



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE YUCATÁN

FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIDAD DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**ANÁLISIS DE LA INTERACCIÓN DE UNA CENTRAL
EÓLICA EN LA RED ELÉCTRICA NACIONAL**

TESIS

PRESENTADA POR:

**ING. FRANCISCO SANTIAGO GÓMEZ
AGUILAR**

EN OPCIÓN AL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

OPCIÓN: ENERGÍAS RENOVABLES

MRIDA, YUCATÁN, MÉXICO

2020

Aunque este trabajo hubiere servido para el Examen Profesional y hubiere sido aprobado por el sínodo, sólo el autor es responsable de las doctrinas emitidas en él.

AGRADECIMIENTOS

El autor de este documento agradece al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo financiero otorgado para la realización del presente trabajo de maestría, otorgado a partir de la beca escolar de posgrado CONACYT (CVU 585781).

RESUMEN

Al integrar la energía eólica a un sistema eléctrico es importante tomar en cuenta el impacto que esta tendrá en la red, debido a la variabilidad con que se presenta dicho recurso. En este trabajo se presenta el análisis del crecimiento que una central eólica pudiera tener en el futuro, los escenarios más extremos que se pudieran presentar, su comportamiento a lo largo de un año y su impacto en el Sistema eléctrico Nacional, tomando en cuenta las variables eléctricas necesarias para mantener la estabilidad en el voltaje de la potencia generada en la misma, los cuales deben cumplir con los requerimientos de los estándares internacionales y del Código de Red en México.

El Código de Red es un documento que expresa los requerimientos mínimos necesarios que se deben de cumplir para la interconexión de fuentes de generación y carga en la red eléctrica, y así garantizar un funcionamiento eficiente y seguro.

Para llevar a cabo dicho análisis, la central eólica se modeló en la herramienta computacional ETAP®, la cual permite realizar diferentes estudios eléctricos como flujo de carga y estabilidad en el voltaje, y evaluar posibles escenarios que pudieran presentarse; se planteó añadir el uso de dispositivos de compensación de potencia reactiva, para evaluar si el sistema tiene un comportamiento que vaya de acuerdo con los criterios y rangos establecidos en el Código de Red.

ABSTRACT

To integrate wind energy into an electrical system, it is important to consider the impact that it will have on the grid, due to the variability with that resource is presented. This paper presents the analysis of the growth that a wind power plant might have in the future, the most extreme scenarios that could arise, its behavior over a year and its impact on the National Electric System, considering the necessary variables to maintain the voltage stability of the generated power in it, which must be accomplish the requirements of international standards and the Grid Code in Mexico.

The Grid Code is a document that expresses the minimum necessary requirements that must be accomplish for the interconnection of generation and load sources in the electrical network and guarantee the efficient and safety operation.

To carry out this analysis, the wind power plant was modeled on the ETAP® computational tool, which allows different electrical studies to be carried out, such as load flow and voltage stability, and to evaluate possible scenarios that may arise; it was proposed to add the use of reactive power compensation devices, to evaluate if the system has a behavior that is in accordance with the criteria and ranges established in the Grid Code.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	II
RESUMEN	III
ABSTRACT	IV
ÍNDICE GENERAL	V
ÍNDICE DE FIGURAS	V
ÍNDICE DE TABLAS	XII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Sistema Eléctrico Nacional	3
1.1.1. Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional.....	4
1.1.2. Capacidad efectiva instalada en centrales eléctricas.....	7
1.1.3. Producción, demanda y consumo.....	7
1.2. Recurso eólico en México	14
1.3. Centrales eólicas en México	18
1.4. Integración de la energía eólica en los sistemas eléctricos	19
1.5. Problemática	23
1.6. Justificación	24
1.7. Objetivos	26
1.7.1. Objetivo general.....	26
1.7.2. Objetivos particulares.....	26
1.8. Metas	26
2. MARCO TEÓRICO	28
2.1. Estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia	28
2.1.1. Estabilidad de ángulo de rotor.....	29
2.1.1. Estabilidad de frecuencia.....	30
2.1.1. Estabilidad de voltaje.....	30
2.2. Componentes eléctricos en los sistemas de energía eólica	38
2.2.1. Generador de turbina eólica.....	38

2.2.2. Cables de potencia.....	42
2.2.3. Transformadores.....	43
2.2.4. Dispositivos para la integración de la energía eólica.....	45
2.3. Normatividad y regulaciones.....	48
2.3.1. Internacional.....	48
2.3.2. Nacional.....	49
3. METODOLOGÍA.....	52
3.1. Caso de estudio: Central eólica “Eólica del Golfo 1”	52
3.1.1. Características de la Red Eléctrica Peninsular.....	52
3.1.2. Central eólica “Eólica del Golfo 1”	56
3.1.3. Recurso eólico del sitio.....	60
3.1.4. Potencial eólico del sitio.....	62
3.2. Modelo equivalente de una central eólica.....	63
3.2.1. Modelo equivalente de los aerogeneradores.....	64
3.2.2. Modelo equivalente de los transformadores de pedestal.....	65
3.2.3. Modelo equivalente de la red interna.....	66
3.3. Evaluación del sistema eléctrico.....	68
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	78
4.1. Cálculo del modelo equivalente del sistema.....	78
4.2. Análisis del sistema.....	80
4.2.1. Límite de generación eólica.....	80
4.2.2. Estudio de escenarios.....	80
4.2.3. Análisis de flujo de carga dinámico.....	87
4.2.4. Propuesta de estabilidad en el voltaje.....	89
4.2.5. Comparativo de las simulaciones.....	92
5. CONCLUSIONES.....	97
5.1. Conclusiones generales.....	97
5.2. Observaciones.....	99
5.3. Limitaciones.....	99
REFERENCIAS.....	101

ANEXO A. CÓDIGO DE RED: MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	107
Clasificación de las centrales eléctricas.....	107
Requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia.....	108
Requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión.....	110
Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva.....	111
Requerimientos de control de tensión en condiciones dinámicas o de falla...	113
Requerimientos generales de Calidad de la energía.....	114
ANEXO B. CÁLCULO DE MODELO EQUIVALENTE.....	116
Cálculo de la impedancia del transformador de pedestal equivalente.....	116
Cálculo de la impedancia del cable de potencia equivalente.....	119
ANEXO C. FLUJOS DE CARGA DEL INCREMENTO EN EL NÚMERO DE CENTRALES EÓLICAS EN OPERACIÓN.....	121
ANEXO D. FLUJOS DE CARGA DE LOS ESCENARIOS Y DATOS PARA LA ELABORACIÓN DE LAS CURVAS P-V Y V-Q.....	126
Flujos de carga de los escenarios.....	126
Tablas de datos para la elaboración de las curvas P-V y V-Q.....	131

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Molino danés.....	1
Figura 1.2. Turbina de viento americana.....	1
Figura 1.3. Regiones de control del SEN [4]	3
Figura 1.4. Sistema Eléctrico Nacional [5]	4
Figura 1.5. Infraestructura de transformación de la RNT [6]	7
Figura 1.6. Capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2018 [6].	7
Figura 1.7. Energía producida durante 2018 por tecnología (317,278 GWh) [6]	8
Figura 1.8. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del SEN 2016, 2017 y 2018 [6]	9
Figura 1.9. Comportamiento de la demanda máxima semanal en 2018 del SIN [6]...	12
Figura 1.10. Perfil real de la demanda del SIN en el verano e invierno de 2018 [6]...	13
Figura 1.11. Velocidades de para el mes de enero [8].....	14
Figura 1.12. Velocidades de viento para el mes de febrero [8].....	14
Figura 1.13. Velocidades de viento para el mes de marzo [8].....	15
Figura 1.14. Velocidades de viento para el mes de abril [8].....	15
Figura 1.15. Velocidades de viento para el mes de mayo [8].....	15
Figura 1.16. Velocidades de viento para el mes de junio [8]	16
Figura 1.17. Velocidades de viento para el mes de julio [8]	16
Figura 1.18. Velocidades de viento para el mes de agosto [8]	16
Figura 1.19. Velocidades de viento para el mes de septiembre [8]	17
Figura 1.20. Velocidades de viento para el mes de octubre [8]	17
Figura 1.21. Velocidades de viento para el mes de noviembre [8]	18
Figura 1.22. Velocidades de viento para el mes de diciembre [8]	18
Figura 2.1. Clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia [27]	29
Figura 2.2. Sistema radial.....	31
Figura 2.3. Variación del voltaje en el bus de carga con respecto de la potencia activa [27].....	32
Figura 2.4. Voltaje en función de potencia activa y reactiva [29]	35

Figura 2.5. Curvas P-V en función del factor de potencia [29]	35
Figura 2.6. Curvas V-Q en función de la potencia activa [29].....	37
Figura 2.7. Esquema de un parque eólico.....	38
Figura 2.8. Esquema de un generador de turbina eólica Tipo 1.....	39
Figura 2.9. Esquema de un generador de turbina eólica Tipo 2.....	40
Figura 2.10. Esquema de un generador de turbina eólica Tipo 3.....	41
Figura 2.11. Esquema de un generador de turbina eólica Tipo 4.....	42
Figura 2.12. Partes de un cable de potencia.....	43
Figura 2.13. Transformador de pedestal para turbina eólica [37]	45
Figura 2.14. SVC [40]	46
Figura 2.15. Diagrama de interconexión de los SVC.....	46
Figura 2.16. diagrama de STATCOM.....	47
Figura 2.17. diagrama de TCSC.....	47
Figura 2.18. Diagrama de SSSC.....	48
Figura 2.19. Diagrama de UPFC.....	48
Figura 3.1. Gerencia de Control Regional Peninsular [5]	53
Figura 3.2. Línea de transmisión de 115 kV de la central eólica al punto de interconexión [53]	54
Figura 3.3. Diagrama unifilar de la Zona Tizimín-Motul [5]	55
Figura 3.4. Nodo de Interconexión con la Red Eléctrica Temax II [5]	55
Figura 3.5. Central eólica "Eólica del Golfo 1" [53]	56
Figura 3.6. Diagrama unifilar de la central eólica "Eólica del Golfo 1"	57
Figura 3.7. Diagrama unifilar equivalente de la central eólica "Eólica del Golfo 1"	57
Figura 3.8. Aerogenerador Envision 2.5-110.....	58
Figura 3.9. Curva de potencia del aerogenerador Envision 2.5-110	59
Figura 3.10. Comportamiento de la velocidad del viento en el año 2007.....	61
Figura 3.11. Ajuste a la estimación de Weibull.....	62
Figura 3.12. Potencial eólico, con límite de Betz y eólico real con C_p real.....	63
Figura 3.13. Modelo general de una central eólica.....	64
Figura 3.14. Modelo de colectores equivalentes de una central eólica.....	64
Figura 3.15. Modelo equivalente de una central eólica.....	64

Figura 3.16. Evaluación de las impedancias del Nodo Temax II.....	71
Figura 3.17. Perfil de suministro de la red de ETAP.....	72
Figura 3.18. Diagrama unifilar del sistema a evaluar.....	74
Figura 3.19. Perfil de carga agrícola ETAP.....	75
Figura 3.20. Perfil de carga residencial ETAP.....	75
Figura 4.1. Análisis de flujo de carga del modelo general de la central eólica.....	78
Figura 4.2. Análisis del flujo de carga del modelo equivalente de la central eólica....	79
Figura 4.3. Curvas P-V del escenario 1.....	81
Figura 4.4. Curvas P-V del escenario 2.....	82
Figura 4.5. Curvas P-V del escenario 3.....	82
Figura 4.6. Curvas P-V del escenario 4.....	83
Figura 4.7. Curvas V-Q del escenario 1.....	84
Figura 4.8. Curvas V-Q del escenario 2.....	85
Figura 4.9. Curvas V-Q del escenario 3.....	85
Figura 4.10. Curvas V-Q del escenario 4.....	86
Figura 4.11. Comportamiento del voltaje del nodo TXS-115 (Temax II).....	87
Figura 4.12. Comportamiento de ángulo de voltaje en cada fase del nodo TXS-115 (Temax II).....	88
Figura 4.13. Porcentaje de variación de nivel de voltaje y ángulo de fase del nodo TXS- 115 (Temax II).....	88
Figura 4.14. Potencia reactiva requerida y suministrada en los nodos CCS-115 y VAD-115.....	89
Figura 4.15. Rangos de operación de los SVC.....	90
Figura 4.16. Conexión de los SVC a los buses colectores.....	90
Figura 4.17. Comportamiento del voltaje del nodo TXS-115 (Temax II) con SVC.....	91
Figura 4.18. Comportamiento de ángulo de voltaje en cada fase del nodo TXS-115 (Temax II) con SVC.....	91
Figura 4.19. Porcentaje de variación de nivel de voltaje y ángulo de fase del nodo TXS-115 (Temax II) con SVC.....	92
Figura 4.20. Potencia reactiva requerida y suministrada en los nodos CCS-115 y VAD-115 con SVC.....	92

Figura A.1. Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica [52]	109
Figura A.2. Capacidad de respuesta de la potencia activa de la Central Eléctrica ante baja y alta frecuencia, así como el control primario de frecuencia [52]	110
Figura A.3. Diagrama V-Q/Pmáx de una Central Eléctrica [52]	111
Figura A.4. Diagrama P-Q/Pmáx de una Central Eléctrica [52]	112
Figura A.5. Diagrama V-P-Q/Pmáx de una central eléctrica asíncrona [52]	113
Figura A.6. Respuesta de la Central Eléctrica de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla [52].....	114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión [6].....	5
Tabla 1.2. Evolución de la generación bruta de CFE y energía recibida de permisionarios (GWh) [6]	8
Tabla 1.3. Consumo bruto de energía eléctrica 2017 y 2018 [6]	10
Tabla 1.4. Pronóstico del consumo bruto 2019-2033, escenarios planeación, alto y bajo [6]	10
Tabla 1.5. Distribución de la demanda máxima integrada y coincidentes con el SEN 2018 [6]	11
Tabla 1.6. Posible demanda integrada 2019-2033, escenarios de planeación, alto y bajo [6]	13
Tabla 1.7. Proyectos de generación eólica que cumplen con los criterios de firmeza para el SEN en la Región de Control Peninsular [4] [6]	19
Tabla 3.1. Niveles de corriente de cortocircuito (kA) e impedancias de Thevenin en secuencias positiva y cero (Ω) para el nodo Temax II [54]	54
Tabla 3.2. Datos de placa del aerogenerador Envision 2.5-110 [56]	58
Tabla 3.3. Características de los transformadores.....	59
Tabla 3.4. Características de la línea de transmisión y cables de potencia.....	59
Tabla 3.5. Resultados de flujo de carga del sistema de 25 buses [20].....	68
Tabla 3.6. Perfil de voltaje en alguno Buses [60].....	69
Tabla 3.7. Comparación de los voltajes en los Buses [61].....	70
Tabla 3.8. Comparación de porcentaje de magnitudes de voltaje [62].....	70
Tabla 3.9. Niveles de corriente de cortocircuito (kA) e impedancias de Thevenin en secuencias positiva y cero (Ω) de los nodos Chichí Suarez y Valladolid [54].....	72
Tabla 3.10. Escenarios de demanda de potencia.....	76
Tabla 4.1. Impedancia equivalente del transformador de pedestal.....	78
Tabla 4.2. Impedancia equivalente de los cables de potencia.....	78
Tabla 4.3. Comparativo de potencias de los modelos general vs equivalente.....	79
Tabla 4.4. Niveles de voltaje [%] de los nodos de la zona Motul-Tizimín.....	80

Tabla 4.5. Factor de Potencia en los buses colectores, de salida y en el nodo TXS-115 (Temax II) para cada escenario.....	81
Tabla 4.6. Potencia activa en los buses colectores, de salida y en el nodo TXS-115 (Temax II) para cada escenario.....	83
Tabla 4.7. Comparativo de niveles de voltaje de los nodos de la zona.....	93
Tabla 4.8. Comparativo de niveles de voltaje de los buses internos de cada central eólica.....	94
Tabla 4.9. Comparativo de niveles de voltaje de los buses de media tensión de las cargas.....	95
Tabla A.1. Clasificación de una Central Eléctrica según su capacidad [52]	107
Tabla A.2. Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar en frecuencias diferentes del valor nominal, sin desconectarse de la red [52].....	108
Tabla A.3. Parámetros de respuesta de la potencia activa del control primario de frecuencia [52]	109
Tabla A.4. Parámetros de activación de la respuesta de la potencia activa a la frecuencia resultantes de un cambio en el paso de frecuencia [52]	110
Tabla A.5. Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas [52]	111
Tabla A.6. Parámetros de la Figura 4.4 para capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas asíncronas tipo D ante condiciones dinámicas o de falla [52]	114
Tabla A.7. Niveles armónicos en la tensión para Centrales Eléctricas de tipo D [52].	115
Tabla B.1. Impedancia de transformador equivalente de rama.....	116
Tabla B.2. Impedancia de transformador equivalente.....	117
Tabla B.3. Impedancias de los cables de potencia equivalentes de las ramas.....	118
Tabla B.4. Impedancia del cable de potencia equivalente.....	120
Tabla D.1. Datos de las curvas P-V y V-Q del escenario 1.....	131
Tabla D.2. Datos de las curvas P-V y V-Q del escenario 2.....	136
Tabla D.3. Datos de las curvas P-V y V-Q del escenario 3.....	140
Tabla D.4. Datos de las curvas P-V y V-Q del escenario 4.....	145

1. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial existe una fuerte preocupación por el impacto ambiental que genera el uso de fuentes de energía por medio de combustibles fósiles, por lo que se han ido implementado políticas para elevar la participación de fuentes de energías renovables en cuestión energética.

La eólica es una fuente de energía renovable que abunda en todo el mundo y se ha aprovechado desde hace más de 3000 años en Egipto como molinos de viento y más tarde en Europa, siendo los molinos daneses, figura 1.1, los más conocidos y un poco más reciente como forma de extracción de agua, más conocida como la turbina eólica americana, figura 1.2 [1]. Como fuente de energía eléctrica se considera una tecnología madura, disminuyendo los costos de producción haciendo de esta, la fuente de energía renovable más competitiva.



Figura 1.1. Molino danés



Figura 1.2. Turbina de viento americana

México cuenta con un importante recurso eólico, principalmente en la región del Istmo de Tehuantepec en el estado de Oaxaca, y en segundo término la región central de

México, el estado de Tamaulipas y la costa de Yucatán; por lo que su aprovechamiento es indispensable para alcanzar las metas de generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables.

Con el fin de contribuir con la transición energética de fuentes fósiles a fuentes limpias, la energía eólica juega un papel fundamental en la nueva visión del sector eléctrico y contribuir a la sustentabilidad y diversificación de generación eléctrica por medio de fuentes limpias.

El 12 de enero del 2012 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), donde establece en su segundo artículo transitorio que México tiene el compromiso de limitar la generación eléctrica por fuentes fósiles al 65 por ciento para el año 2024, del 60 por ciento en el 2035 y del 50 por ciento en el 2050 [2]. En este sentido el gobierno mexicano ha realizado una serie de acciones para motivar el desarrollo de las fuentes renovables de energía:

- Establecer una planeación real que dé certidumbre del volumen de nueva capacidad limpia a instalar en el periodo 2016-2024. Con el fin de promover el desarrollo sostenido de la industria eólica en México es clave establecer una ruta con metas anuales vinculantes de nueva capacidad renovable.
- Convocar subastas exclusivas de energía limpia para la celebración de contratos de cobertura eléctrica con los suministradores de servicios básicos. Lo anterior dará certidumbre sobre el cumplimiento de las metas establecidas y permitirá la viabilidad de los proyectos. Las subastas iniciales podrían aprovechar el elevado número de proyectos eólicos en desarrollo a fin de acelerar lo más posible la ejecución de éstas.
- Establecimiento de un mecanismo de Certificados de Energía Limpia firme que permita la viabilidad de los proyectos, que considere la naturaleza de cada tipo de tecnología, otorgando certificados en función de ésta, y que defina

penalidades al incumplimiento de los objetivos vinculantes que incentiven la participación en el mercado de todos los suministradores y de los usuarios calificados participantes en el mercado.

A través de las asociaciones y contratos permitidos a las empresas productivas subsidiarias del estado para la actividad de transmisión de energía eléctrica, elaborar mecanismos que fomenten la expansión y fortalecimiento de la red eléctrica hacia zonas de alto potencial de energía eólica [3].

1.1. Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está organizado en ocho Gerencias de Control Regional (GCR) y dos pequeños sistemas eléctricos aislados, como se muestra en la Figura 1.3.



Figura 1.3. Regiones de control del SEN [4]

Las 7 regiones del territorio continental se encuentran interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En ellas se comparten los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas; esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto [4].

Los sistemas eléctricos Baja California Sur y Mulegé, eléctricamente aisladas del resto de la red eléctrica, se espera que se interconecten al SIN a partir de 2023 y 2024 respectivamente [4]. En la figura 1.4 se muestra el mapa del SIN hasta el 2018.

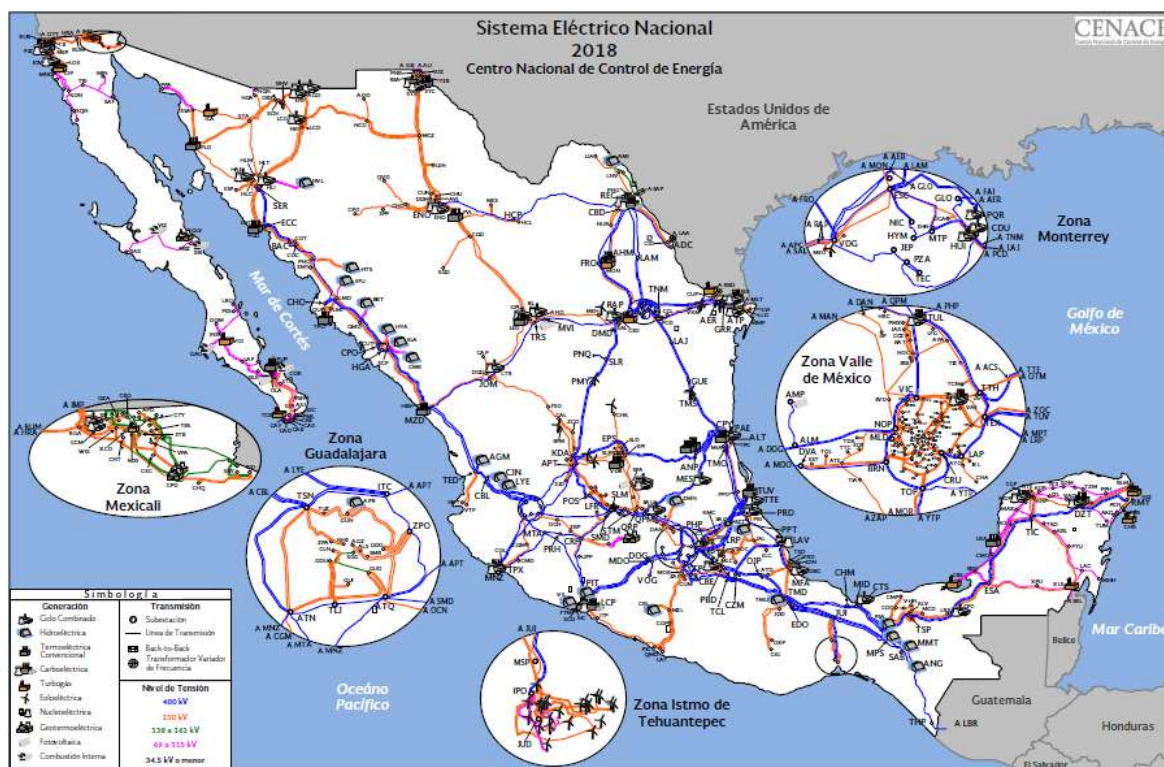


Figura 1.4. Sistema Eléctrico Nacional [5]

1.1.1. Capacidad de transmisión y transformación en el Sistema Eléctrico Nacional

La Red Nacional de Transmisión (RNT) ha sido desarrollada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La expansión de la red eléctrica se ha llevado a cabo considerando la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la

ubicación de las centrales eléctricas. En el futuro la construcción de las redes de transmisión se llevará a cabo para atender el suministro de energía eléctrica y la incorporación de centrales eléctricas en el país, con los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SIN.

La RNT está constituida por líneas de transmisión en diferentes niveles de tensión; en la tabla 1.1 se muestra los kilómetros por nivel de tensión. Las siguientes definiciones distinguen a las RNT, las Redes Generales de Distribución (RGD) y las Redes Particulares.

- Red Nacional de Transmisión: Sistema integrado por el conjunto de las redes eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las RDG y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía (SENER). Incluye las tensiones iguales o mayores a 69 kV.
- Redes Generales de Distribución: redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general; están integradas por las redes en media tensión, cuyo suministro eléctrico ocurre a niveles mayores a un kV y menores o iguales a 35 kV, así como las redes en baja tensión en las cuales el suministro eléctrico se da a niveles iguales o menores a un kV.
- Redes Particulares: redes eléctricas que no forman parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución.

Tabla 1.1. Infraestructura de líneas de transmisión por nivel de tensión [6]

Nivel de tensión	Longitud (km) 2017	Longitud (km) 2018	TCA (%)
Transmisión de 161 a 400 kV	54,361	55,088	1.3
400 kV	24,747	25,455	2.9
230 kV	29,095	29,115	0.1
161 kV	519	519	0.0
Transmisión de 69 a 138 kV	52,681	52,929	0.5
138 kV	1,691	1,779	5.2
115 kV	47,853	48,013	0.3

85 kV	785	795	0.0
69 kV	2,343	2,343	0.0
Total	107,042	108,018	0.9

En subestaciones eléctricas de la RNT, durante 2018 se adicionó una capacidad del orden de los 3550 MVA, con lo que a diciembre del 2018 se alcanzó un valor de 113,143 MVA, un 3.2% mayor que el que se tenía en 2017 el cual fue de 109,591 MVA [6]. Como se puede observar en la figura 1.5 la capacidad de transformación en MVA de la RNT presenta una disminución y ajustes en 2017 y 2018 derivado de los Términos de la Estricta Separación de Legal (TESL) de la CFE, en la cual, la empresa productiva del estado creó seis subsidiarias de generación; una subsidiaria de transmisión para activos con voltaje igual o mayor a 69 kV; una subsidiaria de distribución; una subsidiaria de suministro básico; una filial de suministro calificado; una filial como “generador de intermediación” para la gestión de contratos legados, y dos filiales de comercialización de combustibles; esto provocó una disminución en los activos en la subsidiaria de transmisión a partir de la entrada en vigor de dicho documento [7].

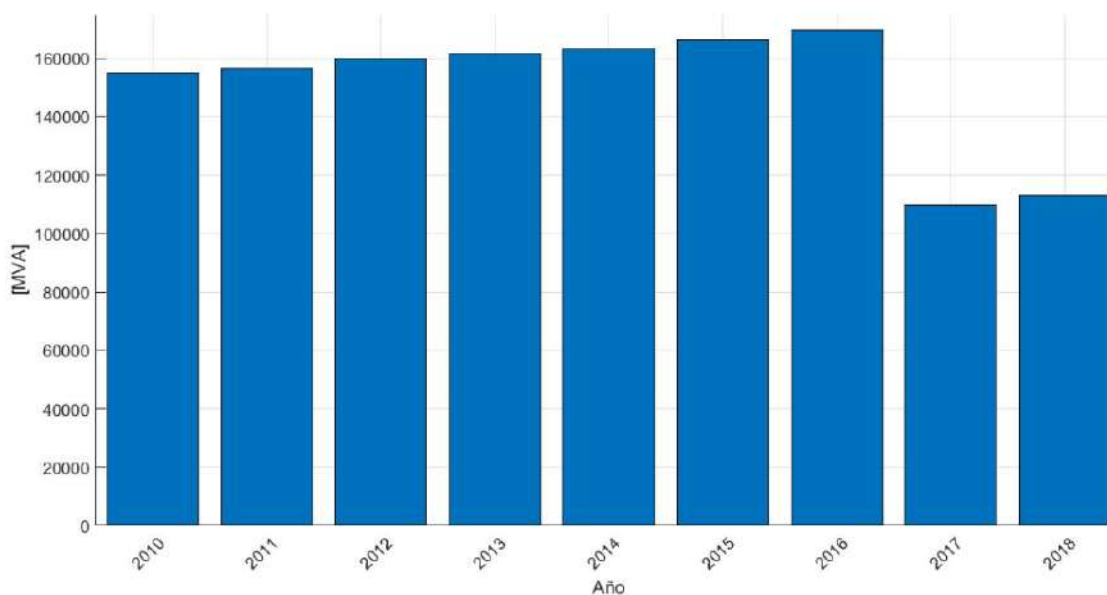


Figura 1.5. Infraestructura de transformación de la RNT [6]

1.1.2. Capacidad efectiva instalada en centrales eléctricas

La capacidad de generación de la CFE, de los PIE y del resto de los permisionarios alcanzó un valor de 70,053 MW en diciembre de 2018, lo que significó un incremento de 3.1% en relación con la de 2017 (67,958 MW) [6]. La capacidad instalada por tecnología a diciembre del 2018 se presenta en la figura 1.6.

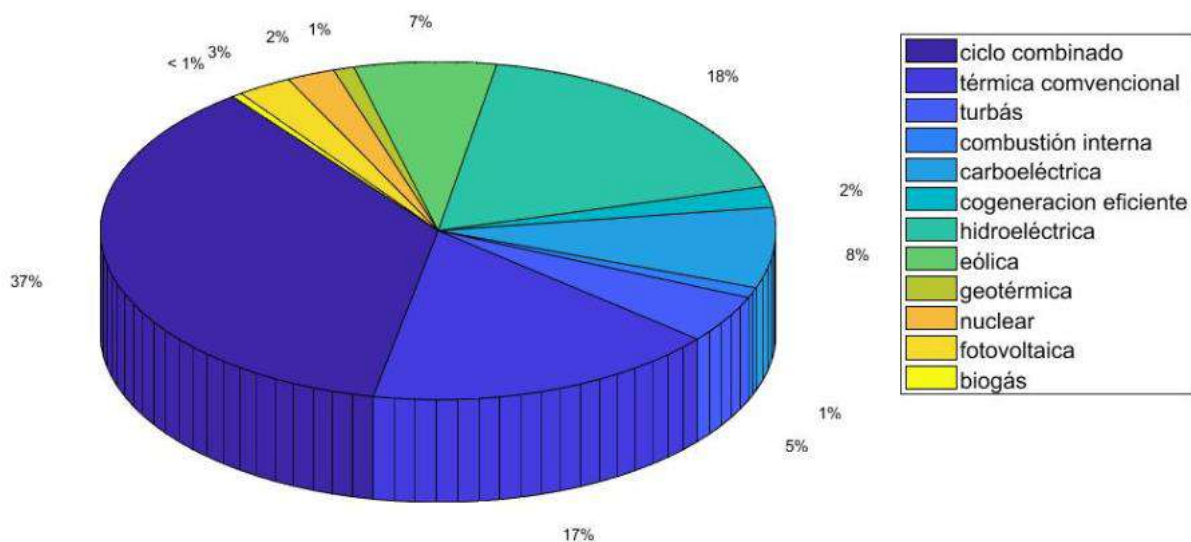


Figura 1.6. Capacidad instalada por tipo de tecnología al 31 de diciembre de 2018 [6]

1.1.3. Producción, demanda y consumo

La producción de energía eléctrica, considerando la generación bruta de la CFE, y la recibida (neta) de los diferentes permisionarios, durante 2018, fue de 317,278 GWh, en la figura 1.7 se muestra su distribución por tipo de tecnología y en la tabla 1.2 se presenta la evolución 2014-2018 de la generación bruta de CFE y la recibida de los permisionarios, destacando la participación de las energías limpias.

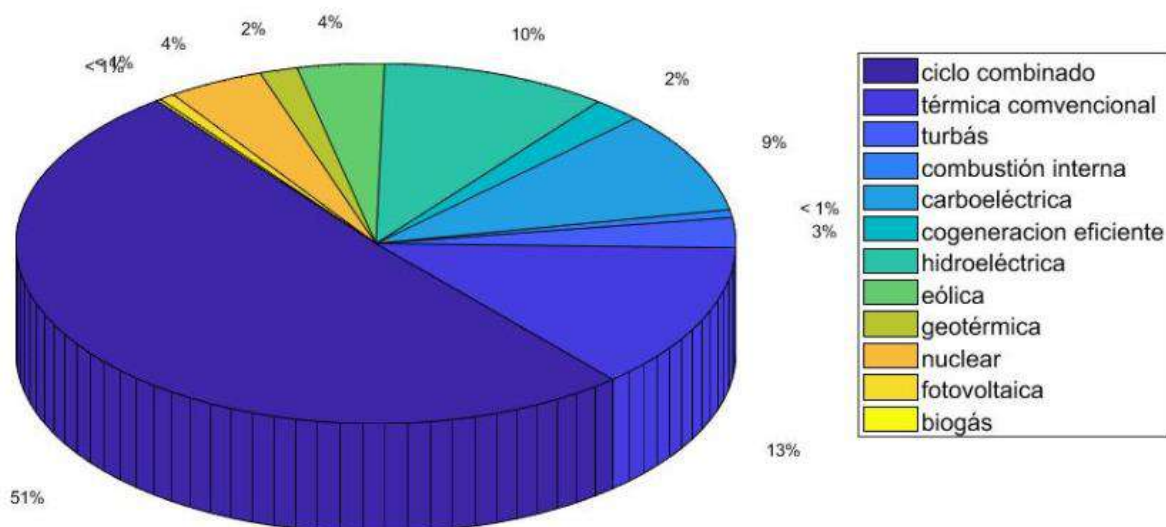


Figura 1.7. Energía producida durante 2018 por tecnología (317,278 GWh) [6]

Tabla 1.2. Evolución de la generación bruta de CFE y energía recibida de permisionarios (GWh) [6]

Tecnología/fuente de energía	2014	2015	2016	2017	2018
Hidroeléctrica	38,875	30,858	30,847	31,903	32,436
Geotérmica	6,000	6,331	6,150	6,041	5,375
Eólica	7,189	8,991	10,295	10,451	12,434
Fotovoltáica	83	45	151	349	2,175
Biomasa	341	362	408	587	599
Suma limpia renovable	52,488	46,588	47,852	49,331	53,019
Nuclear	9,677	11,577	10,567	10,883	13,555
Cogeneración Eficiente	2,634	3,519	4,310	5,892	6,964
Suma limpia no renovable	12,312	15,096	14,877	16,775	20,519
Total de energía limpia	64,800	61,684	62,729	66,105	73,538
Porcentaje (%)	23.11	21.44	21.02	21.37	23.18
Ciclo combinado	139,350	144,624	150,597	159,553	161,973
Térmica convencional	37,682	39,713	40,795	43,594	41,730
Turbogás	3,422	6,301	8,183	7,594	8,565
Combustión interna	1,499	1,740	1,915	1,967	2,127
Carbóelctrica	33,013	33,599	34,200	30,557	29,345
Total	280,365	287,661	298,427	309,370	317,278

El crecimiento de la demanda máxima y el consumo de electricidad están sujetos a diversos factores. Entre los más determinantes se encuentran el crecimiento

económico, crecimiento poblacional, estacionalidad, precio de la electricidad, precio de combustibles, pérdidas de energía eléctrica, eficiencia energética y estructura del consumo final eléctrico.

El consumo bruto se refiere a la integración de la energía de ventas del suministro básico, suministro calificado y de último recurso, autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios del distribuidor, transportista y generadores.

En 2018, el consumo bruto nacional del SEN registró 318,236 GWh, la diferencia de las cifras registradas en la figura 1.8 es derivado que el año móvil finalizó el 29 de diciembre del 2018, lo que significa un incremento de 2.7% respecto al consumo de 2017 con 309,727 GWh, en la tabla 1.3 se puede observar el consumo bruto de energía eléctrica del 2017 y 2018.

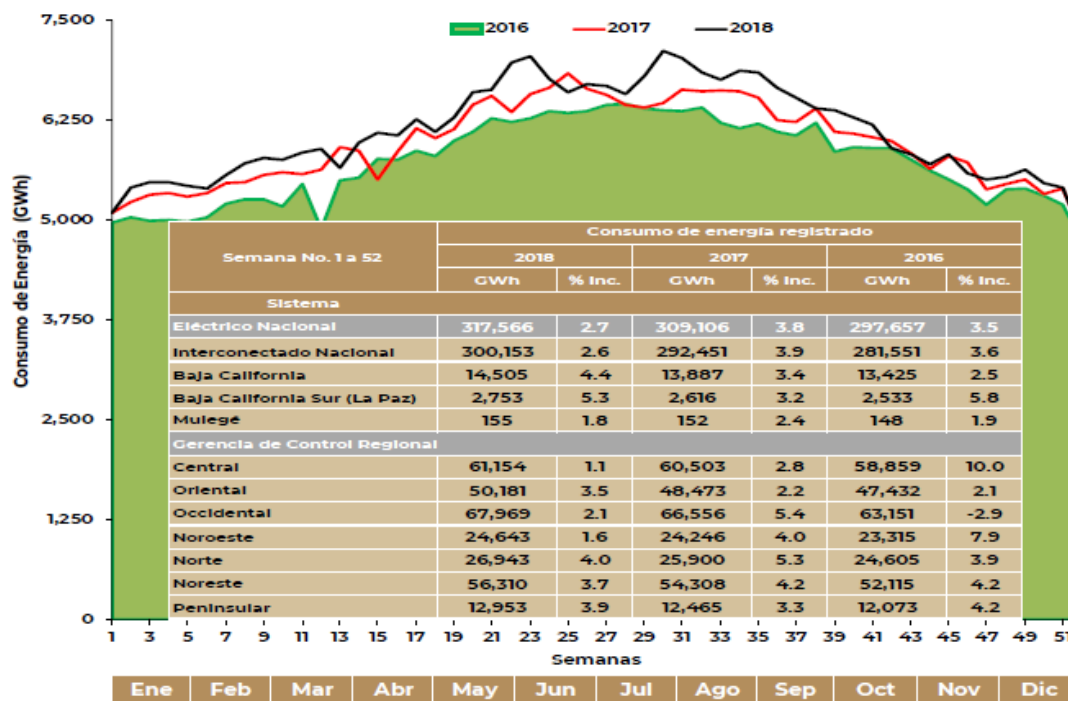


Figura 1.8. Comportamiento del consumo de energía eléctrica del SEN 2016, 2017 y 2018 [6]

Tabla 1.3. Consumo bruto de energía eléctrica 2017 y 2018 [6]

Consumo Bruto					
		2017		2018	
		GWh	% Inc.	GWh	% Inc.
Sistema					
Eléctrico Nacional	(SEN)	309,727	3.7	318,236	2.7
Interconectado Nacional	(SIN)	293,127	3.7	300,787	2.6
Baja California	(BCN)	13,825	2.9	14,536	5.1
Baja California Sur	(BCS)	2,622	3.2	2,759	5.2
Mulegé	(MUL)	152	0.8	155	1.8
Gerencia de Control Regional					
Central	(CEL)	60,685	2.7	61,293	1
Oriental	(ORI)	48,583	2	50,285	3.5
Occidental	(OCC)	66,696	5.2	68,107	2.1
Noroeste	(NOR)	24,293	3.9	24,684	1.6
Norte	(NTE)	25,949	5.1	27,000	4
Noreste	(NES)	54,423	4.1	56,430	3.7
Peninsular	(PEN)	12,498	3	12,989	3.9

En la tabla 1.4 se presentan las tasas medias de crecimiento anual de los tres escenarios para cada una de las GCR y SIN como pronóstico de consumo bruto de SEN en un periodo que abarca de 2019 a 2033.

Tabla 1.4. Pronóstico del consumo bruto 2019-2033 [6]

Promedio de las tasas medias de crecimiento anual 2019-2033			
Sistema/GCR	TCMA (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SIN	3.5	3	2.7
Central	2.9	2.4	2.2
Oriental	3.3	3.2	2.4
Occidental	3.8	3.1	2.9
Noroeste	3.7	3.3	3.1
Norte	3.8	3.2	3
Noreste	3.5	2.9	2.7
Peninsular	3.9	3.2	3
Baja California	3.6	2.9	2.7
Baja California Sur	3.7	3	2.7
Mulegé	4.2	3.8	3.4

En cuanto a la demanda máxima integrada se refiere al valor máximo en MWh/h en una hora específica del año y se obtiene con la suma de las demandas coincidentes de las GCR que integran el SEN en esa misma hora. Esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas no coincidentes anuales de las GCR. En 2018, la demanda máxima integrada del SEN registró un valor de 47,903 MWh/h.

La demanda máxima no coincidente integrada se refiere al valor máximo en MWh/h que presentan todas y cada una de las GCR en una hora durante un año y que no necesariamente es la misma hora. En la tabla 1.5 se presentan las demandas máximas integradas de los Sistemas: SEN, SIN, Baja California, Baja California Sur, Mulegé y de las GCR, así como, las demandas coincidentes por GCR referidas al SIN y el SEN; en la figura 1.9 se observa el comportamiento de la demanda máxima semanal hasta 2018 del SIN.

Tabla 1.5. Distribución de la demanda máxima integrada y coincidentes con el SEN 2018 [6]

Demandas máximas integradas				
	Máximas		Coincidentes	
	MWh/h	Crecimiento Anual (%)	MWh/h	Crecimiento Anual (%)
Sistemas				
SEN	47,903			
SIN	45,167	4.30%		
Baja California	2,863	6.10%	2,819.30	
Baja California Sur	500	3.30%	457.2	
Mulegé	29	0.70%	26.8	
Gerencias de Control Regional				
Central	8,805	1.10%	8,401	8,026.60
Oriental	7,594	4.00%	6,949	6,766.40
Occidental	10,373	5.40%	10,137	9,544.00
Noroeste	4,759	3.90%	4,248	4,717.30
Norte	4,639	0.70%	4,524	4,510.30
Noreste	9,202	4.00%	9,043	9,064.30
Peninsular	2,061	5.40%	1,866	1,971.00

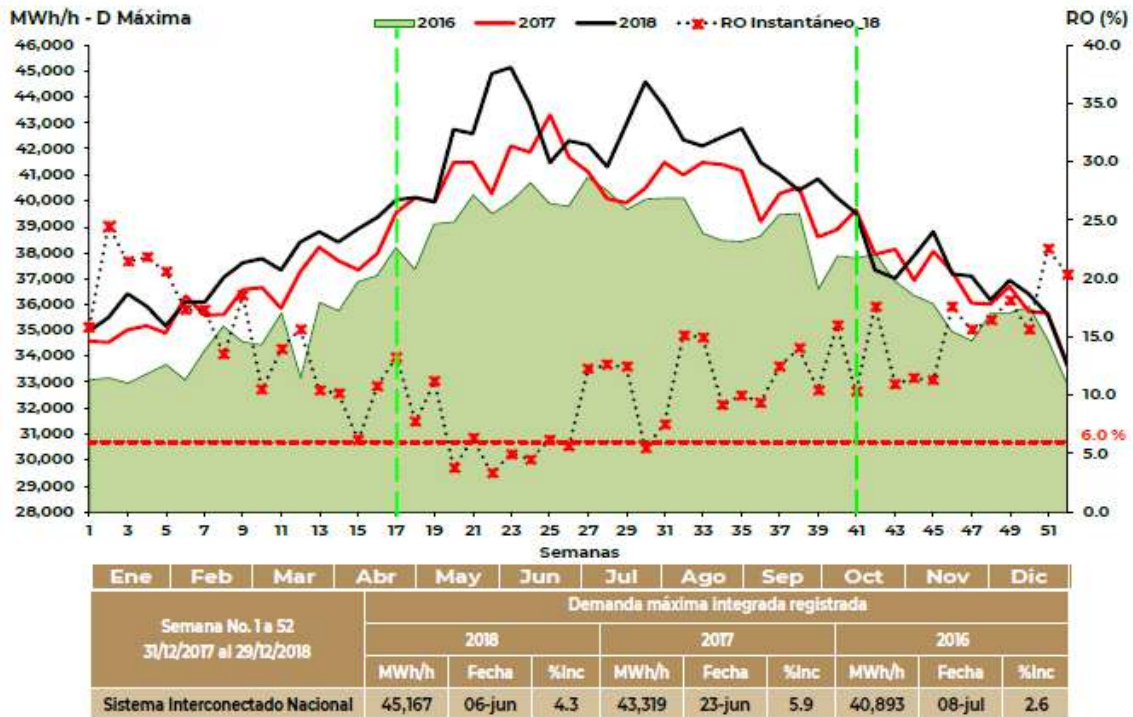


Figura 1.9. Comportamiento de la demanda máxima semanal en 2018 del SIN [6]

En la figura 1.10 se muestra en color verde el comportamiento real de la demanda del SIN en verano, se observa que la demanda máxima ocurrió 16:23 horas, con un valor instantáneo de 46,778 MW, mientras que en color rojo se aprecia el comportamiento real de la demanda del SIN en invierno, se observa que la demanda máxima ocurrió 18:25 horas, con un valor instantáneo un poco mayor a los 38,000 MW.

