIT=10)

CLOSE(UNIT=14)

ENDDO

CLOSE(UNIT=1)

! CONTINUA LECTURA DE DATOS      DE UNIDADES TERMO

      READ (15,*)NPC

DO M=1,NPC

      READ(15,*)CAP(M),MTTF(M),MTR(M)

ENDDO

IF(NMOD.EQ.1)THEN

      WRITE(7,*)'CONVERGENCIA DE INDICES DE PERDIDA DE CARGA Y ENERGIA RECURSO HIDROTERMEOOLICO CON MODELOS
WEIBULL'

      WRITE(7,*)'  AÑO  DEM(MW)      LOLE(hrs/año)      LOEE(MWh/año)      ERROR LOLE      ERROR LOEE'

      WRITE(18,*)'INDICES DE PERDIDA DE CARGA Y ENERGIA RECURSO HIDROTERMEOOLICO CON MODELOS WEIBULL'

      WRITE(18,*)'  AÑO  DEM(MW)      LOLE(hrs/año)      LOEE(MWh/año)      ERROR LOLE      ERROR LOEE'

ELSE

      WRITE(7,*)'CONVERGENCIA DE INDICES DE PERDIDA DE CARGA Y ENERGIA RECURSO HIDROTERMEOOLICO CON MODELOS ARMA'

      WRITE(7,*)'  AÑO  DEM(MW)      LOLE(hrs/año)      LOEE(MWh/año)      ERROR LOLE      ERROR LOEE'

      WRITE(18,*)'INDICES DE PERDIDA DE CARGA Y ENERGIA RECURSO HIDROTERMEOOLICO CON MODELOS ARMA'

      WRITE(18,*)'  AÑO  DEM(MW)      LOLE(hrs/año)      LOEE(MWh/año)      ERROR LOLE      ERROR LOEE'

ENDIF

! NUMERO DE PUNTOS DE DEMANDA

DO KJZ=1,NPG

      ANOS=0.0

      NXA=0

      NBAN=0

      GENEOL=0.0

      GENHID=0.0

      GENTER=0.0

! CONDICIONES INICIALES HIDRO

DO I=1,NEM

      VERTER(I)=0.0

      UTIL(I)=VOLUM(I,NP(I))-VOLUM(I,1)

```

```

        NIVINI(I)=NIVAC(I)

ENDDO

DO M=1,NEM

    DO I=1,NP(M)

        IF(NIVEL(M,I).GT.NIVAC(M)) THEN

            NA(M)=I

            NB(M)=I-1

            VOLUAC(M)=VOLUM(M,NB(M))+(VOLUM(M,NA(M))-VOLUM(M,NB(M)))*(NIVAC(M)-NIVEL(M,I-1))

            POTEN(M)=POWER(M,NB(M))

            CONAC(M)=CONSU(M,I)

            GOTO 510

        ENDIF

    ENDDO

    VOLUAC(M)=VOLUM(M,NP(M))

    CONAC(M)=CONSU(M,NP(M))

    NA(M)=NP(M)

    NB(M)=NP(M)-1

    POTEN(M)=POWER(M,NB(M))

510    VUTIL(M)=(VOLUAC(M)-VOLUM(M,1))

        PORCEN(M)=VUTIL(M)/UTIL(M)

ENDDO

! CONDICIONES INICIALES TERMO

NCON=0

CALL RNSET(0)

CALL RNUN (NU,RU)

DO M=1,NPC

    DO J=1,2

        DO K=1,10000

            NCON=NCON+1

            IF(RU(NCON).EQ.0.0)RU(NCON)=0.0001

            IF(RU(NCON).EQ.1.0)RU(NCON)=0.9999

            UNIF(M,J,K)=RU(NCON)

        ENDDO

    ENDDO

    NCUNI(M)=1

ENDDO

```

```

DO M=1,NPC

TIEMPO(M)=-MTTF(M)*ALOG(UNIF(M,1,1))

DISPO(M)=1

ENDDO

!NÚMEROS ALEATORIOS PARA SIMULACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS    PARTE 2/4

    contal=0

    dseed=10.d0      !Intrduce el valor de la semilla

    contall=0

    open(unit=110,file='Inter011.sal')

    open(unit=111,file='conta.sal')

    open(unit=6,file='PANTALLA.sal')

9   format(4X,f10.1)

! INICIA SIMULACION

    KJI=0 !AGUA AÑO

    KJJ=0 !DEMANDA HORA

    KJK=0 !VIENTO AÑO

    KJL=0 !VIENTO HORA

    KJM=0 !APOTACION MENSUAL

    KJN=0 !BANDERA VIENTO

    NEXIT=0

    CALL RNSET(0)

    CALL RNNOR (NR,RN)

    DO KI=1,50000

        KJI=KJI+1

        KJK=KJK+1

        NXA=NXA+1

! GENERACION DE SERIE SINTETICAS HIDRO

        IF((KJI.GT.INT(NMHID/12)).OR.(KI.EQ.1))THEN

            DO I=1,NEM

                XH(1:NMHID)=ESCHIS(I,1:NMHID)

                NPAR=NPARG(I)

                NPMA=NPMAH(I)

                LAGAR(1:NPAR)=LAGARH(I,1:NPAR)

                LAGMA(1:NPMA)=LAGMAH(I,1:NPMA)

                PAR(1:NPAR)=PARH(I,1:NPAR)

                PMA(1:NPMA)=PMAH(I,1:NPMA)

                IPER(1)=NDNH(I)

```

```

AVAR=AVARH(I)

CON =CONH(I)

TRA=TRAH(I)

CALL SINTEHID(XH,NPAR,NPMA,LAGAR,LAGMA,PAR,PMA,I,PER(1),AVAR,CON,NMHID,NXH,TRA)

ESCURR(I,1:NMHID)=ABS(NXH(1:NMHID))

ENDDO

KJI=1

KJM=0

ENDIF

520 DO KJ=1,12

KJM=KJM+1

DO KK=1,NDIAS(KJ)

DO KL=1,24

KJJ=KJJ+1

! RUIDO NORMAL ESTANDAR PARA LA DEMANDA

IF(KJJ.GT.1000000)THEN

KJJ=1

CALL RNSET(0)

CALL RNNOR (NR,RN)

ENDIF

! GENERACION DE SERIE SINTETICA EOLICA

IF(NMOD.EQ.0)THEN

! GENERACIÓN DE SERIES SINTETICAS CON MODELOS ARMA

IF((KJK.GT.INT(NMVIE/8760)).OR.(KJN.EQ.0))THEN

KJN=1

POWIN=0.0

DO I=1,NSITIO

NSAM=NMVIE

NXV=0.0

XV(1:NSAM)=VIHIS(I,1:NSAM)