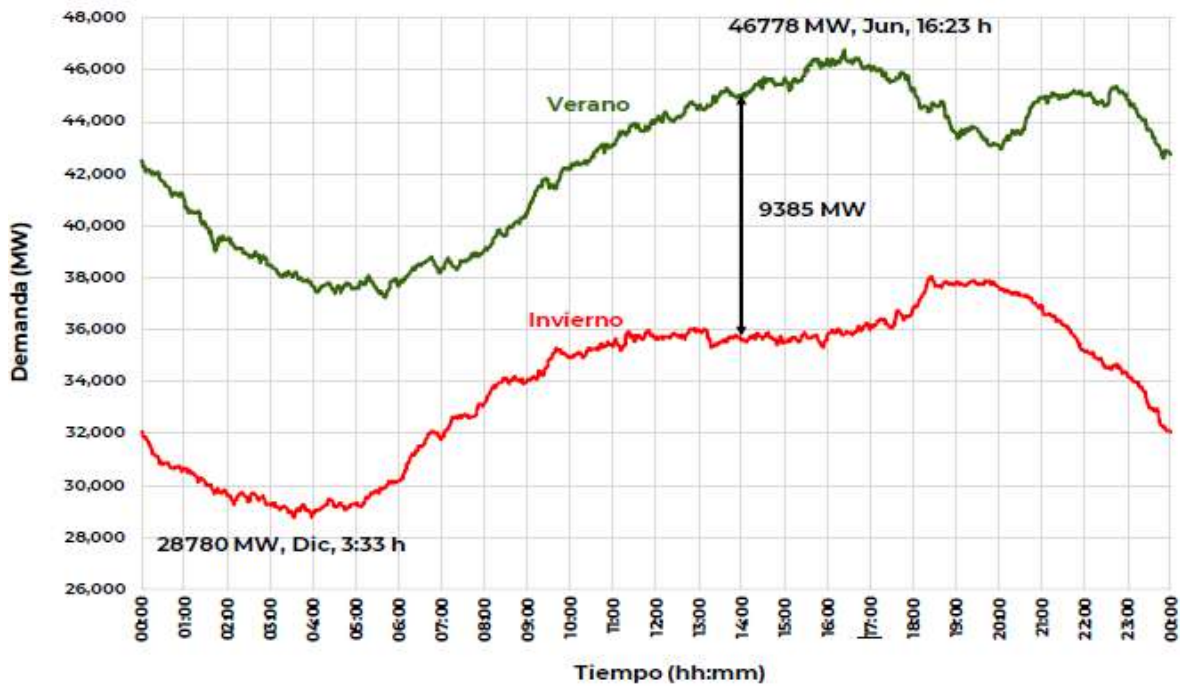


Figura 1.10. Perfil real de la demanda del SIN en el verano e invierno de 2018 [6]

En la tabla 1.6 se presentan los crecimientos posibles para los sistemas y GCR en los tres escenarios.

Tabla 1.6. Posible demanda integrada 2019-2033, escenarios de planeación, alto y bajo [6]

Promedio de las tasas medias de crecimiento anual 2019-2033			
Sistema/GCR	TCMA (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SIN	3.6	3.1	2.8
Central	2.9	2.4	2.2
Oriental	3.4	3.3	2.5
Occidental	4.2	3.5	3.3
Noroeste	3.9	3.4	3.2
Norte	3.7	3.1	2.9
Noreste	3.7	3	2.8
Peninsular	4.1	3.4	3.2
Baja California	4	3.2	3
Baja California Sur	3.7	3	2.7
Mulegé	4.3	3.9	3.4

1.2. Recurso eólico en México

En México existe un potencial de energía eólica de 7554.25 GWh por año, distribuido en la península de Baja California, la región central, la costa del Golfo, la península de Yucatán y el Istmo de Tehuantepec; en el estado de Yucatán se tiene un potencial de 899.35 GWh anuales [8].

El potencial eólico en la costa del estado de Yucatán, encontrando que las mediciones superiores a 120 m de altura son más precisas que las realizadas bajo esas alturas [9], sin embargo se observa que las velocidades y densidad de potencia varían a lo largo del año como se puede observar de la figura 1.11 a la 1.22.

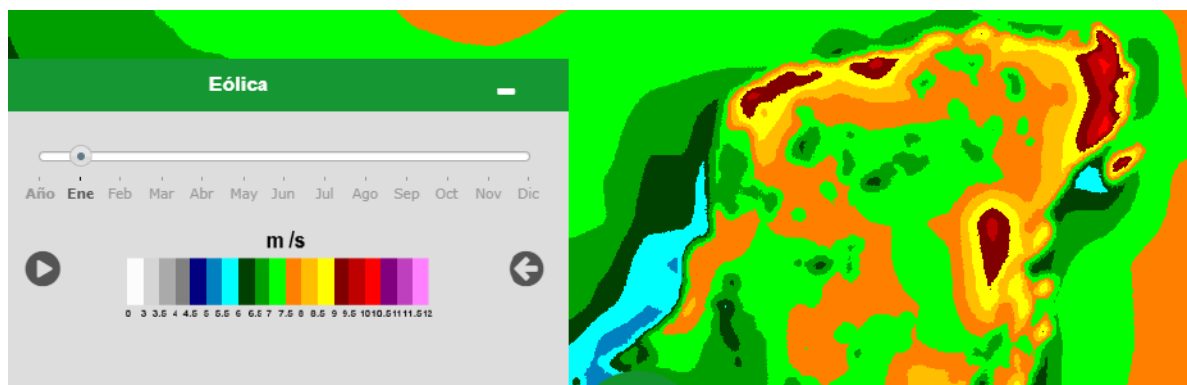


Figura 1.11. Velocidades de para el mes de enero [8]

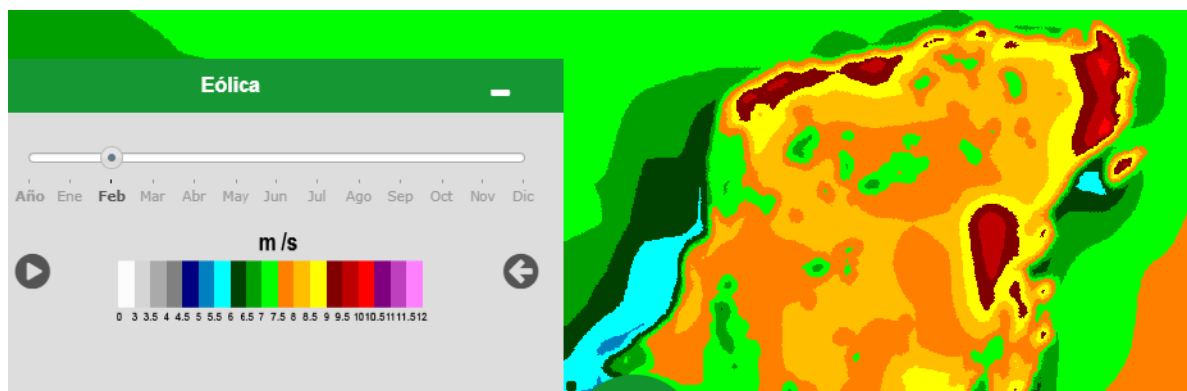


Figura 1.12. Velocidades de viento para el mes de febrero [8]

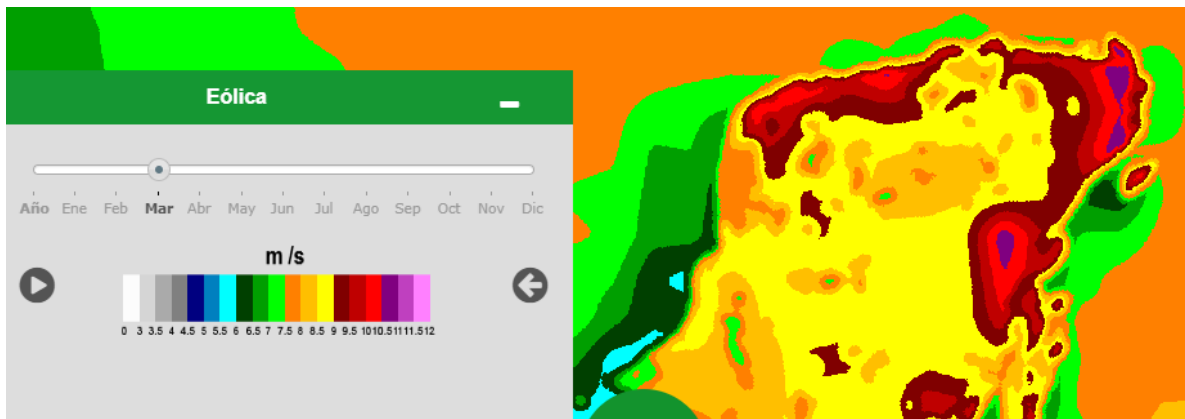


Figura 1.13. Velocidades de viento para el mes de marzo [8]

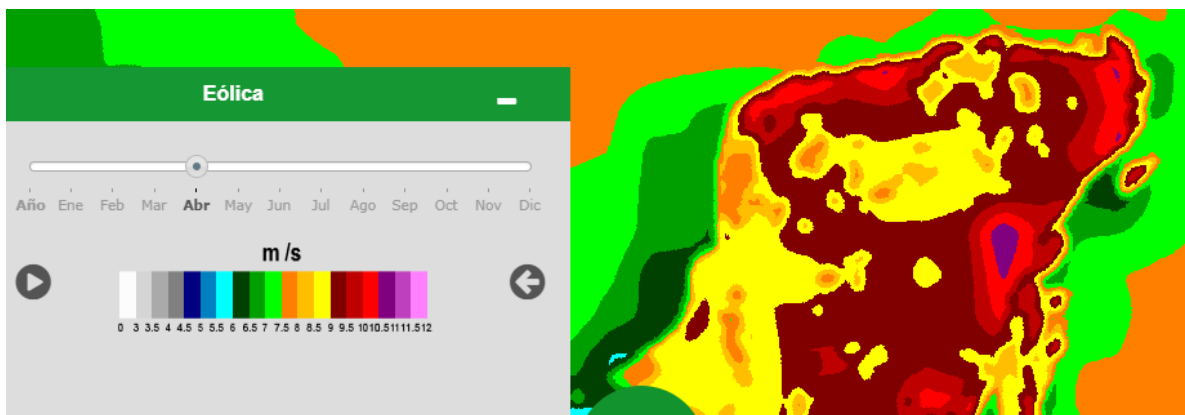


Figura 1.14. Velocidades de viento para el mes de abril [8]

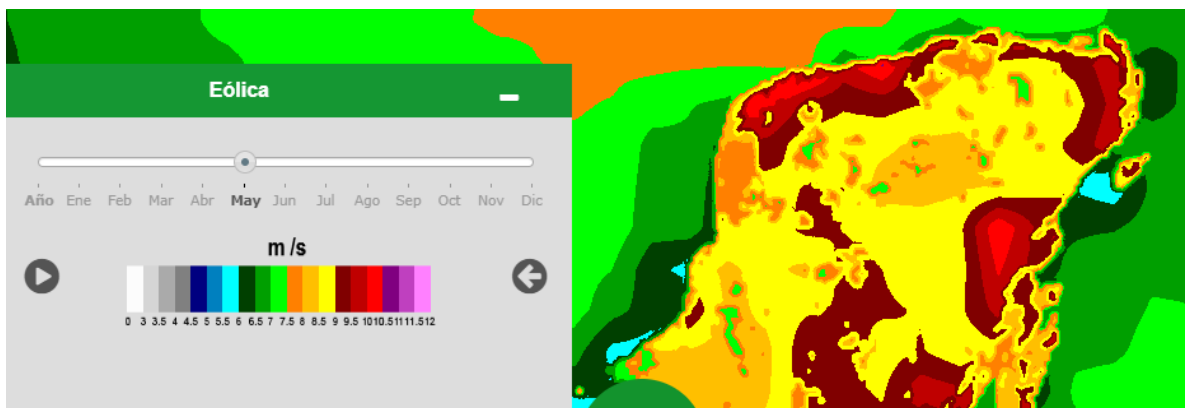


Figura 1.15. Velocidades de viento para el mes de mayo [8]

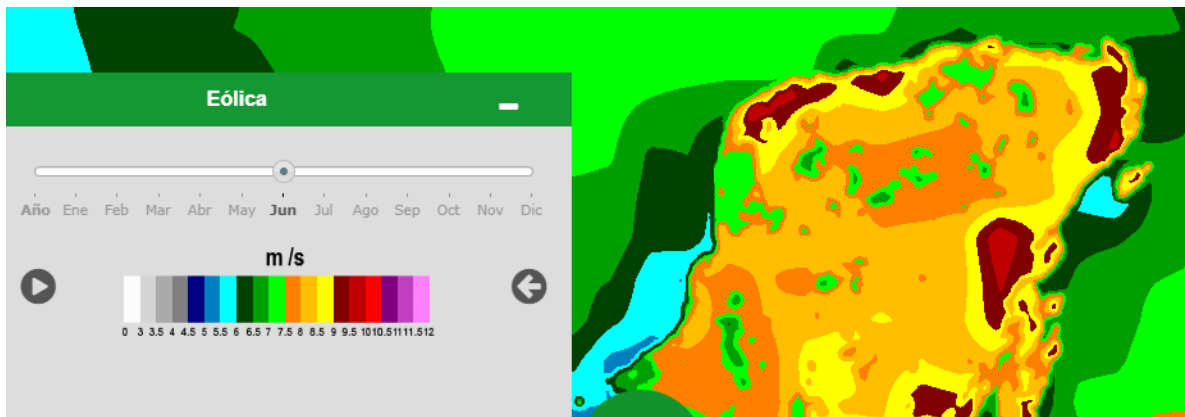


Figura 1.16. Velocidades de viento para el mes de junio [8]

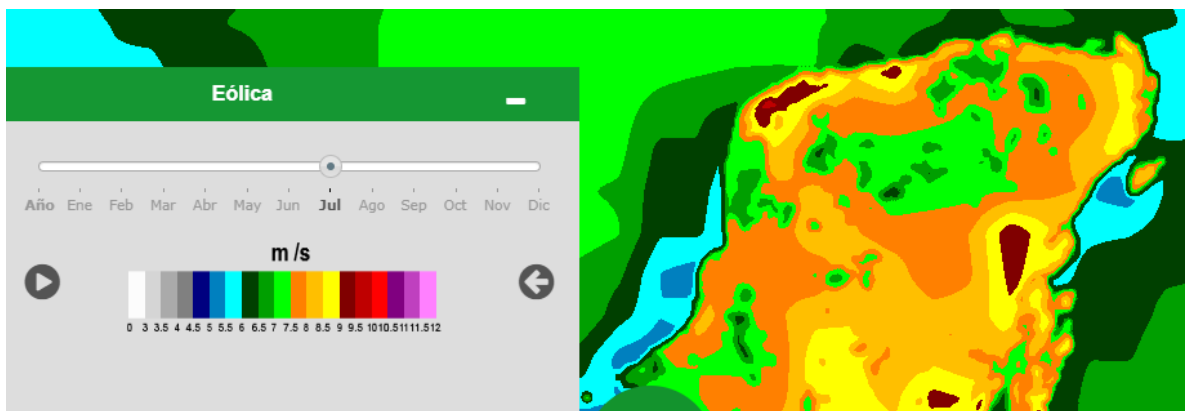


Figura 1.17. Velocidades de viento para el mes de julio [8]

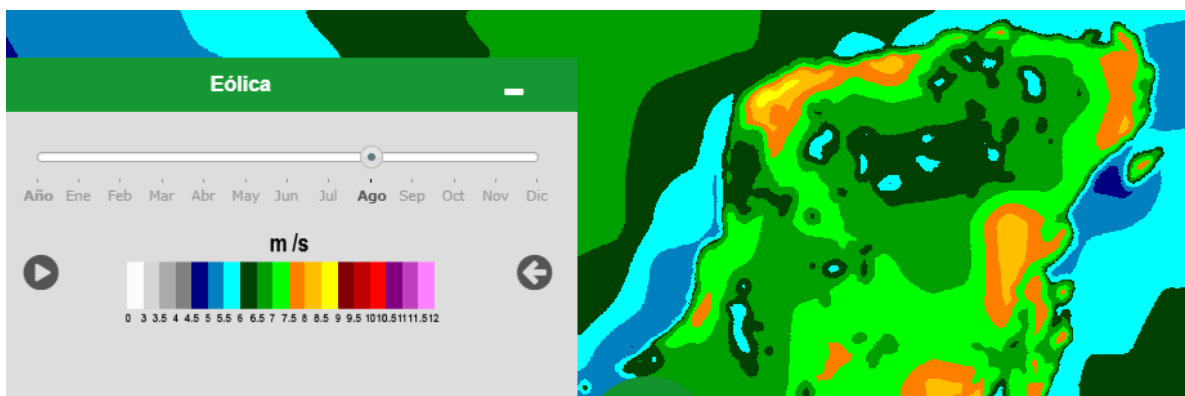


Figura 1.18. Velocidades de viento para el mes de agosto [8]

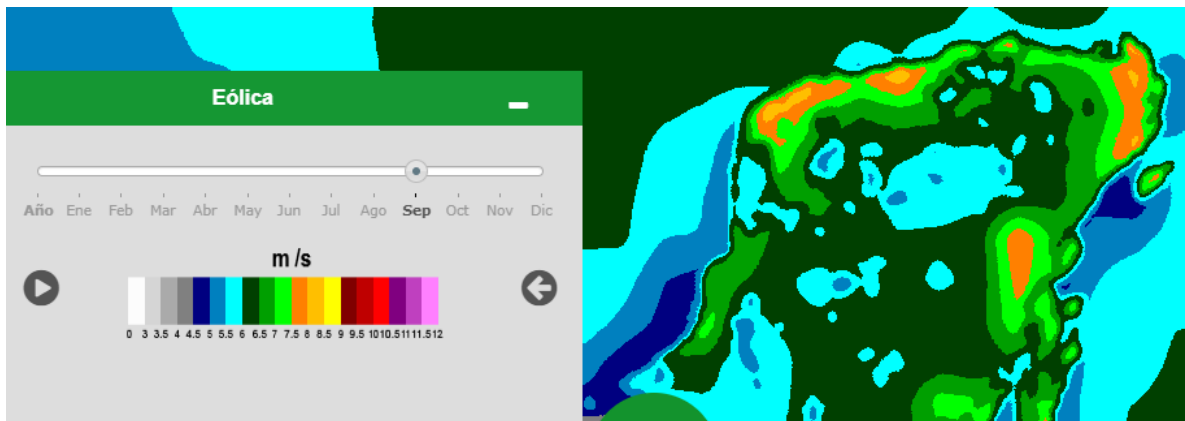


Figura 1.19. Velocidades de viento para el mes de septiembre [8]

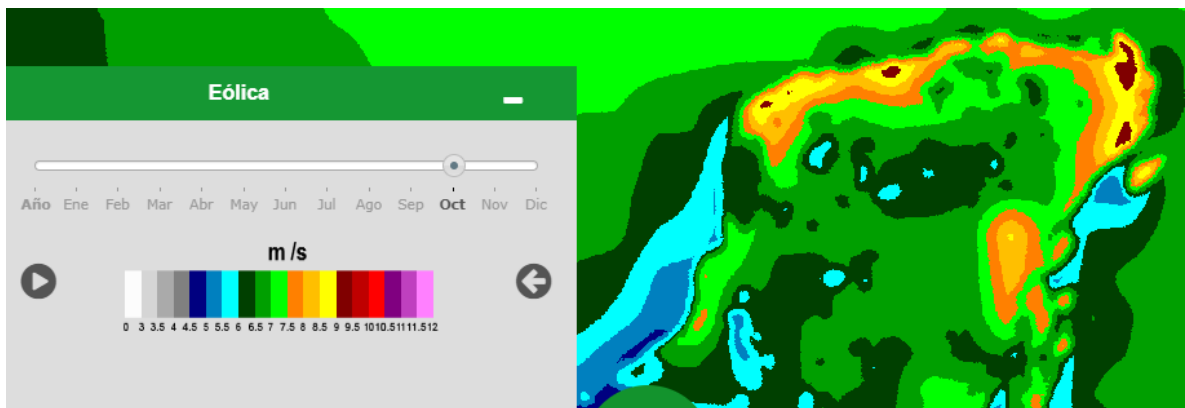


Figura 1.20. Velocidades de viento para el mes de octubre [8]

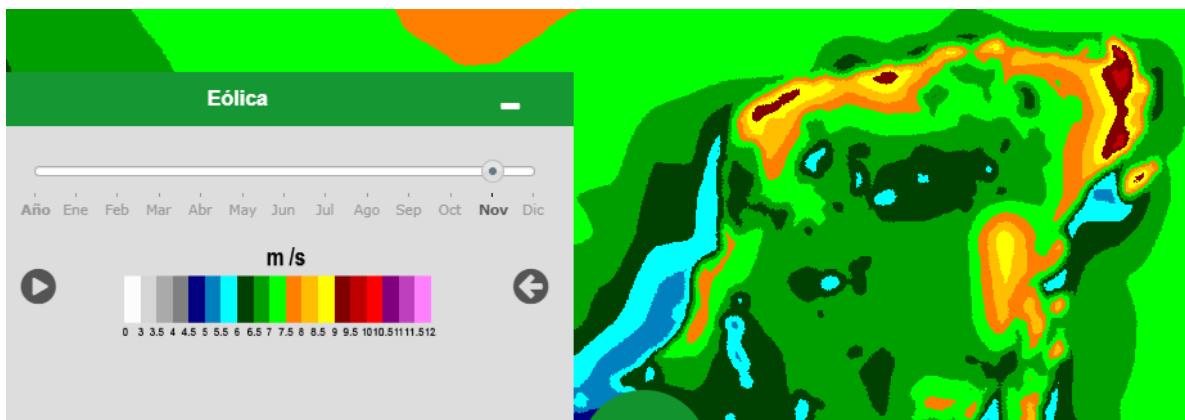


Figura 1.21. Velocidades de viento para el mes de noviembre [8]

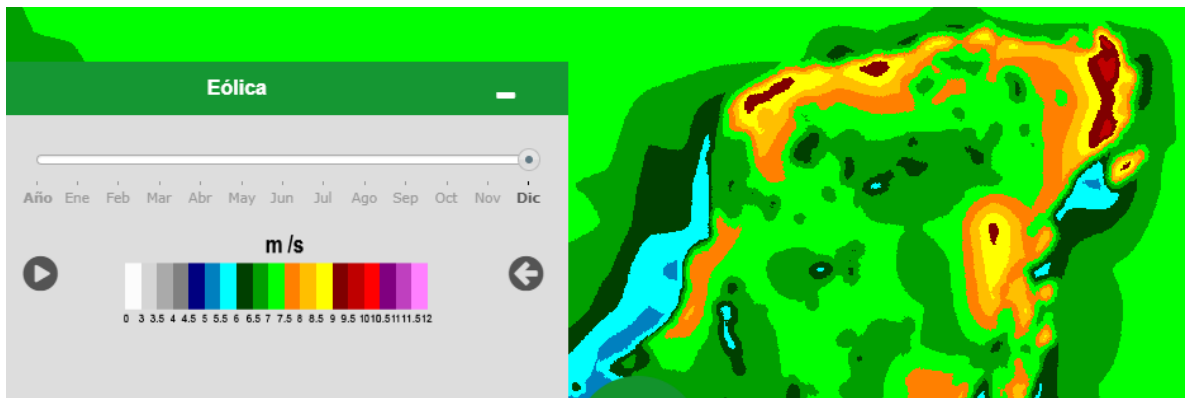


Figura 1.22. Velocidades de viento para el mes de diciembre [8]

Como se puede observar, durante los meses de mayo a septiembre hay una reducción del potencial eólico en gran parte del territorio mexicano, los cuales históricamente han sido los de mayor demanda de energía eléctrica debido a las temperaturas elevadas en la mayor parte del país, sin embargo, aún con esta reducción México posee un gran potencial eólico, ya que las nuevas tecnologías permiten cosechar energía a bajas velocidades de viento.

Derivado del gran potencial eólico que posee nuestro país, en los últimos años se han desarrollado estrategias para incorporar la generación eólica en la matriz energética, actualmente se realizan estudios para determinar sitios factibles para el desarrollo de la energía eólica en México.

1.3. Centrales eólicas en México

En México se ubican 50 centrales eólicas cuya capacidad instalada alcanza los 5,167 MW que representa el 6.8% de la capacidad total de generación instalada en todo el país. Los parques eólicos del país aportaron 12,434 GWh un 3.9% de la generación total nacional que son 317,278 GWh, posicionándose como la segunda tecnología limpia más importante [6]; Yucatán cuenta con una central eólica de 70 MW denominada “Eólica del Golfo I” en el esquema de Productor Independiente de Energía (PIE) y en la tabla 1.7 se observan los proyectos que realizarán a partir del año 2019 en el mismo estado.

El factor de planta para este tipo de centrales oscila entre 20% y 43%. Debido a que su capacidad es función de la velocidad del viento, no es posible que funcionen por largos periodos a su capacidad máxima [10].

Tabla 1.7. Proyectos de generación eólica que cumplen con los criterios de firmeza para el SEN en la Región de Control Peninsular [4] [6]

No .	Proyecto ¹	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Región de Control	Fecha de entrada	Capacidad Bruta ² (MW)
38	CE GEN 070	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	dic-19	30
39	CE GEN 071	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	dic-19	30
40	CE GEN 100	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	jun-20	70
41	CE GEN 101	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	jun-20	90
42	CE GEN 116	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	jun-21	87.8
43	CE GEN 123	YUC	42-Mérida	07-Peninsular	ene-24	75.6
					Total ³	383.4

¹CE: Central Eólica. ²La capacidad y la fecha de inicio de operación pueden variar de acuerdo con las condiciones del SEN. ³Los Totales pueden no coincidir por redondeo

1.4. Integración de la energía eólica en los sistemas eléctricos

La producción de potencia eléctrica a partir de la energía eólica está limitada a las regiones en las cuales se tiene altas velocidades promedio de viento. La característica fundamental es que además del factor de la demanda de electricidad, las condiciones meteorológicas juegan un papel muy importante. Debido a la impredecibilidad de la energía eólica, esta solo es beneficiosa en situaciones particulares cuando existe una buena correlación entre la producción y el consumo, o entre la producción y las necesidades específicas de la red. La aleatoriedad del viento hace que un solo aerogenerador no pueda adaptar la producción al consumo. Sin embargo, esta

adaptación debe hacerse mediante la intervención de fuentes que tengan una reserva de energía que permita una rápida regulación de la producción.

La baja predictibilidad y variaciones en las velocidades y dirección del viento en ventanas cortas de tiempo ocasionan problemas, que van desde variaciones de frecuencia a corto plazo hasta problemas de equilibrio a más largo plazo e implican una serie de nuevos desafíos y restricciones adicionales para la operación en la red eléctrica. Si la producción de energía intermitente es pequeña y si la producción de energía eólica está bien dispersa en un área grande y se correlaciona con la carga, entonces la energía eólica es más fácil de integrar en el sistema [11].

Para tener un control en la simbiosis entre la central eólica y la red eléctrica es necesario realizar un análisis previo. En la literatura se dan algunos ejemplos de los análisis que pudieran realizar.

A corto plazo, las variaciones en la producción de energía eólica afectan el funcionamiento del sistema eléctrico, esto se refiere a la asignación y el uso de reservas adicionales, En un sistema grande, los requisitos de reserva de diferentes cargas y energía eólica interactúan y se compensan parcialmente entre sí. La operación del sistema de energía solo necesita equilibrar la regulación neta resultante. La variabilidad introducida por la energía eólica no será significativa hasta que las variaciones sean del mismo orden que la variabilidad del comportamiento aleatorio de los consumidores de electricidad. A largo plazo, la producción de energía eólica esperada en las horas pico de carga tiene un impacto en la adecuación del sistema de energía [11].

Los variables de integración de energía eólica en los sistemas eléctricos que incrementan los problemas son el control de la tensión y la frecuencia, el porcentaje de armónicos, arranque automático, etc. De igual manera la estabilidad en la red eléctrica depende del balance oferta y demanda. La alta sensibilidad de la energía eólica a las perturbaciones de la red, como las caídas de tensión o las variaciones de

frecuencia, a menudo provocan una desconexión de la producción durante incidentes en la red. Esta desconexión puede agravar un desequilibrio entre la producción y el consumo.

Existen ciertos criterios generales para lograr la integración de la energía eólica en los sistemas eléctricos, el límite entre la baja y la alta penetración depende de la cantidad que se pueda integrar sin causar problemas en la red. Algunas de estas estrategias de mitigación son la localización geográfica, el uso de redes inteligentes, tecnologías de almacenamiento, mejor pronóstico de condiciones atmosféricas, mejora en la regulación técnica y refuerzo en la red [12].

Los efectos de las centrales eólicas en la red y la potencia están determinados principalmente por el tipo de conexión a la red y los niveles de voltaje. Se deben tener en cuenta los cambios y las fluctuaciones periódicas en el voltaje y los efectos de parpadeo, así como cualquier asimetría entre fases.

Otro aspecto por considerar es que, al aumentar el nivel de penetración de las centrales eólicas, ésta tiene efectos en la red. Antes de instalar las centrales eólicas, se analiza la integración con la red y luego se analiza con el código de la red [13].

Las centrales eólicas se instalan en lugares con buen recurso eólico, las cuales normalmente no son demasiado pobladas, Esto puede conducir a altas concentraciones de energía eólica en regiones donde el consumo local es bajo y el exceso debe exportarse. Para ello, es necesario tener una red de transmisión sólida diseñada para la transmisión de energía eólica. El principal problema es la rápida implementación de la energía eólica, lo que significa que el refuerzo de la red no ha sido planificado y que el procedimiento para determinar la capacidad de transmisión es diferente debido a la naturaleza de la energía eólica [11].

La capacidad limitada de la red (líneas y subestaciones) puede constituir en el caso de la energía eólica, un grave problema, ya que los lugares donde la energía eólica

es factible a menudo están lejos de las áreas de consumo. La adaptación y la intensificación de los puntos de conexión pueden afectar a la red de distribución. Para evitar la congestión de las líneas de transmisión y garantizar la seguridad de la red, se deben construir nuevas líneas [14].

Para garantizar y mantener la confiabilidad del desarrollo de energía eólica en la red, es importante la construcción de nuevas líneas, definir una tasa mínima de estabilidad requerida para los operadores de centrales eólicas, y mantener en servicio una central eléctrica tradicional cerca de áreas ventosas y elaborar una planificación amplia y completa de la energía eólica que evite una concentración excesiva de los aerogeneradores en una región determinada [12].

Entre los requerimientos técnicos más importantes se encuentran: la regulación de la potencia activa y el control de la frecuencia, la regulación de potencia reactiva y el factor de potencia, la regulación del voltaje, los límites de operación en cuanto a voltaje y frecuencia se refiere, calidad de la energía y el comportamiento de las centrales eólicas ante perturbaciones en la red, como la caída o falta de tensión en la red [15].

El control rápido y continuo de la tensión garantiza también la máxima corriente de alimentación reactiva disponible durante las fallas y la fluctuación de la energía eólica puede ocasionar cierto alisamiento del parpadeo de la tensión. Después de grandes perturbaciones, el sistema eléctrico puede experimentar grandes variaciones en voltajes y frecuencia. Más allá de los límites específicos, no se puede garantizar la estabilidad del sistema y los generadores y los consumidores pueden correr el riesgo de sufrir daños. En este caso, la desconexión de la red parece ser la mejor estrategia [16].

La integración de la energía eólica puede ser promovida por:

- El uso de equipos electrónicos de potencia para conectar las turbinas eólicas a la red eléctrica. Entonces, la energía eólica tiene la posibilidad de participar en

la regulación de la frecuencia y el voltaje para mantener su conexión en la red en presencia de caídas de voltaje.

- El desarrollo de sistemas híbridos, que combinan la energía eólica con fuentes convencionales u otras fuentes aleatorias, con una gestión integrada y optimizada de la energía [14].
- Si bien, la capacidad de transmisión es mucho más efectiva que el almacenamiento de energía para mitigar la reducción en la velocidad del viento y los costos de generación, puede haber aplicaciones donde el almacenamiento puede ser un recurso valioso. Esto dependerá en gran medida de la ubicación [17].

1.5. Problemática

La energía eléctrica es un bien esencial en el desarrollo de las actividades productivas y la economía de cualquier país, así como también para la transformación social ya que incide de forma directa en los servicios básicos para la población y en su calidad de vida.

En este contexto, es importante asegurar un suministro eléctrico suficiente y confiable que permita llevar a cabo las actividades productivas de los diferentes sectores de la economía como las telecomunicaciones, el transporte, la industria, la agricultura, los comercios, los servicios, las oficinas y los hogares, para impulsar el crecimiento y el desarrollo económico del país.

Derivado de las nuevas políticas, es claro que las fuentes de energías renovables son el camino por el cuál México está orientando la generación de potencia eléctrica, siendo la energía eólica el recurso con mayor potencial de desarrollo, pero su dependencia del clima, la intermitencia y la variabilidad son las principales causas de las posibles contingencias que se pudieran presentar.

Las acciones clave para poder cumplir con las metas de la LAERFTE se realizan a través de la creación de proyectos de generación eléctrica a lo largo del país, sin embargo, una de las principales problemáticas que afectan al sector eléctrico en México es la baja densidad de la red de transmisión. El proceso de planeación actualmente plantea una expansión de la red de transmisión a una tasa de 0.9% anual promedio hasta el año 2026, menor al crecimiento esperado de la demanda de electricidad en el país, estimado en 3.1% [6], de acuerdo con lo planeado en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033 [18]. Numerosas regiones del país con significativos recursos de energía limpia no cuentan en la actualidad con el desarrollo necesario de la red de transmisión para evacuar dicha energía.

En este sentido es importante prever los inconvenientes que pudieran existir al acelerar el ritmo de expansión en el sistema eléctrica nacional, tomando en cuenta las variables eléctricas que pudieran afectar al destino final que son los usuarios, y en esa misma dirección, hablando concretamente del recurso eólico, tomar en cuenta las variables climatológicas enfocadas al viento como lo son su velocidad y dirección.

A medida que el sistema de energía se vuelve cada vez más complejo, existe una necesidad crítica de poner a disposición herramientas mejoradas para analizar el sistema de energía. Varios estudios realizan análisis por medio de simulaciones, los cuales permiten observar en comportamiento de la red durante eventos anormales de viento y por consiguiente permiten identificar fallas en esta [19], y otros que ayudan mantener los parámetros de voltaje en los niveles deseados adicionando dispositivos eléctricos [20].

1.6. Justificación

Para poder establecer criterios de generación de potencia eléctrica e infraestructura de la red de transmisión para la demanda requerida es necesario realizar un análisis de las fluctuaciones en la red eléctrica nacional y de la interacción de las centrales

eólicas en ésta, tomando en cuenta situaciones en la que la central pudiera ser sometida y poder anticipar alguna intermitencia o variabilidad en el servicio de energía eléctrica.

La simulación de un sistema de energía para fines de monitoreo y análisis ha abierto nuevas vías para los interesados en el sector eléctrico. La sobrecarga en los transformadores de potencia y distribución, líneas de transmisión, factor de potencia, la brecha de demanda y suministro, caídas de voltaje, pérdidas técnicas, flujo de potencia activa y reactiva, magnitudes de voltaje y corriente, distorsión armónica en voltaje, etc. se pueden analizar y monitorear en cualquier lugar deseado utilizando este enfoque virtual [21].

Los resultados de la referencia [22] expresaron los flujos de energía entre los buses y las cargas, y también explicaron el comportamiento voltaje del sistema en los buses y muestran que estos resultados serán útiles durante la implementación y planificación física del sistema.

Para los estudios de estabilidad, en el cual se determinan los ángulos de potencia de los equipos eléctricos y las desviaciones de velocidad, la frecuencia eléctrica del sistema, los flujos de potencia real y reactiva, los flujos de potencia de líneas y transformadores, así como los niveles de voltaje de los buses en el sistema, debe modelarse grupos particulares de máquinas en el sistema, que se sabe que tienen influencias importantes en la operación del sistema. El tiempo total de simulación para cada caso de estudio debe ser lo suficientemente largo como para obtener una conclusión definitiva de estabilidad [23].

En todos los casos de investigación expuestos anteriormente utilizan el software Electrical Transient Analyzer Program (ETAP), el cual cuenta con las herramientas necesarias para realizar un análisis completo del sistema, como flujo de cargas, corto circuito, calidad de la energía, estabilidad transitoria, entre otros.

Los productos ETAP cumplen con el Código de Regulaciones Federales de E. U. A., así como con otros estándares de garantía de calidad. Todas las versiones de ETAP pasan por un proceso de verificación y validación durante todo el ciclo de vida de la revisión [24].

Los casos de prueba incluyen una comparación exhaustiva de los resultados del estudio y el rendimiento del sistema contra cálculos manuales, mediciones de campo, estándares industriales (ANSI / IEEE, IEC, UL, etc.) y otros métodos establecidos para garantizar y verificar la precisión técnica y la estabilidad del rendimiento. de ETAP [24].

1.7. Objetivos

1.7.1. Objetivo general

Establecer los límites de aceptación de centrales eólicas en el Sistema Eléctrico Nacional tomando en cuenta las condiciones de suministro y demanda, así como la capacidad en la infraestructura de la red eléctrica de transmisión.

1.7.2. Objetivos particulares

- Establecer medidas que aseguren el suministro de energía eléctrica generada en la central eólica al Sistema Eléctrico Nacional tomando en cuenta la dinámica entre la demanda de carga y el tráfico de energía en la red eléctrica de transmisión.
- Proponer condiciones de factibilidad de operación de una central eólica que garanticen una mejora en la calidad y continuidad en el servicio.
- Otorgar una herramienta de análisis la interacción de una central eólica y su capacidad de respuesta a la demanda requerida.

1.8. Metas

- Obtener datos de demanda y consumo, así como datos de viento.
- Determinar la central eólica a analizar.
- Establecer que infraestructura se utilizó.

- Investigar qué tipo de aerogeneradores se utilizó.
- Investigar la normatividad internacional y nacional que rigen la instalación de centrales eólicas.
- Definir la herramienta computacional que se utilizará para el análisis.
- Establecer las variables a las que se someterá a prueba la central eólica.
- Establecer que pruebas se le van a realizar.
- Modelar la central eólica.
- Realizar las pruebas a cada variable establecida.
- Proponer medidas, en base a resultados obtenidos, para asegurar el suministro de energía a la red eléctrica.
- Realizar reporte de resultados por medio de tesis.

2. MARCO TEÓRICO

La mayoría de las tecnologías disponibles de aerogeneradores generan electricidad de forma asincrónica. A diferencia de los generadores síncronos convencionales, lo cual implica que la posición del vector de flujo del rotor no depende de la posición física del rotor, y la característica de ángulo de par de sincronización no existe [25]. Esta característica de los aerogeneradores, junto con la variabilidad del recurso eólico, introduce complejidades y factores que deben analizarse cuidadosamente para comprender y evaluar el impacto del aumento de la penetración del viento en el rendimiento del sistema eléctrico.

2.1. Estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

Las centrales eólicas a gran escala generalmente están integradas por sistemas de transmisión a larga distancia, pero las redes eléctricas no pueden soportar suficientemente el voltaje del punto de acceso de estos parques eólicos. El voltaje del punto de acceso sufre un problema de estabilidad debido a las variaciones de la velocidad del viento [26].

La integración de un Sistema de Conversión de Energía Eólica (WECS por sus siglas en inglés) a la red eléctrica puede afectar negativamente al sistema de energía debido a la fluctuación de la energía eólica. Los WECS exhiben variabilidad en su potencia de salida debido a la naturaleza de los recursos eólicos como resultado de cambios incesantes en las condiciones climáticas. Esta naturaleza intermitente y difusa de la energía eólica introduce un nuevo factor de incertidumbre en la red y puede tener un impacto negativo en la integridad de la red, es decir, la calidad de la energía, la seguridad del sistema y la estabilidad del sistema [12].

La estabilidad del sistema de eléctrico de potencia es la capacidad que tiene el mismo para recuperar un estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física [27], la figura 2.1 muestra la clasificación de varias definiciones

relacionadas con la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, establecida por el Institute of Electrical and Electronics Engineers / Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (IEEE/CIGRE).

Las alteraciones severas del sistema generalmente resultan de grandes desviaciones de frecuencia, flujos de potencia, voltaje y otras variables del sistema.

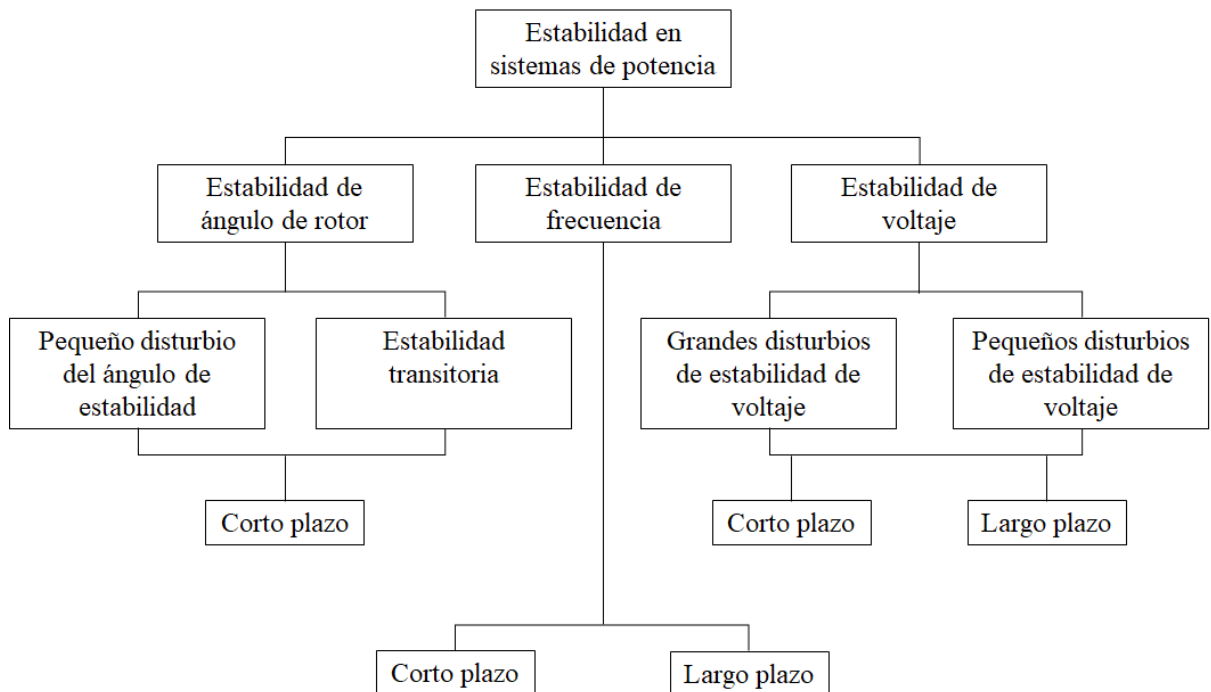


Figura 2.1. Clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia [27]

2.1.1. Estabilidad de ángulo del rotor

Está relacionada con la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia interconectado, de mantener el sincronismo tras una perturbación. Esta capacidad depende de la habilidad para mantener o recuperar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada una de las máquinas síncronas del sistema. La inestabilidad se produce por un aumento en el ángulo de algunos generadores, que conduce a la pérdida de sincronismo con otros generadores. El problema de la estabilidad del ángulo del rotor implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia. [27].

2.1.2. Estabilidad de frecuencia

Está relacionada con la capacidad de un sistema de potencia de mantener estable la frecuencia tras una perturbación severa, esto provoca como consecuencia un desequilibrio importante entre la generación y la carga. La inestabilidad se presenta en forma de oscilaciones severas de frecuencia, estas oscilaciones pueden provocar la desconexión de unidades de generación y/o carga [27].

2.1.3. Estabilidad de voltaje

Se define como la capacidad de un sistema de potencia de mantener valores estables de voltaje (valores de voltaje dentro de límites previamente establecidos) en todos los buses del sistema, en condiciones normales de operación y tras ser sometido a una perturbación [27].

La estabilidad de voltaje también está relacionada con la capacidad de un sistema para mantener o restaurar el equilibrio entre la generación y la carga, después de producirse una perturbación; en algunas ocasiones a la estabilidad de voltaje suele llamársele estabilidad de carga.

El término colapso de voltaje es el proceso por el cual la secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de voltaje conduce a un apagón o voltajes anormalmente bajos en una parte significativa del sistema de energía [27].

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad del voltaje es la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión; Esto limita la capacidad de la red de transmisión para la transferencia de energía y el soporte de voltaje. La transferencia de potencia y el soporte de voltaje se limitan aún más cuando algunos de los generadores alcanzan sus límites de capacidad de sobrecarga de tiempo de campo o inducido. La estabilidad del voltaje se ve amenazada cuando una perturbación aumenta la

demanda de energía reactiva más allá de la capacidad sostenible de los recursos de energía reactiva disponibles [27].

El riesgo de inestabilidad por sobretensión es causado por un comportamiento capacitivo de la red, así como por limitadores de subexcitación que impiden que los generadores y/o compensadores síncronos absorban el exceso de potencia reactiva. En este caso, la inestabilidad está asociada con la incapacidad del sistema combinado de generación y transmisión para operar por debajo de cierto nivel de carga [27].

Si considerará un sistema radial, formado por un generador conectado a un nodo de carga a través de una línea de transmisión sin pérdidas por efecto joule como se muestra en la figura 2.2.

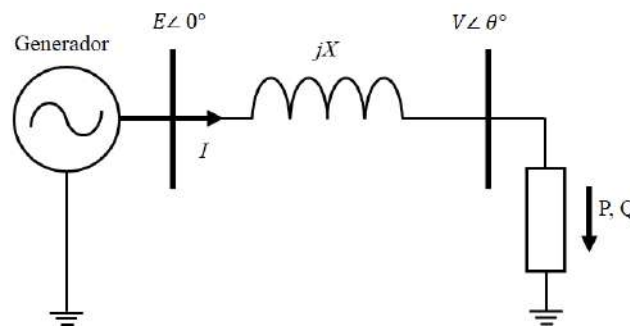


Figura 2.2. Sistema radial

Si los voltajes E y V se mantienen constantes, entonces la máxima transferencia de potencia ocurre con un ángulo (θ) de 90° [28].

Lo que en la figura 2.2 es una carga, puede ser una zona del sistema con una demanda elevada, y lo que es una línea puede ser un conjunto de líneas más o menos mallado. En general, la inestabilidad de tensión puede aparecer en redes débiles, o bien en sistemas muy cargados donde la potencia activa tiene que recorrer un largo camino desde los generadores hasta las cargas.

Considerando que el generador puede mantener constante el voltaje en sus terminales, y que el voltaje en el bus de carga ya no es constante, la relación entre el voltaje del bus de carga y la transferencia de potencia (P) a través de la línea de transmisión se muestra en la figura 2.3.