NPAR=NPARV(I)

NPMA=NPAV(I)

LAGAR(1:NPAR)=LAGARV(I,1:NPAR)

LAGMA(1:NPMA)=LAGMAV(I,1:NPMA)

PAR(1:NPAR)=PARV(I,1:NPAR)

PMA(1:NPMA)=PMAV(I,1:NPMA)

```

```

IPER(1)=NDNV(I)

AVAR=AVARV(I)

CON =CONV(I)

TRA=TRAV(I)

CALL SINTEWIN(XV,NPAR,NPMA,LAGAR,LAGMA,PAR,PMA,IPER(1),AVAR,CON,NSAM,NXV,TRA)

NXV=NXV*FACWIN(I)

! INTERPOLACION CON TECNICA DE SPLINES CUBICOS

CUTIN=INICIO(I)

CUTOFF=TERMINO(I)

NOPER=NUMPUN(I)

XN(1:NOPER)=VEL(I,1:NOPER)

FN(1:NOPER)=PW(I,1:NOPER)

NOBJ=1

DO J=1, NSAM

XTMP(1)=NXV(J)

IF((NXV(J).LE.CUTIN).OR.(NXV(J).GT.CUTOFF))THEN

XSTMP(1)=0.0

ELSE

IF((NXV(J).LE.CUTOFF).AND.(NXV(J).GE.XN(NOPER)))THEN

XSTMP(1)=FN(NOPER)

ELSE

CALL CSIEZ (NOPER, XN, FN, NOBJ, XTMP, XSTMP)

ENDIF

ENDIF

XSTMP(1)=XSTMP(1)*UVIC(I)/1000.0

XSTMP(1)=XSTMP(1)*(1.0-PERDIDA(I))

POWIN(J)=POWIN(J)+XSTMP(1)

! LÍMITE DE CAPACIDAD DE LA RED

IF ( (POWIN(J) .GT. Pmax ) )THEN

POWIN(J)=Pmax

ENDIF

contal=contal+1

!NÚMEROS ALEATORIOS PARA SIMULACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS PARTE 3/4

num=random(dseed)

aux=num*HSF

```

```
aux2=AINTE(aux)
write(110,9)aux2
```

```
!SORTEO DE FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
```

```
!FALLA LÍNEA A
      IF ( (NUMEXT1 .EQ. aux2))THEN
CF1=1000
      XF1=contal
      F1=1
      WRITE(*,*) 'FALLO LINEA A'
      ENDIF
      IF (contal .EQ. FF1)THEN
          WRITE(*,*)FF1
          IF (F1 .EQ. 1)THEN
              FF1 = aux3 + XF1
              F1=0
          ELSE
              CF1=1000
              WRITE(*,*) 'FALLO LINEA A'
          XF1=contal
              FF1 = aux3 + XF1
          END IF
!CF1=1000
      WRITE(*,*)FF1
      END IF
      IF ( (CF1 .NE. 10000))THEN
          IF (POWIN(J) .GT. Pfallal) THEN
              POWIN(J)=Pfallal
          END IF
      HF1=HF1+1
!WRITE(*,*) POWIN(J)
      IF (HF1 .EQ. TF1) THEN
          CF1=10000
          HF1=1
          WRITE(*,*) 'DEJO DE FALLAR LINEA A'
      END IF
```

```

        ENDIF

        !          WRITE(*,*) POWIN(J)

!TERMINA FALLA LÍNEA A

!FALLA LÍNEA B

        IF ( (NUMEXT2 .EQ. aux2))THEN

CF2=2000

        XF2=contal

        F2=1

        WRITE(*,*) 'FALLO LINEA B'

        ENDIF

        IF (contal .EQ. FF2)THEN

                WRITE(*,*)FF2

                        IF (F2 .EQ. 1)THEN

                                FF2 = aux4 + XF2

                                F2=0

                                ELSE

                                CF2=2000

                                WRITE(*,*) 'FALLO LINEA B'

                                XF2=contal

                                FF2 = aux4 + XF2

                                END IF

!CF1=1000

        WRITE(*,*)FF2

        END IF

        IF ( (CF2 .NE. 20000))THEN

                IF (POWIN(J) .GT. Pfalla2) THEN

                        POWIN(J)=Pfalla2

                        END IF

!POWIN(J)=Pfalla2

        HF2=HF2+1

!WRITE(*,*) POWIN(J)

                IF (HF2 .EQ. TF2) THEN

                        CF2=20000

                        HF2=1

                        WRITE(*,*) 'DEJO DE FALLAR LINEA B'

                        END IF

        ENDIF

```

```

!          WRITE(*,*) POWIN(J)

!TERMINA FALLA LÍNEA B

!FALLA LÍNEA C

IF ( (NUMEXT3 .EQ. aux2))THEN

CF3=3000

XF3=contal

F3=1

WRITE(*,*) 'FALLO LINEA C'

ENDIF

IF (contal .EQ. FF3)THEN

WRITE(*,*)FF3

IF (F3 .EQ. 1)THEN

FF3 = aux5 + XF3

F3=0

ELSE

CF3=3000

WRITE(*,*) 'FALLO LINEA C'

XF3=contal

FF3 = aux5 + XF3

END IF

!CF1=1000

WRITE(*,*)FF3

END IF

IF ( (CF3 .NE. 30000))THEN

IF (POWIN(J) .GT. Pfalla3) THEN

POWIN(J)=Pfalla3

END IF

!POWIN(J)=Pfalla3

HF3=HF3+1

!WRITE(*,*) POWIN(J)

IF (HF3 .EQ. TF3) THEN

CF3=30000

HF3=1

WRITE(*,*) 'DEJO DE FALLAR LINEA C'

END IF

ENDIF

```

```

                !          WRITE(*,*) POWIN(J)

!TERMINA FALLA LÍNEA C

!TERMINA SORTEO DE FALLAS

                ENDDO

        ENDDO

                KJK=1

                KJL=0

        ENDDIF

                KJL=KJL+1

EOLICO=POWIN(KJL)

        ELSE

                IF((KJK.GT.INT(NMVIE/8760)).OR.(KJN.EQ.0))THEN

                        KJN=1

                        POWIN=0.0

                        DO I=1,NSITIO

CALL RNSET(0)

                        CALL RNUN (NT,RT)

                                DO J=1,NMVIE

IF(RT(J).EQ.0.0)RT(J)=0.0001

A=-ALOG(RT(J))

VIENTO=WEPAR(I,KJ,1)*A**(1.0/WEPAR(I,KJ,2))

! CONVERSION DE VELOCIDAD POR EFECTO DE PERFIL VERTICAL DEL VIENTO

VIENTO=VIENTO*FACWIN(I)