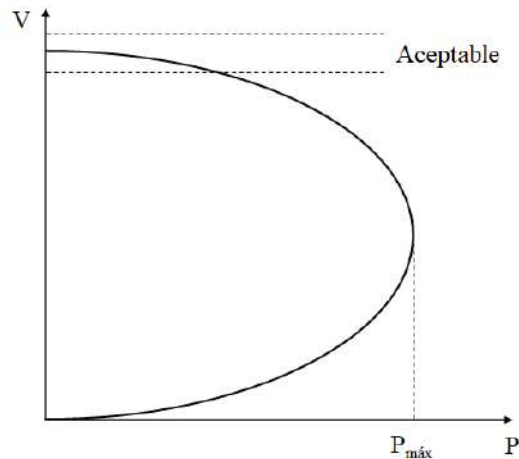


Figura 2.3. Variación del voltaje en el bus de carga con respecto de la potencia activa

Con el aumento de carga, el voltaje en el bus de carga disminuye, hasta alcanzar un valor crítico que corresponde a la máxima transferencia de potencia, esta máxima transferencia de potencia se relaciona con la inestabilidad de voltaje.

El voltaje (V) en el bus de carga, así como la potencia consumida (S) por la carga puede calcularse como:

$$\vec{V} = \vec{E} - jX\vec{I} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} S = P + jQ = \vec{V}\vec{I}^* &= \vec{V} \left(\frac{\vec{E} - \vec{V}}{jX} \right)^* = \vec{V} \left(\frac{\vec{E}^* - \vec{V}^*}{-jX} \right) = V \angle \theta \frac{(E \angle 0 - V \angle -\theta)}{-jX} \\ &= \frac{EV}{X} \sin \theta + j \left(\frac{EV}{X} \cos \theta - \frac{V^2}{X} \right) \end{aligned} \quad (2.2)$$

Donde Q es la potencia reactiva del sistema y X la reactancia de la impedancia.

A partir de las ecuaciones anteriores se puede conocer la potencia activa y la potencia reactiva consumida por la carga.

$$P = \frac{EV}{X} \sin \theta \quad (2.3)$$

$$Q = j \left(\frac{EV}{X} \cos \theta - \frac{V^2}{X} \right) \quad (2.4)$$

Despajando y aplicando identidades trigonométricas:

$$\sin \theta = -\frac{PX}{EV}; \cos \theta = \frac{QX + V^2}{EV} \rightarrow \left(-\frac{PX}{EV} \right)^2 + \left(\frac{QX + V^2}{EV} \right)^2 = 1 \quad (2.5)$$

Se obtiene:

$$V^4 + V^2(2QX - E^2) + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.6)$$

Definiendo:

$$v = \frac{V}{E}; p = \frac{PX}{E^2}; q = \frac{QX}{E^2} \quad (2.7)$$

Donde v , p , y q son cantidades normalizadas de voltaje, potencia activa y potencia reactiva respectivamente.

Sustituyendo:

$$v^4 + v^2(2q - 1) + p^2 + q^2 = 0 \quad (2.8)$$

Sea ϕ el ángulo del factor de potencia de la carga, y sustituyendo $q = p \tan \phi$:

$$v^4 + v^2(2p \tan \phi - 1) + p^2 + \sec^2 \phi = 0 \quad (2.9)$$

El voltaje v tiene cuatro soluciones, de las cuales dos tienen un importante significado físico. Una de las dos soluciones de interés corresponde a un voltaje elevado (puntos de la curva por encima del voltaje crítico y de la potencia máxima), mientras que la segunda solución corresponderá a un voltaje pequeño (puntos de la curva por debajo del voltaje crítico y de la potencia máxima) [28].

En la figura 2.4 se observa la representación espacial del voltaje en función de la potencia activa y potencia reactiva definida por la ecuación 2.7 (p , q , v). La superficie se encuentra en la zona definida por los planos p - v , q - v y p - q . La parte superior de la superficie corresponde a un voltaje elevado, mientras que la parte inferior corresponde al voltaje pequeño. En el “ecuador” de la superficie se definen los puntos críticos de operación (voltaje crítico y potencia máxima) [29].

Los “meridianos” dibujados con líneas continuas de la figura 2.4, corresponden a las intersecciones con los planos verticales $q = p \tan \phi$, para variaciones de ϕ de $-\pi/8$ a $\pi/2$ con incrementos de $\pi/16$. Proyectando estos meridianos en el plano p - v proporciona las curvas del voltaje en función de la potencia activa, para diversos valores de $\tan \phi$. Estas curvas generalmente se conocen como curvas PV o curvas de “nariz”. Las cuales juegan un papel importante en la comprensión y explicación del fenómeno de inestabilidad de voltaje. De manera similar la proyección de los “meridianos” en el plano q - v proporciona las curvas V-Q. Se considera que para obtener las curvas P-V la potencia reactiva será constante, mientras que para obtener las curvas V-Q la potencia activa será constante [29].

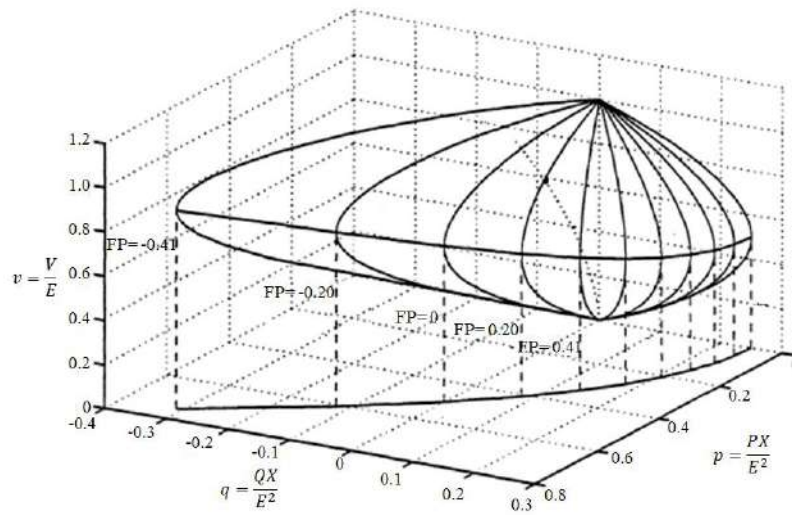


Figura 2.4. Voltaje en función de potencia activa y reactiva [29]

Las curvas P - V pueden ser obtenidas de la ecuación 2.8. Cada curva corresponde a un factor de potencia. Hay un máximo de potencia transferible. Para cualquier valor dado de p hay dos voltajes posibles (voltaje más alto con corriente más baja o voltaje más bajo con corriente más alta). El funcionamiento normal corresponde a la solución de alto voltaje. Con la compensación del capacitor (factor de potencia principal) aumenta la potencia máxima. Sin embargo, el voltaje crítico correspondiente también aumenta. De la figura 2.5, se puede ver que, con una línea de transmisión altamente compensada, los voltajes normales se convierten en voltajes críticos [28].

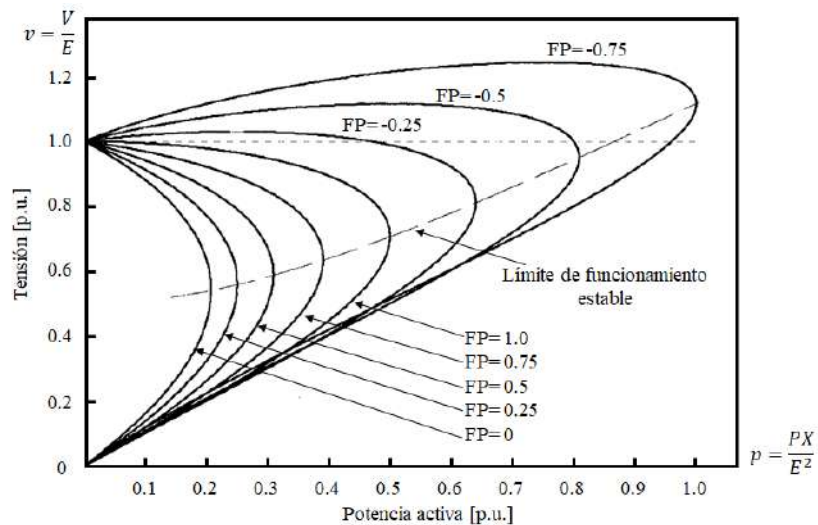


Figura 2.5. Curvas P - V en función del factor de potencia [29]

Estas curvas son muy útiles para un análisis conceptual de la estabilidad de voltaje en el estudio de sistemas radiales. Este método es también utilizado para grandes redes donde P es la carga total en un área y V es el voltaje en un nodo crítico o representativo. P también puede ser la potencia transferida a través de una línea o enlace de interconexión. Puede graficarse el voltaje en varios nodos. Una desventaja en este tipo de curvas es que, en la simulación de flujos de potencia, va a divergir en el punto cercano a la “nariz” o en el punto de máxima potencia sobre la curva.

La línea discontinua representa el límite de funcionamiento del sistema: más allá de ella es imposible transmitir potencia activa. Los puntos situados por debajo de la línea discontinua son inestables, y el sistema eléctrico nunca opera en ellos. Cuando un flujo de cargas no converge, frecuentemente es debido a un problema de inestabilidad local de voltaje [28].

Un aumento excesivo de la carga provocaría un descenso progresivo del voltaje y, en último caso, la inestabilidad del sistema. Incluso antes de llegar al punto inestable, el voltaje se vuelve inaceptablemente bajo. Conviene observar que el voltaje cae más rápido cuando la carga es inductiva [28].

Las curvas V-Q pueden ser obtenidas de la ecuación 2.8, se utilizan para determinar los márgenes de potencia reactiva de un nodo específico y también para encontrar el nivel de voltaje al cual se daría el colapso de voltaje en ese nodo.

Variando el voltaje se obtienen los valores de potencia reactiva entregados o absorbidos por el nodo. Cuando el nodo al que se le está construyendo no tiene compensación reactiva, el punto de operación es en el cual la potencia reactiva es cero. Si el nodo tiene compensación reactiva, el punto de operación es en el cual la curva V-Q del sistema se interseca con la curva características del elemento de esta compensación; el colapso de voltaje comienza en el nodo más débil del sistema y entonces se extiende hacia otros nodos débiles. El nodo más débil es la más

importante en el análisis del colapso de tensión [28]. El nodo más débil es aquel que exhibirá una de las condiciones siguientes:

- tiene el punto crítico más alto.
- tiene el margen de potencia reactiva más bajo.
- tiene la más grande insuficiencia de potencia reactiva.
- tiene el más alto porcentaje de cambio en el voltaje.

La figura 2.6 muestra una familia de curvas V-Q (a diferentes valores de potencia activa) para el sistema de dos nodos de la figura 2.3.

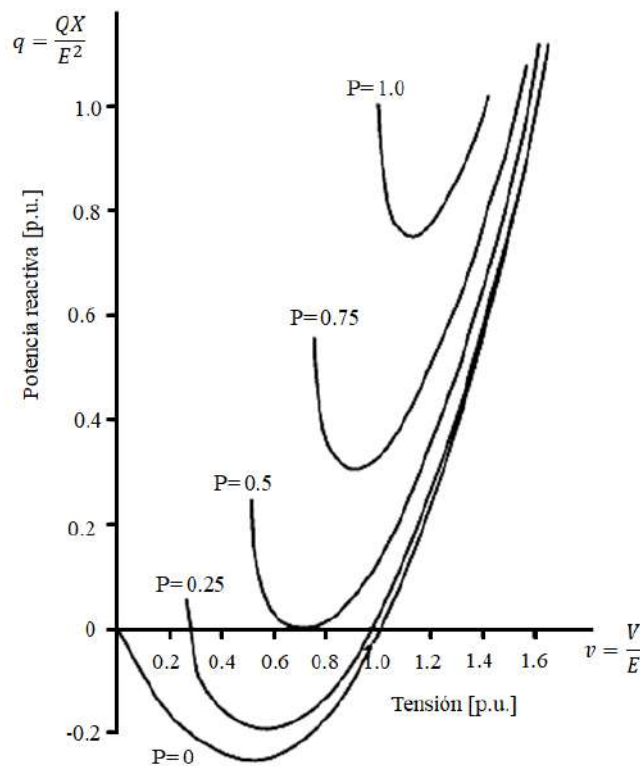


Figura 2.6. Curvas V-Q en función de la potencia activa [29]

Estas curvas son frecuentemente llamadas curvas Q-V sin embargo, es importante señalar que al emplear la terminología V-Q se hace énfasis que el voltaje es la variable independiente.

2.2. Componentes eléctricos en los sistemas de energía eólica

La central eólica puede ser dividida en cinco subsistemas: Turbinas eólicas, red colectora de medio voltaje, subestación eléctrica, punto de interconexión y transmisión en alta tensión [30], como se muestra en la figura 2.7.

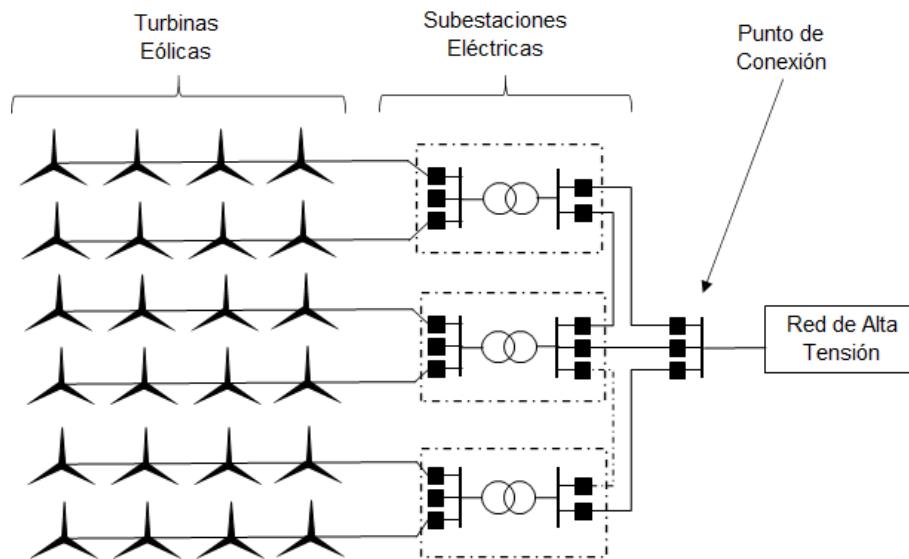


Figura 2.7. Esquema de un parque eólico

Dado que el objetivo de la presente investigación es la correcta relación entre la variabilidad de la energía eólica y la red eléctrica, solamente se describirán los principales componentes eléctricos de dichos sistemas, los cuales son:

- Generador de turbina eléctrica.
- Cables conductores de potencia.
- Transformadores.

2.2.1. Generador de turbina eólica

Actualmente existen cuatro tecnologías de generador de turbina eólica, las cuales son:

- Generadores eólicos de velocidad fija con generadores de inducción en jaula de ardilla - Tipo 1.
- Generadores eólicos con generadores de inducción de rotor bobinado y variación de velocidad limitada a través de una resistencia externa - Tipo 2.

- Generadores de inducción doblemente alimentados con velocidad variable - Tipo 3.
- Máquina síncrona de imán permanente o una máquina de inducción (jaula o rotor enrollado) con un convertidor completo y rango de velocidad variable - Tipo 4 [31].

2.2.1.1. Generador de turbina eólica Tipo 1

En este tipo, el generador de inducción está directamente interconectado a la red eléctrica. La caja de engranajes y el número de pares de polos del generador de inducción determinan la velocidad fija del generador de turbina eólica [32], en la figura 2.8 se aprecia el esquema de este tipo de aerogenerador.

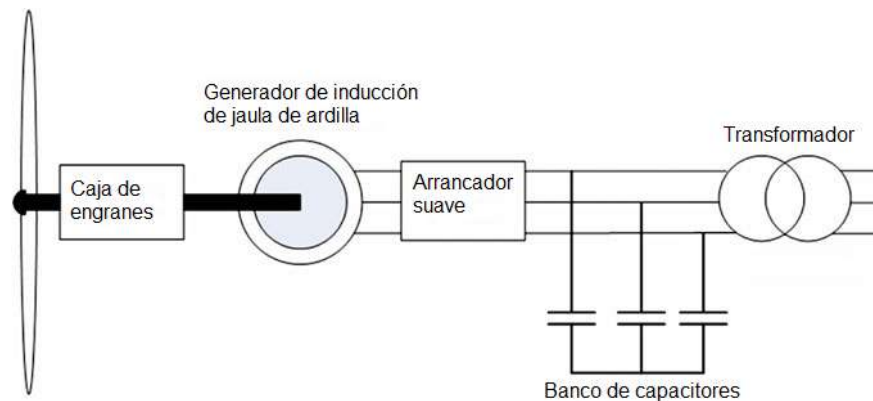


Figura 2.8. Esquema de un generador de turbina eólica Tipo 1

2.2.1.2. Generador de turbina eólica Tipo 2

Los generadores de turbinas eólicas tipo 2 generalmente incluyen un generador de inducción de rotor bobinado con una resistencia externa variable conectada en serie con el devanado del rotor. Se logra un rango limitado de variación de velocidad a través de la resistencia externa [25], en la figura 2.9 se aprecia el esquema de este tipo de aerogenerador.

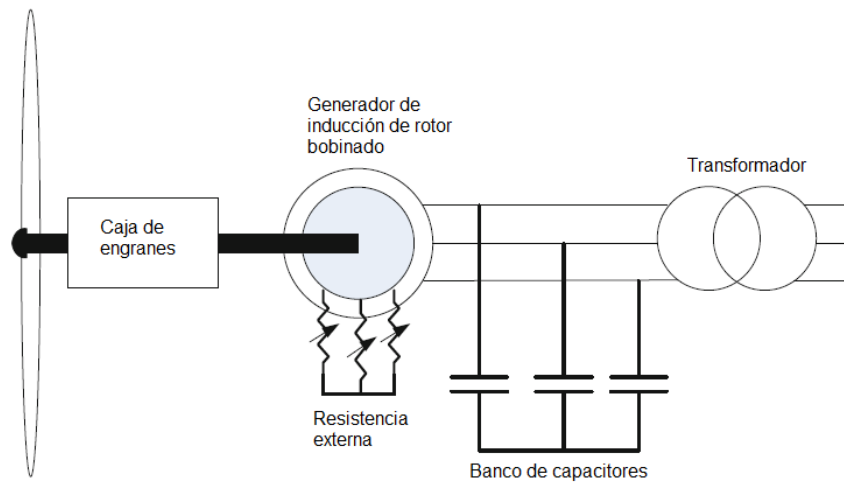


Figura 2.9. Esquema de un generador de turbina eólica Tipo 2

2.2.1.3. Generador de turbina eólica Tipo 3

En este tipo de generadores el devanado del rotor se conecta mediante anillos colectores a un convertidor del lado de la turbina. El convertidor del lado de la máquina está acoplado a través de un condensador de bus de Corriente Continua al convertidor del lado de la red que está conectado a la red a través de un transformador. La velocidad mecánica de la turbina se puede controlar operando el circuito del rotor a una frecuencia variable. La salida de potencia neta de la máquina en este diseño es la suma de la potencia del estator de la máquina y la del rotor (a través del convertidor) a la red. La potencia se inyecta desde el rotor, a través del convertidor, a la red cuando la turbina funciona a velocidad supersíncrona. Sin embargo, cuando la turbina funciona a velocidades subsíncronas, el rotor absorbe la potencia real de la red a través del convertidor. A una velocidad exactamente sincrónica, no se produce un intercambio de potencia neto significativo entre el rotor y la red [33].

La mayoría de los diseños Tipo 3 tienen la capacidad de proporcionar soporte de potencia reactiva a la red a través del estator de la máquina. En la figura 2.10 se muestra un esquema de un generador de turbina eólica tipo 3.

Los generadores de turbinas eólicas tipo 3 se conocen comúnmente como generadores de inducción doblemente alimentados o DFIG por sus siglas en inglés.

Actualmente son los generadores más comúnmente adoptados en parques eólicos de todo el mundo.

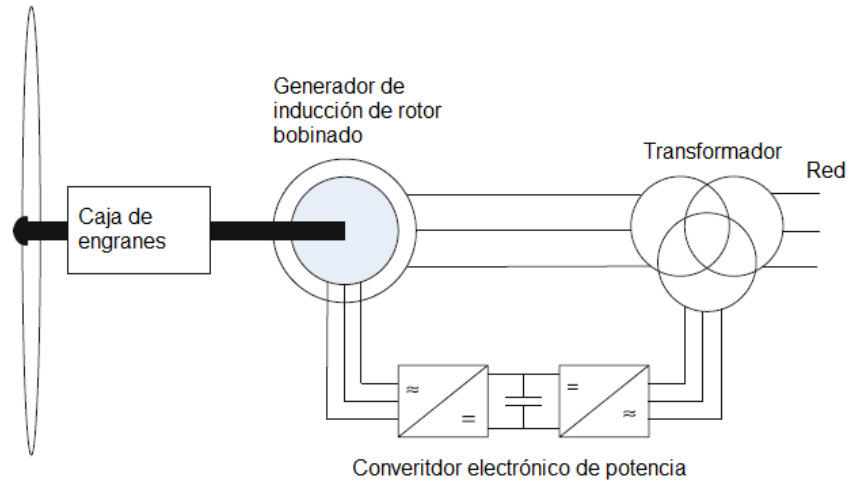


Figura 2.10. Esquema de un generador de turbina eólica Tipo 3

2.2.1.4. Generador de turbina eólica Tipo 4

Esta clase de generadores también es una máquina de velocidad variable equipada con un convertidor totalmente calificado que interconecta el estator de la turbina a la red. El generador puede ser una jaula de ardilla o un generador de inducción de rotor enrollado o un generador síncrono de imán permanente. Estos tipos de generadores tienen un amplio rango de velocidad y son capaces de obtener la máxima potencia de extracción. Además, esta clase de máquinas tiene control independiente de potencia activa y reactiva [33], la figura 2.11 muestra un esquema del generador de turbina eólica tipo 4.

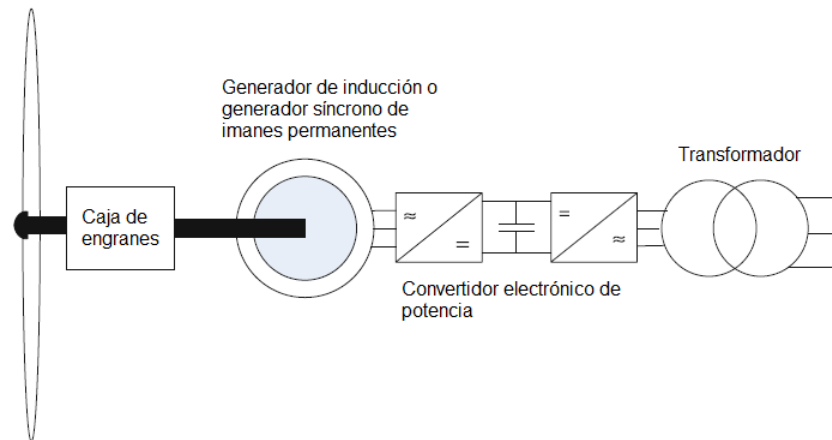


Figura 2.11. Esquema de un generador de turbina eólica Tipo 4

2.2.2. Cables de potencia

Los aerogeneradores están conectados a tres tipos de redes eléctricas: transmisión, distribución y directamente al punto de entrega. La distinción entre los tres se basa en el voltaje de línea. La capacidad de transporte de corriente depende del tamaño del conductor. La potencia se lleva en tres conductores, uno para cada fase. Generalmente hay un cuarto conductor más pequeño, que es el conductor neutro. En la mayoría de los casos, dentro de un parque eólico, la energía se transmite mediante cables subterráneos. Toda la transmisión dentro de la central eólica desde las turbinas hasta la subestación se denomina sistema de recolección. Los cables subterráneos utilizados en los sistemas de recolección son cables trifásicos agrupados en un cable con blindaje apropiado. [34]. Las partes constitutivas de los cables de potencia son:

- *Alma de cobre (conductor)*: permite la transmisión de la corriente; la capacidad de transporte del cable depende del material y de las dimensiones (sección) del alma. para grandes potencias se utilizan almas con una sección entre 1600 y 2500 mm² que garantizan el paso de la corriente limitando al mismo tiempo las pérdidas por efecto Joule y el calentamiento resultante.
- *Pantalla semiconductor externa*: hace uniforme el campo eléctrico en la superficie externa de la envolvente aislante.

- *Pantalla metálica*: contribuye al confinamiento del campo eléctrico, garantiza la circulación de las corrientes de cortocircuito, recoge el componente capacitivo de la corriente, desempeña el papel de referencia para el potencial de tierra e impide la penetración de agua hacia la envolvente aislante; la pantalla constituye también la protección mecánica del cable contra la acción externa.
- *Cubierta aislante exterior*: protege el cable del ambiente exterior y de ataques externos y aísla la pantalla metálica garantizando la protección de terceros ante el contacto directo. En general para los aislamientos de los cables de potencia se utiliza el Policloruro de Vinilo (PVC), el Caucho Etileno-Propileno (EPR) y el Polietileno Reticulado (XLPE), como las cubiertas más importantes [35]. La figura 2.12 muestra la sección transversal de un cable de potencia.

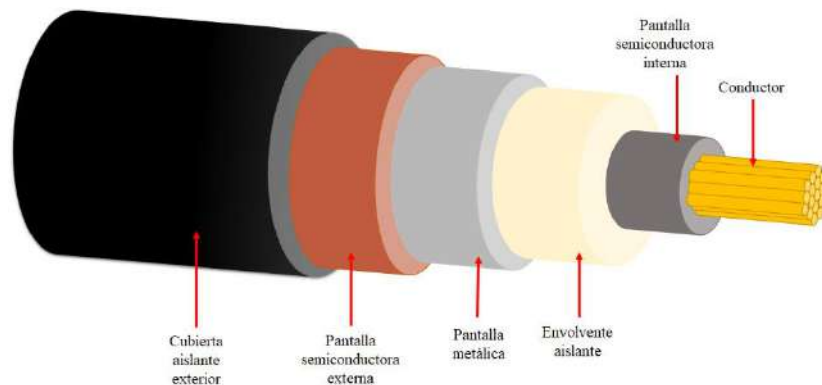


Figura 2.12. Partes de un cable de potencia

2.2.3. Transformadores

El Instituto Nacional Americano de Estándares en conjunto con el Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (ANSI/IEEE por sus siglas en inglés) define un transformador como un dispositivo eléctrico estático, que no involucra partes móviles continuas, utilizado en sistemas de energía eléctrica para transferir energía entre circuitos mediante el uso de inducción electromagnética. El término transformador de potencia se utiliza para referirse a los transformadores utilizados entre el generador y los circuitos de distribución, y estos generalmente tienen una capacidad nominal de 500 kVA o superior. La complejidad del sistema conduce a una variedad de voltajes

de transmisión y distribución. Los transformadores de potencia deben usarse en cada uno de estos puntos donde hay una transición entre los niveles de voltaje.

Los transformadores de potencia se han agrupado libremente en tres segmentos de mercado basados en rangos de tamaño. Estos tres segmentos son los siguientes:

1. Pequeños transformadores de potencia: 500–7500 kVA
2. Transformadores de potencia media: 7500 kVA – 100 MVA
3. Grandes transformadores de potencia: 100 MVA y superiores [36].

Los transformadores de potencia conectados directamente a los generadores pueden experimentar condiciones de excitación y cortocircuito más allá de los requisitos definidos por las normas ANSI/IEEE. Consideraciones especiales de diseño pueden ser necesarias para asegurar que un transformador de potencia sea capaz de resistir los aspectos térmicos y mecánicos anormales que tales condiciones pueden crear.

Cualquier transformador que toma voltaje de un circuito de distribución primario y aumenta o lo reduce a un circuito de distribución secundario o un circuito de servicio del consumidor es un transformador de distribución [36].

La mayoría de los transformadores de distribución construidos y utilizados son trifásicos, incluso para servicio residencial. Una aplicación relativamente nueva para transformadores trifásicos es en “centrales eólicas” donde los transformadores se utilizan para aumentar el voltaje de las turbinas eólicas (alrededor de 600 V) a un voltaje de distribución [36].

Los transformadores que están conectados directamente a un generador de turbina eólica, como se observa en la figura 2.13, deben ser adecuados para la operación escalonada; sin embargo, nunca reciben energía de los terminales de bajo voltaje y, por lo tanto, las corrientes de entrada de bajo voltaje no se consideran en el diseño. Sin embargo, estos transformadores necesitan consideraciones especiales debido a los rápidos aumentos y disminuciones en la corriente, a través de la corriente de falla

debido a los requisitos de la red y los armónicos producidos por la turbina y el equipo de control [36].



Figura 2.13. Transformador de pedestal para turbina eólica [37]

2.2.4. Dispositivos para la integración de la energía eólica

La integración de la energía eólica puede ser promovida por el uso de dispositivos de potencia para conectar las centrales eólicas a la red eléctrica como baterías para almacenamiento, banco de capacitores y filtro de armónicos. Por lo tanto, la energía eólica tiene la posibilidad de participar en la regulación de la frecuencia y la tensión para mantener su conexión a la red en presencia de caídas de tensión [14].

Además de las medidas de fortalecimiento de la red, como la extensión de la red, la introducción de niveles de voltaje más altos, la adición de nuevas rutas, etc., los Sistemas de Transmisión Flexibles en Corriente Alterna (FACTS por sus siglas en inglés) también ofrecen la posibilidad de mejorar las capacidades de las redes existentes. Esto permite un control rápido de la instalación de compensación mediante elementos estructurales electrónicos de potencia, que tienen ventajas fundamentales en el control de la tensión y la potencia [38]. Los FACTS se pueden dividir en Compensadores de Potencia Reactiva Estáticos, (SVC, por sus siglas en inglés),

Compensadores Síncronos Estáticos (STATCOM, por sus siglas en inglés), Compensadores en Serie Controlado por Tiristores (TCSC, por sus siglas en inglés), Compensador Estático Síncrono en Serie (SSSC, por sus siglas en inglés) y Controladores Universales de Flujo de Potencia (UPFC, por sus siglas en inglés).

Un SVC, figura 2.14, es un controlador conectado en una derivación capaz de intercambiar potencia capacitiva o inductiva para controlar parámetros específicos del sistema de energía eléctrica [39] están conformados por:

- Controlador de Tiristores Inductivo (TCR, por sus siglas en inglés);
- Controlador de Tiristores Capacitivo (TSC, por sus siglas en inglés);

en la figura 2.15 se muestra un diagrama de conexión de estos dispositivos.



Figura 2.14. SVC [40]

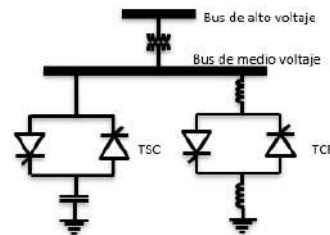


Figura 2.15. Diagrama de interconexión de los SVC

Los STATCOM están integrados por un SVC que generalmente se basa en los Tiristores de tipo de Apagado de Compuerta (GTO por sus siglas en inglés). El STATCOM es capaz de generar o absorber potencia reactiva en sus terminales de salida. También puede lidiar con energía real cuando se alimenta de una fuente de energía o un dispositivo de almacenamiento de energía de la clasificación adecuada [39]. en la figura 2.16 se muestra un diagrama de conexión de estos dispositivos.

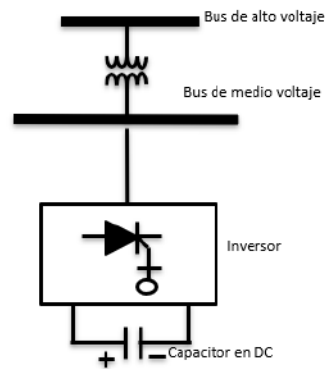


Figura 2.16. diagrama de STATCOM

Los TCSC son dispositivos SVC conectados en serie, el cual mejora la capacidad de la línea de transmisión al reducir su impedancia en serie. Los TCSC no requiere equipos de interfaz como transformadores de alto voltaje, lo que lo hace más simple y económico que otros dispositivos FACTS [41], en la figura 2.17 se muestra un diagrama de conexión de estos dispositivos.

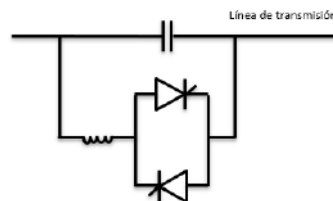


Figura 2.17. diagrama de TCSC

Los SSSC son controladores conectados en serie, que es capaz de proporcionar compensación de potencia reactiva a un sistema de potencia. La salida de un SSSC es un voltaje inyectado en serie, que adelanta o retrasa la corriente de línea en 90° , emulando así una reactancia inductiva o capacitiva controlable. SSSC puede usarse para reducir la impedancia de línea equivalente y mejorar la capacidad de transferencia de potencia activa de la línea [42], en la figura 2.18 se muestra un diagrama de conexión de estos dispositivos.

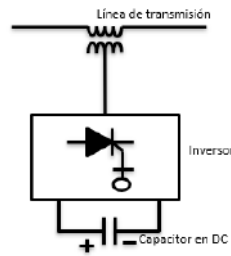


Figura 2.18. Diagrama de SSSC

Los UPFC son dispositivos eléctricos que proporcionan compensación de potencia reactiva de acción rápida en redes de transmisión de electricidad de alto voltaje. Utiliza un par de puentes trifásicos controlables para producir corriente que se inyecta en una línea de transmisión utilizando un transformador en serie [43], en la figura 2.19 se muestra un diagrama de conexión de estos dispositivos

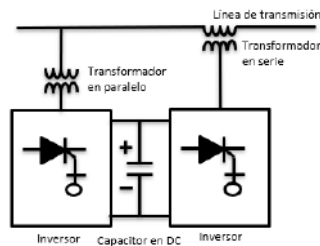


Figura 2.19. Diagrama de UPFC

Un sistema eólico es más estable con dispositivos FACTS. Los SVC, STATCOM, SSSC y TCSC llevan a través de voltaje, potencia activa y potencia reactiva del bus de carga al valor deseado en poco tiempo [44].

2.3. Normatividad y regulaciones

2.3.1. Internacional

A nivel internacional la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por sus siglas en inglés) es el organismo de estandarización que comprende todos los comités electrotécnicos nacionales. El objetivo del IEC es promover la cooperación internacional en todas las cuestiones relacionadas con la normalización en los campos eléctrico y electrónico; los estándares IEC 61400-21, "Medición y evaluación de las

características de calidad eléctrica de los aerogeneradores conectados a la red” y IEC 61400-22, “Sistemas aerogeneradores”, son los requerimientos que se toman en cuenta para la generación eólica.

El propósito de la parte IEC 61400-21, “Medición y evaluación de las características de calidad eléctrica de los aerogeneradores conectados a la red”, es proporcionar una metodología uniforme que garantice la consistencia y la precisión en la medición y evaluación de las características de calidad de energía de los aerogeneradores conectados a la red. En este sentido, el término calidad de potencia incluye aquellas características eléctricas del aerogenerador que influyen en la calidad del voltaje de la red a la que está conectado [45]; mientras que la parte IEC 61400-22 “Sistemas aerogeneradores” define un sistema de certificación para los sistemas de generador de turbina eólica (WTGS por sus siglas inglés). Especifica reglas para procedimientos y gestión para llevar a cabo la evaluación de conformidad de WTGS, con respecto a estándares específicos y otros requisitos técnicos, relacionados con seguridad, confiabilidad, rendimiento, pruebas e interacción con redes de energía eléctrica [46].

En cuestiones meramente eléctricas el estándar IEEE-399 habla acerca de cables subterráneos, el IEEE-C57 menciona todo lo relacionado con transformadores de potencia conectados a generadores, IEEE-1159 habla acerca de calidad de la energía, el IEEE-518 el cual es una guía de instalación de equipo eléctrico, entre otros.

Estas normatividades, al ser de carácter internacional, se encuentran establecidas de facto en las librerías de las herramientas computacionales comúnmente utilizadas para el análisis y manejo de redes eléctricas como lo son ETAP [47], SCADA [48], Easy Power Solutions [49], Neplan [50], entre otros.

2.3.2. Nacional

El CENACE tiene como facultad el poder realizar estudios de interconexión o conexión de centrales eléctricas y que tiene por objetivo determinar los requerimientos para

llevar a cabo la interconexión o conexión, así como las necesidades de mejora o refuerzos a la RNT o a las RGD, para asegurar el cumplimiento con los estándares de confiabilidad y las disposiciones operativas del mercado. Estos estudios se encuentran descritos en el criterio 16 del documento “*Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga*” [51].

Para las centrales con capacidad mayor a 10 MW el criterio 25 inciso b), establece los tipos de estudio que el CENACE realiza para solicitudes individuales de interconexión, los cuales son, indicativo, de impacto al sistema y de instalaciones; de igual manera en el inciso c), se establece que todos los proyectos de interconexión de centrales eléctricas con diferente razón social ubicados en una región determinada por el CENACE, donde la suma de la capacidad de las centrales eléctricas sea mayor a 30 MW, que estén interconectadas a un nivel de tensión mayor o igual a 69 KV se le realicen estudios similares los del inciso b) [51].

El Código de Red es la regulación técnica emitida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que contiene los requerimientos técnicos mínimos necesarios para asegurar el desarrollo eficiente de todos los procesos asociados con el SEN, cuyo objetivo es establecer las obligaciones que deben cumplir los usuarios del SEN que lleven a cabo actividades como planeación, control operativo, control físico, interconexión y conexión, principalmente, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro de energía eléctrica, y fomentar el desarrollo eficiente y confiable de la infraestructura del SEN, para beneficio de todos sus usuarios y su aplicación es obligatoria a partir de 8 de abril de 2019 [52].

Las características básicas para una condición adecuada de operación establecidas en el Código de Red son el maximizar el tiempo de operación del SEN en estado operativo normal, no afectar la confiabilidad del SEN durante los procesos de conexión e interconexión y debe soportar desde la contingencia más sencilla hasta la más severa y su infraestructura física debe estar protegida.

Las actividades reguladas dentro del Código de Red son condiciones y requerimientos de carácter obligatorio para todo participante en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) los cuales establecen condiciones operativas para asegurar el suministro eléctrico en condiciones de seguridad y continuidad; las condiciones que son de observancia obligatoria en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD); los requerimientos técnicos que deben de cumplir las Unidades de Central Eléctrica que deseen interconectarse al SEN y los requerimientos técnicos que deben de cumplir los Centros de Carga que pretendan o estén conectados al SEN.

Los criterios del Código de Red que se tomaron en cuenta para la elaboración del presente trabajo se encuentran en el anexo A.

3. METODOLOGÍA

3.1. Caso de estudio: Central eólica “Eólica del Golfo 1”

La central eólica de estudio “Eólica del Golfo 1” se encuentra interconectada a la red eléctrica nacional en el nodo denominado “Temax II” con una tensión nominal de 115 kV, el cual se encuentra a cargo de la Gerencia Regional de Transmisión Peninsular de la CFE, a continuación, se describirán las características tanto de la red como de la central.

3.1.1. Características de la Red Eléctrica Peninsular

La red eléctrica en la región peninsular se encuentra unida a la Sistema Interconectado Nacional por dos líneas de 400 kV y dos de 230 kV y cuenta con una capacidad de generación instalada de 2,336 MW, 8 MW de generación distribuida y 7,052 km de líneas de transmisión, los cuales abastecen la demanda de los estados de Campeche, Quintana Roo y Yucatán, la cual alcanzó un máximo de 2,061 MW en 2018, y 10 MW de exportación del enlace internacional Xul-Ha – West en una línea de 230 kV a Belice [6]. En la figura 3.1 se muestra el mapa de la red eléctrica de Región de Control Peninsular, en la cual se pueden identificar los elementos eléctricos que se acaban de describir.

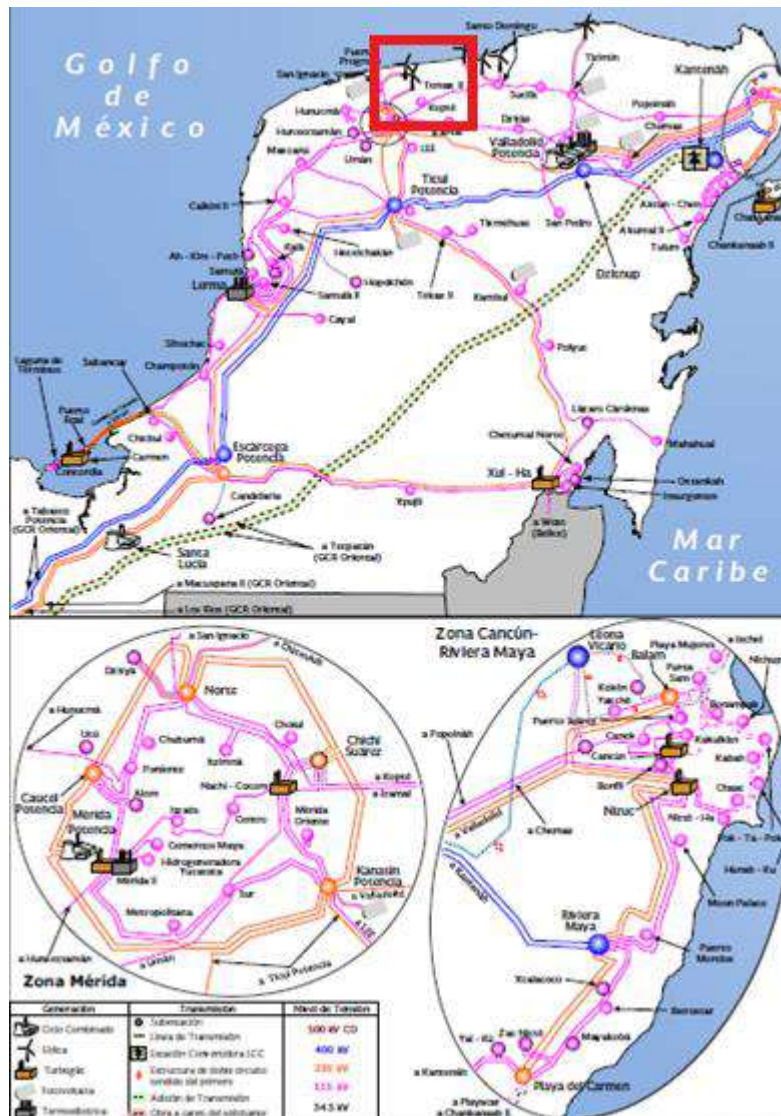


Figura 3.1. Gerencia de Control Regional Peninsular [5]

El nodo Temax II es el punto de interconexión el cuál se encuentra a 28.1 km de la central eólica de estudio, tal y como se aprecia en la figura 3.2. Cuenta con un bus de 115 kV el cual conecta la central eólica con las líneas KOP73950 hacia la subestación Kopte y SUC73T70 hacia la subestación Sucila; alimenta un transformador de 6.25 MVA, el cual reduce la tensión de 115 a 34.5 KV.

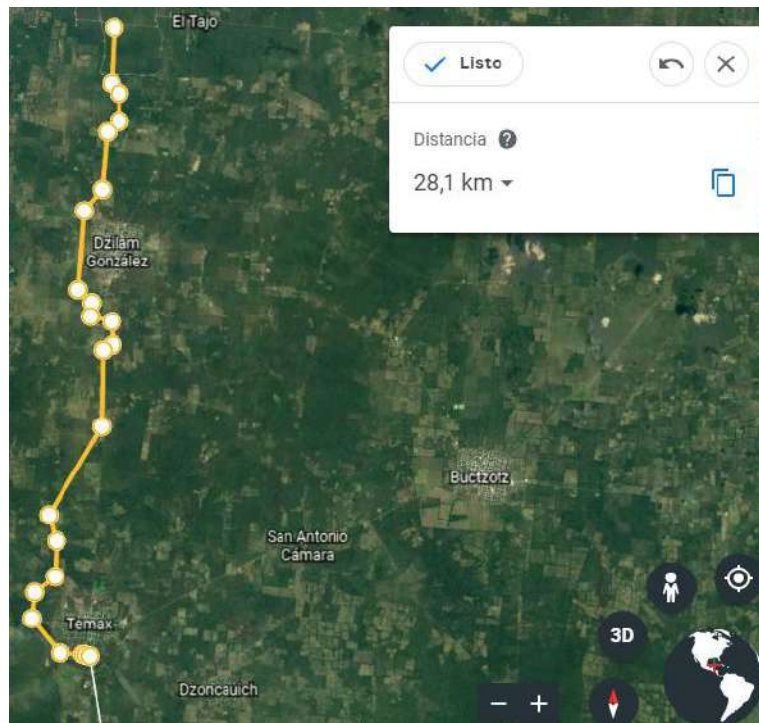


Figura 3.2. Línea de transmisión de 115 kV de la central eólica al punto de interconexión [53]

La tabla 3.1 muestra los niveles de corriente de cortocircuito e impedancias de Thevenin en secuencias positiva y cero para el nodo Temax II.

Tabla 3.1. Niveles de corriente de cortocircuito (kA) e impedancias de Thevenin en secuencias positiva y cero (Ω) para el nodo Temax II [54]

NCC mínimo 2021				NCC máximo 2021			
3F	1F	$Z_{TH(+)}$	$Z_{TH(0)}$	3F	1F	$Z_{TH(+)}$	$Z_{TH(0)}$
3.41	2.99	4.625+	6.472+	3.84	3.30	4.349+	6.528+
		j18.931	j26.996			j18.504	j27.695

En la figura 3.3 se puede observar dentro del diagrama unifilar simplificado el nodo de interconexión de la central eólica con la red eléctrica y en la figura 3.4 se ve el diagrama unifilar detallado de la subestación del nodo en el cual, se observa el enlace con las subestaciones Kopte y Sucila, y un transformador de 6.25 MVA para reducir la tensión de 115 kV a 34.5 KV para su uso en la red de distribución de los poblados cercanos.