! APLICACION DE RUTINA DE INTERPOLACION SPLINE CUBIC

                CUTIN=INICIO(I)

                CUTOFF=TERMINO(I)

                NOPER=NUMPUN(I)

                XN(1:NOPER)=VEL(I,1:NOPER)

                FN(1:NOPER)=PW(I,1:NOPER)

                NOBJ=1

                XTMP(1)=VIENTO

                IF((XTMP(1).LE.CUTIN).OR.(XTMP(1).GT.CUTOFF))THEN

                        XSTMP(1)=0.0

                ELSE

                IF((XTMP(1).LE.CUTOFF).AND.(XTMP(1).GE.XN(NOPER)))THEN

                        XSTMP(1)=FN(NOPER)

```

```

ELSE
CALL CSIEZ (NOPER, XN, FN, NOBJ, XTMP, XSTMP)
ENDIF
ENDIF

XSTMP(1)=XSTMP(1)*UVIC(I)/1000.0
XSTMP(1)=XSTMP(1)*(1.0-PERDIDA(I))
POWIN(J)=POWIN(J)+XSTMP(1)

!write(111,*)contal
!contal=contal+1
!write(111,*)contall

!LÍMITE DE CAPACIDAD DE LA RED
IF ( (POWIN(J) .GT. Pmax ) )THEN
POWIN(J)=Pmax
ENDIF
ENDDO
ENDDO
KJK=1
KJL=0
ENDIF
KJL=KJL+1
EOLICO=POWIN(KJL)
ENDIF

! CALCULO DEL PARQUE TERMICO DISPONIBLE
POTTER=0.0
DO M=1,NPC
IF (DISPO(M) .EQ. 1) POTTER=POTTER+CAP(M)
ENDDO

! CALCULO DE DEMANDA CARACTERISTICA AREA ORIENTAL CON 4.5% RUIDO NORMAL
! O DEMANDA MEDIA CONSTANTE CON 4.5% RUIDO NORMAL
! Y DEMANDA AL COMPLEJO HIDROELECTRICO
IF (NDEM.EQ.0) THEN
PCL=PLOAD
ELSE
PCL=PLOAD*PORDEM(KJ, KK, KL)
ENDIF
PRAN=PCL+PCL*0.015*RN(KJJ)
IF (PRAN.LT. EOLICO) THEN

```

```

GENEOL=GENEOL+( PRAN/1E6 )

ELSE

GENEOL=GENEOL+( EOLICO/1E6 )

ENDIF

PRAN=PRAN-EOLICO

IF ( PRAN.LT.POTTER ) THEN

GENTER=GENTER+( PRAN/1E6 )

ELSE

GENTER=GENTER+( POTTER/1E6 )

ENDIF

PRAN=PRAN-POTTER

IF ( PRAN.LE.0.0 ) THEN

PRAN=0.0

GOTO 567

ENDIF

! SE APLICA POLITICA DE VACIADO EN PARALELO

DO M=1,NEM

CM4(M)=POTEN(M)/PRAN

ENDDO

DO M=1,NEM-1

IF ( PORCEN(M).LT.PORCEN(M+1) ) THEN

IF ( (COM(M).GT.CMOV).AND.(COM(M+1).LT.(CM4(M+1)-CMOV)) ) THEN

COM(M)=COM(M)-CMOV

COM(M+1)=COM(M+1)+CMOV

ENDIF

ENDIF

IF ( PORCEN(M).GT.PORCEN(M+1) ) THEN

IF ( (COM(M+1).GT.CMOV).AND.(COM(M).LT.(CM4(M)-CMOV)) ) THEN

COM(M)=COM(M)+CMOV

COM(M+1)=COM(M+1)-CMOV

ENDIF

ENDIF

ENDDO

XCOM=0.0

DO M=1,NEM

XCOM=XCOM+COM(M)

ENDDO

```

```

IF(XCOM.LT.1.0)COM(1)=COM(1)+(1.0-XCOM)

DO I=1,NEM

    DEM(I)=COM(I)*PRAN

ENDDO

    DESVIA=0.0

DO I=1,NEM

    IF(DEM(I).GT.POTEN(I))THEN

        DESVIA=DESVIA+(DEM(I)-POTEN(I))

        DEM(I)=POTEN(I)

    ENDIF

ENDDO

DO I=1,NEM

    IF((DESVIA.GT.0.0).AND.(DEM(I).LT.POTEN(I)))THEN

        DEM(I)=DEM(I)+DESVIA

        DESVIA=0.0

        IF(DEM(I).GT.POTEN(I))THEN

            DESVIA=DESVIA+(DEM(I)-POTEN(I))

            DEM(I)=POTEN(I)

        ENDIF

    ENDIF

ENDDO

! INICIA SIMULACION HIDROELECTRICA

DO M=1,NEM

    IF(M.EQ.1)THEN

        WATUP=0.0

        VERUP=0.0

    ELSE

        WATUP=WATUR(M-1)

        VERUP=VERTER(M-1)

    ENDIF

    VOLUAC(M)=VOLUAC(M)+WATUP+VERUP

    IF(VOLUAC(M).GT.VOLUM(M,NP(M)-1))THEN

        CONAC(M)=CONSU(M,NP(M))

    ELSE

        DO L=1,NP(M)

            IF(VOLUM(M,L).GT.VOLUAC(M))THEN

                NA(M)=L

```

```

        NB(M)=L-1

        CONAC(M)=CONSU(M,L)

        POTEN(M)=POWER(M,NA(M))

        GOTO 620

    ENDF

ENDDO

ENDIF

CONAC(M)=CONSU(M,NP(M))

NA(M)=NP(M)

NB(M)=NP(M)-1

620  IF (DEM(M).GT.POTEN(M))DEM(M)=POTEN(M)

        WATUR(M)=DEM(M)*CONAC(M)/1000.0

        VOLUAC(M)=VOLUAC(M)-WATUR(M)

        IF (VOLUAC(M).GT.VOLUM(M,NP(M))) THEN

            VERTER(M)=VOLUAC(M)-VOLUM(M,NP(M))

            VOLUAC(M)=VOLUM(M,NP(M))

        ELSE

            VERTER(M)=0.0

        ENDF

        IF (VOLUAC(M).LT.VOLUM(M,1)) THEN

            DEM(M)=0.0

            VOLUAC(M)=VOLUAC(M)+WATUR(M)

            WATUR(M)=0.0

        ENDF

! ACTUALIZACION DE NIVELES

DO L=1,NP(M)

    IF (VOLUM(M,L).GT.VOLUAC(M)) THEN

        NA(M)=L

        NB(M)=L-1

        CONAC(M)=CONSU(M,L-1)

        IF (L.NE.1) THEN

            NVOL(M)=NIVEL(M,L-1)+((VOLUAC(M)-VOLUM(M,L-1))/(VOLUM(M,L)-VOLUM(M,L-1)))*(NIVEL(M,L)-NIVEL(M,L-1))

        ELSE

            NVOL(M)=NIVEL(M,1)

        ENDF

        POTEN(M)=POWER(M,NB(M))

```

```

        GOTO 600

    ENDIF

ENDDO

CONAC(M)=CONSU(M,NP(M))

NVOL(M)=NIVEL(M,NP(M))

NA(M)=NP(M)

NB(M)=NP(M)-1

POTEN(M)=POWER(M,NP(M))

600    CONTINUE

ENDDO

! CALCULO DE VOLUMENES UTILES

DO M=1,NEM

    VUTIL(M)=VOLUAC(M)-VOLUM(M,1)

    PORCEN(M)=VUTIL(M)/UTIL(M)

    ENDDO

!           IF(KI.GT.40)WRITE(8,*)PORCEN(1),PORCEN(2),PORCEN(3),PORCEN(4)

! PERDIDA DE CARGA Y ENERGIA NO SUMINISTRADA ANUAL

POTDIS=0.0

DO M=1,NEM

    POTDIS=POTDIS+DEM(M)

    ENDDO

    GENHID=GENHID+(POTDIS/1E6)

    IF(POTDIS.LT.PRAN-0.1)THEN

        LOLE=LOLE+1.0

        LOEE=LOEE+(PRAN-POTDIS)

    ENDIF

567    CONTINUE

! APORTACIONES Y EVAPORACIONES

DO M=1,NEM

    VOLUAC(M)=VOLUAC(M)+(ESCURRE(M,KJM)-EVA(M))/(24.0*NDIAS(I))

    IF(VOLUAC(M).GT.VOLUM(M,NP(M)))THEN

        VERTER(M)=VOLUAC(M)-VOLUM(M,NP(M))

        VOLUAC(M)=VOLUM(M,NP(M))

        VOLUAC(M+1)=VOLUAC(M+1)+VERTER(M)

    ENDIF

    IF(VOLUAC(M).LT.VOLUM(M,1))VOLUAC(M)=VOLUM(M,1)

ENDDO

```

! SE VERIFICA TIEMPO PARA FALLA O TIEMPO DE REPARACION, Y SE ACTULIZA

! TIEMPO(M), PARA LA SIGUIENTE ITERACION

```
DO M=1,NPC
    TIEMPO(M)=TIEMPO(M)-1.0
ENDDO
DO M=1,NPC
    IF(TIEMPO(M).LT.1.0)THEN
        IF(DISPO(M).EQ.0)THEN
            TIEMPO(M)=TIEMPO(M)-MTTF(M)*ALOG(UNIF(M,1,NCUNI(M)))
            DISPO(M)=1
        ELSE
            TIEMPO(M)=TIEMPO(M)-MTTR(M)*ALOG(UNIF(M,2,NCUNI(M)))
            DISPO(M)=0
            NCUNI(M)=NCUNI(M)+1
            IF(NCUNI(M).GE.10000)NBAN=1
        ENDIF
    ENDIF
ENDDO
```

! SE GENERA NUEVA SERIE DE NUMEROS ALEATORIOS UNIFORMES PARA SORTEO DE

! TIEMPOS ENTRE FALLAS Y TIEMPOS ENTRE REPARACIONES

```
IF(NBAN.EQ.1)THEN
    NCON=0
    CALL RNSET(0)
    CALL RNUN (NU,RU)
    DO M=1,NPC
        DO J=1,2
            DO K=1,10000
                NCON=NCON+1
                IF(RU(NCON).EQ.0.0)RU(NCON)=0.0001
                IF(RU(NCON).EQ.1.0)RU(NCON)=0.9999
                UNIF(M,J,K)=RU(NCON)
            ENDDO
        ENDDO
    NCUNI(M)=1
    ENDDO
    NBAN=0
ENDIF
```

```

ENDDO

ENDDO

!           IF(KI.GT.40)THEN
!           WRITE(8,*)(EVA(M),M=1,NEM)
!           WRITE(8,*)KI,(ESCHIS(M,KJM),M=1,NEM)
!           ENDIF

ENDDO

! CALCULO DE LOLE Y LOEE

LOLP=LOLE/8760.0

ELOLE(KI)=LOLE

ELOEE(KI)=LOEE

LOEE=0.0

LOLE=0.0

MEDLOL=0.0

MEDLOE=0.0

VALOL=0.0

VALOE=0.0

ANOS=ANOS+1.0

DO KJ=1,KI

MEDLOL=MEDLOL+ELOLE(KJ)

MEDLOE=MEDLOE+ELOEE(KJ)

ENDDO

MEDLOL=MEDLOL/KI

MEDLOE=MEDLOE/KI

DO KJ=1,KI

VALOL=VALOL+ELOLE(KJ)**2.0

VALOE=VALOE+ELOEE(KJ)**2.0

ENDDO

VALOL=VALOL-ANOS*MEDLOL**2.0

VALOE=VALOE-ANOS*MEDLOE**2.0

IF(KI.NE.1) THEN

VALOL=SQRT(VALOL/(ANOS-1.0))

VALOE=SQRT(VALOE/(ANOS-1.0))

IF(VALOL.NE.0.0) THEN

ERRORL=VALOL/(SQRT(ANOS)*MEDLOL)

ERRORE=VALOE/(SQRT(ANOS)*MEDLOE)

ENDIF

```

```

        ENDIF

    IF (NXA.EQ.5) THEN

        NXA=0

        WRITE(6,19)KI,PLOAD,MEDLLOL,MEDLOE,ERRORL,ERRORE

            IF (KJZ.EQ.1) THEN

                WRITE(7,19)KI,PLOAD,MEDLLOL,MEDLOE,ERRORL,ERRORE

                ENDIF

            ENDIF

        ENDIF

! SE VERIFICA CONVERGENCIA

        IF (KI.GT.300) THEN

            IF (ERRORL.LT.TOLE) THEN

                GENTOT=GENHID+GENEOL+GENTER

                PORHID=(GENHID/GENTOT)*100.0

                POREOL=(GENEOL/GENTOT)*100.0

                PORTER=(GENTER/GENTOT)*100.0

                WRITE(20,25)PLOAD,GENTOT,POREOL,PORHID,PORTER

                WRITE(18,19)KI,PLOAD,MEDLLOL,MEDLOE,ERRORL,ERRORE

                GOTO 999

            ENDIF

        ENDIF

19  FORMAT (I6,F8.1,2(2X,F16.5),2(2X,F12.8))
25  FORMAT (2X,F8.1,5X,F8.1,4X,3(4X,F6.3))

        ENDDO

999  CONTINUE

        PLOAD=PLOAD+5.0

        ENDDO

        CLOSE(UNIT=7)