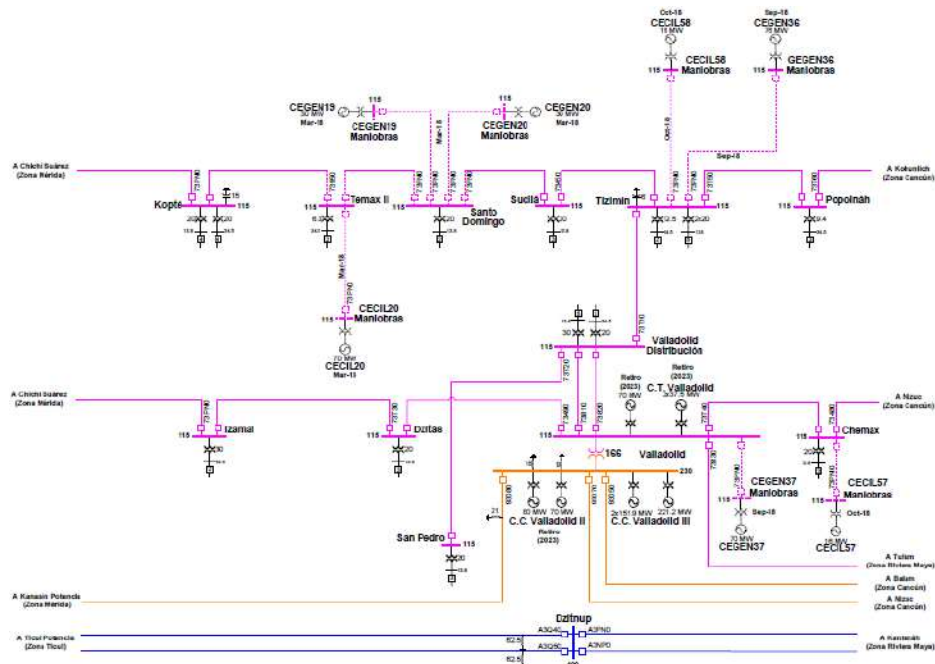


Figura 3.3. Diagrama unifilar de la Zona Tizimín-Motul [5]

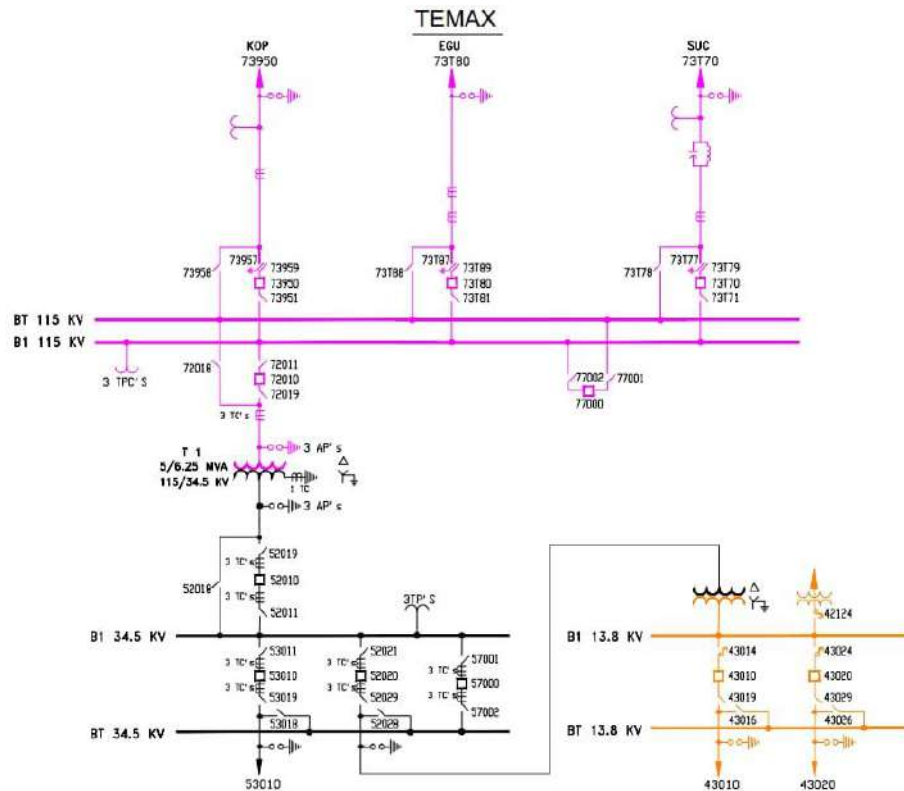


Figura 3.4. Nodo de Interconexión con la Red Eléctrica Temax II [5]

3.1.2. Central eólica “Eólica del Golfo 1”

La central eólica de estudio es el denominado “Eólica del Golfo 1” ubicado en la población de Dzilam de Bravo en Yucatán México (latitud: $21^{\circ} 21' 35.9''$, longitud: $-88^{\circ} 55' 12''$), figura 3.5, el cual fue desarrollado por la empresa “Vive Energía”, cuenta con 28 aerogeneradores Envision 2.5-110 (potencia 2500 kW, diámetro 110 m) los cuales dan una capacidad de generación de 70 MW [55].



Figura 3.5. Central eólica “Eólica del Golfo 1” [53]

La central eólica del Golfo 1 está conformada por cinco circuitos, los cuales tienen 4, 5, 5, 7 y 7 aerogeneradores cada uno, cada máquina tiene su respectivo transformador elevador de voltaje; el parque está interconectado a través de cables de potencia EPR que forman una red interna, los cuales llegan a una subestación elevadora y de esta sale una línea de transmisión. En la figura 3.6 se muestra el diagrama unifilar de la central eólica Golfo 1, la longitud entre los aerogeneradores, así como el bus en donde se interconectará a la red eléctrica, y en la figura 3.5 se muestra el circuito equivalente del mismo, tal como se establece en el anexo 4 ‘*Información técnica requerida para la realización*

de estudios, Información técnica requerida para centrales eléctricas, centrales eléctricas eólicas' del documento "Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga" del Código de Red [51].

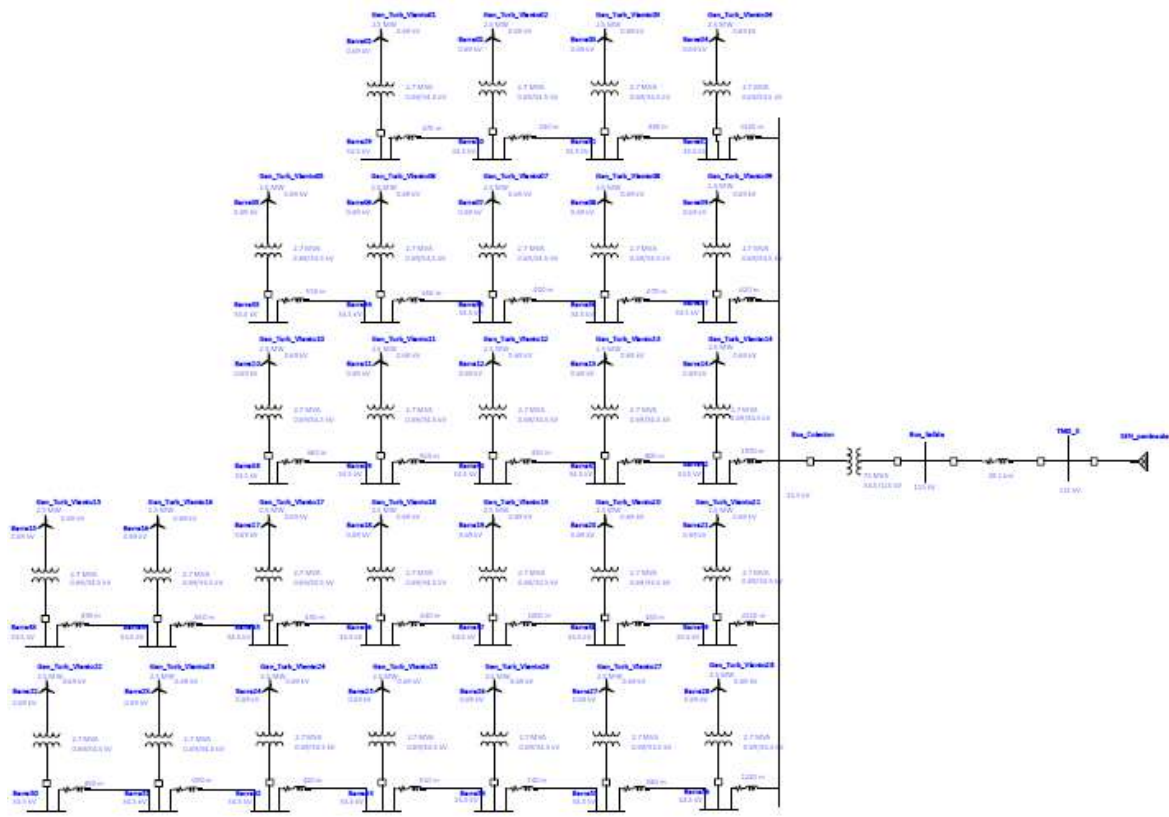


Figura 3.6. Diagrama unifilar de la central eólica "Eólica del Golfo 1"

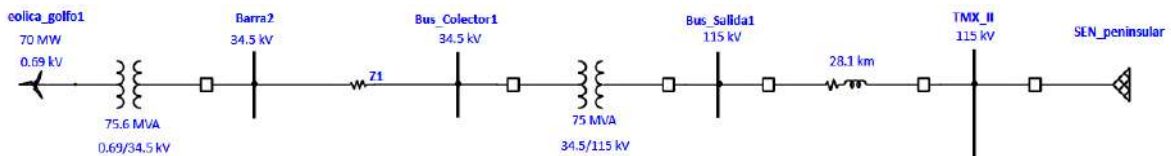


Figura 3.7. Diagrama unifilar equivalente de la central eólica "Eólica del Golfo 1"

3.1.2.1. Características del aerogenerador

Como se mencionó anteriormente el parque cuenta con 28 aerogeneradores Envision 2.5-110, figura 3.8, para obtener una generación máxima de 70 MW. En la tabla 3.2

se describen las características del modelo del aerogenerador instalado en el parque eólico y en la figura 3.9 Se observa su curva de potencia.



Figura 3.8. Aerogenerador Envision 2.5-110

Tabla 3.2. Datos de placa del aerogenerador Envision 2.5-110 [56]

Rango de potencia	2500 kW
Velocidad de viento de arranque	3 m/s
Velocidad de viento nominal	10 m/s
Velocidad de viento de corte	25 m/s
Clase de viento (IEC)	S
Diámetro	110 m
Numero de palas	3
Densidad de potencia	263.1 W/m ²
Tipo de caja de engranes	Planetario/helicoidal
Generador	Inducción Doblemente Alimentado
Voltaje nominal	690 V
Conexión en red	Convertidor parcial
Frecuencia de red	50/60 Hz
Altura de la góndola	120 m

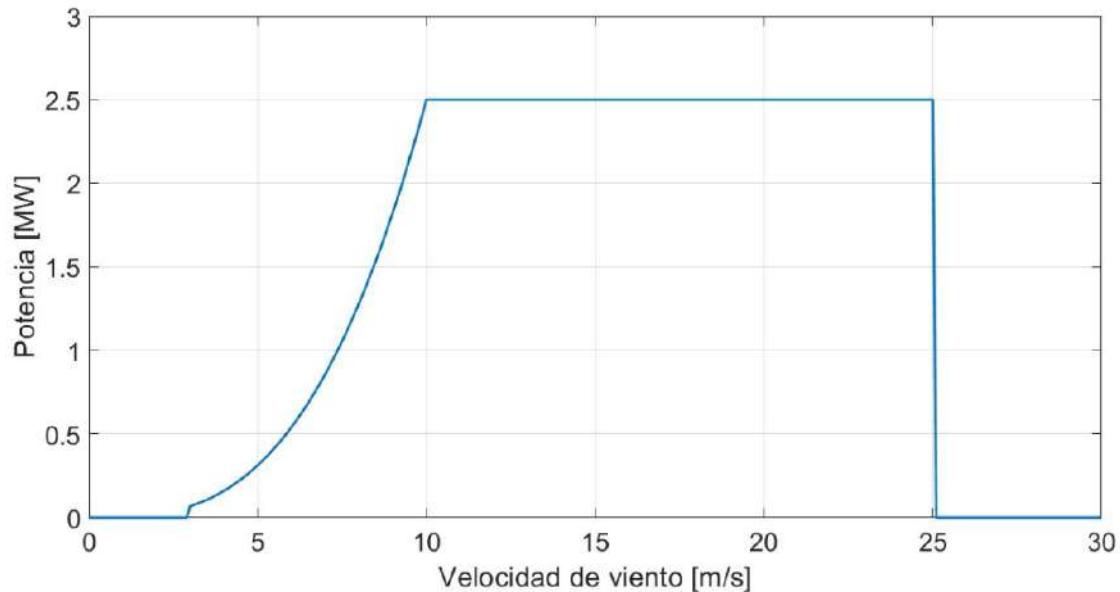


Figura 3.9. Curva de potencia del aerogenerador Envision 2.5-110

3.1.2.2. Equipo eléctrico de la central eólica

La tabla 3.3 proporciona información relacionada con los transformadores eléctricos que conforman la central eólica, mientras que la tabla 3.4 con la línea de transmisión y los cables de potencia.

Tabla 3.3. Características de los transformadores

Tipo	V [kV]	S [MVA]	Z%	X/R
Pedestal	0.69/34.5	2.7	7.25	10.733
Potencia	34.5/115	75	7.25	34.1

Tabla 3.4. Características de la línea de transmisión y cables de potencia

Línea de transmisión				
Secuencia	R [Ω /km]	X [Ω /km]	Longitud [km]	Y [S/km]
Positiva	0.12263	0.50654	28.1	3.27965×10^{-3}
Cero	0.28992	1.62686	28.1	1.65648×10^{-3}
Cables de potencia				
Secuencia	R [Ω /km]	X [Ω /km]	Longitud [km]	Y [S/km]
Positiva	0.07743	0.12408	20.72	88.2258×10^{-3}
Cero	0.25508	2.34943	20.72	53.4412×10^{-3}

3.1.3. Recurso eólico del sitio

Los datos de viento del sitio fueron tomados de una estación de medición ubicado en el mismo, a 20 y 40 metros de altura, por lo que se calculó con la longitud de rugosidad de terreno de 0.17 m para una altura de 120 m, la misma del aerogenerador, de acuerdo con la ecuación de cizallamiento de viento:

$$v = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (3.1)$$

Donde v es la velocidad de viento a una altura z sobre el nivel del suelo; v_{ref} es la velocidad de viento ya conocida a una altura z_{ref} ; y z_0 es la longitud de rugosidad del terreno [1].

De acuerdo con las velocidades de viento obtenidas, se estimó que la velocidad de viento promedio es de 7.55 m/s, con una desviación estándar de 3.8 m/s, y una moda de 8.60 m/s, al igual que una intensidad de turbulencia, la cual es de 0.117, en la figura 3.10 se observa el comportamiento de las velocidades de viento a lo largo del año 2007, los cuales son los datos con lo que se cuentan.

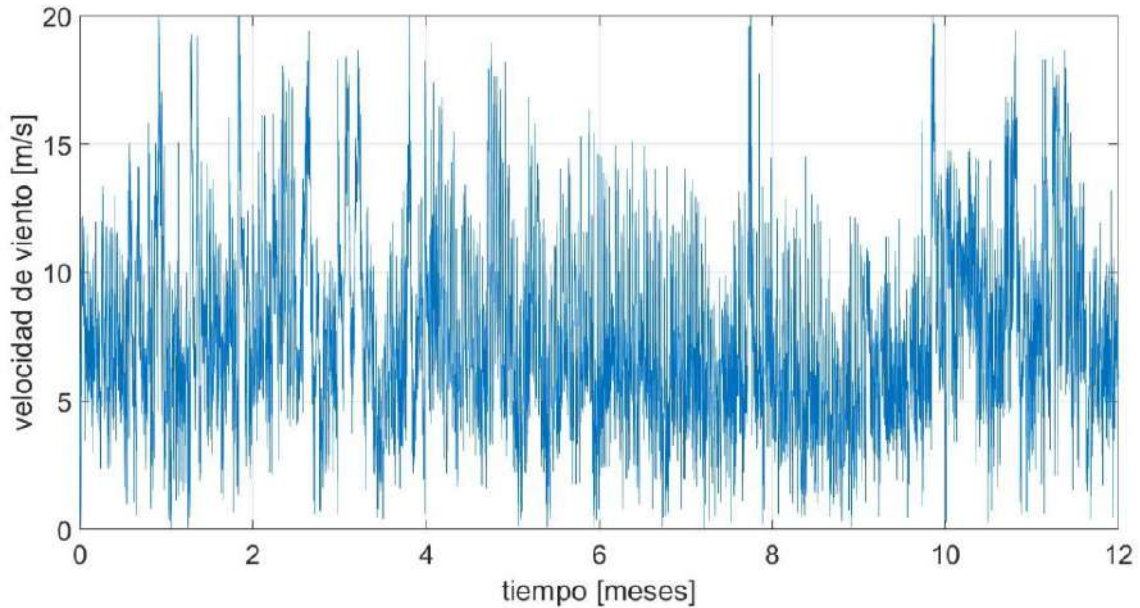


Figura 3.10. Comportamiento de la velocidad del viento en el año 2007

La estimación de Weibull es una distribución de probabilidad, el cual muestra la frecuencia de velocidades de viento más probables a ocurrir, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (3.2)$$

Donde $F(v)$ es la función de distribución, v son los datos de velocidad de viento, A es el parámetro de escala y, k el parámetro de forma; estos dos últimos son obtenidos con los datos de viento con los que se cuenta [1].

Las velocidades de viento con mayor frecuencia son, de acuerdo con el histograma de velocidades es de 6.4 m/s y de acuerdo con la estimación de Weibull es de 6.8 m/s, tal como se observa en la figura 3.11.

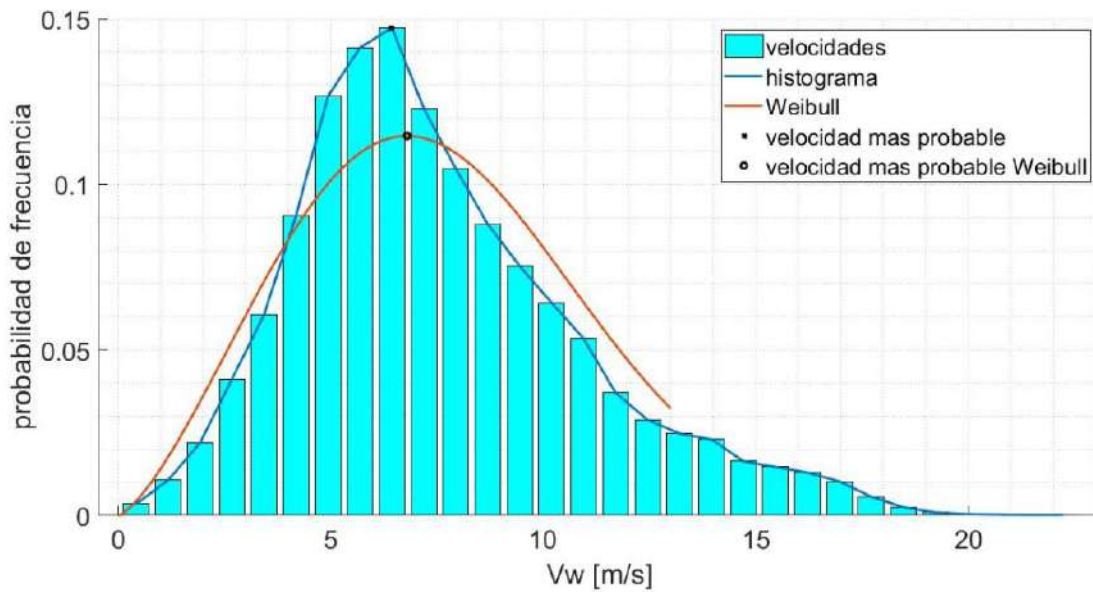


Figura 3.11. Ajuste a la estimación de Weibull

3.1.4. Potencial eólico del sitio

Con los parámetros estandarizados de aire, como densidad, viscosidad, humedad y temperatura, y con el área de barrido de la turbina se puede obtener una estimación de potencial de generación de acuerdo con la velocidad de viento, sin embargo la Ley de Betz establece que una turbina eólica se ve limitada por su coeficiente de potencia C_p , el cual, de acuerdo con la misma Ley este puede llegar a ser hasta un $16/27$ o 0.59259 del potencial eólico y no más [1].

En el caso de la turbina eólica de la central en estudio se calculó que su coeficiente de potencia es de 0.42951, el cual es menor al límite de Betz; de igual manera la turbina se ve limitada en su potencial de generación tal como se observa en su curva de potencia de la figura 3.1, por lo que desde su velocidad de viento nominal, que es de 10 m/s, hasta su velocidad de viento de corte, de 25 m/s, este solo podrá generar 70 MW, su máxima potencia nominal; con los datos obtenidos y de acuerdo con los parámetros previamente establecidos, se estimó que el factor de planta de la central eólica de estudio es de 45.50%, y su capacidad de generación de energía es de

279,013.54 MWh por año. En la figura 3.12 se observa el potencial eólico, el potencial con el límite de Betz y el potencial real de la turbina con su C_p real.

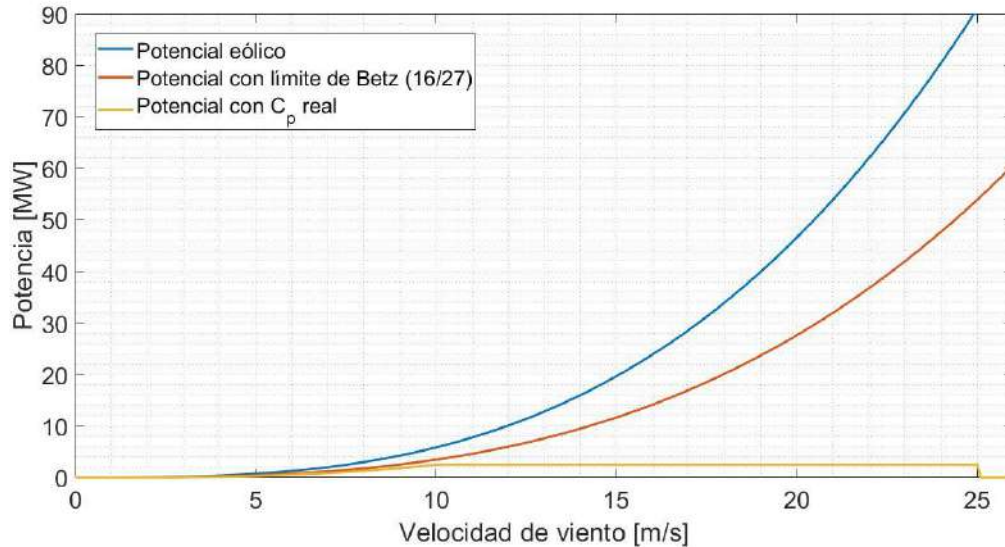


Figura 3.12. Potencial eólico, con límite de Betz y eólico real con C_p real

3.2. Modelo equivalente de una central eólica

Una central eólica puede tener un gran número de aerogeneradores interconectados entre sí a través de una red interna. Dado que no es práctico representar todos los aerogeneradores de manera individual para llevar a cabo simulaciones, se requiere una representación equivalente simplificada, lo cual se puede llevar a cabo determinando un modelo equivalente de los aerogeneradores, así como un modelo equivalente de la red interna de la central.

Para esto, es necesario realizar una serie de pasos, tal como se observa en las figuras 3.13, 3.14 y 3.15, para la obtención del modelo equivalente de la central eólica.

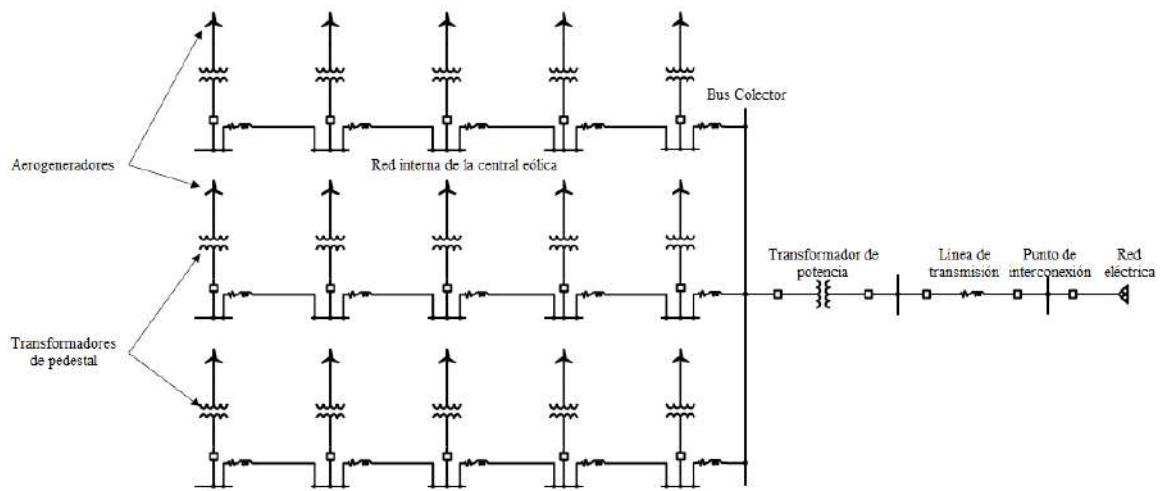


Figura 3.13. Modelo general de una central eólica

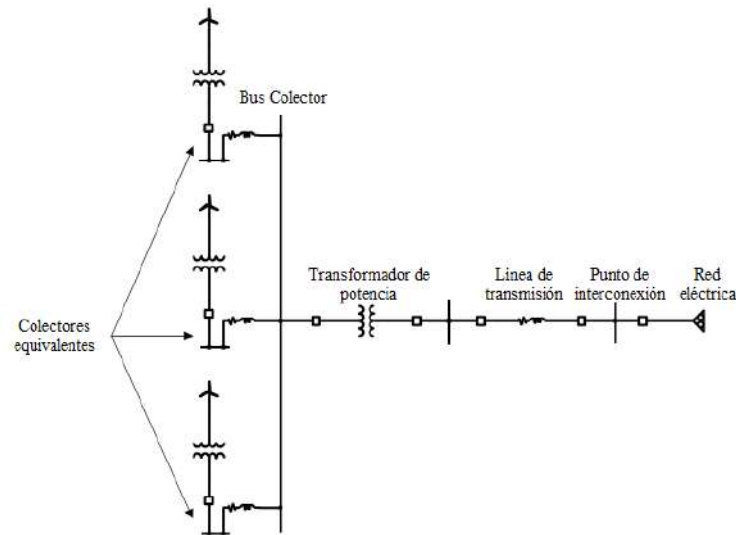


Figura 3.14. Modelo de colectores equivalentes de una central eólica

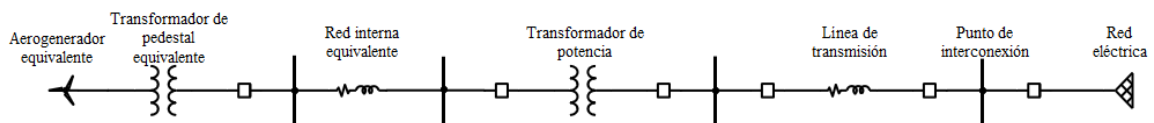


Figura 3.15. Modelo equivalente de una central eólica

3.2.1. Modelo equivalente de los aerogeneradores

Si todos los aerogeneradores instalados en la central eólica son idénticos, el aerogenerador equivalente será la suma de la capacidad de cada aerogenerador, por lo que:

$$P_{eq} = \sum_{i=1}^n P_i(\text{MW}) \quad (3.3)$$

$$Q_{eq} = \sum_{i=1}^n Q_i(\text{MVAR}) \quad (3.4)$$

$$S_{eq} = \sum_{i=1}^n S_i(\text{MVA}) \quad (3.5)$$

Donde P_{eq} , Q_{eq} y S_{eq} son la potencia activa, reactiva y aparente equivalente de toda la central eólica respectivamente y, $i = 1, 2, 3, \dots, n$ es el número de turbinas de la central eólica [57], [58], [59].

3.2.2. Modelo equivalente de los transformadores de pedestal

Al igual que los aerogeneradores, si los transformadores de pedestal instalados en la central eólica son idénticos, el equivalente será la suma de la capacidad de cada transformador, por lo que:

$$S_{eq} = \sum_{i=1}^n S_i(\text{MVA}) \quad (3.6)$$

Y su impedancia se calcula de la siguiente manera:

$$Z_{tr-col-eq} = \frac{Z_{tr}}{n} \quad (3.7)$$

Donde $Z_{tr-col-eq}$ es la impedancia del colector equivalente, Z_{tr} es la impedancia de cada transformador de pedestal y, n es el número de transformadores de pedestal por colector.

Si se tiene diferentes transformadores sus capacidades e impedancias individuales serán diferentes por lo que se calcula de la siguiente manera:

$$Z_{tr-col-eq} = \frac{\sum_{i=1}^n S^2 Z_{tr}}{(\sum_{i=1}^n S)^2} \quad (3.8)$$

Donde S es la potencia aparente que se entrega al transformador.

Para calcular el modelo equivalente total de los transformadores de pedestal se utiliza la siguiente ecuación:

$$Z_{tr-eq} = \frac{\sum_{i=1}^n S^2 Z_{tr-col-eq}}{(\sum_{i=1}^n S)^2} \quad (3.9)$$

Donde Z_{tr-eq} es la impedancia equivalente del transformador de pedestal equivalente [57], [58], [59].

3.2.3. Modelo equivalente de la red interna

En el proceso de equivalencia, la siguiente parte se ocupa de la impedancia equivalente de la impedancia de línea, cuya función es conectar entre la subestación y el grupo de turbinas eólicas, debido a que el modelo equivalente tiene solo pérdidas de potencia reales y reactivas.

Dado que las longitudes y calibres de los cables de la red interna pueden diferir entre ellas, las impedancias serán diferentes por lo que el cálculo de la impedancia de cada cable será:

$$Z_{\text{cable}} = \text{Longitud} * Z_{\text{cable-un.long.}} \quad (3.10)$$

Donde Z_{cable} es la impedancia total de un cable y $Z_{\text{cable-un.long.}}$ es la impedancia del cable por unidad de longitud, el cual es un dato estándar por cada calibre y puede ser Ω/m , Ω/km , Ω/ft , etc.

La impedancia del colector equivalente de los cables se calcula de la siguiente manera:

$$Z_{\text{cable-col-eq}} = \frac{\sum_{i=1}^n S^2 Z_{\text{cable}}}{(\sum_{i=1}^n S)^2} \quad (3.11)$$

Donde $Z_{\text{cable-col-eq}}$ es la impedancia del colector equivalente, S es la potencia aparente que se entrega al cable.

Para calcular el modelo equivalente total de los cables se utiliza la siguiente ecuación:

$$Z_{\text{cable-eq}} = \frac{\sum_{i=1}^n S^2 Z_{\text{cable-col-eq}}}{(\sum_{i=1}^n S)^2} \quad (3.12)$$

Donde $Z_{\text{cable-eq}}$ es la impedancia equivalente del cable equivalente [57], [58], [59].

El efecto de la susceptancia de líneas o cables que conformen la red interna del parque, pueden tomarse en cuenta sumando las susceptancias de cada sección π , de forma que la susceptancia equivalente B_{eq} puede calcularse como:

$$B_{\text{eq}} = \sum_{i=1}^n B_i(S) \quad (3.13)$$

3.3. Evaluación del sistema eléctrico

Para evaluar el sistema eléctrico se utiliza el software ETAP 19.5.0.

Se han desarrollado diversos trabajos de investigación en los cuales propone el uso de dispositivos de compensación reactiva o FACTS para mitigar la variabilidad en la tensión, tratando de mantener el sistema lo más estable posible, utilizando la metodología de las simulaciones del software ETAP.

J. H. J. Queen et al. [20] proponen un controlador de flujo de potencia unificado (UPFC por sus siglas en inglés), en el cual simula por medio de ETAP, un sistema de conversión de energía eólica de 25 buses. Como se observa en la tabla 3.5, los resultados que obtuvieron son similares a los obtenidos en la metodología propuesta en el presente trabajo de investigación.

Tabla 3.5. Resultados de flujo de carga del sistema de 25 buses [20]

Número de Bus	Voltaje sin UPFC [p.u.]	Voltaje Con UPFC [p.u.]
1	9.1194	9.9396
2	1	1
3	9.6591	9.588
4	9.372	9.945
5	8.5819	9.9543
6	8.4061	9.9579
7	8.1888	9.9655
8	9.1061	9.9342
9	9.0995	9.9315
10	8.043	1
11	8.0309	9.9315
12	8.0276	1
13	8.0542	9.941
14	8.0594	9.91
15	8.0721	9.9982
16	7.9684	9.986
17	7.901	1
18	7.8409	1
19	7.8187	9.9741

20	7.8039	9.9508
21	7.7965	9.9428
22	7.8031	9.9374
23	7.8118	9.9347
24	7.8285	9.9356
25	8.0775	9.9372

K. Porate et al. [60] realizan un análisis de flujo de potencia por medio de ETAP, en el cual propone la instalación de un SVC para mantener el nivel de voltaje nominal en los buses de la subestación de distribución que estudia. La tabla 3.6 presenta los resultados que obtuvieron, los cuales, a su vez, los compara con valores de voltaje registrados en la subestación de estudio.

Tabla 3.6. Perfil de voltaje en algunos Buses [60]

Número de Bus	Voltaje registrado [kV]	Voltaje de la simulación [kV]	
		Sin SVC	Con SVC
B2	9.8	10.56	10.82
B3	9.8	10.82	11.08
B4	8.5	8.82	10
B5	8.91	9.32	10.1
B6	9.14	9.85	10.46
B7	8.87	9.56	10.22
B8	0.334	0.343	0.392
B9	0.35	0.363	0.4
B10	0.359	0.381	0.41
B11	0.349	0.366	0.401

Esta metodología de simulación por medio de ETAP es aplicada para formas más convencionales de generación eléctrica. M. A. Ullah et al. [61], presentan una investigación en el cual se realiza un análisis de flujo de carga y estabilidad en el voltaje en una planta de ciclo combinado de 1240 MW, y realizan una comparativa del comportamiento en el voltaje mediante dos propuestas: la variación de los taps en los transformadores de potencia y la instalación de bancos de capacitores y su posición dentro del sistema eléctrico, para mitigar eventos de bajo voltaje. En la tabla 3.7 se observan los resultados que obtuvieron de la comparación.

Tabla 3.7. Comparación de los voltajes en los Buses [61]

Bus ID	Voltaje				
	Nominal [kV]	Normal [%]	Después de evento de bajo voltaje [%]	Después de cambiar los taps bajo carga [%]	Después de capacitores [%]
Bus de 500 kV	525	100	80.95	80.95	80.95
#1 IPB	20	100	89.89	89.89	89.89
#3 IPB	20	100	89.13	89.14	89.31
#1 GTU Board	11	99.321	89.13	99.2	98.9
#2 GTU Board	11	99.322	89.13	99.2	98.9
STU Board A	11	98.067	86.31	94.92	97.4
STU Board B	11	98.067	86.31	94.92	97.4

De manera similar, M. A. Ullah et al. [62], presentan la misma metodología por medio de la simulación en ETAP, pero en este caso para el comportamiento eléctrico de una planta nuclear. La tabla 3.8 muestra los resultados que obtuvieron en su investigación.

Tabla 3.8. Comparación de porcentaje de magnitudes de voltaje [62]

Bus ID	Nominal [kV]	Normal [%]	Después de evento de bajo voltaje [%]	Después de cambiar los taps bajo carga [%]	Después de capacitores [%]	Normal [%]	Después de evento de alto voltaje [%]	Después de cambiar los taps alto carga [%]
Línea 220KV	220	100	83	83	83	100	113.67	113.64
Bus generador	20	100	88.38	88.39	88.97	100	107.02	107.01
Bus EMA	6.3	99.578	86.67	92.84	98.08	98.51	106.11	98.23

Bus EMB	6.3	99.94 3	87.1	93.24	98.33	98.88	106.45	98.6
Bus EMH	6.3	99.57 8	86.68	92.84	98.08	98.51	106.11	98.23
Bus EMI	6.3	99.94 3	87.1	93.24	98.33	98.88	106.45	98.6
Bus ELE	0.38	97.31 5	84.05	90.4	95.18	96.22	103.99	95.93
Bus ELA (1E)	0.38	103.9 1	90.26	96.78	102.2	102.7 7	110.78	102.48
Bus ELB (1E)	0.38	98.80 2	85.8	92.02	97.19	97.72	105.38	97.45

Los métodos que utiliza el software pueden ser estáticos, para evaluaciones a largo plazo o donde no exista mayor variabilidad en el sistema; y pueden ser dinámicos o en el dominio del tiempo, para evaluaciones a corto plazo, o donde la naturaleza variable del sistema lo exija, tal como lo son las energías renovables. Para la evaluación del presente trabajo se utilizaron ambos métodos.

De acuerdo con los niveles de corriente de cortocircuito e impedancias de Thevenin en secuencias positiva y cero presentados en la tabla 3.1 de la sección 3.1.1., el Nodo Temax II tiene una capacidad máxima de 764.874 MVA en las tres fases, como se observa en la figura 3.16, por lo que pudiera admitir hasta 10 centrales eólicas similares a la central de estudio. Sin embargo es importante evaluar el número máximo de centrales eólicas que podría admitir sin alterar la estabilidad y calidad del sistema.

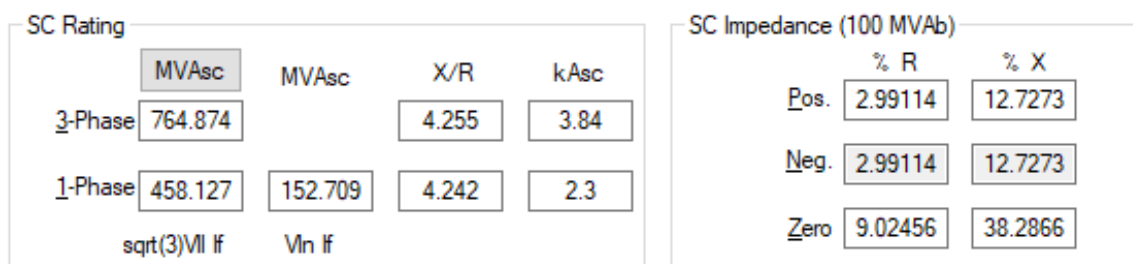


Figura 3.16. Evaluación de las impedancias del Nodo Temax II

El sistema se evalúa con las 10 centrales eólicas en conjunto con redes de potencia de los nodos adjuntos al de estudio. ETAP requiere de un nodo “swing”, el cual puede entregar o recibir potencia, por lo que, este nodo siempre tendrá el nivel de voltaje nominal del sistema (115 kV). La figura 3.17 muestra un ejemplo de perfil de suministro de potencia de la red. Sin embargo, la red provee de energía en función de la demanda de carga, por lo que los nodos Chichí Suarez y Valladolid tendrán la función de nodo “swing”. En la tabla 3.9 se presentan los niveles de corriente de cortocircuito e impedancias de Thevenin en secuencias positiva y cero de los nodos mencionados.

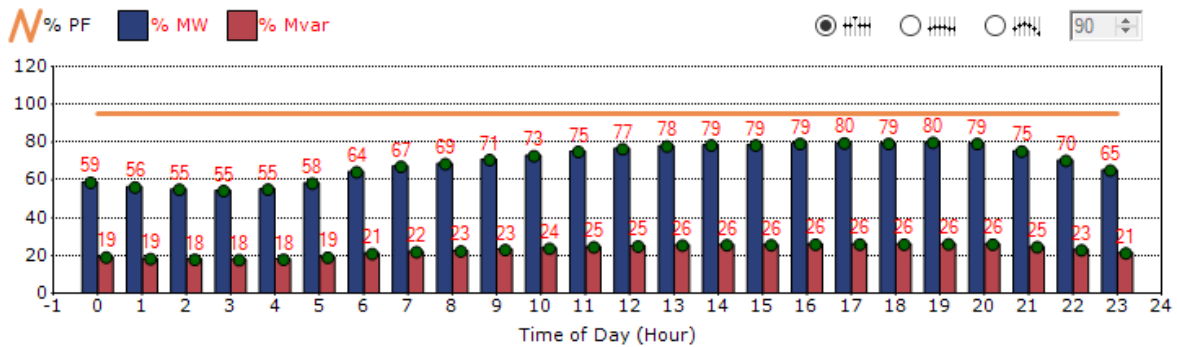


Figura 3.17. Perfil de suministro de la red de ETAP

Tabla 3.9. Niveles de corriente de cortocircuito (kA) e impedancias de Thevenin en secuencias positiva y cero (Ω) de los nodos Chichí Suarez y Valladolid [54]

Nodo	NCC mínimo 2021				NCC máximo 2021			
	3F	1F	$Z_{TH(+)}$	$Z_{TH(0)}$	3F	1F	$Z_{TH(+)}$	$Z_{TH(0)}$
Chichí Suarez	14.82	19.28	$1.404 + j4.253$	$0.164 + j1.60$	22.21	27.3	$0.685 + j3.216$	$0.179 + j1.661$
Valladolid	8.04	10.34	$1.40 + j8.141$	$0.095 + j2.794$	13.53	18.1	$0.477 + j5.377$	$0.043 + j1.933$

La central eólica se modeló de acuerdo con el estándar ANSI/IEEE-518-1982 (Revisión del ANSI/IEEE 518-1977), el cual es una guía IEEE para la instalación de equipos eléctricos para minimizar las entradas de ruido eléctrico a los controladores de fuentes externas.

ETAP cuenta dentro de sus librerías con dicho estándar por lo que la simbología y el acoplamiento de los elementos eléctricos se encuentra en el software de acuerdo con el ANSI/IEEE 518-1982.

En la figura 3.18 se observa en diagrama unifilar de las 10 centrales eólicas a evaluar en conjunto con redes de potencia de los nodos adjuntos al de estudio.

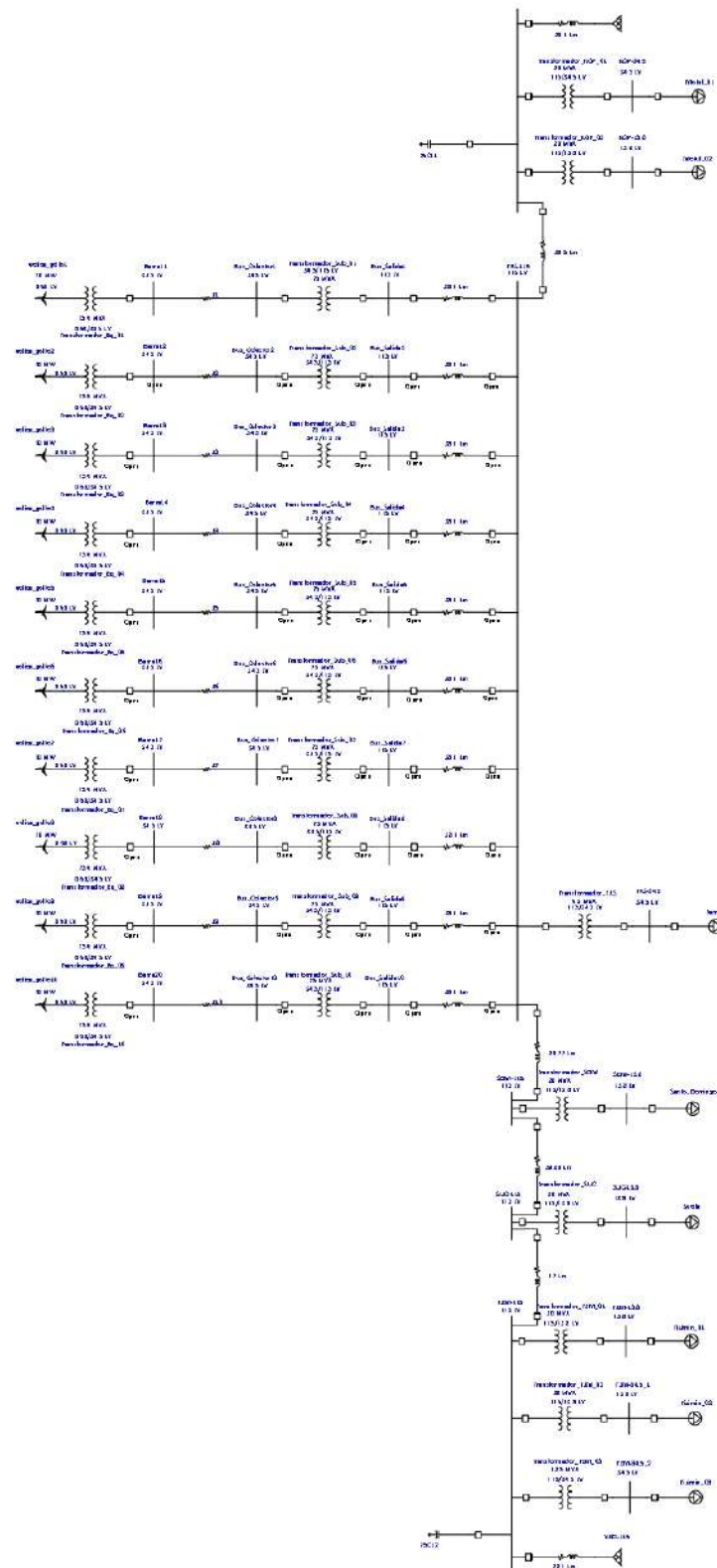


Figura 3.18. Diagrama unifilar del sistema a evaluar

El código de Red [52] señala que en estado operativo normal, los centros de carga conectados en alta tensión deberán mantener un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0, con medición cinco-minutal, por lo que las cargas en la simulación se mantendrán con un factor de potencia del 95% en atraso. En las figuras 3.19 y 3.20 muestran los perfiles de carga agrícola y residencial respectivamente, los cuales son los más comunes en el área de estudio, en ellas se observan que las demandas mínimas de las cargas son 20% y las máximas son el 100%.