        CLOSE(UNIT=18)

        CLOSE(UNIT=20)

        CLOSE(UNIT=6)

        write(111,*)contal

        STOP

    END

! *****
! * SUBROUTINA PARA CREAR SERIES SINTÉTICAS UTILIZANDO MODELOS ARMA *
! *****

```

```

SUBROUTINE SINTEHID(X,NPAR,NPMA,LAGAR,LAGMA,PAR,PMA,PASEAS,AVAR,CON,NSAM,NX,TRA)

  USE MSIMSL

  REAL X(1000),XT(1000),NX(1000),VANDEHIS(1000),SERR(1000)

  REAL PAR(5),PMA(5)

  INTEGER LAGAR(5),LAGARS(5),LAGMA(5),LAGMAS(5),PASEAS,TRA

! SE GENERAN ALGORITMOS PARA CREAR SERIES SINTETICAS DIFERENCIADA
! SE REALIZA TRANSFORMACIÓN

  XT=X

  IF(TRA.EQ.1) THEN

    DO I=1,NSAM

      X(I)=LOG10(X(I))

    ENDDO

  ENDIF

  IF(TRA.EQ.2) X=SQRT(SQRT(X))

IF(TRA.EQ.3) X=SQRT(X)

  IF(NPAR.NE.0) THEN

    CALL SVRGN (NPAR, LAGAR, LAGARS)

    MAXNPAR=LAGARS(NPAR)

  ELSE

    MAXNPAR=0

  ENDIF

  IF(NPMA.NE.0) THEN

    CALL SVRGN (NPMA, LAGMA, LAGMAS)

    MAXNPMA=LAGMAS(NPMA)

  ELSE

    MAXNPMA=0

  ENDIF

  IF((PASEAS+MAXNPAR).GT.MAXNPMA) THEN

    MAX=MAXNPAR+PASEAS

  ELSE

    MAX=MAXNPMA

  ENDIF

! SE CREA RUIDO NORMAL CON VARIANZA IGUAL A LA DE LA SERIE HISTORICA

  ISEED=0

  CALL RNSET (ISEED)

  CALL RNNOA (NSAM, VANDEHIS)

  VANDEHIS=VANDEHIS*(AVAR)

```

! SE FORMULA EL ALGORITMO DE CREACIÓN DE SERIES SINTÉTICAS

```
NX=0.0

DO I=1,NSAM

  IF (I.LE.MAX) THEN

    NX(I)=X(I)

    SERR(I)=0.0

  ELSE

    NX(I)=0.0

    NX(I)=NX(I)+X(I-PASEAS)

    IF(NPAR.NE.0) THEN

      DO J=1,NPAR

        NX(I)=NX(I)+PAR(J)*X(I-LAGAR(J))

      ENDDO

      DO J=1,NPAR

        NX(I)=NX(I)-PAR(J)*X(I-LAGAR(J)-PASEAS)

      ENDDO

    ENDIF

    NX(I)=NX(I)+VANDEHIS(I)

    IF(NPMA.NE.0) THEN

      DO J=1,NPMA

        NX(I)=NX(I)-PMA(J)*VANDEHIS(I-LAGMA(J))

      ENDDO

    ENDIF

  NX(I)=NX(I)+CON

  SERR(I)=NX(I)-X(I)

  ENDDO

  IF(TRA.EQ.1)NX=10.0**(NX)

  IF(TRA.EQ.2)NX=NX**4.0

  IF(TRA.EQ.3)NX=NX**2.0

  X=XT

  RETURN

END

! *****
! * SUBROUTINA PARA CREAR SERIES SINTÉTICAS UTILIZANDO MODELOS ARMA *
! *****

SUBROUTINE SINTEWIN(X,NPAR,NPMA,LAGAR,LAGMA,PAR,PMA,PASEAS,AVAR,CON,NSAM,NX,TRA)
```

```

USE MSIMSL

REAL X(100000),XT(100000),NX(100000),VANDEHIS(100000),SERR(100000)

REAL PAR(5),PMA(5)

INTEGER LAGAR(5),LAGARS(5),LAGMA(5),LAGMAS(5),PASEAS,TRA

! SE GENERAN ALGORITMOS PARA CREAR SERIES SINTETICAS DIFERENCIADA
! SE REALIZA TRANSFORMACIÓN

XT=X

IF(TRA.EQ.1) THEN

DO I=1,NSAM

X(I)=LOG10(X(I))

ENDDO

ENDIF

IF(TRA.EQ.2) X=SQRT(SQRT(X))

IF(TRA.EQ.3) X=SQRT(X)

IF(NPAR.NE.0) THEN

CALL SVRGN (NPAR, LAGAR, LAGARS)

MAXNPAR=LAGARS(NPAR)

ELSE

MAXNPAR=0

ENDIF

IF(NPMA.NE.0) THEN

CALL SVRGN (NPMA, LAGMA, LAGMAS)

MAXNPMA=LAGMAS(NPMA)

ELSE

MAXNPMA=0

ENDIF

IF((PASEAS+MAXNPAR).GT.MAXNPMA) THEN

MAX=MAXNPAR+PASEAS

ELSE

MAX=MAXNPMA

ENDIF

! SE CREA RUIDO NORMAL CON VARIANZA IGUAL A LA DE LA SERIE HISTORICA

ISEED=0

CALL RNSET (ISEED)

CALL RNNOA (NSAM, VANDEHIS)

VANDEHIS=VANDEHIS*(AVAR)

! SE FORMULA EL ALGORITMO DE CREACIÓN DE SERIES SINTETICAS

```

```

NX=0.0
DO I=1,NSAM
  IF (I.LE.MAX) THEN
    NX(I)=X(I)
    SERR(I)=0.0
  ELSE
    NX(I)=0.0
    NX(I)=NX(I)+X(I-PASEAS)
    IF(NPAR.NE.0) THEN
      DO J=1,NPAR
        NX(I)=NX(I)+PAR(J)*X(I-LAGAR(J))
      ENDDO
      DO J=1,NPAR
        NX(I)=NX(I)-PAR(J)*X(I-LAGAR(J)-PASEAS)
      ENDDO
    ENDIF
    NX(I)=NX(I)+VANDEHIS(I)
    IF(NPMA.NE.0) THEN
      DO J=1,NPMA
        NX(I)=NX(I)-PMA(J)*VANDEHIS(I-LAGMA(J))
      ENDDO
    ENDIF
NX(I)=NX(I)+CON
SERR(I)=NX(I)-X(I)
  ENDDO
  IF(TRA.EQ.1)NX=10.0**(NX)
  IF(TRA.EQ.2)NX=NX**4.0
  IF(TRA.EQ.3)NX=NX**2.0
X=XT
RETURN
END

```

!NÚMEROS ALEATORIOS PARA SIMULACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS PARTE 4/4

```

double precision function random(dseed)
double precision dseed

```

```

double precision d2p31m,d2p31
data d2p31m/2147483647.d0/
data d2p31/2147483711.d0/
dseed=dmod(16807.d0*dseed,d2p31m)
random=dseed/d2p31
return
end

```

B2. Manual de usuario y simulación

Estas herramientas proporcionan los resultados de capacidad disponible el resultado de un análisis de confiabilidad a nivel jerárquico 1, con el cual se obtienen distintos índices LOLE para distintos tamaños de mercado, con los que se pueden elaborar curvas del LOLE, con distintas características en recursos de generación, demanda, etc. Estos puntos de demanda y pérdida de carga se presentan en el archivo TOTCON.SAL, además para evaluar la convergencia del índice de pérdida de carga se crea el archivo CONCON.SAL, en el cual se observa la evolución del índice LOLE durante el intervalo de simulación. Adicionalmente se proporciona un informe de producción de energía cada recurso en el archivo PRODUCCION.SAL, en este se resume el porcentaje de carga que cada recurso genero, así como el total de energía generada, dentro del estudio de capacidad [11, 15 y 16].

Se agrega el archivo de lectura de datos de la líneas que es LINEAS.DAT, el cual contiene la siguiente información (ejemplo figura 4.8):

```

600.00 Pmax en MW=potencia máxima a través de las líneas de transmisión del parque eólico
0.00 Pfalla1 MW=potencia máxima suministrada por el parque eólico en condiciones de falla de línea 2-7
234.0 NUMEXT =número aleatorio uniforme de éxito para línea 2-7

17 TF1 en horas=tiempo en horas de falla de la línea 2-7

37000 HSF en horas=horas sin falla promedio de las líneas 2-7

37000 FF1 en horas=Factor de falla 1, es el tiempo que obligamos a que la línea 2-7 salga

500.00 Pfalla2 MW=potencia máxima suministrada por el parque eólico en condiciones de falla de línea 2-3
540.0 NUMEXT2=número aleatorio uniforme de éxito para línea 2-3