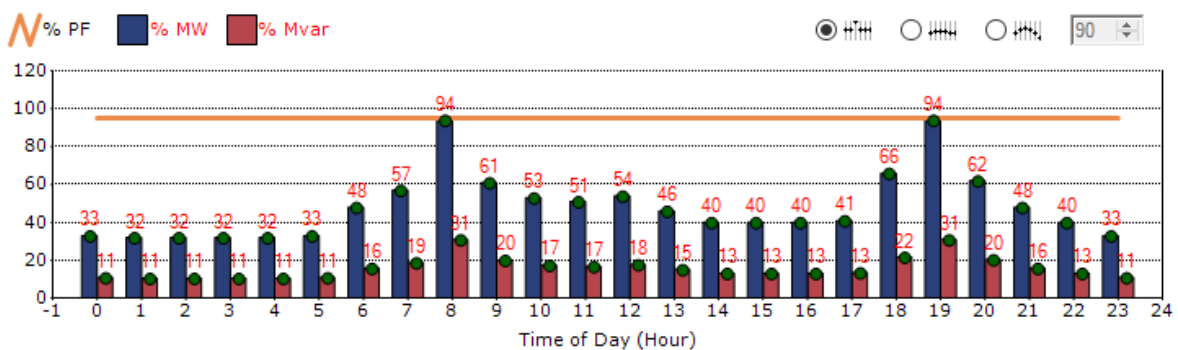


Figura 3.19. Perfil de carga agrícola ETAP

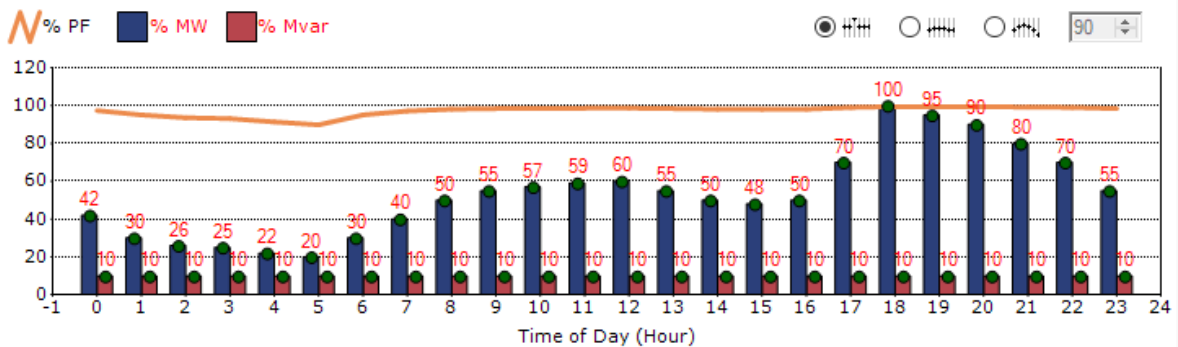


Figura 3.20. Perfil de carga residencial ETAP

El análisis del flujo de carga es una herramienta y un enfoque matemático utilizado para determinar los parámetros del sistema de un sistema eléctrico en operación normal estable, por lo tanto, útil en la fase de planificación y operación de la central. Con el análisis de flujo de carga se evalúa el comportamiento del sistema con cada número de centrales, desde 1 hasta 10, esto con la finalidad de saber cuál es el

máximo de centrales eólicas que admite el sistema y conocer el límite de aceptación del sistema eléctrico.

Una vez determinado el número máximo de centrales que se puede conectar, se analizaron los escenarios en los cuales, por medio del flujo de carga estático, tomando en cuenta las condiciones extremas del sistema que pudieran ocurrir, las cuales son:

- Escenario 1: generación eólica total, o sea, velocidades de viento que se encuentren dentro de los parámetros de la potencia nominal del aerogenerador y mínimo de carga, de acuerdo con los perfiles con los que se cuenta en el sistema.
- Escenario 2: generación eólica total o velocidades de viento que se encuentren dentro de los parámetros de la potencia nominal del aerogenerador y máximo de carga, la cual es el total de carga del sistema en porcentaje.
- Escenario 3: sin generación eólica, o sea, velocidades de viento nulas o se encuentren fuera del límite de velocidad de corte del aerogenerador y mínimo de carga, de acuerdo con los perfiles con los que se cuenta en el sistema.
- Escenario 4: sin generación eólica, o sea, velocidades de viento nulas o se encuentren fuera del límite de velocidad de corte del aerogenerador y máximo de carga, la cual es el total de carga del sistema en porcentaje.

Estos escenarios representan las condiciones eléctricas más extremas que pueden ocurrir en un sistema eólico, por lo que se evaluaron con las curvas P-V y V-Q, de acuerdo con los porcentajes de generación y carga presentados en la tabla 3.10, para observar el comportamiento del voltaje, potencia activa y potencia reactiva del sistema.

Tabla 3.10. Escenarios de demanda de potencia

Escenario	Generación [%]	Carga [%]
1	100	20
2	100	100
3	0	20
4	0	100

Posteriormente se realizó el análisis dinámico del sistema en el dominio en tiempo, en el cual se obtuvieron las gráficas del comportamiento de las variables del sistema a lo largo de un año y se implementó un dispositivo de compensación reactiva para la modulación del voltaje.

Se realizó una comparativa del comportamiento del sistema, del antes y después de la implementación de los dispositivos de compensación reactiva, para saber cómo se afecta la estabilidad en sistema eléctrico.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Cálculo del modelo equivalente del sistema

En la tabla 4.1 se observan la impedancia del transformador equivalente, y en la tabla 4.2 la impedancia de los cables de la red interna obtenidas de acuerdo con las ecuaciones anteriores.

Tabla 4.1. Impedancia equivalente del transformador de pedestal

Secuencia	V [kV]	S [MVA]	Z%	X/R	R [Ω]	X [Ω]
Positiva	0.69/34.5	75.6	7.25	10.625	1.90962×10^{-5}	0.000202897
Cero	0.69/34.5	75.6	7.25	10.625	1.90962×10^{-5}	0.000202897

Tabla 4.2. Impedancia equivalente de los cables de potencia

Secuencia	R [Ω]	X [Ω]	Longitud [km]	Y [S]
Positiva	0.04082	0.06532	20.72	2.5384×10^{-3}
Cero	0.85149	0.3913	20.72	1.0779×10^{-3}

El análisis de flujo de carga del diagrama unifilar general y el equivalente, tal como se aprecia en las figuras 4.1 y 4.2, muestran los valores obtenidos del flujo de potencia, los cuales tienen valores similares. En la tabla 4.3 se presentan los valores obtenidos para cada simulación.

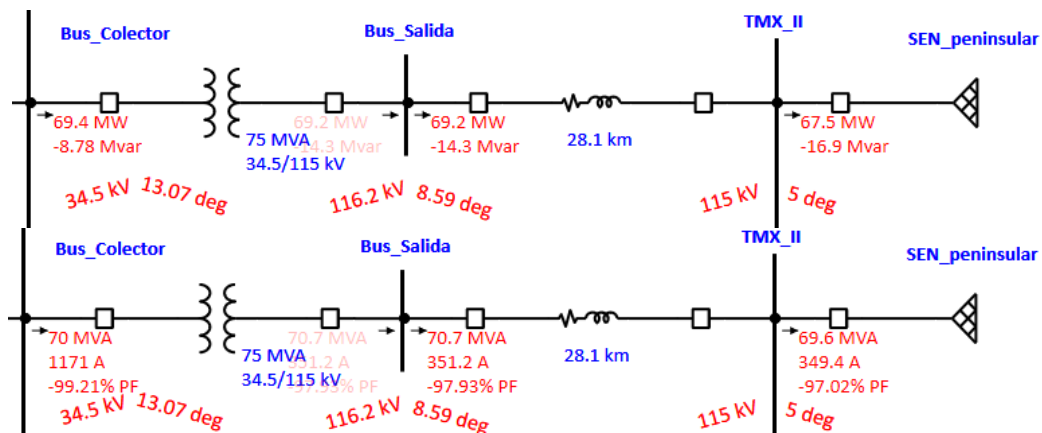


Figura 4.1. Análisis de flujo de carga del modelo general de la central eólica

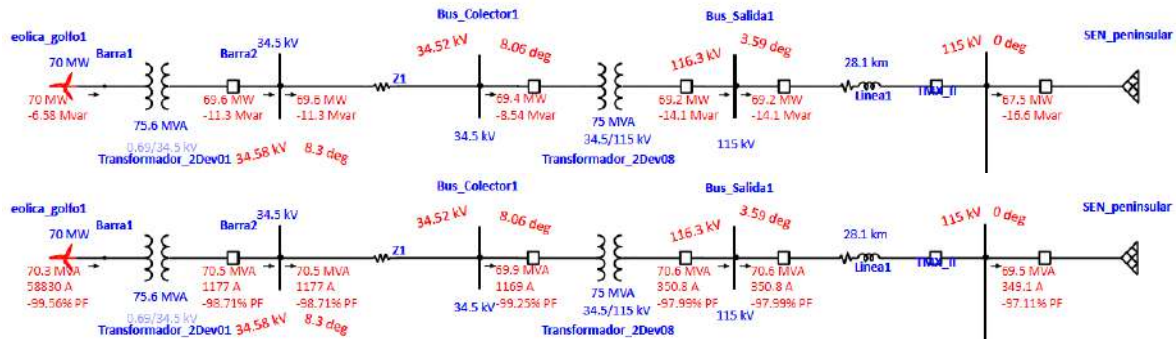


Figura 4.2. Análisis del flujo de carga del modelo equivalente de la central eólica

Tabla 4.3. Comparativo de potencias de los modelos general vs equivalente

	Modelo General			Modelo equivalente		
	Colector	Salida	TMX-115	Colector	Salida	TMX-115
Potencia activa [MW]	69.4	69.2	67.5	69.4	69.2	67.5
Potencia reactiva [MVar]	-8.78	-14.3	-16.6	-8.54	-14.1	-16.6
Potencia aparente [MVA]	70	70.7	69.6	69.9	70.6	69.5
Factor de Potencia [%]	-99.21	-97.93	-97.02	-99.25	-97.99	-97.11

De acuerdo con los valores proporcionados por las figuras y tabla anteriores se puede inferir que el modelo equivalente presenta valores similares a los proporcionados por un modelo general de la central eólica.

En el anexo B se presentan las tablas en las cuales se calcularon los valores de las impedancias del modelo equivalente de la central eólica.

4.2. Análisis del sistema

4.2.1. Límite de generación eólica

El análisis del flujo con carga indica que en el nodo Temax II se pueden conectar un máximo de 4 centrales eólicas, a partir de la conexión de una 5ª central, los nodos adyacentes comienzan a tener valores de voltaje fuera de límites de aceptación, y en la conexión de una 9ª y 10ª central los valores de voltaje superan los límites del sistema por lo que no se tiene resultados; en la tabla 4.4 se observan los niveles de voltaje de los nodos de la zona.

En el anexo C se presentan los flujos de carga de cada incremento en el número de centrales eólicas en operación.

Tabla 4.4. Niveles de voltaje [%] de los nodos de la zona Motul-Tizimín

Numero de centrales en operación	KOP-115	TXS-115	SDM-115	SUC-115	TZM-115
1	101.4	101.1	100.9	100.6	100.5
2	100.8	101.4	100.1	100.1	100.3
3	99.89	99.41	98.77	99.16	99.63
4	98.47	98.27	97.07	97.78	98.71
5	96.61	96.97	94.93	95.94	97.44
6	94.18	95.5	92.26	93.56	95.79
7	91.01	93.77	88.85	90.44	93.62
8	85.65	91.58	84.24	86.16	90.65
9	Límite del sistema				
10	Límite del sistema				

4.2.2. Estudio de escenarios

Se realizó el análisis de las curvas P-V para cada escenario en los nodos los nodos colectores y de salida de cada central eólica y en el nodo TXS-115 (Temax II). La variación en las curvas depende del factor de potencia al cual están generadas, tomando en cuenta que al ser generadores DFIG tienen la facultad de mantener un nivel de voltaje en su salida, por lo que, la compensación reactiva y el factor de potencia cambiarán con cada cambio en la carga; de igual manera, el factor de

potencia dependerá se encuentran en adelanto o atraso, o bien, capacitivas o inductivas respectivamente. En la tabla 4.5 se presentan los factores de potencia para cada escenario, las cuales indican lo siguiente:

Tabla 4.5. Factor de Potencia en los buses colectores, de salida y en el nodo TXS-115 (Temax II) para cada escenario

Escenario	Factor de potencia [%]		
	Colector	Salida	TXS-115
1	100	+99.6	-98.8
2	+0.1	+0.1	-97
3	+100	+99.7	+99
4	+0.1	+0.1	+56.6

- Escenario 1: el sistema es estable en los buses de salida hasta con un incremento de carga de 400.382 MW y un nivel de voltaje de 92.4%, en el nodo TXS-115 con 635.019 MW y 91.1% de nivel de voltaje, mientras que en los buses colectores es estable hasta 323.215 MW a un nivel de voltaje de 96.9% pero presenta valores fuera del rango de voltaje, 105%, entre 100.28678 y 242.11381 MW de carga, como se observa en la figura 4.3.

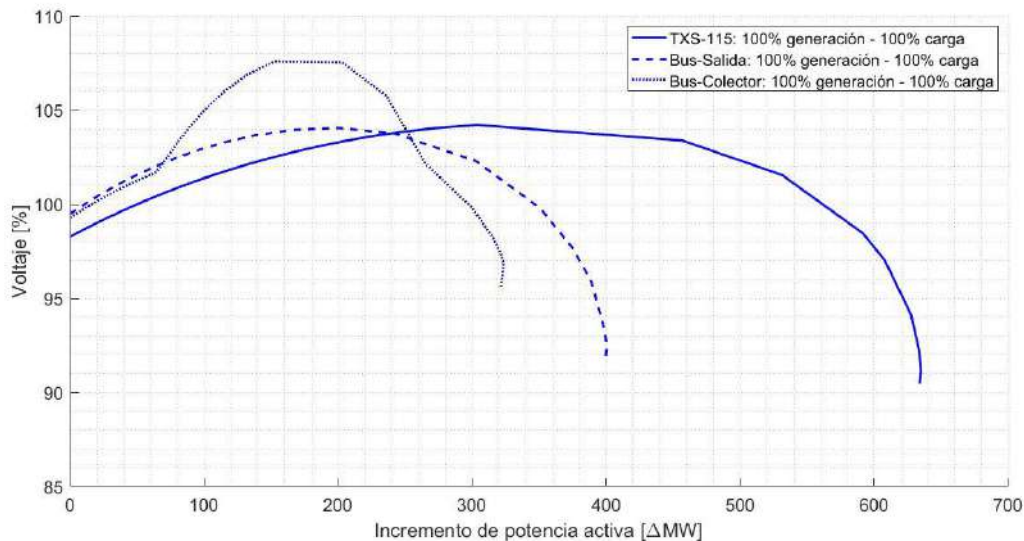


Figura 4.3. Curvas P-V del escenario 1

- Escenario 2: el sistema es estable en los buses colectores hasta con un aumento de carga de 197.05 MW con 95.6% de nivel de voltaje, en los buses

de salida en 235.998 MW con 90.3% y en el nodo TXS-115 en 341.853 MW con 89.5% de nivel de voltaje, como se observa en la figura 4.4.

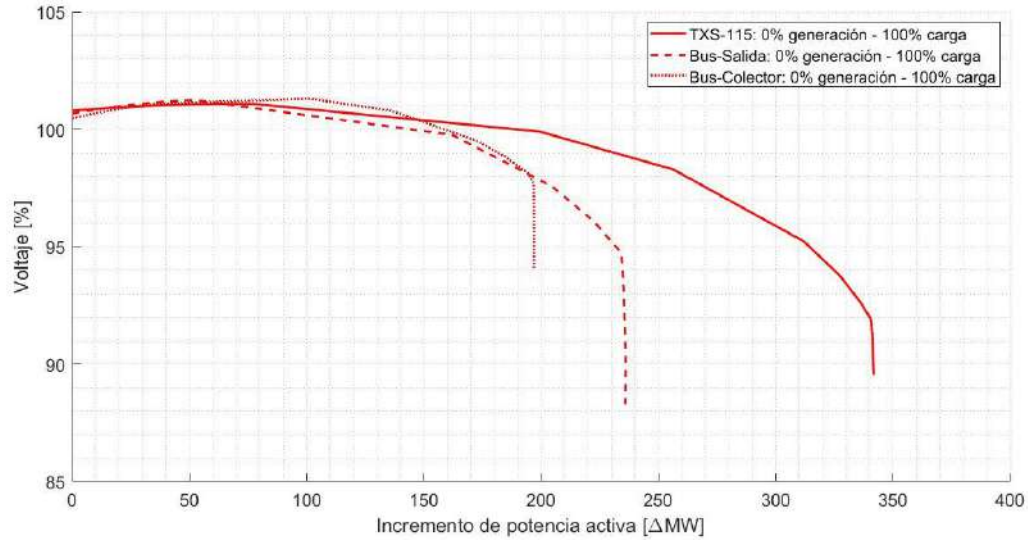


Figura 4.4. Curvas P-V del escenario 2

- Escenario 3: el sistema es estable en los buses colectores hasta con un aumento de carga de 156.199 MW y 132.6% de nivel de voltaje, en los buses de salida en 144.042 MW con 99.3% y, en el nodo TXS-115 con 132.968 MW de incremento y 108.9% de nivel de voltaje, como se observa en la figura 4.5.

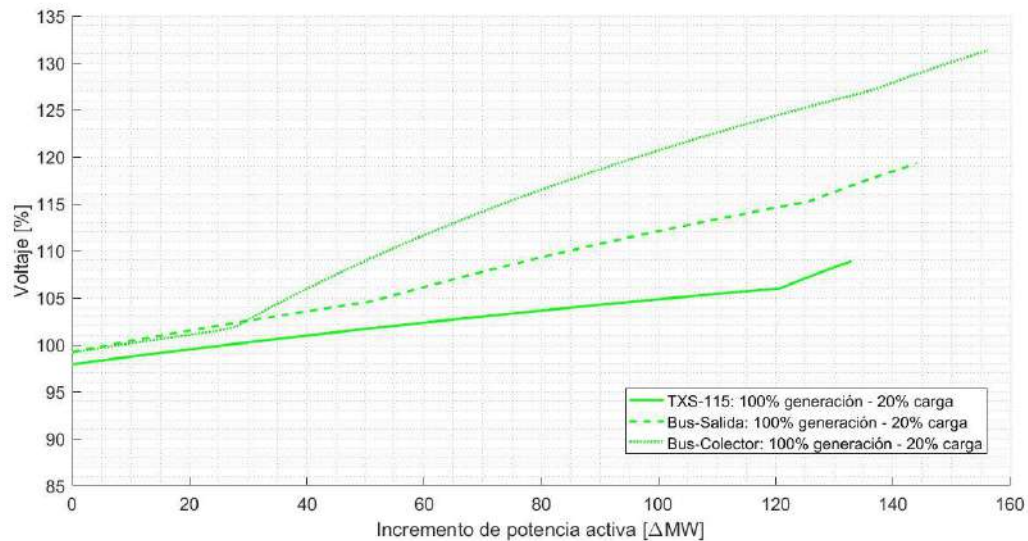


Figura 4.5. Curvas P-V del escenario 3

- Escenario 4: el sistema es estable en los buses colectores hasta con un aumento de carga de 250.926 MW y 119.7% de nivel de voltaje, en los buses de salida en 292.467 MW con 107.1% y, en el nodo TXS-115 con 428.169 MW de incremento y 100.7% de nivel de voltaje, como se observa en la figura 4.6.

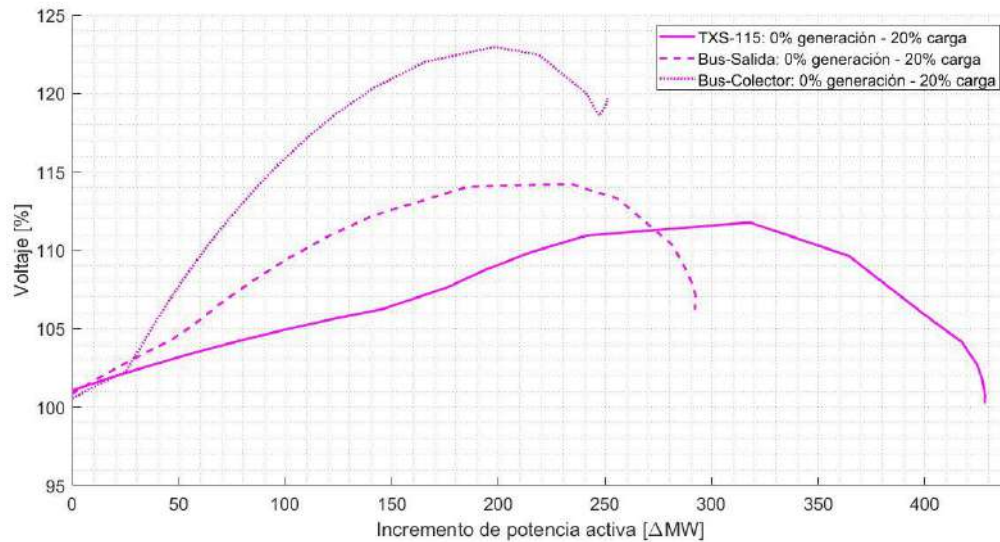


Figura 4.6. Curvas P-V del escenario 4

Las cargas en el sistema tienen 95% de factor de potencia en atraso, por lo que al tener 100% de carga en los escenarios 1 y 2 el sistema se encuentra equilibrado; en los escenarios 3 y 4, la carga es reducida hasta un 20% por lo que el sistema se vuelve capacitivo y tiene valores de voltaje elevados.

La tabla 4.6 presenta las potencias activas de los cuatro escenarios a los cuales se generaron las curvas V-Q, las cuales nos indican lo siguiente:

Tabla 4.6. Potencia activa en los buses colectores, de salida y en el nodo TXS-115 (Temax II) para cada escenario

Escenario	Potencia Activa [MW]		
	Colector	Salida	TXS-115
1	69.396	69.234	270.86
2	0.002	0.002	0.012
3	69.396	69.233	270.844
4	0.003	0.004	0.02

- Escenario 1: el sistema es inestable con una inyección máxima de potencia reactiva de -78.097 MVAR en un nivel de voltaje de 73.8% en el bus colector, -93.772 MVAR en un nivel de voltaje de 77.3% en el bus de salida y -116.629 MVAR en un nivel de voltaje de 79.8% en el nodo TXS-115, como se observa en la figura 4.7.

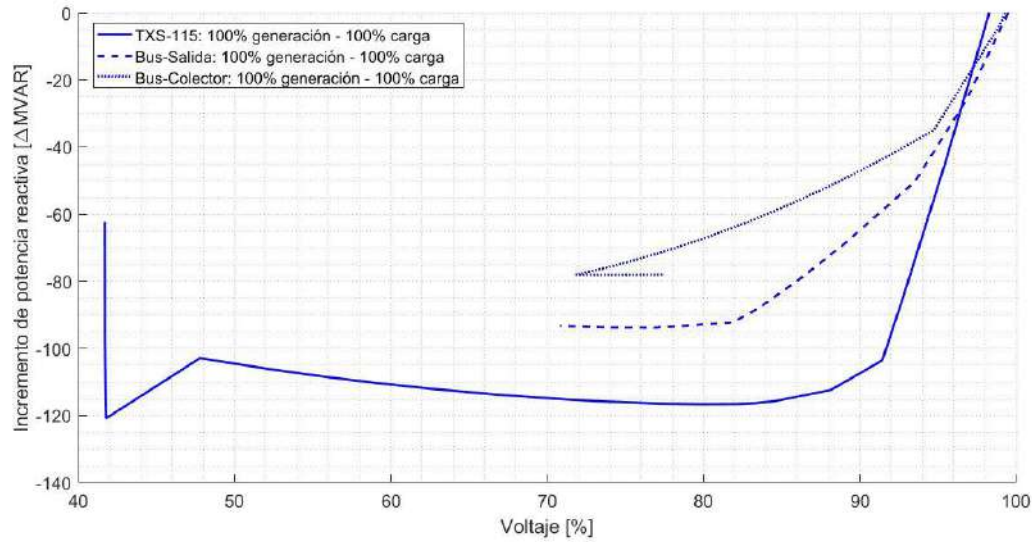


Figura 4.7. Curvas V-Q del escenario 1

- Escenario 2: el sistema es inestable con una inyección máxima de potencia reactiva de -107.325 MVAR en un nivel de voltaje de 60.4% en el bus colector, -142.694 MVAR en un nivel de voltaje de 58.9% en el bus de salida y -234.323 MVAR en un nivel de voltaje de 55.6% en el nodo TXS-115, como se observa en la figura 4.8.

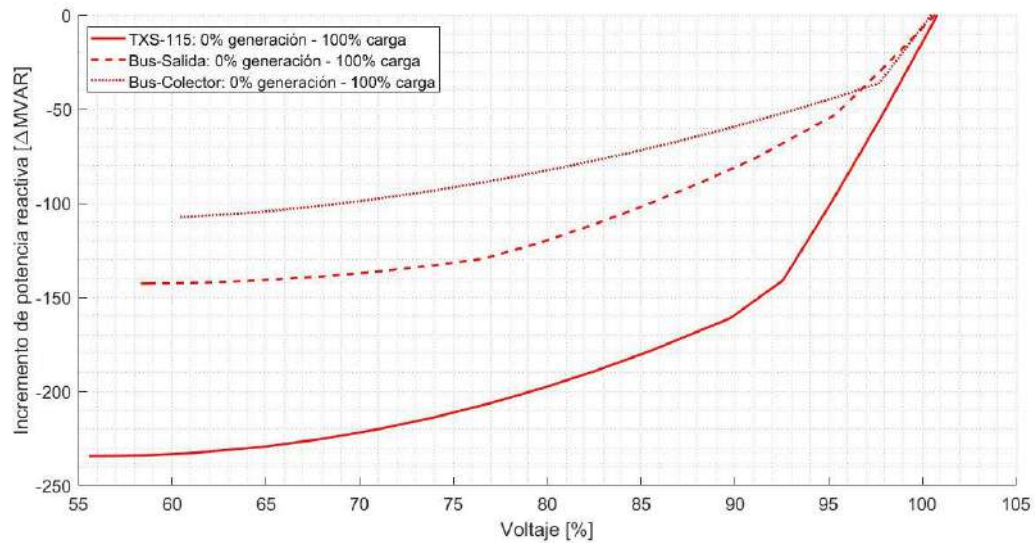


Figura 4.8. Curvas V-Q del escenario 2

- Escenario 3: el sistema es inestable con una inyección máxima de potencia reactiva de -75.4 MVAR en un nivel de voltaje de 73.2% en el bus colector, -89.696 MVAR en un nivel de voltaje de 75.2% en el bus de salida y -110.03 MVAR en un nivel de voltaje de 79.6% en el nodo TXS-115, como se observa en la figura 4.9.

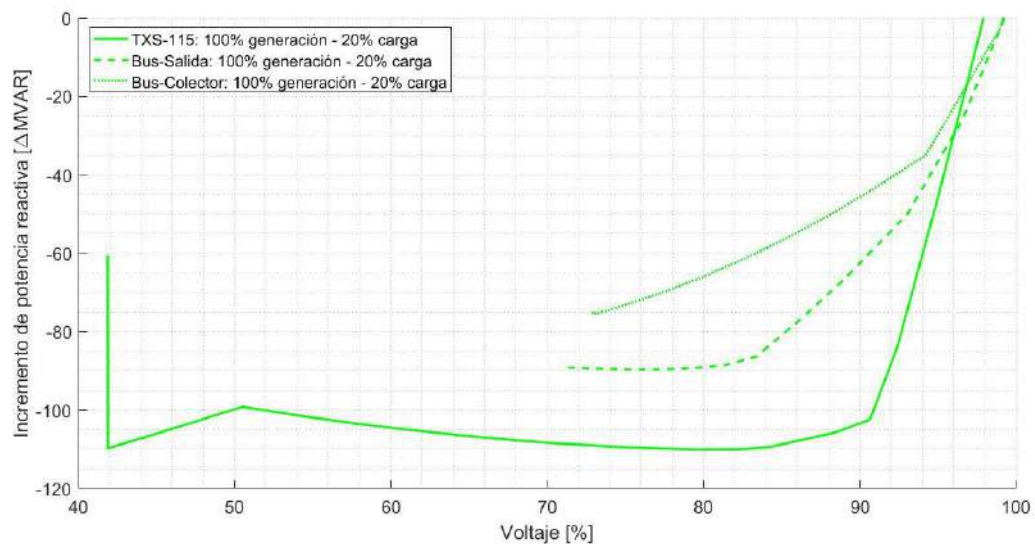


Figura 4.9. Curvas V-Q del escenario 3

- Escenario 4: el sistema es inestable con una inyección máxima de potencia reactiva de -108.637 MVAR en un nivel de voltaje de 60.1% en el bus colector, -144.523 MVAR en un nivel de voltaje de 58.8% en el bus de salida y -238.171 MVAR en un nivel de voltaje de 56% en el nodo TXS-115 (Temax II), como se observa en la figura 4.10.

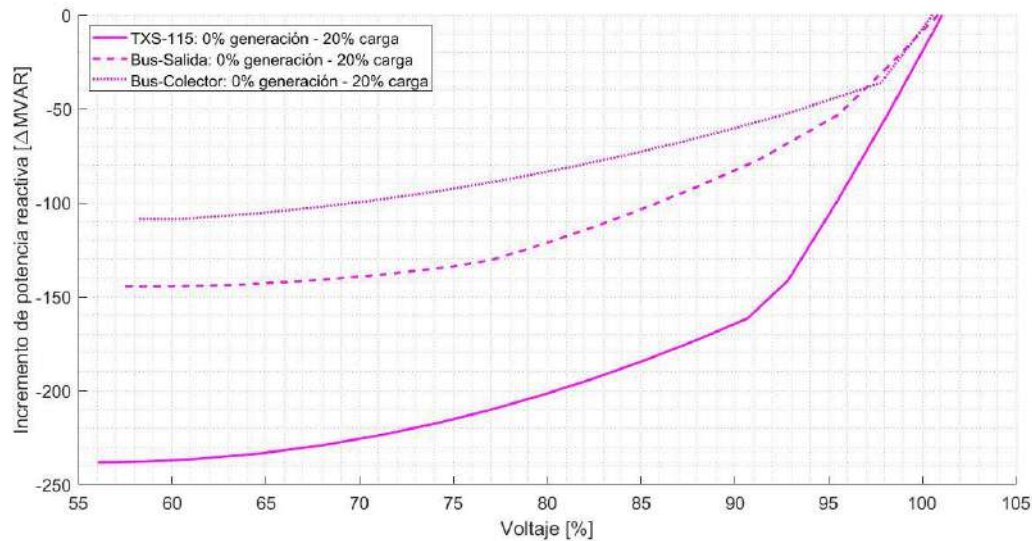


Figura 4.10. Curvas V-Q del escenario 4

Las curvas V-Q indican la cantidad y tipo de potencia reactiva, ya sea en adelanto o atraso, que requiere el sistema para mantener su voltaje estable, en ellas se observa que los escenarios 1 y 3 y, 2 y 4 son similares entre ellas respectivamente, esto se debe a que en cada par de escenarios la carga es lo único que cambia y la generación permanece igual, la diferencia entre ellas radica en que, el aerogenerador al ser DFIG trata de mantener el voltaje en su salida, lo cual ocasiona que difiera ligeramente la potencia activa del nodo TXS-115.

Las curvas de los escenarios que se encuentran del lado derecho de un nivel de voltaje de 100%, escenarios 2 y 4, requieren potencia reactiva en atraso, es decir carga inductiva, mientras que las que se encuentran del lado izquierdo de nivel de voltaje de 100% requieren potencia reactiva en adelanto, es decir capacitiva.

Se observa que los buses colectores son los que menos potencia reactiva requieren para mantener un nivel de voltaje de 100%, sin embargo, hay que tomar en cuenta que en este sistema son cuatro centrales eólicas, por lo que es conveniente realizar un análisis dinámico para saber en cual bus se puede instalar un compensador de VAR y reducir los niveles de voltaje en todos los buses.

En el anexo D se presentan las simulaciones de flujo de carga y las tablas con los datos para la elaboración de las curvas P-V y V-Q para cada escenario.

4.2.3. Análisis de flujo de carga dinámico

El análisis dinámico se realizó en un período de un año con las cuatro centrales eólicas, en el cual se observa que el comportamiento del voltaje en el nodo TXS-115 (Temax II), el nivel mínimo es de 92.8% en la fase C y la máxima es de 107.11% en la fase A, tal como se observa en la figura 4.11, los cuales están fuera de los rangos establecidos en Código de Red. La figura 4.12 muestra que el ángulo del voltaje de cada fase, para cada punto a lo largo del año, se encuentran desfasadas 120°, por lo que, de no haber alguna eventualidad, el voltaje entre fases se encuentra en equilibrio.



Figura 4.11. Comportamiento del voltaje del nodo TXS-115 (Temax II)



Figura 4.12. Comportamiento de ángulo de voltaje en cada fase del nodo TXS-115 (Temax II)

En la figura 4.13 se observa el porcentaje de variación en la tensión (%LVUR), en la cual se observa que no excede el 1.02% a lo largo del año, y la variación en el ángulo de fase (%PVUR) que no excede el 1.02%.

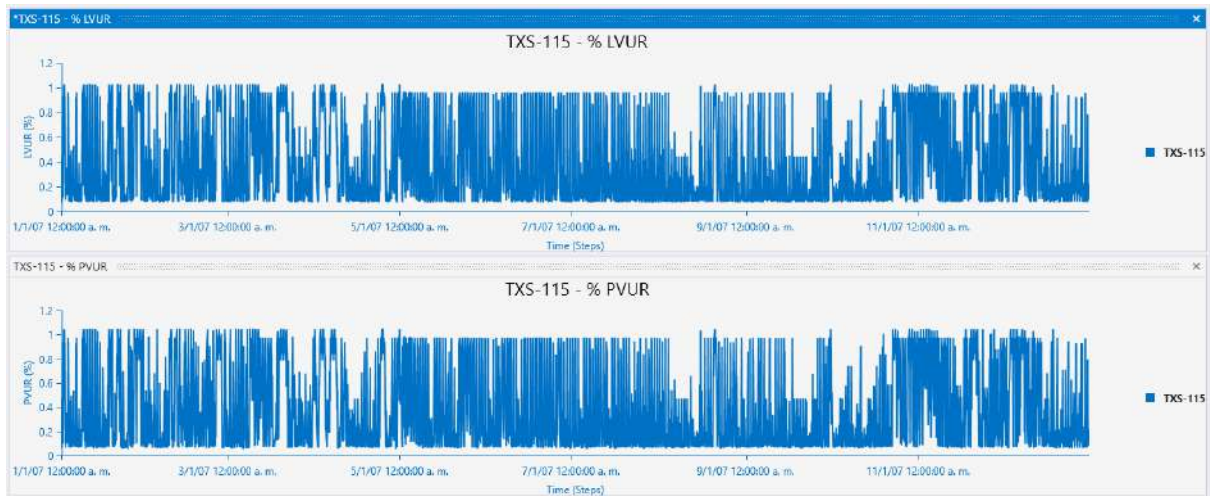


Figura 4.13. Porcentaje de variación de nivel de voltaje y ángulo de fase del nodo TXS-115 (Temax II)

En la figura 4.14 la potencia reactiva suministrada y requerida por la red en los nodos CCS-115 y VAD-115, la cual en atraso entrega -67.356 MVar y en adelanto 136.6651 MVar.

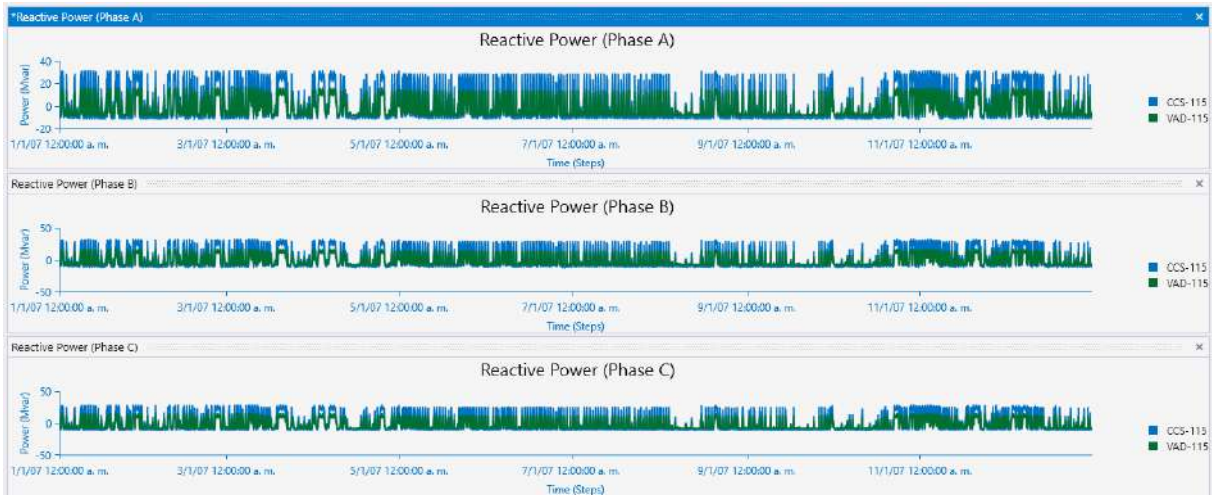


Figura 4.14. Potencia reactiva requerida y suministrada en los nodos CCS-115 y VAD-115

4.2.4. Propuesta de estabilidad en el voltaje

El sistema presenta niveles de voltaje fuera de los rangos estipulados en el Código de Red, además de que pudiera aumentar el tamaño de la central eólica de estudio, existen varios proyectos de energía eólica cercano a la zona, por lo que es conveniente disponer de equipos adicionales para mantener el voltaje estable.

Como se mencionó con anterioridad, el voltaje depende de la potencia reactiva que se encuentre dentro del sistema por lo que se usaran compensadores de reactivos para mantenerlo estable.

ETAP 19.5.0 contiene dentro de sus librerías dos dispositivos de compensación reactiva, SVC y STATCOM, sin embargo, el SVC es el único que tiene la facultad de funcional en el dominio del tiempo.

Se determinó que lo más óptimo es tener un SVC por cada central eólica, en el bus colector, en la figura 4.15 se observa los rangos de operación del SVC, y en la figura 4.16 se observa la instalación de los cuatro SVC.

Voltage Rating			
kV	Vmax	Vmin	Vref
34.5	105 %	95 %	100 %

Inductive Rating			
QL	IL	BL	
30 Mvar	502.044 Amp	0.023 Siemens	

Capacitive Rating			
Qc	Ic	Bc	
10 Mvar	167.348 Amp	0.009 Siemens	

Max Inductive Rating and Slope			
QLmax	ILmax	SLL	
30 Mvar	478.137 Amp	5.25 %	

Max Capacitive Rating and Slope			
Qcmax	Icmax	SLC	
10 Mvar	176.156 Amp	4.75 %	

Figura 4.15. Rangos de operación de los SVC

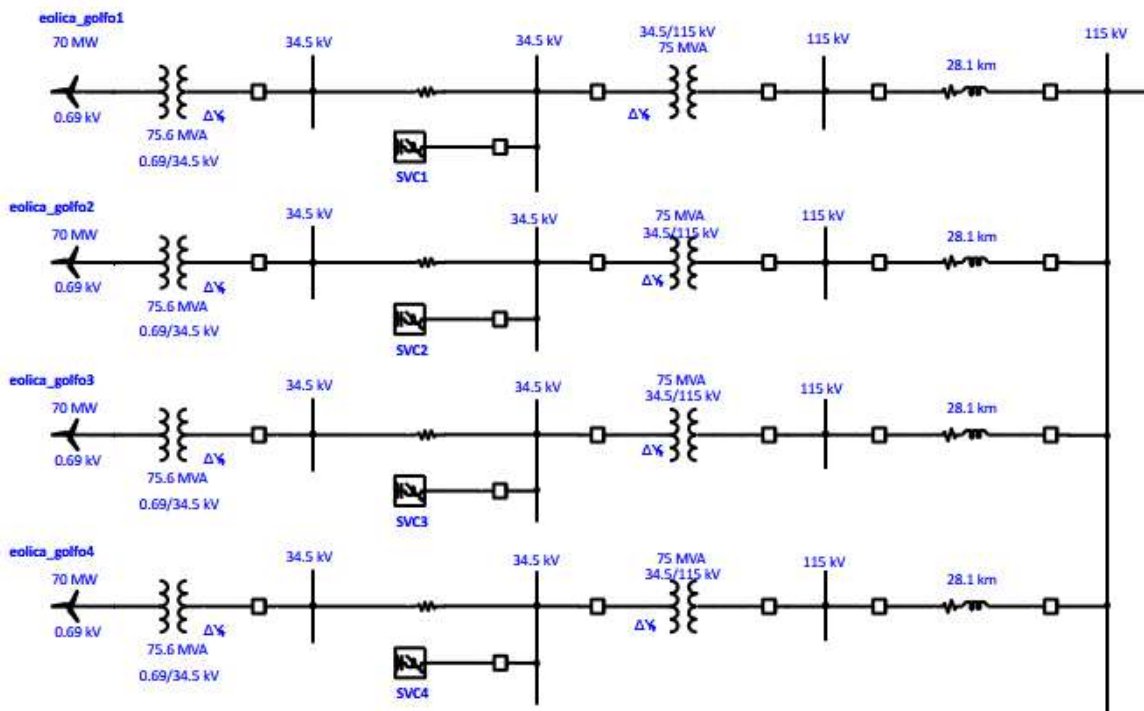


Figura 4.16. Conexión de los SVC a los buses colectores

El comportamiento del voltaje en el nodo TXS-115 (Temax II) tiene el nivel más bajo en la fase C con 97%, y el alto voltaje en la fase A con 101.82%, tal como se observa en la figura 4.17.



Figura 4.17. Comportamiento del voltaje del nodo TXS-115 (Temax II) con SVC

El ángulo de voltaje no presenta cambios entre fases, por lo que se observa en la figura 4.18, sigue desfasadas 120° entre ellas.

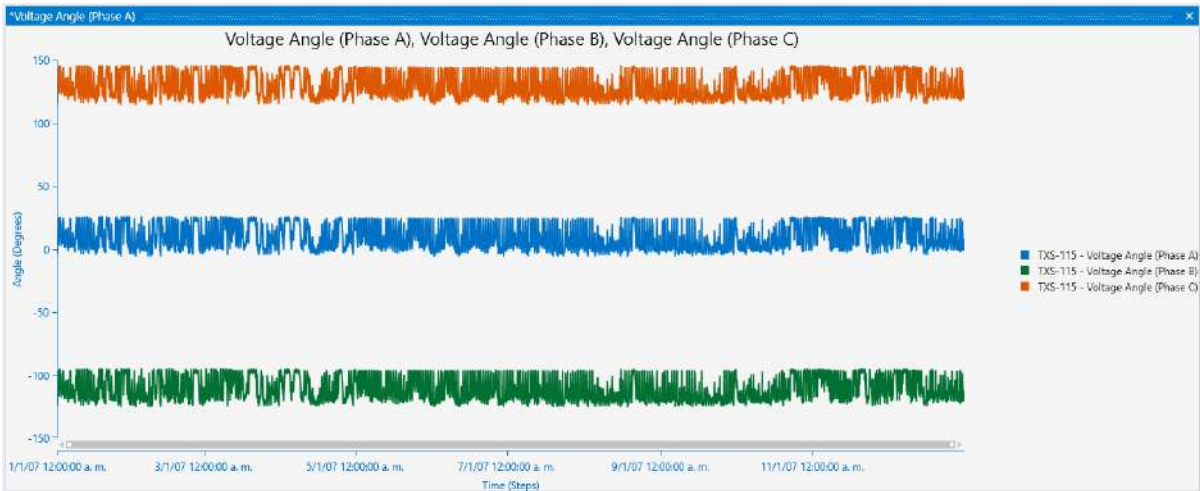


Figura 4.18. Comportamiento de ángulo de voltaje en cada fase del nodo TXS-115 (Temax II) con SVC

En cuanto al porcentaje de variación en la tensión (%LVUR), se observa que hubo una disminución, presentando valores máximos de 0.789% y la variación en el ángulo de fase (%PVUR) de 0.809%, tal como se observa en la figura 4.19.

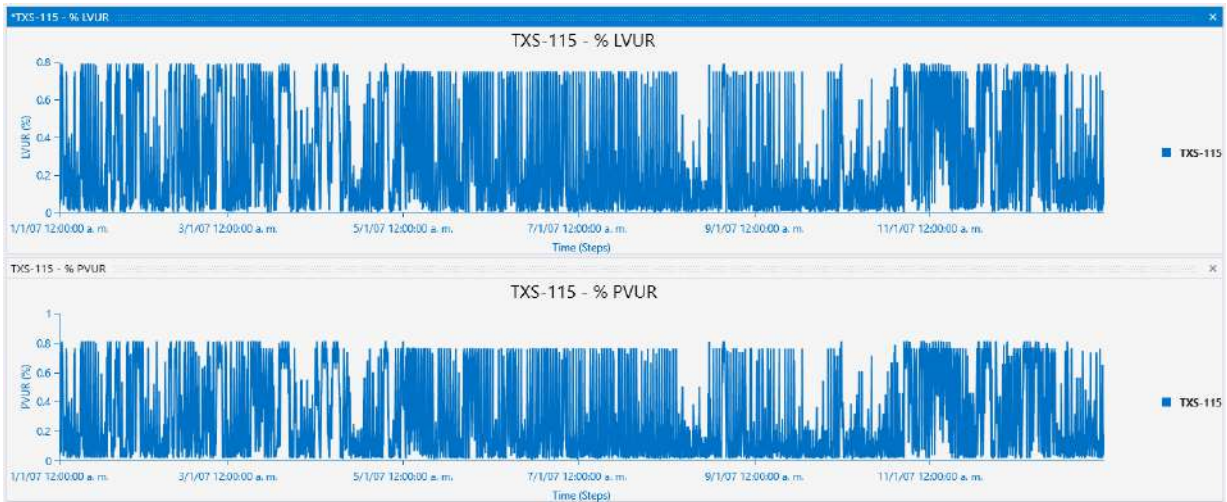


Figura 4.19. Porcentaje de variación de nivel de voltaje y ángulo de fase del nodo TXS-115 (Temax II) con SVC

En la figura 4.20 se observa que la potencia reactiva disminuye tanto en atraso como en adelante, presentando valores reactivos de -50.2256 MVAR y 107.6355 MVAR.

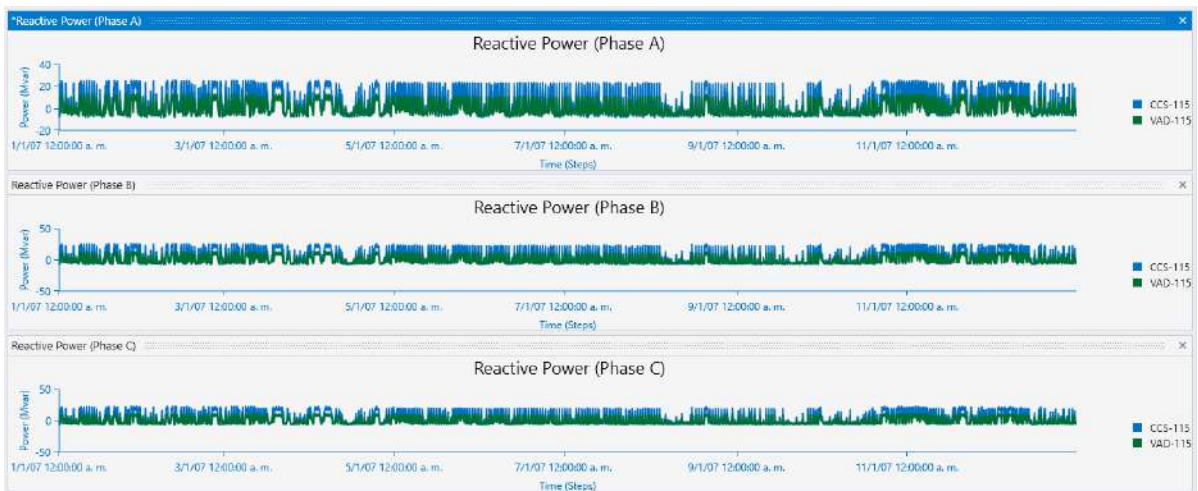


Figura 4.20. Potencia reactiva requerida y suministrada en los nodos CCS-115 y VAD-115 con SVC

4.2.5. Comparativo de las simulaciones

Al instalar SVC en las centrales eólicas, los niveles de voltaje en los nodos de la zona, los buses internos de cada central eólica y los buses de media tensión de las cargas, se acercan al valor deseado de 100%.

En la tabla 4.7 se presentan los valores en los niveles de voltaje en los nodos de la zona antes y después de la instalación de los SVC, los cuales compara el comportamiento de los niveles de voltaje; para el caso de máximo nivel de voltaje, los nodos que presentan problemas son SDM-115 y TXS-115 en las fases C y A respectivamente; en mínimo nivel de voltaje son los mismos nodos, SDM-115 y TXS-115 los que presentan problemas, ambas en su fase C. Se observa que, con la instalación de los SVC, los niveles máximos y mínimos de todos los nodos presentan valores aceptables, según el Código de Red.

Tabla 4.7. Comparativo de niveles de voltaje de los nodos de la zona

ID	Nominal [kV]	Máximo nivel de voltaje [%]			Mínimo nivel de voltaje [%]		
		Fase	Sin SVC	Con SVC	Fase	Sin SVC	Con SVC
KOP-115	115	C	103.92	101.82	C	95.65	97.69
SDM-115	115	C	105.34	101.64	C	92.99	96.35
SUC-115	115	C	103.42	101.45	A	95.40	97.07
TXS-115	115	A	107.11	101.82	C	92.80	97.00
TZM-115	115	C	102.51	101.27	A	96.98	97.95

En la tabla 4.8 se presentan los valores en los niveles de voltaje en los nodos de los buses internos de cada central eólica antes y después de la instalación de los SVC; para el caso de máximo nivel de voltaje, todos los buses que presentan problemas; en mínimo nivel de voltaje de igual manera todos los buses presentan problemas. Con la instalación de los SVC, los niveles máximos y mínimos de todos los buses se establecen.

Tabla 4.8. Comparativo de niveles de voltaje de los buses internos de cada central eólica

ID	Nominal [kV]	Máximo nivel de voltaje [%]			Mínimo nivel de voltaje [%]		
		Fase	Sin SVC	Con SVC	Fase	Sin SVC	Con SVC
Barra01	0.69	B	109.75	102.73	C	93.58	98.27
Barra11	34.5	B	108.47	101.54	C	93.72	98.64
Bus_Colector1	34.5	B	108.37	101.44	C	93.47	98.41
Bus_Salida1	115	A	108.22	102.06	C	93.44	98.05
TXS-115	115	A	107.11	101.82	C	92.80	97.00

En la tabla 4.9 se presentan los valores en los niveles de voltaje en los buses de media tensión de las cargas antes y después de la instalación de los SVC; para el caso de máximo nivel de voltaje, los buses en media tensión que presentan problemas son KOP-34.5, KOP-13.8, SDM-13.8 y TXS-34.5; en mínimo nivel de voltaje son los buses SDM-13.8 y TXS-34.5 los que presentan problemas. Con la instalación de los SVC, los niveles máximos y mínimos de todos los buses mantienen niveles aceptables, según el Código de Red.

Tabla 4.9. Comparativo de niveles de voltaje de los buses de media tensión de las cargas

ID	Nominal [kV]	Máximo nivel de voltaje [%]			Mínimo nivel de voltaje [%]		
		Fase	Sin SVC	Con SVC	Fase	Sin SVC	Con SVC
KOP-13.8	13.8	A	105.57	103.48	A	96.42	98.42
KOP-34.5	34.5	A	105.67	103.56	A	96.15	98.16
SDM-13.8	13.8	C	106.74	103.11	A	93.93	97.23
SUC-13.8	13.8	C	104.71	102.76	A	96.20	98.09
TXS-34.5	34.5	B	108.55	103.45	C	93.65	97.72
TZM-13.8	13.8	C	103.84	102.59	B	97.84	98.97
TZM-34.5_1	13.8	C	103.84	102.59	B	97.84	98.97
TZM-34.5_2	34.5	C	104.76	103.50	B	97.84	98.97

4.3. Validación de resultados

La tabla 4.10 presenta un breve resumen de los resultados obtenidos en investigaciones anteriormente mencionadas, así como los resultados de este trabajo de investigación, las cuales utilizaron la misma metodología y herramienta computacional para obtenerlos.

Tabla 4.10. Comparativo de resultados con investigaciones previas

Autor	Resumen
J. H. J. Queen et al. [20]	Presentan una tabla en la cual comparan los niveles de voltaje, en p.u., previo y después del adiconamiento un controlador de voltaje, en la cual los valores bajos sin el dispositivo y cercanos a la unidad una vez ya instalado.
K. Porate et al. [60]	Presentan una tabla, la cual compara datos de mediciones reales, con las simulaciones del antes y después de la instalación de SVC, se observa que previo a la instalación de estos, los valores reales se asemejan a los valores arrojados por la simulación, y con la instalación de los SVC los niveles de voltaje mantienen valores cercanos al deseado, el nominal del bus.
M. A. Ullah et al. [61]	Presentan una tabla en la cual comparan el comportamiento en los niveles de voltaje de los buses ante situaciones de bajo voltaje y su comportamiento variando los taps de los transformadores y añadiendo bancos de capacitores, los valores que obtiene con estos aditamentos son cercanos al 100% de voltaje. Sin embargo, solo se obtiene esos valores en los buses cercanos al lugar donde fueron añadidos.
M. A. Ullah et al. [62]	Presentan una tabla en la cual comparan el comportamiento en los niveles de voltaje de los buses ante situaciones de bajo y alto voltaje, y su comportamiento variando los taps de los transformadores y añadiendo bancos de capacitores, los

	valores que obtiene con estos aditamentos son cercanos al 100% de voltaje. Sin embargo, solo se obtienen esos valores en los buses cercanos al lugar donde fueron añadidos.
F. S. Gómez et al.	Se presentan tres tablas, nodos de interconexión, buses internos de cada central eólica y buses de media tensión de las cargas, en las cuales los niveles de voltaje muestran valores cercanos al valor deseado, que es el 100%, tanto en bajo como en alto voltaje, una vez adicionando los dispositivos SVC.

Comparando los diferentes resultados obtenidos en los trabajos de investigación presentados, se observa que, en todos los casos con el adicionamiento de dispositivos de compensación reactiva se mantienen niveles de voltaje deseados y los resultados obtenidos, en las simulaciones por medio de ETAP, son similares entre ellos, independientemente de la fuente de generación y de las dimensiones en las que sean presentados, kV, porcentaje o p.u., siempre que cuenten con los datos informativos exactos de los dispositivos eléctricos utilizados en cada simulación.

5. CONCLUSIONES

5.1. Conclusiones generales

En el presente trabajo de tesis se realiza un estudio sobre los efectos que ocasiona el incremento e integración de las centrales eólicas a los sistemas de potencia y como se pueden corregir estos efectos con la ayuda de un compensador estático de VAR SVC considerando los requerimientos de potencia reactiva y voltaje, que especifica el Código de Red.

Esta metodología se basa en analizar la relación voltaje-potencia reactiva, la determinación de las curvas P-V y V-Q y su comportamiento en el dominio del tiempo. Las centrales eólicas se representaron mediante un modelo equivalente, ya que en las simulaciones se considera el efecto que tendrán los transformadores de pedestal de cada aerogenerador y los cables de la red interna, en la potencia que inyectarán las centrales a la red. Al usar el equivalente de las centrales se reducen los cálculos que se realizan durante las simulaciones y el límite de buses que el software provee.

El circuito equivalente es un modelo que ayuda a tener diagramas reducidos para la presentación de resultados y, en nuestro caso, reducir el número de buses de la simulación, el cuál es limitado; las variaciones en sus resultados no van más allá de las decimas de unidad en las potencias de los buses y en el caso del factor de potencia no varía más de las centésimas de unidad, tal como se presentó en la tabla 4.3 de la sección 4.1.

La integración de nuevas centrales eólicas o el incremento de una, se ve limitado por la potencia reactiva que estas requieran para mantener los voltajes en las terminales de los aerogeneradores, y el cual a su vez depende de la velocidad de viento que llegue a cada aerogenerador.

Cuando existe poca demanda en la carga, el sistema se vuelve capacitivo, debido a que el factor de potencia en las cargas se encuentra en atraso; cuando no existe

generación por parte de las centrales eólicas, los buses del sistema presentan valores de voltaje más extremos y su comportamiento dependerá de la carga, incremento en el voltaje si la carga es mínima y caída en el voltaje si la carga es máxima.

La variación del margen de carga máxima que se puede tener en la red y el punto de operación crítico en el que se pueda presentar la inestabilidad de voltaje, cuando las centrales operan a su máxima o mínima capacidad, dependerá de la velocidad del viento que incida sobre la central, y del índice de penetrabilidad eólica que se tenga en la red.

Se observó que con la implementación de dispositivos de compensación reactiva se logra mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos establecidos en el Código de Red, sin embargo, se requiere de dispositivos de almacenamiento o fuentes convencionales para satisfacer la potencia demandada por las cargas, además de que el sistema absorbe o entrega menos reactivos de la red.

El porcentaje de variación en la tensión, el cual se reduce de 1.02% a 0.789% y son cantidades que se encuentran dentro de los parámetros del Código de Red, sin embargo, son resultados proporcionados de acuerdo con los datos de simulación, cada hora, por lo que se tendría que observar más a detalle, con pasos de tiempo más reducidos para tener la seguridad que no excedan el 1.4% de desbalance máximo en la tensión y 5 variaciones rápidas por día en la tensión superiores al 4%.

Con la adición de SVC no solo se logran establecer los niveles de tensión dentro de los parámetros establecidos en el Código de Red, sino que, la potencia reactiva que se requiere de la red se reduce en 25.43% en atraso y 21.24% en adelante.

El nodo TXS-115 (Temax II), al cual está conectada la central eólica, es el más afectado ante las variaciones de voltaje. Sin embargo, este muestra niveles estables y dentro de los parámetros del Código de Red, teniendo una diferencia de 1.82% en voltaje máximo y 3% en voltaje mínimo, del 100% el cual es el nivel de voltaje ideal.

5.2. Observaciones

En base a la investigación realizada y a los resultados que se han obtenido, se puede plantear las siguientes observaciones:

- Tener datos de velocidad de viento completos y de la altura a la que se quiera realizar el estudio, para tener el menor margen de error en los resultados.
- Simular con una red más completa y con datos de los equipos con los que cuenta, así como contar con datos de demanda, para tener resultados más cercanos a la realidad.
- Usar los diferentes tipos de FACTS, para poder determinar cuál de estos dispositivos mejora en mayor medida la estabilidad de voltaje de la red.

5.3. Limitaciones

Parte de las limitaciones que se presentaron fueron que no se contaba con los datos reales en los flujos de demanda en los nodos y en las cargas, ya que son de uso exclusivo del CENACE, por lo que se tuvo que utilizar los perfiles de carga que provee el ETAP.

Los datos de la central eólica del caso de estudio no son abiertos al público en general, ya que son propiedad de la empresa encargada de la misma; esto limitó la obtención de datos reales, por lo que se tuvo que tomar datos de otras fuentes similares y de las librerías de ETAP.

El software ETAP es una herramienta que ofrece recursos muy completos para la elaboración de este tipo de simulaciones eléctricas, sin embargo, como cualquier herramienta computacional tiene sus limitantes que puede ocasionar algunos inconvenientes, algunos de ellos que se presentaron fueron:

- El número de buses es limitado para licencia. Al solicitar una licencia se debe precisar el número de buses que se requiere, sin embargo, con el desarrollo de la simulación se fueron requiriendo un mayor número de buses derivado del crecimiento de la red que se simuló.
- Dispositivos FACTS. Dentro de su librería solo cuenta con STATCOM y SVC, de los cuales solo los SVC tienen la facultad de poder ser utilizados en la simulación del dominio en el tiempo.
- Dispositivos de almacenamiento. Dentro de su librería solo cuenta con baterías de tecnología ácido-plomo, las de tecnología ion-litio se encuentran a partir de la última versión, 20.0, y no contempla nuevas tecnologías como SMES, los cuales favorecen la penetración de energías renovables.
- La convergencia en las simulaciones. Al tener una cantidad grande potencia reactiva en el sistema, la simulación se detiene y no se tiene resultados.

REFERENCIAS

- [1] E. Hau, *Wind turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, 3rd ed. Munich, Germany: Springer, 2015.
- [2] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, “Ley para Aprovechamiento de las Energías Renovables y Financiamiento para la Transición Energética,” 2012.
- [3] Asociación Mexicana de Energía eólica (AMDEE), “El potencial eólico mexicano Oportunidades y retos en el nuevo sector eléctrico,” 2014.
- [4] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032,” 2018.
- [5] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), “Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2023,” 2018.
- [6] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033,” 2019.
- [7] Secretaría de Energía (SENER), “Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad.,” 2016.
- [8] Secretaría de Energía (SENER), “Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL).” [Online]. Available: <https://dgel.energia.gob.mx/inel/mapa.html?lang=es>. [Accessed: 20-Jun-2019].
- [9] B. Figueroa-Espinoza, P. Salles, and J. Zavala-Hidalgo, “On the wind power potential in the northwest of the Yucatan Peninsula in Mexico,” *Atmosfera*, vol. 27, no. 1, pp. 77–89, 2014.
- [10] “EIA - Electricity Data.” [Online]. Available: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b. [Accessed: 28-Nov-2019].
- [11] P. S. Georgilakis, “Technical challenges associated with the integration of wind power into power systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 3, pp. 852–863, 2008.
- [12] T. R. Ayodele, A. Jimoh, J. L. Munda, and A. J. Tehile, “Challenges of Grid Integration of Wind Power on Power System Grid Integrity: A Review,” *Int. J.*

- Renew. Energy Res.*, vol. 2, no. 4, pp. 618–626, 2012.
- [13] B. Rona and Ö. Güler, “Power system integration of wind farms and analysis of grid code requirements,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 100–107, 2015.
- [14] H. Ibrahim, M. Ghandour, M. Dimitrova, A. Ilinca, and J. Perron, “Integration of wind energy into electricity systems: Technical challenges and actual solutions,” *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 815–824, 2011.
- [15] J. O. G. Tande, “Grid integration of wind farms,” *Wind Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 281–295, 2003.
- [16] I. Erlich, W. Winter, and A. Dittrich, “Advanced grid requirements for the integration of wind turbines into the German transmission system,” p. 7 pp., 2008.
- [17] J. Jorgenson, P. Denholm, and T. Mai, “Analyzing storage for wind integration in a transmission-constrained power system,” *Appl. Energy*, vol. 228, no. June, pp. 122–129, 2018.
- [18] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), “Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Electro Mayorista,” 2019.
- [19] T.-Y. Tran, Van Tan, Chen, Tsai-Hsiang, Hsieh, “Simulation offshore Wind Farm in Penghu Island, Taiwan,” *Dep. Electr. EGINEERING*, pp. 88–91, 2012.
- [20] J. H. J. Queen, J. Sellamani, S. Pradeep, P. S. Kumar, and S. S. Nandhakumar, “Voltage sag and Harmonics Mitigation in Grid Connected WECS using UPFC in ETAP,” *Int. J. Enhanc. Res. Sci. Technol. Eng.*, vol. 3, no. 11, pp. 249–256, 2014.
- [21] S. Kulkarni and S. Sontakke, “Power System Analysis of a Microgrid using ETAP,” *Int. J. Innov. Sci. Mod. Eng.*, vol. 3, no. April, pp. 53–57, 2015.
- [22] M. Mumtaz, M. Aamir, M. Ali, and A. Rehman, “Load Flow Analysis of CIGRE Benchmark Model Using ETAP,” in *International Conference on Renewable, Applied and New Energy Technologies*, 2018, pp. 19–22.
- [23] J. S. Patel and M. N. Sinha, “Power System Transient Stability Analysis Using ETAP Software,” *Natl. Conf. Recent Trends Eng. Technol.*, no. May, 2011.

- [24] S. H. Madhusudan, *Power Systems Analysis Illustrated with MATLAB and ETAP*, 1st ed. Boca Raton: CRC Press/Taylor & Francis Group, 2018.
- [25] D. J. Burnham, S. Santoso, and E. Muljadi, "Variable rotor-resistance control of wind turbine generators," *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, pp. 1–6, 2009.
- [26] J. Ouyang, T. Tang, J. Yao, and M. Li, "Active Voltage Control for DFIG-based Wind Farm Integrated Power System by Coordinating Active and Reactive Powers under Wind Speed Variations," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, no. 3, pp. 1504–1511, 2019.
- [27] P. Kundur *et al.*, "Definition and classification of power system stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [28] V. Ajarapu, *Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control*, 1st ed. Ames: Springer, 2006.
- [29] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage stability of electric power systems*, 2nd ed. Belgium: Springer, 2008.
- [30] H. Smail, R. Alkama, and A. Medjdoub, "Optimal design of the electric connection of a wind farm," *Energy*, vol. 165, pp. 972–983, 2018.
- [31] V. R. A. Vijay, *Grid Integration and Dynamic Impact of Wind Energy*, 1st ed. Springer, 2013.
- [32] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, H. Bindner, and P. Sørensen, *Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines*, vol. 1205. Denmark: DTU Library, 2002.
- [33] M. Adel, Abdelbaset; Yehia S., A.-H. M. . El-Sayed, and A. E. H. A. Ahmed, *Wind Driven Doubly Fed Induction Generator*, 1st ed. El-Minia: Springer, 2018.
- [34] J. Pramond, *Wind Energy Engineering*, 1st ed. McGraw-Hill, 2011.
- [35] Comisión Federal de Electricidad (CFE), "Teoría y tipos de cables de potencia." p. 16.
- [36] J. H. Harlow, *Electric power transformer engineering*, 3rd ed. Boca Raton: CRC Press/Taylor & Francis Group, 2004.
- [37] "ProlecGE » Generación." [Online]. Available: <http://prolecge.com/productos/aplicacion/generacion/>. [Accessed: 23-Mar-

- 2020].
- [38] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Grid Integration of Wind Energy Onshore and Offshore*, 3rd ed. Kassel: Wiley, 2014.
- [39] F. H. Gandoman *et al.*, “Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. October 2017, pp. 502–514, 2018.
- [40] “Static VAR Compensator (SVC).” [Online]. Available: http://www.eprlab.com/static_VAr_compensator.html. [Accessed: 05-Dec-2019].
- [41] A. S. Siddiqui, M. T. Khan, and F. Iqbal, “Determination of optimal location of TCSC and STATCOM for congestion management in deregulated power system,” *Int. J. Syst. Assur. Eng. Manag.*, vol. 8, pp. 110–117, 2017.
- [42] C. R. Patel, S. N. Patel, and A. J. Mehta, “Static Synchronous Series Compensator (SSSC): An approach for reactive power compensation for the transmission system .,” *Proc. Natl. Conf. Recent Trends Eng. Technol.*, no. May, pp. 13–14, 2011.
- [43] A. Nabavi-Niaki and M. R. Iravani, “Steady-state and dynamic models of unified power flow controller (upfc) for power system studies,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 4, pp. 1937–1943, 1996.
- [44] M. Kenan Döşoğlu and A. Öztürk, “Investigation of different load changes in wind farm by using FACTS devices,” *Adv. Eng. Softw.*, vol. 45, no. 1, pp. 292–300, 2012.
- [45] International Electrotechnical Commission (IEC), “Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines,” 2001.
- [46] International Electrotechnical Commission (IEC), “Wind turbine generator systems – Part 22: Wind Turbine Systems,” 2009.
- [47] “ETAP | Electrical Power System Analysis Software | Power Management System.” [Online]. Available: <https://etap.com/>. [Accessed: 05-Feb-2020].
- [48] “SCADA - Software - Hardware - Consulting.” [Online]. Available: <https://scada-international.com/en/>. [Accessed: 05-Feb-2020].

- [49] “EasyPower Arc Flash Analysis Software.” [Online]. Available: <https://www.easypower.com/>. [Accessed: 05-Feb-2020].
- [50] “NEPLAN – power system analysis.” [Online]. Available: <https://www.neplan.ch/?lang=es>. [Accessed: 05-Feb-2020].
- [51] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), “Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga,” pp. 1–72, 2015.
- [52] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), “Código de Red,” 2016.
- [53] “Google Maps.” [Online]. Available: <https://www.google.es/maps/@21.36,-88.92,2778m/data=!3m1!1e3>. [Accessed: 09-Nov-2019].
- [54] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), *Niveles de cortocircuito de la Red Nacional de Transmisión 2018, 2019 y 2021*. 2018, p. 102.
- [55] “Vive Energía.” [Online]. Available: <https://www.viveenergia.com/#proyectos>. [Accessed: 09-Nov-2019].
- [56] “Envision 2.5-110 - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The Wind Power.” [Online]. Available: https://www.thewindpower.net/turbine_es_1562_envision_2.5-110.php. [Accessed: 09-Nov-2019].
- [57] M. U. Gul, A. Ahmed, and A. Warraich, “A practical method for equivalencing of a large wind farm with multiple turbine representation,” in *7th International Conference on Power and Energy*, 2018, pp. 156–161.
- [58] E. Muljadi *et al.*, “Equivalencing the collector system of a large wind power plant,” in *Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [59] E. Muljadi, S. Pasupulati, A. Ellis, and D. Kostrov, “Method of equivalencing for a large wind power plant with multiple turbine representation,” in *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES*, 2008.
- [60] K. Porate, K. L. Thakre, and G. L. Bodhe, “Voltage stability enhancement of low voltage radial distribution network using static var compensator: a case study,” *Wseas Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 1, pp. 32–41, 2009.

- [61] M. A. Ullah, A. Qaiser, Q. Saeed, A. R. Abbasi, I. Ahmed, and A. Q. Soomro, "Load flow, voltage stability & short circuit analyses and remedies for a 1240 MW combined cycle power plant using ETAP," in *ICIEECT 2017 - International Conference on Innovations in Electrical Engineering and Computational Technologies 2017, Proceedings*, 2017, no. April.
- [62] M. A. Ullah, A. Qaiser, Q. Saeed, A. R. Abbasi, I. Ahmed, and A. Q. Soomro, "Power Flow & Voltage Stability Analyses and Remedies for a 340 MW Nuclear Power Plant using ETAP," in *ICIEECT 2017 - International Conference on Innovations in Electrical Engineering and Computational Technologies 2017, Proceedings*, 2017.

ANEXO A. CÓDIGO DE RED: MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En el “Manual regulatorio de requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional”, se definen los requerimientos técnicos para la interconexión de las Centrales Eléctricas al SEN.

Clasificación de las centrales eléctricas

La Central Eléctrica debe cumplir los requerimientos según su capacidad instalada de conformidad con las categorías mostradas en la tabla A.1.

Tabla A.1. Clasificación de una central eléctrica según su capacidad [52]

Áreas síncronas	Central eléctrica tipo A	Central eléctrica tipo B	Central eléctrica tipo C	Central eléctrica tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$
Sistema Baja California	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$
Sistema Baja California Sur	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$

De acuerdo con el área síncrona en el que se encuentra la central eólica del caso de estudio, Sistema Interconectado Nacional, y al tener una capacidad mayor de 30 MW, esta se clasifica como central eléctrica tipo D. Para dicho tipo de central eléctrica existen ciertos requisitos de operación los cuales se describen a continuación.

Requerimientos de interconexión ante variaciones de frecuencia

Los rangos de frecuencia y tiempo por evento en los que las centrales eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red serán definidos en la tabla A.2.

Tabla A.2. Tiempos mínimos en los que una Central Eléctrica debe operar en frecuencias diferentes del valor nominal, sin desconectarse de la red [52]

Área síncrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación
Sistema interconectado Nacional y Baja California	61.8 Hz = $f < 62.4$ Hz	15 minutos
	61.2 Hz = $f < 61.8$ Hz	30 minutos
	58.2 Hz = $f < 61.2$ Hz	Ilimitado
	58.2 Hz = $f < 58.8$ Hz	30 minutos
	57.0 Hz = $f < 58.2$ Hz	15 minutos
Sistema Baja California Sur y Pequeño Sistema Mulegé	61.8 Hz = $f < 63.0$ Hz	15 minutos
	61.2 Hz = $f < 61.8$ Hz	30 minutos
	58.8 Hz = $f < 61.2$ Hz	Ilimitado
	68.2 Hz = $f < 58.8$ Hz	30 minutos
	57.0 Hz = $f < 58.2$ Hz	15 minutos

La central eléctrica debe proveer una respuesta de potencia activa a la frecuencia de acuerdo con la figura A.1 y con los parámetros especificados en la tabla A.3.

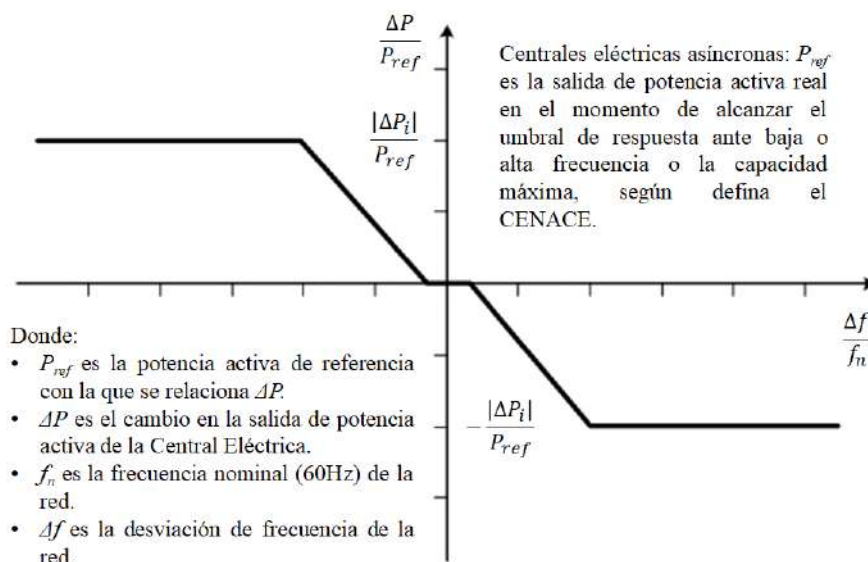


Figura A.1. Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica [52]

Tabla A.3. Parámetros de respuesta de la potencia activa del control primario de frecuencia [52]

Parámetros		Rangos
Intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia	$\frac{ \Delta P_i }{P_{ref}}$	3 – 10 %
Insensibilidad propia del control de respuesta a la frecuencia	$ \Delta f_i $	5 – 15 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0.008 – 0.025 %
Banda muerta de respuesta a la frecuencia		± 30 mHz
Característica de regulación		3 – 8 %

En caso de alta frecuencia, la respuesta de la potencia activa está restringida por el límite mínimo de regulación para cada tecnología, en el caso de la central eólica el rango de regulación de potencia activa en relación con la potencia de referencia es de 0 a 100 % [52].

En caso de baja frecuencia, la respuesta de potencia activa está limitada por la capacidad instalada de la central eléctrica. La entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada ante baja frecuencia y la disponibilidad de la fuente primaria de energía.

La figura A.2 muestra el comportamiento que la central eléctrica debe cumplir ante los modos de respuesta de potencia activa ante baja y alta frecuencia, así como el control primario de frecuencia de acuerdo con los parámetros especificados en la tabla A.4. La combinación de la elección de los parámetros especificados por el CENACE debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías;

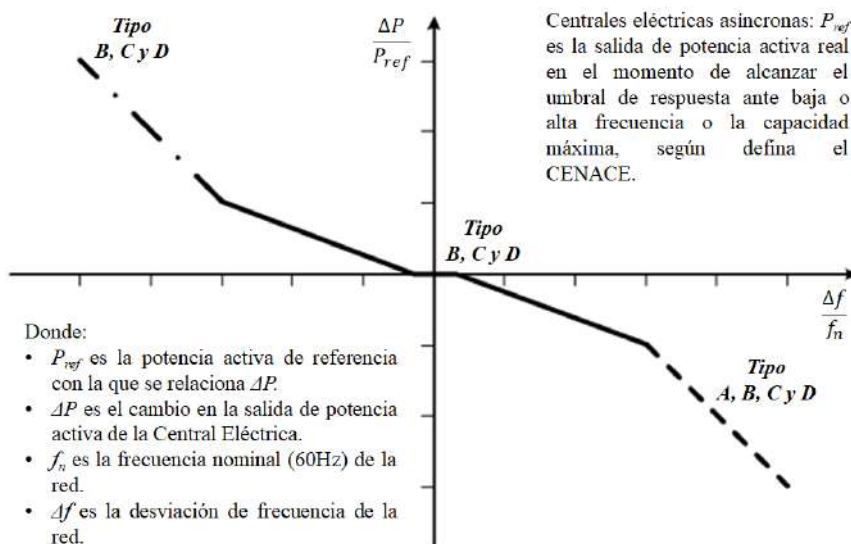


Figura A.2. Capacidad de respuesta de la potencia activa de la Central Eléctrica ante baja y alta frecuencia, así como el control primario de frecuencia [52]

Tabla A.4. Parámetros de activación de la respuesta de la potencia activa a la frecuencia resultantes de un cambio en el paso de frecuencia [52]

Parámetros		Rangos o valores
Intervalo de potencia activa en relación con la potencia de referencia de la Central Eléctrica (intervalo de respuesta a la frecuencia)	$\frac{ \Delta P_i }{P_{ref}}$	3 – 10 %
En el caso de las Centrales Eléctricas síncronas, la demora inicial máxima admisible t_1		2 segundos
En el caso de las Centrales Eléctricas asíncronas, la demora inicial máxima admisible t_1		Menor a 2 segundos
Tiempo de activación total t_2 , a menos que el CENACE permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema		30 segundos

Requerimientos de interconexión ante variaciones de tensión

La central eléctrica tipo D debe mantenerse interconectada a la red y operar dentro de los rangos de tensión, en los tiempos, por evento, especificados en la Tabla A.5.

Tabla A.5. Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas [52]

Área síncrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	1.05 p.u. < V < 1.10 p.u.	30 minutos
	0.95 p.u. < V < 1.05 p.u.	Ilimitado
	0.90 p.u. < V < 0.95 p.u.	30 minutos

Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva

La posición del marco interior del perfil V-Q/P_{máx}, debe estar dentro de los límites de la envolvente fijados en el marco exterior fijo de la figura A.3.

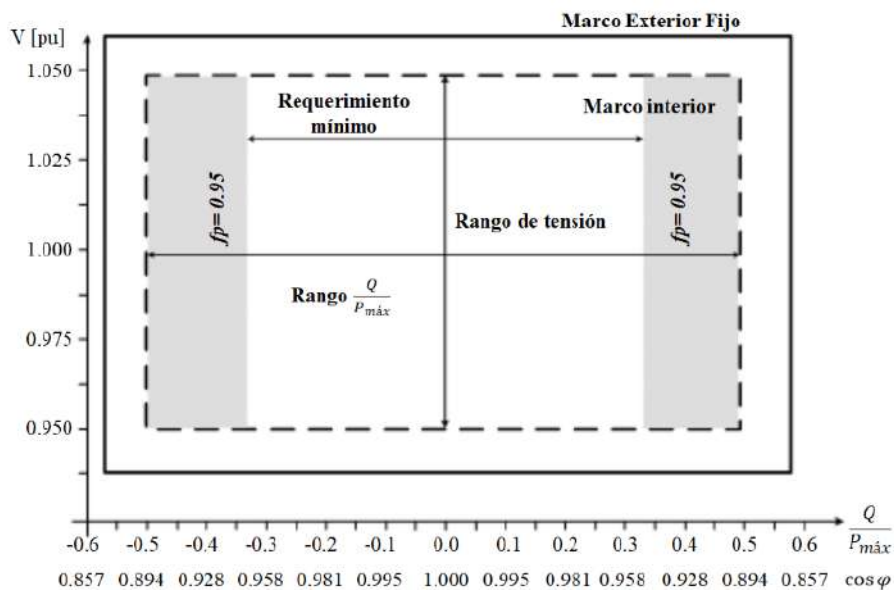


Figura A.3. Diagrama V-Q/P_{máx} de una Central Eléctrica [52]

El diagrama P-Q/P_{máx} no debe superar el marco interior del diagrama representado en la figura A.4; el rango de potencia activa del marco del diagrama P-Q/P_{máx} a potencia reactiva cero, debe ser 1 p.u.; el diagrama P-Q/P_{máx} puede tener cualquier forma; y la posición del marco del diagrama P-Q/P_{máx} debe estar dentro de los límites del marco exterior fijo de la figura A.4.

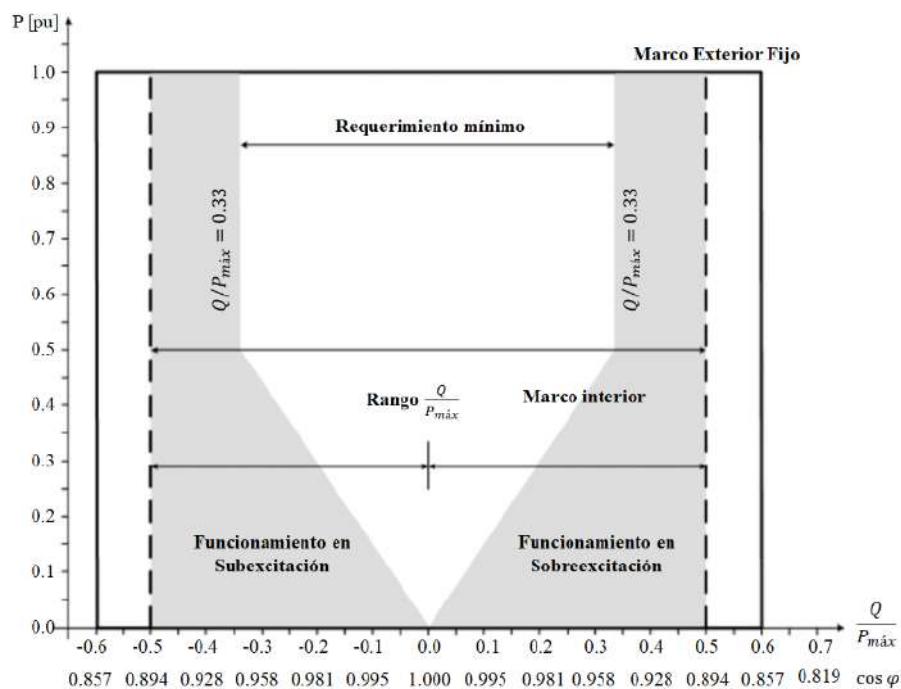


Figura A.4. Diagrama P-Q/ $P_{m\acute{a}x}$ de una Central Eléctrica [52]

La figura A.5 muestra el requerimiento de potencia reactiva para una central eléctrica asíncrona tanto para la potencia máxima $P_{m\acute{a}x}$, como para una potencia activa menor a $P_{m\acute{a}x}$. La zona obligatoria se encuentra en blanco y corresponde a un factor de potencia de 0.95 en atraso y adelanto o a un rango $Q/P_{m\acute{a}x}$ constante de ± 0.33 hasta una potencia activa de 0.5 p.u. Para potencias activas menores a 0.5 p.u., el requerimiento de potencia reactiva disminuye desde ± 0.33 hasta cero con la pendiente que se muestra en la figura A.5. La zona gris no es obligatoria, sin embargo, si para alguna tecnología resulta factible, no deberá limitarse.

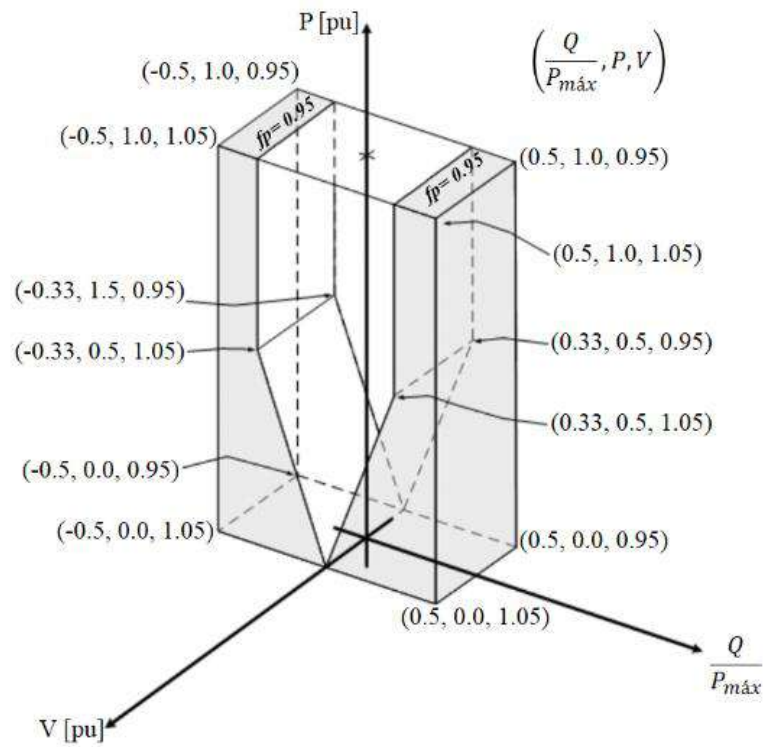


Figura A.5. Diagrama V-P-Q/ $P_{\text{m}\acute{a}\text{x}}$ de una central el\u00e9ctrica as\u00edncrona [52]

Requerimientos de control de tensi\u00f3n en condiciones din\u00e1micas o de falla

Ante condiciones din\u00e1micas o de falla, la central el\u00e9ctrica as\u00edncrona tipo D debe permanecer interconectada y en operaci\u00f3n estable mientras la tensi\u00f3n permanezca dentro la zona permitida (Zona A) mostrada en la figura A.6 y en la tabla A.6.

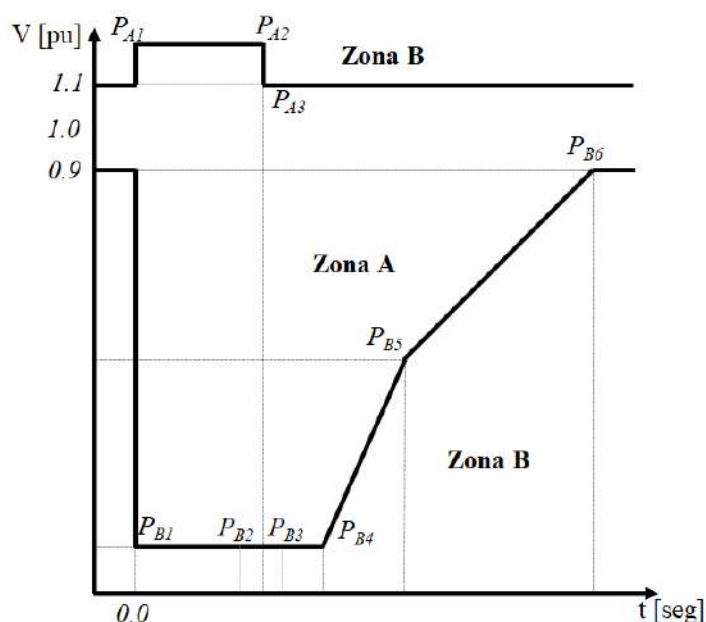


Figura A.6. Respuesta de la Central Eléctrica de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla [52]

Tabla A.6. Parámetros de la Figura 4.4 para capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas asíncronas tipo D ante condiciones dinámicas o de falla [52]

Punto de operación	Parámetros de tensión (pu)	Parámetros de tiempo (segundos)
PB1	0.00	0.00
PB2	0.00	0.25
PB3	0.00	0.35
PB4	0.00	0.45
PB5	0.45	1.05
PB6	0.90	1.50
PA1	1.20	0.00
PA2	1.20	0.20
PA3	1.10	0.20

Requerimientos generales de Calidad de la energía

Los valores máximos permitidos de desbalance en estado estable no deben exceder el 1.4 % para desbalance máximo en la tensión (componente de desbalance de secuencia negativa) y no debe ocasionar más de 5 variaciones rápidas por día en la tensión superiores al 4% de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Variación rápida en la tensión} = \frac{\Delta V}{V_{\text{máx}}}, \% \quad (\text{A.1})$$

En cuanto a los requerimientos de contenido armónico máximo, la central eléctrica de tipo D debe cumplir que los valores máximos permitidos de distorsión armónica total en la forma de onda de la tensión son de 3.0 %, considerando hasta la 50ª armónica; los límites de distorsión armónica de la tensión individual se indican en la Tabla A.7; y el valor máximo de interarmónicos individuales de tensión no debe exceder el 0.2 % respecto de la fundamental.