18 TF2 en horas =tiempo en horas de falla de la línea 2-3

35040 FF2 en horas =Factor de falla 2, es el tiempo que obligamos a que la línea 2-3 salga

```

500.00 Pfalla3 MW=potencia máxima suministrada por el parque eólico en condiciones de falla de línea 3-4
730.0 NUMEXT3=número aleatorio uniforme de éxito para línea 3-4

19 TF3 en horas=tiempo en horas de falla de la línea 3-4

38544 FF3 en horas=Factor de falla 3, es el tiempo que obligamos a que la línea 3-4 salga

Para más información consultar [11, 15 y 16]. En la tabla B1, se presentan los resultados para un ejemplo del sistema de prueba de la figura 4.8, operando con un parque eólico de 500MW.

Tabla B1: Ejemplo de simulación del programa de capacidad con un parque eólico de 500 MW

Descripción	Turbinas	Potencia eólica	AÑO	DEM(MW)	LOLE(hrs/año)	LOEE(MWh/año)	ERROR LOLE	ERROR LOEE	DEMANDA (MW)	GENERACION (TWh)	EOLICO %	TERMO %	HIDRO %
Con limite de falla en líneas de transmisión	834.00	500.00	9,612.00	4,610.00	4.81	6,052.92	0.20	0.21	4,610.00	106,496.50	7.69	61.54	30.77
Sin limite de falla en líneas de transmisión	834.00	500.00	7,501.00	4,610.00	0.00	0.36	0.20	0.24	4,420.00	93,404.80	8.77	56.15	35.08

Apéndice C

En este apéndice se encuentran las tablas con los costos unitarios utilizados para las simulaciones del capítulo 5, los cuales se tomaron de las referencias [7], [18] y [37].

Tabla C.1: Costos unitarios de generación por tecnología [7]

COSTOS UNITARIOS DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA

Dólares de 2009¹

	Inversión USD / kW ²	Costos de operación ³ USD/MWh	Costo nivelado ⁴ USD/MWh	Emisiones de gases de efecto invernadero Ton CO ₂ eq/MWh	Tiempo de construcción promedio Años
Ciclo combinado	973	58	74	0.4	2.5
Hidroeléctrica	2,000- 2,500	4	76- 116	-	4-6
Carboeléctrica	2,323	41	80	0.8	3.5
Geotermoeléctrica	2,169	48	82	-	2.25
Nucleoeléctrica	5,000	19	84	-	8
Eoloeléctrica	2,360	13	110	-	1
Turbogás	650	86	152	0.7	1

1 A precios medios de 2009 (Tipo de cambio de 14.5 pesos por dólar)

2 Incluye construcción y administración

3 Incluye, combustible, operación y mantenimiento

4 Incluye costos de inversión y operación

Fuente: COPAR 2009, CFE

Tabla C.2: Costo promedio por kilómetro de línea de transmisión 161 a 400 kV [37]

COSTO PROMEDIO POR KM DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN *				
(dólares de 2011)				
Tipo de Línea	Actividades Previas ^{1/}	Inversión Física ^{2/}	Indirectos ^{3/}	Total
400 kV dos circuitos, tres conductores por fase de 1113 MCM	94,460	481,480	4,815	580,755
400 kV un circuito, tres conductores por fase de 1113 MCM	63,136	260,696	2,807	326,439
400 kV dos circuitos, dos conductores por fase de 1113 MCM	94,460	383,406	3,834	481,700
400 kV un circuito, dos conductores por fase de 1113 MCM	63,136	203,080	2,031	268,247
230 kV dos circuitos, 2 conductores por fase de 1113 MCM	70,967	364,601	3,646	439,214
230 kV un circuito, 2 conductores por fase de 1113 MCM	47,474	196,722	1,967	246,163
230 kV cuatro circuitos, conductor de 1113 MCM	70,967	328,819	3,288	403,074
230 kV dos circuitos, conductor de 1113 MCM	70,967	216,739	2,167	289,873
230 kV un circuito, conductor de 1113 MCM	47,474	114,065	1,141	162,680
230 kV dos circuitos, conductor de 900 MCM	70,967	157,958	1,580	230,504
230 kV un circuito, conductor de 900 MCM	47,474	108,042	1,080	156,596
161 kV dos circuitos, conductor de 1113 MCM	70,967	209,954	2,100	283,021
161 kV un circuito, conductor de 1113 MCM	47,474	110,659	1,107	159,239
161 kV dos circuitos, conductor de 900 MCM	70,967	152,111	1,521	224,599
161 kV un circuito, conductor de 900 MCM	47,474	104,629	1,046	153,150

^{1/} Todos los gastos asociados a actividades que se ejecutan antes de la construcción de la obra.

^{2/} Incluye costo de equipo y material, instalación y montaje, transporte de material y equipo, ingeniería y supervisión de obra del contratista.

^{3/} Incluye supervisión de CPE e ingeniería básica.

* Costos instantáneos de las obras (excluyen costos financieros, utilidad e indirectos de contratistas)

Tabla C.3: Costo promedio por kilómetro de línea de transmisión 115 a 138 kV [37]

COSTO PROMEDIO POR KM DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN *				
(dólares de 2011)				
Tipo de Línea	Actividades Previas ^{1/}	Inversión Física ^{2/}	Indirectos ^{3/}	Total
138 kV dos circuitos, conductor de 1113 MCM	52,173	163,672	1,636	217,381
138 kV un circuito, conductor de 1113 MCM	39,643	103,344	1,033	144,021
138 kV dos circuitos, conductor de 795 MCM	52,173	126,485	1,265	179,923
138 kV un circuito, conductor de 795 MCM	39,643	77,902	779	118,324
115 kV dos circuitos, dos conductores por fase de 1113 MCM	52,173	291,443	2,914	346,531
115 kV un circuito, dos conductores por fase de 1113 MCM	39,643	158,585	1,586	199,814
115 kV cuatro circuitos, un conductor por fase de 1113 MCM	94,460	281,149	2,811	378,421
115 kV dos circuitos, un conductor por fase de 1113 MCM	52,173	181,337	1,813	215,123
115 kV un circuito, un conductor por fase de 1113 MCM	39,643	104,509	1,045	145,198
115 kV cuatro circuitos, conductor de 795 MCM	94,460	195,994	1,960	292,414
115 kV dos circuitos, conductor de 795 MCM	52,173	124,006	1,240	177,419
115 kV un circuito, conductor de 795 MCM	39,643	77,157	772	117,572
115 kV dos circuitos, conductor de 477 MCM	52,173	90,976	910	144,058
115 kV un circuito, conductor de 477 MCM	39,643	61,808	618	102,069

1_/ Todos los gastos asociados a actividades que se ejecutan antes de la construcción de la obra.

2_/ Incluye costo de equipo y material, instalación y montaje, transporte de material y equipo, Ingeniería y supervisión de obra del contratista.

3_/ Incluye supervisión de CFE e Ingeniería básica.

* Costos instantáneos de las obras (excluyen costos financieros, utilidad e indirectos de contratistas)

Tabla C.4: Costo de bancos de transformación [37]

COSTO DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN ^{1/}										
(dólares de 2011)										
Obra Nueva							Ampliación			
Tipo *	Potencia Instalada (MVA)	Relación de Voltaje (kV)	Actividades Previas ^{2/}	Inversión Física ^{3/}	Indirectos ^{4/}	Total	Potencia Instalada (MVA)	Inversión Física ^{3/}	Indirectos ^{4/}	Total
AT-1F	4 X 125	400/230	714.241	11.822.301	123.365	12.469.907	3 X 125	9.052.203	90.522	9.142.725
AT-1F	4 X 75	400/230	714.218	10.690.574	114.048	11.518.840	3 X 75	8.351.380	83.514	8.434.894
T-1F	4 X 125	400/138	714.051	10.325.098	110.391	11.149.541	3 X 125	8.018.518	80.185	8.098.703
T-1F	4 X 75	400/138	714.032	9.624.945	103.390	10.442.366	3 X 75	7.492.109	74.921	7.567.030