Tabla A.7. Niveles armónicos en la tensión para Centrales Eléctricas de tipo D [52]

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	2.00	2	1.40
5	2.00	4	0.80
7	2.00	6	0.40
9	1.00	8	0.40
11	1.50	10	0.35
13	1.50	12	0.32
15	0.30	14	0.30
17	1.20	16	0.28
19	1.07	18	0.27
21	0.20	20	0.26
23	0.89	22	0.25
25	0.82	24	0.24
27	0.20	26	0.23
29	0.70	28	0.23
31	0.66	30	0.22
33	0.20	32	0.22
35	0.58	34	0.22
37	0.55	36	0.21
39	0.20	38	0.21
41	0.50	40	0.21
43	0.47	42	0.21
45	0.20	44	0.20
47	0.43	46	0.20
49	0.42	48	0.20
		50	0.20

ANEXO B. CÁLCULO DE MODELO EQUIVALENTE

Cálculo de la impedancia del transformador de pedestal equivalente

Tabla B.1. Impedancia de transformador equivalente de rama

Rama 1		Flujo de potencia en rama P_{tr} [MW]	Z_{tr} [Ω]	$P_{tr}^2 Z_{tr}$
B29	B30	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B30	B31	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B31	B32	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B32	COL	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
		$(\sum P_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		100		0.375 + 4.025j
			$Z_{tr-col-eq} =$	0.00375 + 0.04025j
Rama 2		Flujo de potencia en rama P_{tr} [MW]	Z_{tr} [Ω]	$P_{tr}^2 Z_{tr}$
B33	B34	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B34	B35	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B35	B36	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B36	B37	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B37	COL	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
		$(\sum P_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		100		0.46875 + 5.03125j
			$Z_{tr-col-eq} =$	0.003 + 0.0322j
Rama 3		Flujo de potencia en rama P_{tr} [MW]	Z_{tr} [Ω]	$P_{tr}^2 Z_{tr}$
B38	B39	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B39	B40	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B40	B41	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B41	B42	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B42	COL	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
		$(\sum P_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		100		0.46875 + 5.03125j
			$Z_{tr-col-eq} =$	0.003 + 0.0322j
Rama 4		Flujo de potencia en rama P_{tr} [MW]	Z_{tr} [Ω]	$P_{tr}^2 Z_{tr}$
B43	B44	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B44	B45	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B45	B46	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B46	B47	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j

B47	B48	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B48	B49	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B49	COL	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
		$(\sum P_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		100		0.65625 + 7.04375j
			Z_{tr-col-eq} =	0.00214285714285714 + 0.023j
Rama 5		Flujo de potencia en rama P_{tr} [MW]	Z_{tr} [Ω]	P_{tr}²Z_{tr}
B50	B51	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B51	B52	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B52	B53	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B53	B54	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B54	B55	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B55	B56	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
B56	COL	2.5	0.015 + 0.161j	0.09375 + 1.00625j
		$(\sum P_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		100		0.65625 + 7.04375j
			Z_{tr-col-eq} =	0.00214285714285714 + 0.023j

Tabla B.2. Impedancia de transformador equivalente

Colector		Flujo de potencia en rama P _{tr} [MW]	Z _{tr} [Ω]	P _{tr} ² Z _{tr}
1	COL	6.25	0.00375 + 0.04025j	0.0234375 + 0.2515625j
2	COL	6.25	0.003 + 0.0322j	0.01875 + 0.20125j
3	COL	6.25	0.003 + 0.0322j	0.01875 + 0.20125j
4	COL	6.25	0.00214285714285714 + 0.023j	0.0133928571428571 + 0.14375j
5	COL	6.25	0.00214285714285714 + 0.023j	0.0133928571428571 + 0.14375j
		$(\sum P_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		4900		0.0877232142857142 + 0.9415625j
			Z_{tr-eq} =	0.0000179026967930029 + 0.000192155612244898j

Cálculo de la impedancia del cable de potencia equivalente

Tabla B.3. Impedancias de los cables de potencia equivalentes de las ramas

Rama 1		Flujo de potencia en rama S_{cable} [MVA]	Z_{cable} [Ω]	$P_{cable}^2 Z_{cable}$
B29	B30	2.485 - 0.161j	0.0363921 + 0.0583176j	0.2704500800904 + 0.3294927842934j
B30	B31	4.97 - 0.272j	0.0340692 + 0.0545952j	0.9866272769232 + 1.2523991897472j
B31	B32	7.455 - 0.387j	0.0371664 + 0.0595584j	2.4036936603264 + 3.0867022374624j
B32	COL	9.94 - 0.499j	0.1099506 + 0.1761936j	12.5839989480414 + 16.2739664482944j
		$(\sum S_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		100		16.2447699653814 + 20.9425606597974j
			$Z_{cable-col-eq} =$	0.142002318963745 + 0.226790438305127j
Rama 2		Flujo de potencia en rama S_{cable} [MVA]	Z_{cable} [Ω]	$P_{cable}^2 Z_{cable}$
B33	B34	2.485 - 0.161j	0.0425865 + 0.068244j	0.316484136276 + 0.385576662471j
B34	B35	4.97 - 0.263j	0.0503295 + 0.080652j	1.4505447768045 + 1.855025983122j
B35	B36	7.455 - 0.355j	0.030972 + 0.049632j	1.9801330296 + 2.5882076874j
B36	B37	9.94 - 0.477j	0.0518781 + 0.0831336j	5.9022752456811 + 7.7030360845296j
B37	COL	12.425 - 0.573j	0.0480066 + 0.0769296j	8.4909313740336 + 11.1676131326316j
		$(\sum S_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		100		18.1403685623952 + 23.6994595501542j
			$Z_{cable-col-eq} =$	0.102658114225357 + 0.163329039714635j
Rama 3		Flujo de potencia en rama S_{cable} [MVA]	Z_{cable} [Ω]	$P_{cable}^2 Z_{cable}$
B38	B39	2.485 - 0.161j	0.0356178 + 0.0570768j	0.2646958230672 + 0.3224822995212j

B39	B40	4.97 - 0.272j	0.0712356 + 0.1141536j	2.0629479426576 + 2.6186528512896j
B40	B41	7.455 - 0.335j	0.0332949 + 0.0533544j	2.11319219436 + 2.792988093855j
B41	B42	9.94 - 0.453j	0.061944 + 0.099264j	7.001514581064 + 9.229425320064j
B42	COL	12.425 - 0.535j	0.1525371 + 0.2444376j	26.75484968484 + 35.638522699215j
		$(\sum S_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		100		38.1972002259888 + 50.6020712639448j
			$Z_{cable-col-eq} =$	0.217927800059873 + 0.347185665954057j
Rama 4		Flujo de potencia en rama S_{cable} [MVA]	Z_{cable} [Ω]	$P_{cable}^2 Z_{cable}$
B43	B44	2.485 - 0.161j	0.0379407 + 0.0607992j	0.2819585941368 + 0.3435137538378j
B44	B45	4.97 - 0.268j	0.0503295 + 0.080652j	1.454419556382 + 1.852310475912j
B45	B46	7.455 - 0.359j	0.0348435 + 0.055836j	2.230880204304 + 2.909496114369j
B46	B47	9.94 - 0.474j	0.0495552 + 0.0794112j	5.6333995615488 + 7.3613060533248j
B47	B48	12.425 - 0.571j	0.07743 + 0.12408j	13.68906098712 + 18.01641141222j
B48	B49	14.91 - 0.639j	0.0332949 + 0.0533544j	8.4047979767391 + 11.2048959150756j
B49	COL	17.395 - 0.763j	0.1718946 + 0.2754576j	59.2247906623296 + 78.6263547432636j
		$(\sum S_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		100		90.9193075425603 + 120.314288468003j
			$Z_{cable-col-eq} =$	0.263997546868629 + 0.42159078468917j
Rama 5		Flujo de potencia en rama S_{cable} [MVA]	Z_{cable} [Ω]	$P_{cable}^2 Z_{cable}$
B50	B51	2.485 - 0.161j	0.0379407 + 0.0607992j	0.2819585941368 + 0.3435137538378j
B51	B52	4.97 - 0.269j	0.046458 + 0.074448j	1.343256194142 + 1.709323283592j
B52	B53	7.455 - 0.366j	0.0325206 + 0.0521136j	2.0874289117374 + 2.7118710552024j

B53	B54	9.94 - 0.484j	0.0394893 + 0.0632808j	4.5013171911552 + 5.8575840583392j
B54	B55	12.425 - 0.595j	0.0572982 + 0.0918192j	10.18306266852 + 13.29540233007j
B55	B56	14.91 - 0.687j	0.0449094 + 0.0719664j	11.4368556805074 + 15.0447185004024j
B56	COL	17.395 - 0.799j	0.0944646 + 0.1513776j	32.7312364586064 + 43.0822543230564j
		$(\sum S_{gen})^2$		$\sum P_{tr}^2 Z_{tr}$
		100		62.5651156988052 + 82.0446673045002j
			$Z_{cable-col-eq} =$	0.180659804179627 + 0.288349696766748j

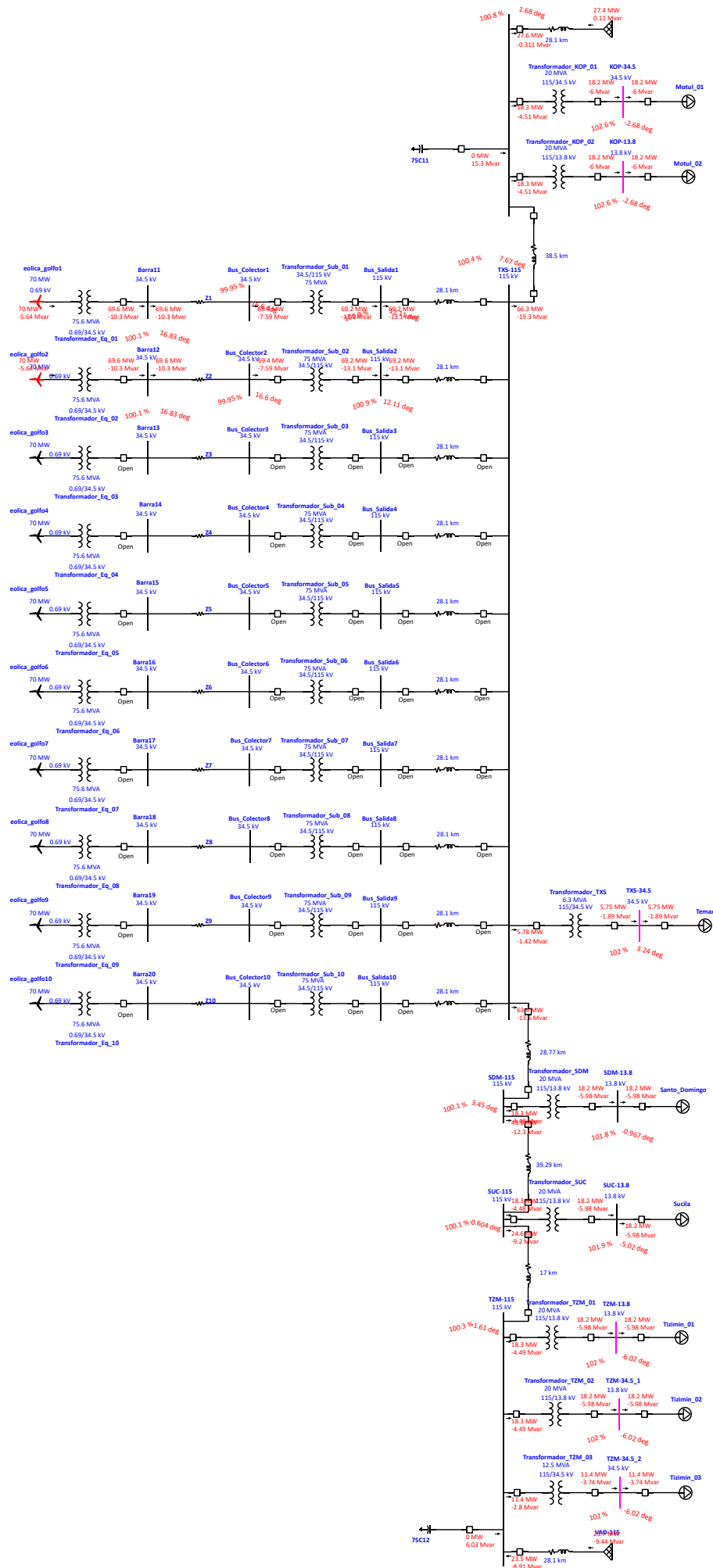
Tabla B.4. Impedancia del cable de potencia equivalente

Colector		Flujo de potencia en rama P_{cable} [MVA]	$Z_{cable} [\Omega]$	$P_{cable}^2 Z_{cable}$
1	COL	9.94 - 0.499j	0.142002318963745 + 0.226790438305127j	16.2447699653814 + 20.9425606597974j
2	COL	12.425 - 0.573j	0.102658114225357 + 0.163329039714635j	18.1403685623952 + 23.6994595501541j
3	COL	12.425 - 0.535j	0.217927800059873 + 0.347185665954057j	38.1972002259888 + 50.6020712639448j
4	COL	17.395 - 0.763j	0.263997546868629 + 0.42159078468917j	90.9193075425602 + 120.314288468003j
5	COL	17.395 - 0.799j	0.180659804179627 + 0.288349696766748j	62.5651156988053 + 82.0446673045001j
		$(\sum S_{gen})^2$		$\sum P_{cable}^2 Z_{cable}$
		4831.333839 - 440.99804j		226.066761995131 + 297.603047246399j
			$Z_{cable-eq} =$	0.0408289759817591 + 0.0653253441279246j

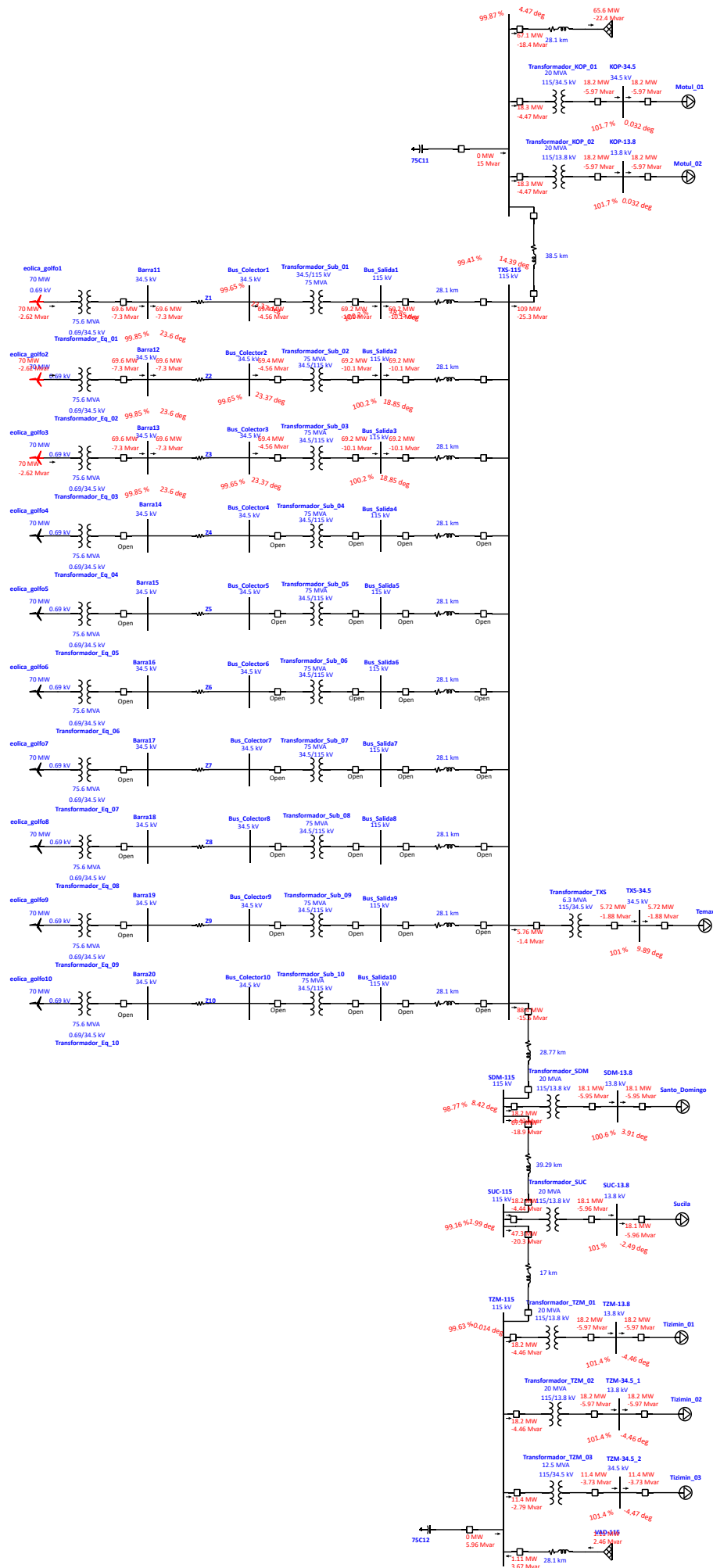
ANEXO C. FLUJOS DE CARGA DEL INCREMENTO EN EL NÚMERO DE CENTRALES EÓLICAS EN OPERACIÓN

Flujos de carga del incremento en el número de centrales eólicas en operación obtenidos del ETAP, donde figura 1 es una central, figura 2 son dos centrales, figura 3 son tres centrales, figura 4 son cuatro centrales, figura 5 son cinco centrales, figura 6 son 6 centrales, figura 7 son siete centrales y figura 8 son ocho centrales en operación.

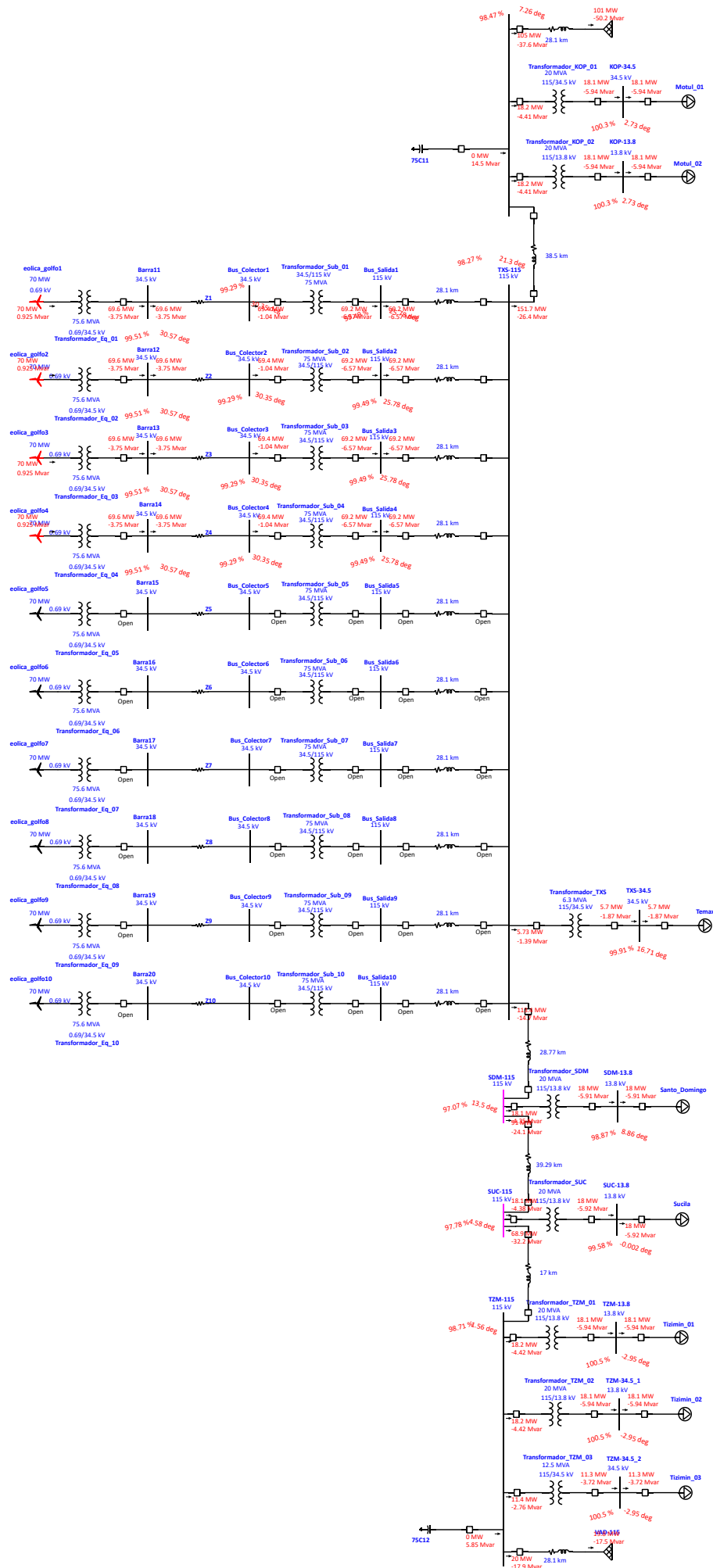
One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)



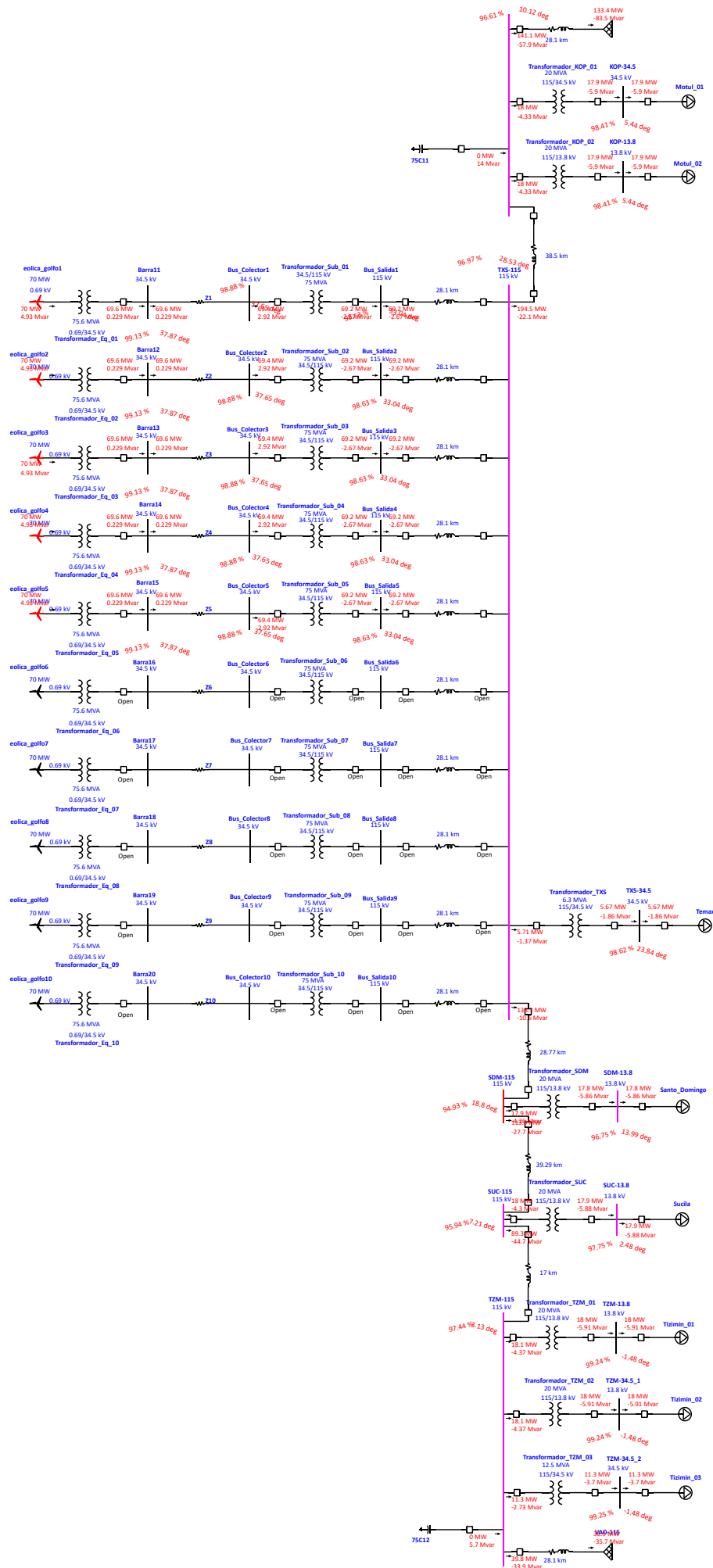
One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)



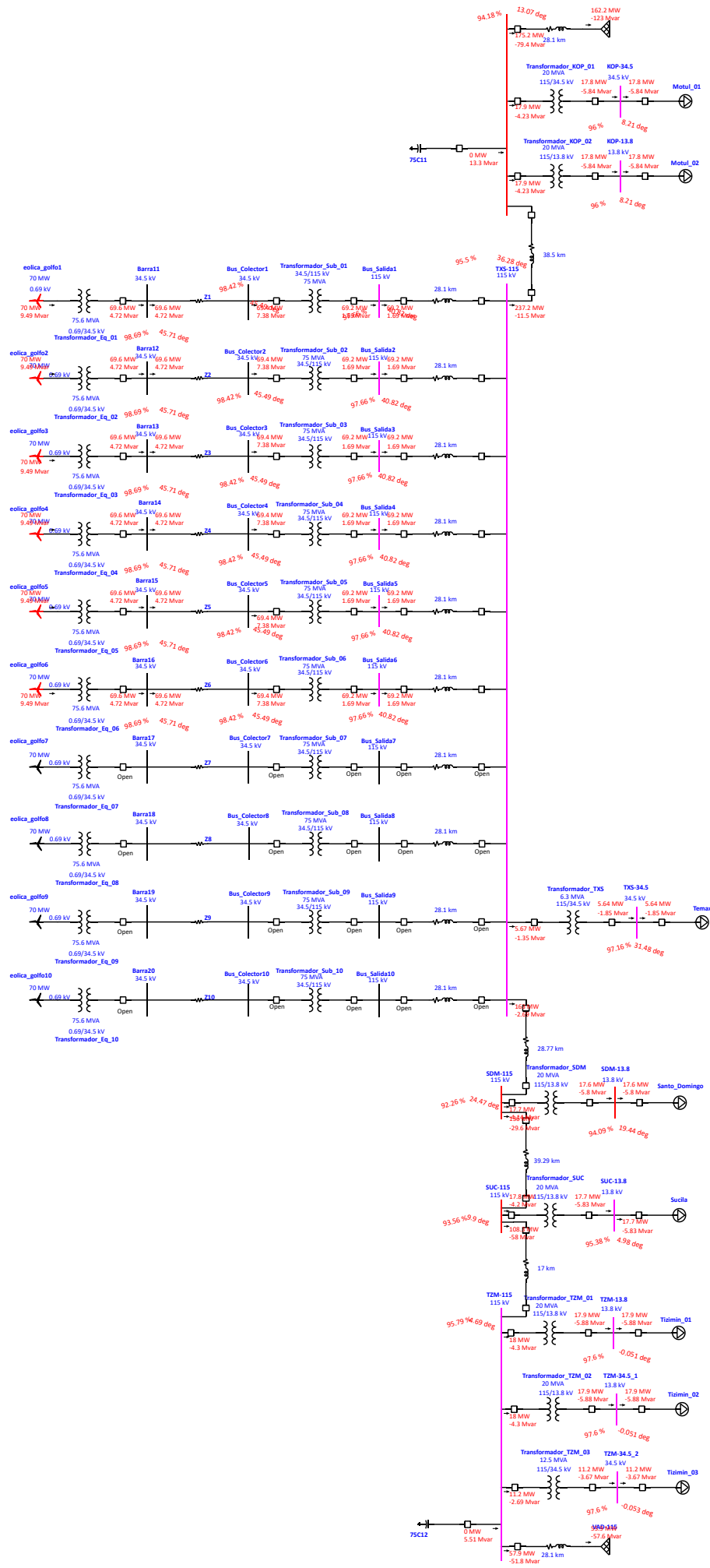
One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)



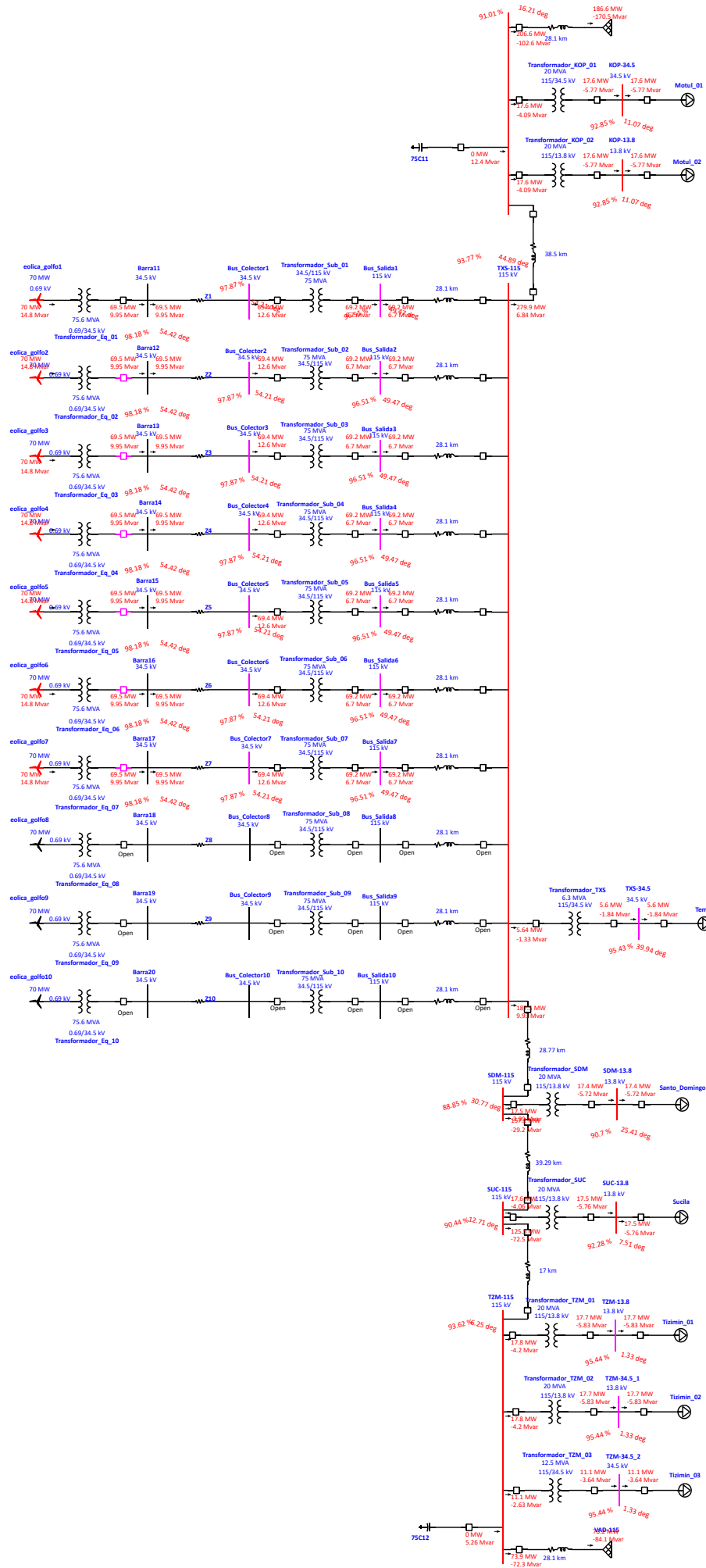
One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)



One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)



One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)

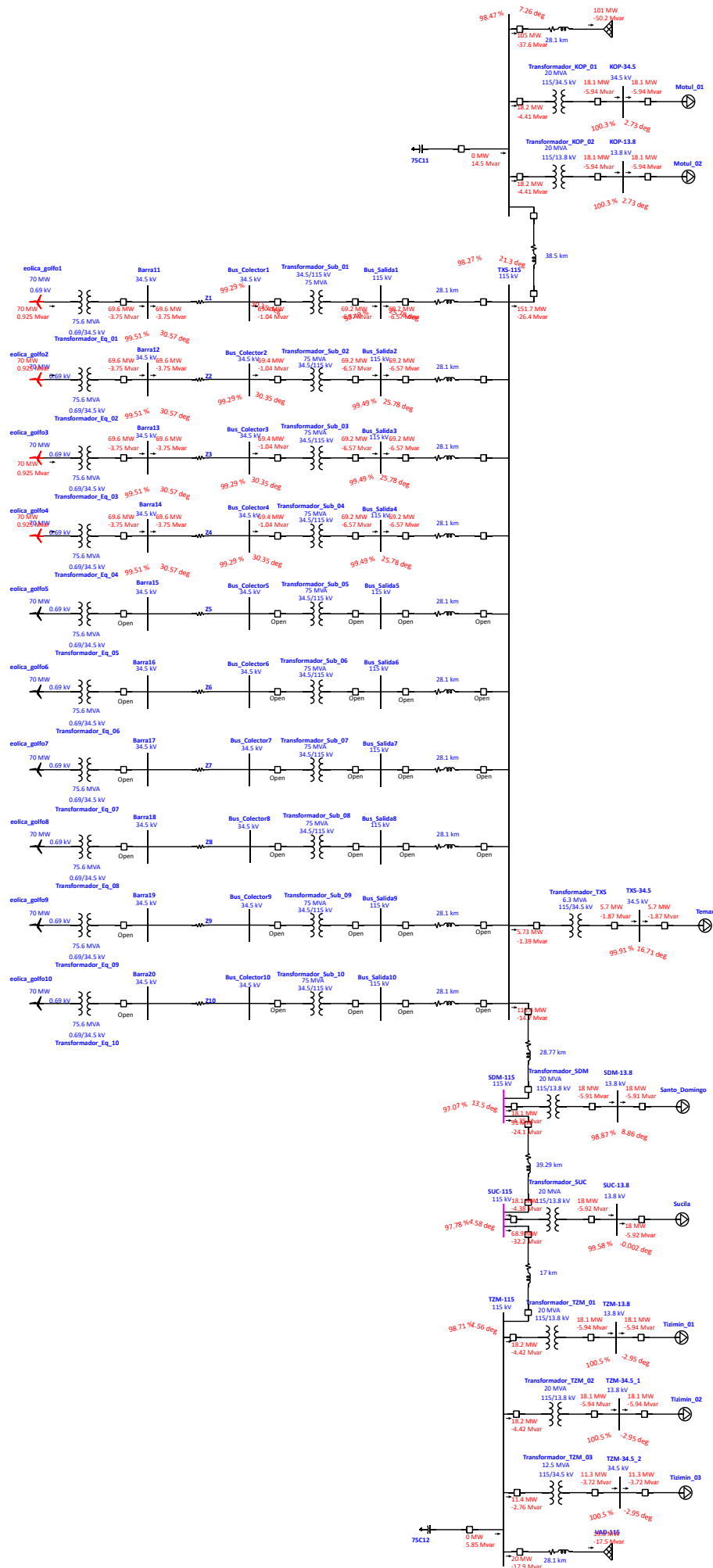


ANEXO D. FLUJOS DE CARGA DE LOS ESCENARIOS Y DATOS PARA LA ELABORACIÓN DE LAS CURVAS P-V Y V-Q

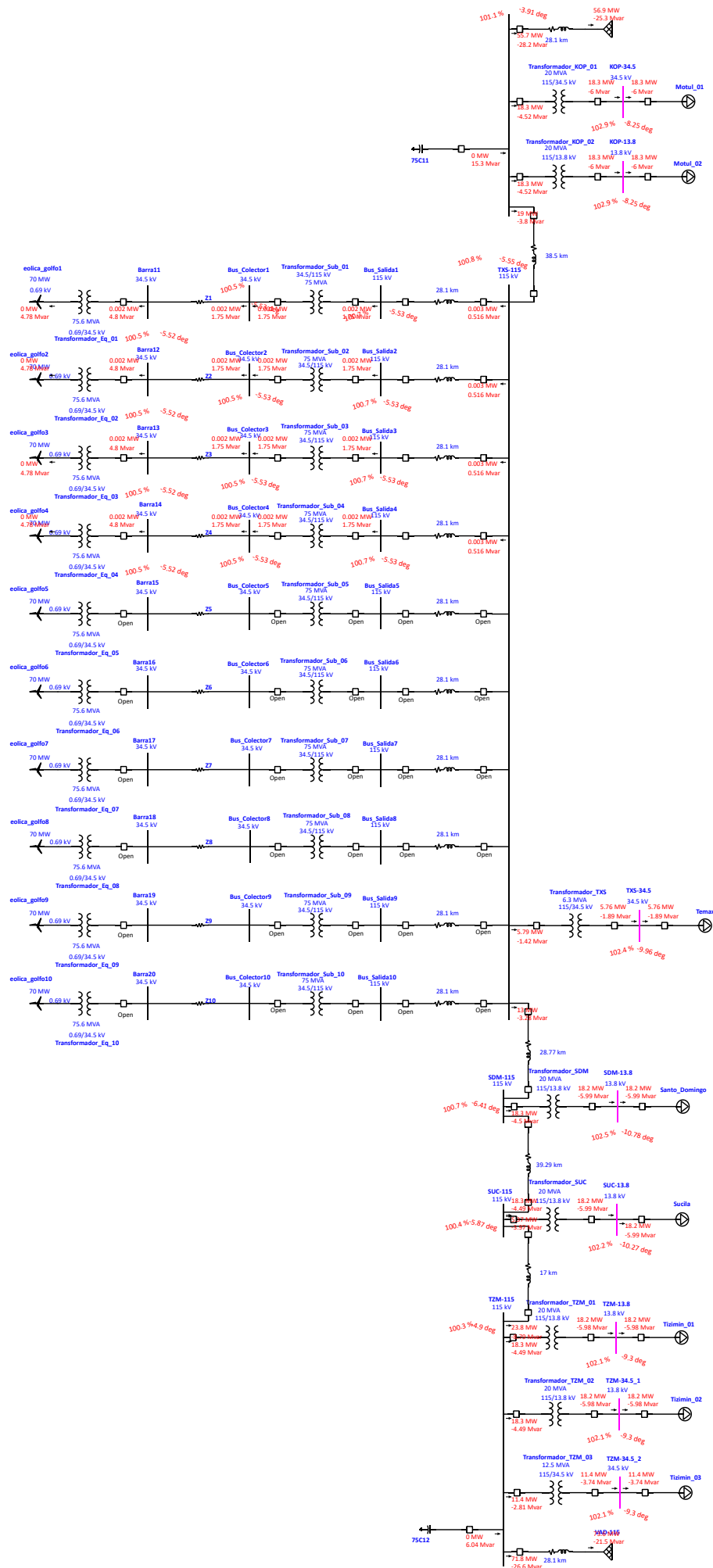
Flujos de carga de los escenarios

Flujos de carga del incremento de los escenarios obtenidos del ETAP, donde figura 1 es escenario 1, figura 2 es escenario 2, figura 4 es escenario 4 y figura 5 es escenario 5.

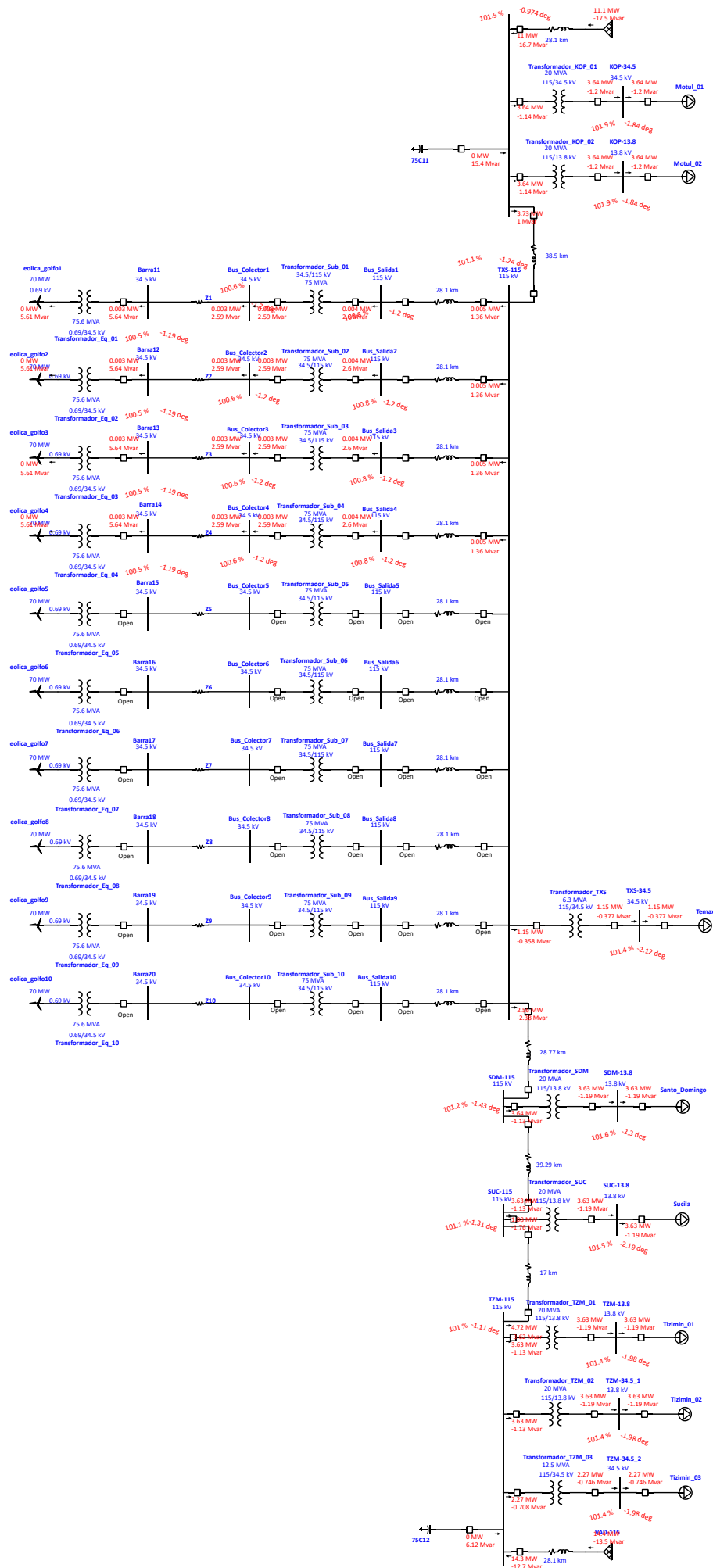
One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)



One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)



One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)



Tablas de datos para la elaboración de las curvas P-V y V-Q

Tabla D.1. Datos de las curvas P-V y V-Q del escenario 1

Resultados del análisis P-V					
Bus ID	kV	Incremento de carga [%]	P [MW]	ΔP [MW]	V [%]
Bus_Colector1	34.5	0.00	0.000	0.000	99.286
Bus_Colector1	34.5	1.20	1.074	1.074	99.336
Bus_Colector1	34.5	2.64	2.364	2.364	99.396
Bus_Colector1	34.5	4.37	3.912	3.912	99.467
Bus_Colector1	34.5	6.44	5.770	5.770	99.551
Bus_Colector1	34.5	8.93	7.998	7.998	99.650
Bus_Colector1	34.5	11.91	10.673	10.673	99.768
Bus_Colector1	34.5	15.50	13.883	13.883	99.906
Bus_Colector1	34.5	19.80	17.734	17.734	100.067
Bus_Colector1	34.5	24.96	22.356	22.356	100.255
Bus_Colector1	34.5	31.15	27.902	27.902	100.472
Bus_Colector1	34.5	38.58	34.558	34.558	100.721
Bus_Colector1	34.5	47.50	42.545	42.545	101.003
Bus_Colector1	34.5	58.19	52.128	52.128	101.319
Bus_Colector1	34.5	71.04	63.629	63.629	101.667
Bus_Colector1	34.5	78.74	70.530	70.530	102.293
Bus_Colector1	34.5	87.98	78.810	78.810	103.149
Bus_Colector1	34.5	99.07	88.747	88.747	104.069
Bus_Colector1	34.5	112.39	100.671	100.671	105.031
Bus_Colector1	34.5	128.36	114.979	114.979	105.992
Bus_Colector1	34.5	147.53	132.150	132.150	106.884
Bus_Colector1	34.5	170.53	152.754	152.754	107.588
Bus_Colector1	34.5	226.52	202.907	202.907	107.537
Bus_Colector1	34.5	263.54	236.067	236.067	105.749
Bus_Colector1	34.5	295.80	264.961	264.961	102.170
Bus_Colector1	34.5	314.12	281.373	281.373	101.050
Bus_Colector1	34.5	334.65	299.760	299.760	99.824
Bus_Colector1	34.5	352.32	315.591	315.591	98.206
Bus_Colector1	34.5	358.55	321.172	321.172	97.392
Bus_Colector1	34.5	360.83	323.215	323.215	96.875
Bus_Colector1	34.5	360.86	323.123	323.123	96.680
Bus_Colector1	34.5	360.55	322.686	322.686	96.400
Bus_Colector1	34.5	360.14	322.399	322.399	96.223

Bus_Colector1	34.5	359.89	322.167	322.167	96.075
Bus_Colector1	34.5	359.57	321.893	321.893	95.909
Bus_Colector1	34.5	359.32	321.661	321.661	95.762
Bus_Colector1	34.5	359.00	321.382	321.382	95.595
Bus_Salida1	115	0.00	0.000	0.000	99.488
Bus_Salida1	115	1.20	1.074	1.074	99.540
Bus_Salida1	115	2.64	2.364	2.364	99.603
Bus_Salida1	115	4.37	3.912	3.912	99.677
Bus_Salida1	115	6.44	5.770	5.770	99.765
Bus_Salida1	115	8.93	7.998	7.998	99.869
Bus_Salida1	115	11.91	10.673	10.673	99.992
Bus_Salida1	115	15.50	13.883	13.883	100.137
Bus_Salida1	115	19.80	17.734	17.734	100.306
Bus_Salida1	115	24.96	22.356	22.356	100.504
Bus_Salida1	115	31.15	27.902	27.902	100.733
Bus_Salida1	115	38.58	34.558	34.558	100.996
Bus_Salida1	115	47.50	42.545	42.545	101.296
Bus_Salida1	115	58.19	52.128	52.128	101.634
Bus_Salida1	115	71.04	63.629	63.629	102.008
Bus_Salida1	115	86.44	77.430	77.430	102.414
Bus_Salida1	115	104.93	93.991	93.991	102.839
Bus_Salida1	115	127.12	113.864	113.864	103.265
Bus_Salida1	115	153.74	137.712	137.712	103.656
Bus_Salida1	115	185.69	166.329	166.329	103.951
Bus_Salida1	115	224.02	200.670	200.670	104.047
Bus_Salida1	115	270.03	241.879	241.879	103.755
Bus_Salida1	115	337.86	302.637	302.637	102.300
Bus_Salida1	115	391.90	351.044	351.044	99.767
Bus_Salida1	115	418.57	374.931	374.931	97.655
Bus_Salida1	115	434.36	389.073	389.073	95.865
Bus_Salida1	115	445.38	398.946	398.946	93.278
Bus_Salida1	115	445.64	399.244	399.244	93.037
Bus_Salida1	115	445.78	399.404	399.404	93.015
Bus_Salida1	115	445.96	399.516	399.516	92.919
Bus_Salida1	115	446.20	399.743	399.743	92.844
Bus_Salida1	115	446.44	399.935	399.935	92.673
Bus_Salida1	115	446.67	400.160	400.160	92.596
Bus_Salida1	115	446.90	400.344	400.344	92.425
Bus_Salida1	115	447.01	400.383	400.383	92.378
Bus_Salida1	115	446.87	400.069	400.069	92.156
Bus_Salida1	115	446.56	399.805	399.805	91.979

Bus_Salida1	115	446.27	399.564	399.564	91.821
TXS-115	115	0.00	0.000	0.000	98.268
TXS-115	115	1.20	1.074	1.074	98.310
TXS-115	115	2.64	2.364	2.364	98.359
TXS-115	115	4.37	3.912	3.912	98.418
TXS-115	115	6.44	5.770	5.770	98.488
TXS-115	115	8.93	7.998	7.998	98.572
TXS-115	115	11.91	10.673	10.673	98.671
TXS-115	115	15.50	13.883	13.883	98.788
TXS-115	115	19.80	17.734	17.734	98.926
TXS-115	115	24.96	22.356	22.356	99.090
TXS-115	115	31.15	27.902	27.902	99.281
TXS-115	115	38.58	34.558	34.558	99.504
TXS-115	115	47.50	42.545	42.545	99.764
TXS-115	115	58.19	52.128	52.128	100.064
TXS-115	115	64.61	57.879	57.879	100.237
TXS-115	115	72.32	64.779	64.779	100.440
TXS-115	115	81.56	73.053	73.053	100.678
TXS-115	115	92.66	82.996	82.996	100.945
TXS-115	115	105.97	94.920	94.920	101.254
TXS-115	115	113.95	102.075	102.075	101.430
TXS-115	115	123.54	110.660	110.660	101.635
TXS-115	115	135.04	120.962	120.962	101.869
TXS-115	115	148.84	133.325	133.325	102.134
TXS-115	115	165.40	148.160	148.160	102.431
TXS-115	115	185.28	165.962	165.962	102.757
TXS-115	115	197.20	176.644	176.644	102.936
TXS-115	115	211.51	189.461	189.461	103.137
TXS-115	115	228.68	204.842	204.842	103.355
TXS-115	115	249.29	223.300	223.300	103.587
TXS-115	115	274.02	245.449	245.449	103.821
TXS-115	115	303.69	272.027	272.027	104.038
TXS-115	115	339.29	303.922	303.922	104.206
TXS-115	115	510.23	457.034	457.034	103.379
TXS-115	115	592.99	531.174	531.174	101.550
TXS-115	115	660.55	591.683	591.683	98.448
TXS-115	115	678.78	608.016	608.016	96.999
TXS-115	115	700.46	627.433	627.433	94.141
TXS-115	115	707.08	633.366	633.366	92.299
TXS-115	115	708.67	634.790	634.790	91.416
TXS-115	115	708.75	634.863	634.863	91.328

TXS-115	115	708.92	635.019	635.019	91.120
TXS-115	115	708.63	634.552	634.552	90.807
TXS-115	115	708.26	634.273	634.273	90.633
TXS-115	115	707.97	634.014	634.014	90.475
Resultados del análisis V -Q					
Bus ID	kV	Incremento de carga [%]	P [MW]	ΔP [MW]	V [%]
Bus_Colector1	34.5	0.00	0.000	0.000	99.286
Bus_Colector1	34.5	1.20	1.199	-1.199	99.194
Bus_Colector1	34.5	2.64	2.639	-2.639	99.082
Bus_Colector1	34.5	35.03	35.029	-35.029	94.722
Bus_Colector1	34.5	44.31	44.315	-44.315	91.159
Bus_Colector1	34.5	50.83	50.829	-50.829	88.413
Bus_Colector1	34.5	56.76	56.760	-56.760	85.678
Bus_Colector1	34.5	62.18	62.181	-62.181	82.914
Bus_Colector1	34.5	67.09	67.086	-67.086	80.113
Bus_Colector1	34.5	71.46	71.462	-71.462	77.258
Bus_Colector1	34.5	75.30	75.296	-75.296	74.327
Bus_Colector1	34.5	76.93	76.930	-76.930	72.887
Bus_Colector1	34.5	77.64	77.640	-77.640	72.212
Bus_Colector1	34.5	77.71	77.697	-77.697	72.151
Bus_Colector1	34.5	78.03	78.025	-78.025	71.829
Bus_Colector1	34.5	78.06	78.063	-78.063	72.006
Bus_Colector1	34.5	78.07	78.074	-78.074	72.159
Bus_Colector1	34.5	78.09	78.088	-78.088	72.733
Bus_Colector1	34.5	78.10	78.095	-78.095	73.158
Bus_Colector1	34.5	78.10	78.097	-78.097	73.527
Bus_Colector1	34.5	78.11	78.097	-78.097	73.817
Bus_Colector1	34.5	78.11	78.095	-78.095	74.272
Bus_Colector1	34.5	78.11	78.091	-78.091	74.626
Bus_Colector1	34.5	78.11	78.083	-78.083	75.173
Bus_Colector1	34.5	78.11	78.075	-78.075	75.594
Bus_Colector1	34.5	78.12	78.068	-78.068	75.918
Bus_Colector1	34.5	78.12	78.055	-78.055	76.376
Bus_Colector1	34.5	78.12	78.042	-78.042	76.825
Bus_Colector1	34.5	78.12	78.023	-78.023	77.367
Bus_Salida1	115	0.00	0.000	0.000	99.488
Bus_Salida1	115	1.20	1.199	-1.199	99.368
Bus_Salida1	115	26.09	26.087	-26.087	96.795
Bus_Salida1	115	50.27	50.272	-50.272	93.525

Bus_Salida1	115	68.76	68.763	-68.763	89.033
Bus_Salida1	115	79.00	78.999	-78.999	86.245
Bus_Salida1	115	88.10	88.101	-88.101	83.512
Bus_Salida1	115	92.22	92.218	-92.218	81.884
Bus_Salida1	115	93.78	93.772	-93.772	77.278
Bus_Salida1	115	93.80	93.653	-93.653	77.173
Bus_Salida1	115	93.81	93.776	-93.776	77.140
Bus_Salida1	115	93.81	93.777	-93.777	77.123
Bus_Salida1	115	93.82	93.812	-93.812	76.833
Bus_Salida1	115	93.94	93.770	-93.770	74.009
Bus_Salida1	115	93.97	93.479	-93.479	71.864
Bus_Salida1	115	93.98	93.268	-93.268	70.815
TXS-115	115	0.00	0.000	0.000	98.268
TXS-115	115	1.20	1.199	-1.199	98.195
TXS-115	115	2.64	2.639	-2.639	98.107
TXS-115	115	4.37	4.367	-4.367	98.002
TXS-115	115	45.31	45.310	-45.310	95.422
TXS-115	115	84.98	84.978	-84.978	92.754
TXS-115	115	103.57	103.569	-103.569	91.438
TXS-115	115	112.39	112.394	-112.394	88.141
TXS-115	115	115.74	115.739	-115.739	84.534
TXS-115	115	116.31	116.311	-116.311	83.235
TXS-115	115	116.58	116.575	-116.575	81.966
TXS-115	115	116.71	116.629	-116.629	79.779
TXS-115	115	116.75	116.424	-116.424	77.272
TXS-115	115	116.76	115.823	-115.823	73.738
TXS-115	115	116.77	115.191	-115.191	71.171
TXS-115	115	116.78	113.801	-113.801	66.868
TXS-115	115	116.78	112.049	-112.049	62.620
TXS-115	115	116.78	110.248	-110.248	58.966
TXS-115	115	116.78	108.397	-108.397	55.689
TXS-115	115	116.78	106.194	-106.194	52.246
TXS-115	115	116.78	102.913	-102.913	47.789
TXS-115	115	116.78	120.784	-120.784	41.794
TXS-115	115	116.79	98.243	-98.243	41.714
TXS-115	115	116.79	83.819	-83.819	41.709
TXS-115	115	116.79	62.201	-62.201	41.704
TXS-115	115	116.79	64.621	-64.621	41.699
TXS-115	115	116.79	69.382	-69.382	41.694

Tabla D.2. Datos de las curvas P-V y V-Q del escenario 2

Resultados del análisis P-V					
Bus ID	kV	Incremento de carga [%]	P [MW]	ΔP [MW]	V [%]
Bus_Colector1	34.5	0.00	0.000	0.000	100.473
Bus_Colector1	34.5	1.20	1.074	1.074	100.497
Bus_Colector1	34.5	2.64	2.364	2.364	100.525
Bus_Colector1	34.5	4.37	3.912	3.912	100.558
Bus_Colector1	34.5	6.44	5.770	5.770	100.597
Bus_Colector1	34.5	8.93	7.998	7.998	100.642
Bus_Colector1	34.5	11.91	10.673	10.673	100.695
Bus_Colector1	34.5	15.50	13.883	13.883	100.756
Bus_Colector1	34.5	19.80	17.734	17.734	100.826
Bus_Colector1	34.5	24.96	22.356	22.356	100.904
Bus_Colector1	34.5	31.15	27.902	27.902	100.990
Bus_Colector1	34.5	38.58	34.558	34.558	101.083
Bus_Colector1	34.5	113.46	101.631	101.631	101.300
Bus_Colector1	34.5	151.87	136.040	136.040	100.790
Bus_Colector1	34.5	193.18	173.040	173.040	99.493
Bus_Colector1	34.5	206.55	185.019	185.019	98.804
Bus_Colector1	34.5	216.10	193.571	193.571	98.182
Bus_Colector1	34.5	216.50	194.016	194.016	98.135
Bus_Colector1	34.5	217.07	194.443	194.443	98.103
Bus_Colector1	34.5	217.65	194.957	194.957	98.014
Bus_Colector1	34.5	219.47	196.592	196.592	97.713
Bus_Colector1	34.5	219.65	196.780	196.780	97.668
Bus_Colector1	34.5	219.85	196.868	196.868	97.468
Bus_Colector1	34.5	219.94	196.912	196.912	97.347
Bus_Colector1	34.5	220.04	197.023	197.023	95.696
Bus_Colector1	34.5	220.10	197.050	197.050	95.584
Bus_Colector1	34.5	220.02	196.989	196.989	94.723
Bus_Colector1	34.5	219.95	196.987	196.987	94.704
Bus_Colector1	34.5	219.95	196.986	196.986	94.689
Bus_Colector1	34.5	219.95	196.984	196.984	94.672
Bus_Colector1	34.5	219.95	196.983	196.983	94.653
Bus_Colector1	34.5	219.95	196.981	196.981	94.633
Bus_Colector1	34.5	219.95	196.979	196.979	94.610
Bus_Colector1	34.5	219.95	196.977	196.977	94.584
Bus_Colector1	34.5	219.95	196.974	196.974	94.556
Bus_Colector1	34.5	219.95	196.971	196.971	94.523

Bus_Colector1	34.5	219.94	196.967	196.967	94.486
Bus_Colector1	34.5	219.94	196.963	196.963	94.444
Bus_Colector1	34.5	219.94	196.958	196.958	94.395
Bus_Colector1	34.5	219.94	196.951	196.951	94.338
Bus_Colector1	34.5	219.93	196.924	196.924	94.266
Bus_Colector1	34.5	219.87	196.915	196.915	94.197
Bus_Colector1	34.5	219.87	196.904	196.904	94.115
Bus_Colector1	34.5	219.86	196.890	196.890	94.016
Bus_Salida1	115	0.00	0.000	0.000	100.670
Bus_Salida1	115	1.20	1.074	1.074	100.689
Bus_Salida1	115	2.64	2.364	2.364	100.712
Bus_Salida1	115	4.37	3.912	3.912	100.738
Bus_Salida1	115	6.44	5.770	5.770	100.768
Bus_Salida1	115	8.93	7.998	7.998	100.804
Bus_Salida1	115	11.91	10.673	10.673	100.845
Bus_Salida1	115	15.50	13.883	13.883	100.892
Bus_Salida1	115	19.80	17.734	17.734	100.945
Bus_Salida1	115	24.96	22.356	22.356	101.003
Bus_Salida1	115	31.15	27.902	27.902	101.066
Bus_Salida1	115	38.58	34.558	34.558	101.131
Bus_Salida1	115	47.50	42.545	42.545	101.194
Bus_Salida1	115	58.19	52.128	52.128	101.247
Bus_Salida1	115	181.03	162.156	162.156	99.758
Bus_Salida1	115	228.51	204.686	204.686	97.564
Bus_Salida1	115	248.21	222.329	222.329	96.087
Bus_Salida1	115	261.22	233.986	233.986	94.773
Bus_Salida1	115	261.47	234.211	234.211	94.723
Bus_Salida1	115	261.56	234.314	234.314	94.522
Bus_Salida1	115	262.61	235.229	235.229	93.066
Bus_Salida1	115	263.40	235.928	235.928	90.570
Bus_Salida1	115	263.42	235.944	235.944	90.358
Bus_Salida1	115	263.63	235.998	235.998	90.250
Bus_Salida1	115	263.50	235.963	235.963	89.419
Bus_Salida1	115	263.48	235.969	235.969	89.385
Bus_Salida1	115	263.48	235.967	235.967	89.355
Bus_Salida1	115	263.48	235.965	235.965	89.319
Bus_Salida1	115	263.48	235.962	235.962	89.277
Bus_Salida1	115	263.48	235.959	235.959	89.229
Bus_Salida1	115	263.47	235.954	235.954	89.173
Bus_Salida1	115	263.47	235.949	235.949	89.106
Bus_Salida1	115	263.46	235.941	235.941	89.027

Bus_Salida1	115	263.46	235.932	235.932	88.934
Bus_Salida1	115	263.45	235.919	235.919	88.824
Bus_Salida1	115	263.42	235.878	235.878	88.541
Bus_Salida1	115	263.39	235.863	235.863	88.499
Bus_Salida1	115	263.32	235.834	235.834	88.437
Bus_Salida1	115	263.31	235.824	235.824	88.376
Bus_Salida1	115	263.30	235.811	235.811	88.302
TXS-115	115	0.00	0.000	0.000	100.792
TXS-115	115	1.20	1.074	1.074	100.800
TXS-115	115	2.64	2.364	2.364	100.811
TXS-115	115	4.37	3.912	3.912	100.822
TXS-115	115	6.44	5.770	5.770	100.836
TXS-115	115	8.93	7.998	7.998	100.853
TXS-115	115	11.91	10.673	10.673	100.872
TXS-115	115	15.50	13.883	13.883	100.893
TXS-115	115	19.80	17.734	17.734	100.918
TXS-115	115	24.96	22.356	22.356	100.945
TXS-115	115	31.15	27.902	27.902	100.974
TXS-115	115	38.58	34.558	34.558	101.005
TXS-115	115	47.50	42.545	42.545	101.035
TXS-115	115	58.19	52.128	52.128	101.062
TXS-115	115	71.04	63.629	63.629	101.080
TXS-115	115	86.44	77.430	77.430	101.080
TXS-115	115	222.63	199.419	199.419	99.902
TXS-115	115	286.17	256.334	256.334	98.288
TXS-115	115	348.30	311.988	311.988	95.228
TXS-115	115	365.69	327.564	327.564	93.746
TXS-115	115	376.03	336.825	336.825	92.533
TXS-115	115	379.82	340.226	340.226	91.974
TXS-115	115	380.13	340.580	340.580	91.901
TXS-115	115	380.50	340.831	340.831	91.768
TXS-115	115	380.66	341.009	341.009	91.430
TXS-115	115	380.94	341.198	341.198	91.303
TXS-115	115	381.50	341.683	341.683	89.815
TXS-115	115	381.65	341.832	341.832	89.731
TXS-115	115	381.64	341.853	341.853	89.543
Resultados del análisis V-Q					
Bus ID	kV	Incremento de carga [%]	P [MW]	ΔP [MW]	V [%]
Bus_Colector1	34.5	0.00	0.000	0.000	100.473

Bus_Colector1	34.5	1.20	1.200	-1.200	100.384
Bus_Colector1	34.5	2.64	2.639	-2.639	100.277
Bus_Colector1	34.5	36.14	36.142	-36.142	97.707
Bus_Colector1	34.5	44.29	44.290	-44.290	95.228
Bus_Colector1	34.5	52.51	52.508	-52.508	92.450
Bus_Colector1	34.5	59.90	59.904	-59.904	89.776
Bus_Colector1	34.5	66.82	66.818	-66.818	87.092
Bus_Colector1	34.5	73.26	73.259	-73.259	84.393
Bus_Colector1	34.5	79.22	79.224	-79.224	81.675
Bus_Colector1	34.5	84.71	84.710	-84.710	78.934
Bus_Colector1	34.5	89.71	89.715	-89.715	76.166
Bus_Colector1	34.5	94.24	94.235	-94.235	73.361
Bus_Colector1	34.5	98.26	98.263	-98.263	70.507
Bus_Colector1	34.5	101.79	101.792	-101.792	67.586
Bus_Colector1	34.5	104.81	104.812	-104.812	64.560
Bus_Colector1	34.5	107.31	107.307	-107.307	60.688
Bus_Colector1	34.5	107.35	107.325	-107.325	60.419
Bus_Colector1	34.5	107.32	107.322	-107.322	60.419
Bus_Salida1	115	0.00	0.000	0.000	100.670
Bus_Salida1	115	1.20	1.200	-1.200	100.556
Bus_Salida1	115	27.50	27.501	-27.501	97.985
Bus_Salida1	115	53.08	53.077	-53.077	95.340
Bus_Salida1	115	77.25	77.245	-77.245	90.873
Bus_Salida1	115	90.77	90.772	-90.772	87.782
Bus_Salida1	115	101.71	101.713	-101.713	85.067
Bus_Salida1	115	111.79	111.786	-111.786	82.348
Bus_Salida1	115	121.05	121.050	-121.050	79.609
Bus_Salida1	115	129.50	129.503	-129.503	76.608
Bus_Salida1	115	133.02	133.024	-133.024	73.950
Bus_Salida1	115	136.34	136.337	-136.337	70.955
Bus_Salida1	115	139.10	139.101	-139.101	67.761
Bus_Salida1	115	141.27	141.265	-141.265	64.168
Bus_Salida1	115	142.02	142.019	-142.019	62.220
Bus_Salida1	115	142.50	142.500	-142.500	60.118
Bus_Salida1	115	142.65	142.637	-142.637	58.353
Bus_Salida1	115	142.70	142.694	-142.694	58.868
TXS-115	115	0.00	0.000	0.000	100.792
TXS-115	115	1.20	1.200	-1.200	100.728
TXS-115	115	2.64	2.640	-2.640	100.651
TXS-115	115	4.37	4.368	-4.368	100.558
TXS-115	115	6.44	6.441	-6.441	100.447

TXS-115	115	53.01	53.005	-53.005	97.875
TXS-115	115	98.27	98.268	-98.268	95.227
TXS-115	115	141.01	141.006	-141.006	92.568
TXS-115	115	161.09	161.094	-161.094	89.768
TXS-115	115	179.03	179.033	-179.033	85.363
TXS-115	115	189.21	189.214	-189.214	82.540
TXS-115	115	198.23	198.228	-198.228	79.760
TXS-115	115	206.34	206.336	-206.336	76.947
TXS-115	115	213.54	213.540	-213.540	74.081
TXS-115	115	219.82	219.824	-219.824	71.140
TXS-115	115	225.17	225.166	-225.166	68.080
TXS-115	115	229.53	229.531	-229.531	64.801
TXS-115	115	232.85	232.855	-232.855	60.942
TXS-115	115	233.93	233.924	-233.924	58.542
TXS-115	115	234.20	234.200	-234.200	57.059
TXS-115	115	234.32	234.323	-234.323	55.560

Tabla D.3. Datos de las curvas P-V y V-Q del escenario 3

Resultados del análisis P-V					
Bus ID	kV	Incremento de carga [%]	P [MW]	ΔP [MW]	V [%]
Bus_Colector1	34.5	0.00	0.000	0.000	99.173
Bus_Colector1	34.5	1.20	0.780	0.780	99.251
Bus_Colector1	34.5	2.64	1.718	1.718	99.344
Bus_Colector1	34.5	4.37	2.842	2.842	99.454
Bus_Colector1	34.5	6.44	4.191	4.191	99.586
Bus_Colector1	34.5	8.93	5.811	5.811	99.743
Bus_Colector1	34.5	11.91	7.754	7.754	99.930
Bus_Colector1	34.5	15.50	10.086	10.086	100.152
Bus_Colector1	34.5	19.80	12.884	12.884	100.414
Bus_Colector1	34.5	24.96	16.242	16.242	100.725
Bus_Colector1	34.5	31.15	20.271	20.271	101.090
Bus_Colector1	34.5	38.58	25.106	25.106	101.520
Bus_Colector1	34.5	43.04	28.007	28.007	101.949
Bus_Colector1	34.5	45.71	29.748	29.748	102.563
Bus_Colector1	34.5	48.92	31.837	31.837	103.284
Bus_Colector1	34.5	52.77	34.343	34.343	104.128
Bus_Colector1	34.5	57.40	37.351	37.351	105.110
Bus_Colector1	34.5	60.17	39.156	39.156	105.684

Bus_Colector1	34.5	63.50	41.322	41.322	106.360
Bus_Colector1	34.5	67.49	43.920	43.920	107.152
Bus_Colector1	34.5	72.28	47.039	47.039	108.076
Bus_Colector1	34.5	78.03	50.781	50.781	109.151
Bus_Colector1	34.5	81.48	53.027	53.027	109.779
Bus_Colector1	34.5	85.63	55.721	55.721	110.516
Bus_Colector1	34.5	90.59	58.954	58.954	111.379
Bus_Colector1	34.5	96.56	62.834	62.834	112.384
Bus_Colector1	34.5	103.71	67.490	67.490	113.551
Bus_Colector1	34.5	108.00	70.284	70.284	114.231
Bus_Colector1	34.5	113.15	73.636	73.636	115.028
Bus_Colector1	34.5	119.34	77.659	77.659	115.959
Bus_Colector1	34.5	126.75	82.486	82.486	117.041
Bus_Colector1	34.5	135.66	88.279	88.279	118.293
Bus_Colector1	34.5	141.00	91.755	91.755	119.020
Bus_Colector1	34.5	147.41	95.926	95.926	119.872
Bus_Colector1	34.5	155.10	100.931	100.931	120.863
Bus_Colector1	34.5	164.33	106.937	106.937	122.012
Bus_Colector1	34.5	175.40	114.144	114.144	123.334
Bus_Colector1	34.5	182.05	118.468	118.468	124.099
Bus_Colector1	34.5	190.02	123.657	123.657	124.992
Bus_Colector1	34.5	199.59	129.884	129.884	126.026
Bus_Colector1	34.5	205.33	133.621	133.621	126.629
Bus_Colector1	34.5	208.77	135.862	135.862	126.984
Bus_Colector1	34.5	212.91	138.552	138.552	127.575
Bus_Colector1	34.5	215.39	140.166	140.166	127.944
Bus_Colector1	34.5	218.37	142.103	142.103	128.380
Bus_Colector1	34.5	221.94	144.427	144.427	128.892
Bus_Colector1	34.5	226.22	147.216	147.216	129.491
Bus_Colector1	34.5	228.79	148.890	148.890	129.843
Bus_Colector1	34.5	231.88	150.898	150.898	130.258
Bus_Colector1	34.5	235.58	153.308	153.308	130.746
Bus_Colector1	34.5	240.03	156.199	156.199	131.317
Bus_Salida1	115	0.00	0.000	0.000	99.251
Bus_Salida1	115	1.20	0.780	0.780	99.343
Bus_Salida1	115	2.64	1.718	1.718	99.454
Bus_Salida1	115	4.37	2.842	2.842	99.585
Bus_Salida1	115	6.44	4.191	4.191	99.742
Bus_Salida1	115	8.93	5.811	5.811	99.929
Bus_Salida1	115	11.91	7.754	7.754	100.151
Bus_Salida1	115	15.50	10.086	10.086	100.415

Bus_Salida1	115	19.80	12.884	12.884	100.728
Bus_Salida1	115	24.96	16.242	16.242	101.097
Bus_Salida1	115	31.15	20.271	20.271	101.532
Bus_Salida1	115	38.58	25.106	25.106	102.043
Bus_Salida1	115	43.04	28.007	28.007	102.344
Bus_Salida1	115	48.39	31.489	31.489	102.700
Bus_Salida1	115	54.81	35.666	35.666	103.119
Bus_Salida1	115	62.51	40.679	40.679	103.611
Bus_Salida1	115	71.75	46.695	46.695	104.188
Bus_Salida1	115	77.30	50.305	50.305	104.526
Bus_Salida1	115	80.63	52.470	52.470	104.839
Bus_Salida1	115	84.62	55.069	55.069	105.294
Bus_Salida1	115	89.42	58.188	58.188	105.830
Bus_Salida1	115	95.17	61.930	61.930	106.459
Bus_Salida1	115	98.62	64.175	64.175	106.828
Bus_Salida1	115	102.76	66.870	66.870	107.265
Bus_Salida1	115	107.72	70.103	70.103	107.779
Bus_Salida1	115	113.69	73.983	73.983	108.383
Bus_Salida1	115	120.84	78.639	78.639	109.089
Bus_Salida1	115	125.14	81.433	81.433	109.503
Bus_Salida1	115	130.29	84.785	84.785	109.990
Bus_Salida1	115	136.47	88.808	88.808	110.563
Bus_Salida1	115	143.89	93.635	93.635	111.234
Bus_Salida1	115	148.34	96.531	96.531	111.627
Bus_Salida1	115	153.68	100.007	100.007	112.091
Bus_Salida1	115	160.09	104.178	104.178	112.636
Bus_Salida1	115	167.78	109.183	109.183	113.273
Bus_Salida1	115	177.01	115.189	115.189	114.016
Bus_Salida1	115	182.54	118.792	118.792	114.450
Bus_Salida1	115	189.19	123.117	123.117	114.960
Bus_Salida1	115	193.18	125.711	125.711	115.260
Bus_Salida1	115	195.57	127.268	127.268	115.618
Bus_Salida1	115	198.44	129.136	129.136	116.060
Bus_Salida1	115	200.16	130.257	130.257	116.321
Bus_Salida1	115	202.23	131.602	131.602	116.630
Bus_Salida1	115	204.71	133.216	133.216	116.994
Bus_Salida1	115	207.68	135.153	135.153	117.424
Bus_Salida1	115	209.47	136.315	136.315	117.677
Bus_Salida1	115	211.61	137.710	137.710	117.977
Bus_Salida1	115	214.19	139.383	139.383	118.331
Bus_Salida1	115	217.27	141.391	141.391	118.748

Bus_Salida1	115	219.12	142.596	142.596	118.995
Bus_Salida1	115	221.35	144.042	144.042	119.287
TXS-115	115	0.00	0.000	0.000	97.910
TXS-115	115	1.20	0.780	0.780	97.974
TXS-115	115	2.64	1.718	1.718	98.051
TXS-115	115	4.37	2.842	2.842	98.144
TXS-115	115	6.44	4.191	4.191	98.254
TXS-115	115	8.93	5.811	5.811	98.385
TXS-115	115	11.91	7.754	7.754	98.542
TXS-115	115	15.50	10.086	10.086	98.728
TXS-115	115	19.80	12.884	12.884	98.950
TXS-115	115	24.96	16.242	16.242	99.212
TXS-115	115	31.15	20.271	20.271	99.522
TXS-115	115	34.87	22.689	22.689	99.706
TXS-115	115	39.32	25.590	25.590	99.925
TXS-115	115	44.67	29.071	29.071	100.184
TXS-115	115	51.09	33.249	33.249	100.490
TXS-115	115	54.94	35.755	35.755	100.672
TXS-115	115	59.57	38.763	38.763	100.887
TXS-115	115	65.11	42.372	42.372	101.143
TXS-115	115	71.77	46.704	46.704	101.446
TXS-115	115	75.76	49.303	49.303	101.626
TXS-115	115	80.55	52.421	52.421	101.839
TXS-115	115	86.31	56.163	56.163	102.092
TXS-115	115	93.21	60.654	60.654	102.391
TXS-115	115	97.35	63.349	63.349	102.568
TXS-115	115	102.32	66.582	66.582	102.779
TXS-115	115	108.28	70.462	70.462	103.029
TXS-115	115	115.43	75.118	75.118	103.324
TXS-115	115	119.72	77.912	77.912	103.500
TXS-115	115	124.88	81.264	81.264	103.708
TXS-115	115	131.06	85.287	85.287	103.955
TXS-115	115	138.48	90.114	90.114	104.247
TXS-115	115	142.93	93.010	93.010	104.420
TXS-115	115	148.27	96.486	96.486	104.626
TXS-115	115	154.68	100.657	100.657	104.870
TXS-115	115	162.37	105.667	105.667	105.156
TXS-115	115	166.98	108.665	108.665	105.330
TXS-115	115	172.52	112.269	112.269	105.533
TXS-115	115	179.16	116.593	116.593	105.774
TXS-115	115	183.15	119.187	119.187	105.917

TXS-115	115	185.54	120.744	120.744	106.003
TXS-115	115	186.98	121.678	121.678	106.235
TXS-115	115	188.70	122.799	122.799	106.518
TXS-115	115	190.77	124.144	124.144	106.853
TXS-115	115	192.01	124.951	124.951	107.051
TXS-115	115	193.50	125.920	125.920	107.285
TXS-115	115	195.28	127.082	127.082	107.562
TXS-115	115	197.43	128.476	128.476	107.890
TXS-115	115	198.71	129.313	129.313	108.083
TXS-115	115	200.25	130.317	130.317	108.313
TXS-115	115	202.10	131.522	131.522	108.585
TXS-115	115	204.33	132.968	132.968	108.906
Resultados del análisis V-Q					
Bus ID	kV	Incremento de carga [%]	P [MW]	ΔP [MW]	V [%]
Bus_Colector1	34.5	0.00	0.000	0.000	99.173
Bus_Colector1	34.5	1.20	1.199	-1.199	99.081
Bus_Colector1	34.5	2.64	2.639	-2.639	98.969
Bus_Colector1	34.5	34.97	34.971	-34.971	94.218
Bus_Colector1	34.5	43.48	43.477	-43.477	90.929
Bus_Colector1	34.5	49.94	49.943	-49.943	88.195
Bus_Colector1	34.5	55.85	55.854	-55.854	85.459
Bus_Colector1	34.5	61.26	61.256	-61.256	82.695
Bus_Colector1	34.5	66.14	66.142	-66.142	79.893
Bus_Colector1	34.5	70.50	70.501	-70.501	77.037
Bus_Colector1	34.5	74.32	74.317	-74.317	74.104
Bus_Colector1	34.5	75.13	75.130	-75.130	73.402
Bus_Colector1	34.5	75.20	75.195	-75.195	73.341
Bus_Colector1	34.5	75.38	75.400	-75.400	73.223
Bus_Colector1	34.5	75.39	75.211	-75.211	72.832
Bus_Colector1	34.5	75.32	75.320	-75.320	73.233
Bus_Salida1	115	0.00	0.000	0.000	99.251
Bus_Salida1	115	1.20	1.199	-1.199	99.130
Bus_Salida1	115	25.97	25.972	-25.972	96.557
Bus_Salida1	115	50.04	50.045	-50.045	93.044
Bus_Salida1	115	67.18	67.177	-67.177	88.850
Bus_Salida1	115	77.33	77.332	-77.332	86.076
Bus_Salida1	115	86.40	86.405	-86.405	83.345
Bus_Salida1	115	88.46	88.458	-88.458	81.487

Bus_Salida1	115	89.14	89.135	-89.135	79.889
Bus_Salida1	115	89.66	89.654	-89.654	77.377
Bus_Salida1	115	89.79	89.696	-89.696	75.243
Bus_Salida1	115	89.83	89.189	-89.189	71.357
TXS-115	115	0.00	0.000	0.000	97.910
TXS-115	115	1.20	1.199	-1.199	97.836
TXS-115	115	2.64	2.639	-2.639	97.747
TXS-115	115	4.37	4.367	-4.367	97.640
TXS-115	115	44.83	44.832	-44.832	95.059
TXS-115	115	84.03	84.028	-84.028	92.391
TXS-115	115	102.39	102.390	-102.390	90.660
TXS-115	115	105.70	105.703	-105.703	88.433
TXS-115	115	109.39	109.391	-109.391	84.295
TXS-115	115	109.94	109.940	-109.940	82.538
TXS-115	115	110.13	110.031	-110.031	79.556
TXS-115	115	110.17	109.488	-109.488	74.973
TXS-115	115	110.18	108.496	-108.496	70.606
TXS-115	115	110.18	107.834	-107.834	68.369
TXS-115	115	110.19	106.567	-106.567	64.770
TXS-115	115	110.19	105.034	-105.034	61.110
TXS-115	115	110.19	103.397	-103.397	57.723
TXS-115	115	110.19	101.665	-101.665	54.552
TXS-115	115	110.19	99.154	-99.154	50.509
TXS-115	115	110.19	105.882	-105.882	45.111
TXS-115	115	110.20	109.749	-109.749	41.898
TXS-115	115	110.20	85.755	-85.755	41.893
TXS-115	115	110.20	62.411	-62.411	41.888
TXS-115	115	110.20	60.533	-60.533	41.883
TXS-115	115	110.20	66.056	-66.056	41.878

Tabla D.4. Datos de las curvas P-V y V-Q del escenario 4

Resultados del análisis V-Q					
Bus ID	kV	Incremento de carga [%]	P [MW]	ΔP [MW]	V [%]
Bus_Colector1	34.5	0.00	0.000	0.000	100.558
Bus_Colector1	34.5	1.20	0.780	0.780	100.615
Bus_Colector1	34.5	2.64	1.718	1.718	100.682
Bus_Colector1	34.5	4.37	2.842	2.842	100.763
Bus_Colector1	34.5	6.44	4.191	4.191	100.860

Bus_Colector1	34.5	8.93	5.811	5.811	100.975
Bus_Colector1	34.5	11.91	7.754	7.754	101.111
Bus_Colector1	34.5	15.50	10.086	10.086	101.274
Bus_Colector1	34.5	19.80	12.884	12.884	101.466
Bus_Colector1	34.5	24.96	16.242	16.242	101.693
Bus_Colector1	34.5	31.15	20.271	20.271	101.960
Bus_Colector1	34.5	38.58	25.106	25.106	102.273
Bus_Colector1	34.5	47.50	30.908	30.908	103.564
Bus_Colector1	34.5	58.19	37.871	37.871	105.160
Bus_Colector1	34.5	71.04	46.226	46.226	106.951
Bus_Colector1	34.5	78.74	51.239	51.239	107.965
Bus_Colector1	34.5	87.98	57.255	57.255	109.127
Bus_Colector1	34.5	99.07	64.474	64.474	110.447
Bus_Colector1	34.5	112.39	73.137	73.137	111.930
Bus_Colector1	34.5	128.36	83.532	83.532	113.574
Bus_Colector1	34.5	147.53	96.006	96.006	115.366
Bus_Colector1	34.5	170.53	110.975	110.975	117.269
Bus_Colector1	34.5	189.88	123.563	123.563	118.670
Bus_Colector1	34.5	217.27	141.391	141.391	120.344
Bus_Colector1	34.5	254.67	165.726	165.726	122.020
Bus_Colector1	34.5	304.62	198.236	198.236	122.960
Bus_Colector1	34.5	336.18	218.773	218.773	122.460
Bus_Colector1	34.5	370.52	241.121	241.121	120.005
Bus_Colector1	34.5	379.92	247.236	247.236	118.561
Bus_Colector1	34.5	385.51	250.870	250.870	119.382
Bus_Colector1	34.5	385.55	250.922	250.922	119.658
Bus_Colector1	34.5	385.57	250.926	250.926	119.687
Bus_Salida1	115	0.00	0.000	0.000	100.849
Bus_Salida1	115	1.20	0.780	0.780	100.914
Bus_Salida1	115	2.64	1.718	1.718	100.991
Bus_Salida1	115	4.37	2.842	2.842	101.083
Bus_Salida1	115	6.44	4.191	4.191	101.193
Bus_Salida1	115	8.93	5.811	5.811	101.324
Bus_Salida1	115	11.91	7.754	7.754	101.480
Bus_Salida1	115	15.50	10.086	10.086	101.664
Bus_Salida1	115	19.80	12.884	12.884	101.883
Bus_Salida1	115	24.96	16.242	16.242	102.142
Bus_Salida1	115	31.15	20.271	20.271	102.447
Bus_Salida1	115	38.58	25.106	25.106	102.804
Bus_Salida1	115	47.50	30.908	30.908	103.221
Bus_Salida1	115	58.19	37.871	37.871	103.706

Bus_Salida1	115	71.04	46.226	46.226	104.264
Bus_Salida1	115	86.44	56.253	56.253	105.172
Bus_Salida1	115	104.93	68.284	68.284	106.463
Bus_Salida1	115	127.12	82.722	82.722	107.875
Bus_Salida1	115	153.74	100.047	100.047	109.386
Bus_Salida1	115	185.69	120.838	120.838	110.947
Bus_Salida1	115	217.01	141.224	141.224	112.216
Bus_Salida1	115	285.17	185.578	185.578	114.045
Bus_Salida1	115	359.52	233.959	233.959	114.216
Bus_Salida1	115	393.65	256.171	256.171	113.267
Bus_Salida1	115	432.91	281.719	281.719	110.309
Bus_Salida1	115	444.43	289.220	289.220	108.412
Bus_Salida1	115	447.66	291.319	291.319	107.632
Bus_Salida1	115	447.89	291.583	291.583	107.500
Bus_Salida1	115	448.17	291.729	291.729	107.426
Bus_Salida1	115	448.40	291.917	291.917	107.352
Bus_Salida1	115	448.73	292.133	292.133	107.253
Bus_Salida1	115	449.03	292.310	292.310	107.173
Bus_Salida1	115	449.33	292.467	292.467	107.075
Bus_Salida1	115	449.38	292.349	292.349	106.920
Bus_Salida1	115	449.24	292.230	292.230	106.578
Bus_Salida1	115	449.07	292.121	292.121	106.347
Bus_Salida1	115	448.93	292.053	292.053	106.226
TXS-115	115	0.00	0.000	0.000	101.060
TXS-115	115	1.20	0.780	0.780	101.096
TXS-115	115	2.64	1.718	1.718	101.139
TXS-115	115	4.37	2.842	2.842	101.191
TXS-115	115	6.44	4.191	4.191	101.252
TXS-115	115	8.93	5.811	5.811	101.326
TXS-115	115	11.91	7.754	7.754	101.414
TXS-115	115	15.50	10.086	10.086	101.518
TXS-115	115	19.80	12.884	12.884	101.642
TXS-115	115	24.96	16.242	16.242	101.790
TXS-115	115	31.15	20.271	20.271	101.964
TXS-115	115	38.58	25.106	25.106	102.171
TXS-115	115	47.50	30.908	30.908	102.414
TXS-115	115	58.19	37.871	37.871	102.699
TXS-115	115	71.04	46.226	46.226	103.032
TXS-115	115	86.44	56.253	56.253	103.418
TXS-115	115	104.93	68.284	68.284	103.863
TXS-115	115	127.12	82.722	82.722	104.370

TXS-115	115	153.74	100.047	100.047	104.941
TXS-115	115	185.69	120.838	120.838	105.573
TXS-115	115	224.02	145.786	145.786	106.254
TXS-115	115	270.03	175.724	175.724	107.622
TXS-115	115	297.63	193.687	193.687	108.743
TXS-115	115	330.76	215.243	215.243	109.875
TXS-115	115	370.51	241.110	241.110	110.926
TXS-115	115	488.51	317.902	317.902	111.773
TXS-115	115	559.85	364.328	364.328	109.632
TXS-115	115	613.92	399.514	399.514	105.919
TXS-115	115	641.17	417.245	417.245	104.154
TXS-115	115	652.16	424.397	424.397	102.714
TXS-115	115	655.11	426.319	426.319	102.025
TXS-115	115	656.82	427.436	427.436	101.401
TXS-115	115	657.94	428.169	428.169	100.722
TXS-115	115	658.01	428.004	428.004	100.473
TXS-115	115	658.01	428.001	428.001	100.361
TXS-115	115	658.00	427.986	427.986	100.257
TXS-115	115	658.00	427.983	427.983	100.243
TXS-115	115	657.99	427.981	427.981	100.234
TXS-115	115	657.99	427.980	427.980	100.231
Resultados del análisis V-Q					
Bus ID	kV	Incremento de carga [%]	P [MW]	ΔP [MW]	V [%]
Bus_Colector1	34.5	0.00	0.000	0.000	100.558
Bus_Colector1	34.5	1.20	1.199	-1.199	100.468
Bus_Colector1	34.5	2.64	2.639	-2.639	100.361
Bus_Colector1	34.5	36.17	36.168	-36.168	97.791
Bus_Colector1	34.5	52.48	52.478	-52.478	92.824
Bus_Colector1	34.5	60.69	60.686	-60.686	89.861
Bus_Colector1	34.5	67.61	67.612	-67.612	87.167
Bus_Colector1	34.5	74.04	74.039	-74.039	84.467
Bus_Colector1	34.5	79.99	79.990	-79.990	81.749
Bus_Colector1	34.5	85.46	85.464	-85.464	79.008
Bus_Colector1	34.5	90.46	90.457	-90.457	76.239
Bus_Colector1	34.5	94.96	94.964	-94.964	73.433
Bus_Colector1	34.5	98.98	98.980	-98.980	70.579
Bus_Colector1	34.5	102.50	102.498	-102.498	67.656
Bus_Colector1	34.5	105.51	105.506	-105.506	64.628

Bus_Colector1	34.5	107.99	107.990	-107.990	61.415
Bus_Colector1	34.5	108.47	108.473	-108.473	60.651
Bus_Colector1	34.5	108.51	108.511	-108.511	60.588
Bus_Colector1	34.5	108.54	108.538	-108.538	60.543
Bus_Colector1	34.5	108.57	108.571	-108.571	60.487
Bus_Colector1	34.5	108.62	108.609	-108.609	60.417
Bus_Colector1	34.5	108.62	108.617	-108.617	60.338
Bus_Colector1	34.5	108.63	108.626	-108.626	60.244
Bus_Colector1	34.5	108.64	108.636	-108.636	60.132
Bus_Colector1	34.5	108.68	108.636	-108.636	60.130
Bus_Colector1	34.5	108.62	108.621	-108.621	60.096
Bus_Colector1	34.5	108.61	108.608	-108.608	58.276
Bus_Colector1	34.5	108.59	108.587	-108.587	58.280
Bus_Colector1	34.5	108.56	108.561	-108.561	58.284
Bus_Colector1	34.5	108.53	108.531	-108.531	58.289
Bus_Colector1	34.5	108.49	108.495	-108.495	58.295
Bus_Colector1	34.5	108.45	108.451	-108.451	58.303
Bus_Colector1	34.5	108.40	108.398	-108.398	58.311
Bus_Colector1	34.5	108.33	108.335	-108.335	58.322
Bus_Colector1	34.5	108.26	108.260	-108.260	58.335
Bus_Colector1	34.5	108.17	108.169	-108.169	58.350
Bus_Colector1	34.5	108.06	108.060	-108.060	58.369
Bus_Colector1	34.5	107.93	107.929	-107.929	58.391
Bus_Salida1	115	0.00	0.000	0.000	100.849
Bus_Salida1	115	1.20	1.200	-1.200	100.735
Bus_Salida1	115	27.54	27.541	-27.541	98.165
Bus_Salida1	115	53.16	53.159	-53.159	95.520
Bus_Salida1	115	77.37	77.374	-77.374	91.215
Bus_Salida1	115	91.44	91.436	-91.436	88.015
Bus_Salida1	115	102.42	102.421	-102.421	85.297
Bus_Salida1	115	112.52	112.524	-112.524	82.580
Bus_Salida1	115	121.82	121.820	-121.820	79.841
Bus_Salida1	115	130.31	130.308	-130.308	77.076
Bus_Salida1	115	134.15	134.145	-134.145	74.841
Bus_Salida1	115	138.44	138.437	-138.437	71.006
Bus_Salida1	115	141.23	141.234	-141.234	67.687
Bus_Salida1	115	143.34	143.341	-143.341	64.003
Bus_Salida1	115	144.06	144.056	-144.056	61.958
Bus_Salida1	115	144.49	144.485	-144.485	59.506
Bus_Salida1	115	144.50	144.493	-144.493	59.415
Bus_Salida1	115	144.51	144.494	-144.494	59.395

Bus_Salida1	115	144.51	144.496	-144.496	59.373
Bus_Salida1	115	144.51	144.497	-144.497	59.349
Bus_Salida1	115	144.51	144.499	-144.499	59.323
Bus_Salida1	115	144.51	144.501	-144.501	59.293
Bus_Salida1	115	144.51	144.503	-144.503	59.259
Bus_Salida1	115	144.52	144.505	-144.505	59.221
Bus_Salida1	115	144.52	144.508	-144.508	59.175
Bus_Salida1	115	144.52	144.511	-144.511	59.121
Bus_Salida1	115	144.52	144.514	-144.514	59.056
Bus_Salida1	115	144.53	144.517	-144.517	58.979
Bus_Salida1	115	144.53	144.520	-144.520	58.887
Bus_Salida1	115	144.54	144.523	-144.523	58.781
Bus_Salida1	115	144.57	144.524	-144.524	58.730
Bus_Salida1	115	144.57	144.525	-144.525	58.656
Bus_Salida1	115	144.57	144.526	-144.526	58.575
Bus_Salida1	115	144.57	144.527	-144.527	58.488
Bus_Salida1	115	144.57	144.525	-144.525	58.315
Bus_Salida1	115	144.57	144.524	-144.524	58.251
Bus_Salida1	115	144.57	144.523	-144.523	58.182
Bus_Salida1	115	144.57	144.521	-144.521	58.108
Bus_Salida1	115	144.57	144.518	-144.518	58.028
Bus_Salida1	115	144.57	144.515	-144.515	57.939
Bus_Salida1	115	144.57	144.510	-144.510	57.841
Bus_Salida1	115	144.56	144.505	-144.505	57.732
Bus_Salida1	115	144.54	144.435	-144.435	57.351
Bus_Salida1	115	144.49	144.474	-144.474	57.320
Bus_Salida1	115	144.48	144.466	-144.466	57.237
Bus_Salida1	115	144.47	144.456	-144.456	57.143
TXS-115	115	0.00	0.000	0.000	101.060
TXS-115	115	1.20	1.199	-1.199	100.996
TXS-115	115	2.64	2.639	-2.639	100.919
TXS-115	115	4.37	4.367	-4.367	100.827
TXS-115	115	6.44	6.441	-6.441	100.716
TXS-115	115	53.09	53.088	-53.088	98.145
TXS-115	115	98.44	98.445	-98.445	95.499
TXS-115	115	141.30	141.301	-141.301	92.842
TXS-115	115	161.46	161.460	-161.460	90.697
TXS-115	115	173.21	173.208	-173.208	87.932
TXS-115	115	183.83	183.833	-183.833	85.208
TXS-115	115	193.58	193.584	-193.584	82.463
TXS-115	115	202.46	202.464	-202.464	79.689

TXS-115	115	210.46	210.465	-210.465	76.876
TXS-115	115	217.58	217.576	-217.576	74.011
TXS-115	115	223.78	223.781	-223.781	71.071
TXS-115	115	229.06	229.059	-229.059	68.015
TXS-115	115	233.38	233.375	-233.375	64.743
TXS-115	115	236.67	236.674	-236.674	60.905
TXS-115	115	237.75	237.747	-237.747	58.553
TXS-115	115	238.03	238.033	-238.033	57.224
TXS-115	115	238.17	238.171	-238.171	56.030