T-1F	4 X 125	400/115	713.702	9.950.118	106.638	10.770.458	3 X 125	7.766.693	77.667	7.844.360
T-1F	4 X 75	400/115	713.635	8.388.578	91.022	9.183.235	3 X 75	6.593.214	65.932	6.659.146
AT-1F	4 X 75	230/115	179.488	7.729.452	79.089	7.988.029	3 X 75	5.963.253	59.633	6.022.885
T-1F	4X75	230/99	179.417	6.530.968	67.104	6.777.489	3 X 75	5.063.624	50.636	5.114.260
AT-1F	4 X 33.33	230/115	179.358	5.126.546	53.059	5.358.963	3 X 33.33	4.012.312	40.123	4.052.435
T-1F	4 X 33.33	230/99	179.193	4.647.053	48.262	4.874.508	3 X 33.33	3.649.850	36.499	3.686.349
AT-3F	100	230/115	179.199	3.459.695	36.389	3.675.283	100	3.280.284	32.803	3.313.087
T-3F	100	230/99	178.981	3.093.059	32.720	3.304.781	100	2.949.763	29.468	2.978.231
T-3F	60	230/34.5	178.955	2.542.518	27.215	2.748.688	60	2.403.662	24.030	2.427.921
T-3F	60	230/23	178.850	2.246.153	24.250	2.449.254	60	2.123.624	21.236	2.144.861
T-3F	50	230/34.5	178.984	2.437.464	26.164	2.642.612	50	2.298.450	22.984	2.319.414
T-3F	40	230/34.5	178.975	2.349.971	25.289	2.554.235	40	2.210.572	22.106	2.232.678
T-3F	40	230/13.8	178.959	2.354.287	25.332	2.568.558	40	2.217.237	22.172	2.239.410
T-3F	33	230/13.8	178.919	2.043.139	22.221	2.244.278	33	1.912.737	19.127	1.931.864
T-3F	50	161/34.5	179.022	2.341.411	25.204	2.545.636	50	2.190.374	21.904	2.212.278
T-3F	40	161/34.5	178.916	2.063.554	22.425	2.264.895	40	1.825.288	19.253	1.944.541
T-3F	40	161/13.8	178.799	1.905.441	20.842	2.105.082	40	1.778.102	17.781	1.795.883
T-3F	40	138/34.5	45.446	2.048.893	20.941	2.115.080	40	1.909.318	19.063	1.925.381
T-3F	30	138/34.5	45.483	1.964.555	20.100	2.030.139	30	1.816.919	18.169	1.835.088
T-3F	30	138/13.8	45.318	1.751.999	17.973	1.815.267	30	1.619.705	16.197	1.635.902
T-3F	20	138/34.5	45.483	1.825.384	18.709	1.889.576	20	1.677.689	16.777	1.694.468
T-3F	20	138/13.8	45.350	1.701.268	17.466	1.764.083	20	1.563.639	15.638	1.579.477
T-3F	40	115/34.5	45.443	1.941.074	19.865	2.006.382	40	1.823.515	18.235	1.841.750
T-3F	40	115/23	45.174	1.826.240	18.714	1.890.128	40	1.716.052	17.161	1.733.213
T-3F	40	115/13.8	45.139	1.690.723	17.359	1.753.221	40	1.585.765	15.858	1.601.623
T-3F	30	115/34.5	45.155	1.614.879	16.800	1.676.634	30	1.509.950	15.099	1.526.049
T-3F	30	115/23	45.120	1.535.157	15.803	1.596.079	30	1.435.082	14.351	1.449.433
T-3F	30	115/13.8	45.096	1.474.055	15.192	1.534.342	30	1.377.201	13.772	1.390.973
1T-3F	20	115/34.5	45.119	1.451.972	14.971	1.512.062	20	1.353.539	13.536	1.367.075
1T-3F	20	115/23	45.084	1.388.710	14.338	1.448.132	20	1.294.922	12.949	1.307.872
T-3F	20	115/13.8	45.050	1.327.545	13.726	1.386.327	20	1.237.544	12.375	1.249.919
T-3F	40	69/23	22.882	1.572.645	15.955	1.611.482	40	1.483.352	14.834	1.498.185
T-3F	40	69/13.8	22.822	1.418.129	14.410	1.455.360	40	1.336.461	13.365	1.349.826
T-3F	30	69/23	22.870	1.397.738	14.205	1.434.815	30	1.310.675	13.109	1.323.984
T-3F	30	69/13.8	22.833	1.336.168	13.590	1.372.690	30	1.253.521	12.536	1.266.057
T-3F	20	69/23	22.834	1.267.420	12.903	1.303.156	20	1.185.784	11.858	1.197.942
T-3F	20	69/13.8	22.791	1.192.309	12.151	1.227.251	20	1.115.771	11.158	1.126.928

^{1/} Costos instantáneos de las obras (excluyen costos financieros, utilidad e indirectos de contratista)

^{2/} Todos los gastos asociados a actividades que se ejecutan antes de la construcción de la obra.

^{3/} Incluye costo de equipo y material, instalación y montaje, transporte de materia y equipo, ingeniería y supervisión de obra del contratista.

^{4/} Incluye supervisión de OPE e ingeniería básica.

*T= Transformador AT= Auto transformador

Tabla C.5: Parámetros típicos de las líneas de transmisión [18]

Parámetros típicos de las líneas de transmisión

Tensión [kV]	CAL (ACSR)	Corriente [A]	Z1 [p.u.]				Z1 [p.u.], para: 95			Y/2 [p.u.]		Y/2 [p.u.], para: 95	Lim. Ter. [MW]	SIL [MW]	Cap. Trans. [MW]		
			Por 100 km		Z/km		km			Por 100km	Y/2/km						
400 (2C)	1113	1110	0.00191	+j	0.02359	0.0000191	+j	0.0002359	0.0018145	+j	0.0224105	0.34814	0.0034814	0.330733	1384	543	
230 (2C)	1113	1110	0.00578	+j	0.07134	0.0000578	+j	0.0007134	0.005491	+j	0.067773	0.1151	0.001151	0.109345	796	180	
230	1113	1110	0.01156	+j	0.08995	0.0001156	+j	0.0008995	0.010982	+j	0.0854525	0.09193	0.0009193	0.0873335	389	142	257.5
230	900	970	0.014	+j	0.09318	0.00014	+j	0.0009318	0.0133	+j	0.088521	0.0885	0.000885	0.084075	348	137	247.45
230	795	900	0.01626	+j	0.09405	0.0001626	+j	0.0009405	0.015447	+j	0.0893475	0.08764	0.0008764	0.083258	323	136	245.4
161	477	670	0.05193	+j	0.19659	0.0005193	+j	0.0019659	0.0493335	+j	0.1867605	0.04188	0.0004188	0.039786	168	64	116.65
138	795	900	0.04505	+j	0.22827	0.0004505	+j	0.0022827	0.0427975	+j	0.2168565	0.036608	0.00036608	0.0347776	194	56	100.6
138	477	670	0.07053	+j	0.27163	0.0007053	+j	0.0027163	0.0670035	+j	0.2580485	0.03011	0.0003011	0.0286045	145	46	83.5
138	397	600	0.07678	+j	0.23938	0.0007678	+j	0.0023938	0.072941	+j	0.227411	0.0342	0.000342	0.03249	129	52	94.55
138	250	590	0.08395	+j	0.25442	0.0008395	+j	0.0025442	0.0797525	+j	0.241699	0.03255	0.0003255	0.0309225	127	49	89.5
115	900	970	0.05592	+j	0.35448	0.0005592	+j	0.0035448	0.053124	+j	0.336756	0.02326	0.0002326	0.022097	174	36	65.35
115	795	900	0.06481	+j	0.35161	0.0006481	+j	0.0035161	0.0615695	+j	0.3340295	0.02335	0.0002335	0.0221825	161	36	64.4
115	477	670	0.10202	+j	0.36064	0.0010202	+j	0.0036064	0.096919	+j	0.342608	0.0227	0.000227	0.021565	120	35	6656.65
115	336	530	0.14465	+j	0.37833	0.0014465	+j	0.0037833	0.1374175	+j	0.3594135	0.02165	0.0002165	0.0205675	95	33	59.35
115	266	460	0.18116	+j	0.38808	0.0018116	+j	0.0038808	0.172102	+j	0.368676	0.02115	0.0002115	0.0200925	83	31	56.35
115	4/0	340	0.20936	+j	0.44404	0.0020936	+j	0.0044404	0.198892	+j	0.421838	0.02073	0.0002073	0.0196935	62	29	52.3
115	3/0	300	0.34	+j	0.46144	0.0034	+j	0.0046144	0.323	+j	0.438368	0.02038	0.0002038	0.019361	53	27	47.3
69	795	900	0.18038	+j	0.87066	0.0018038	+j	0.0087066	0.171361	+j	0.827127	0.00952	0.0000952	0.009044	97	15	26.15
69	477	670	0.28245	+j	0.90098	0.0028245	+j	0.0090098	0.2683275	+j	0.855931	0.00912	0.0000912	0.008664	72	14	25.15
69	336	530	0.39994	+j	0.92884	0.0039994	+j	0.0092884	0.379943	+j	0.882398	0.00883	0.0000883	0.0083885	57	13	24.15
69	4/0	340	0.63372	+j	1.1097	0.0063372	+j	0.011097	0.602034	+j	1.054215	0.00843	0.0000843	0.0080085	37	12	21.1

NOTAS:

Parámetros en por unidad, sobre la base de 100 MVA y tensión nominal

La última columna se refiere a la capacidad de transmisión por caída de tensión.

(2C) se refiere a dos conductores por fase

L es la longitud del conductor en km