



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estudio de prefactibilidad para la instalación de
almacenamiento de energía eléctrica por
tecnología de bombeo en la península de Yucatán**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

César Alejandro Santiago Aquino

DIRECTOR DE TESIS

Dr. César Ángeles Camacho



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

Agradecimientos

- A Concepción Aquino, por todo el apoyo que me ha brindado a lo largo de mi vida; sin su esfuerzo y apoyo no estaría aquí.
- A Mariana Gutiérrez, Rodrigo Montoya y Cristián Torres por brindarme su amistad y apoyo, acompañándome durante gran parte de la carrera.
- A mis tíos, primos, familia en general por los buenos momentos que hemos pasado a lo largo de la vida.
- Al Dr. César Ángeles por sus comentarios y sugerencias que ayudaron a que este trabajo llegara a buen puerto.
- A todas las personas del Instituto de Ingeniería UNAM por su compañía durante la realización de este trabajo.
- Al Centro Mexicano para la Innovación de Energía del Océano por el apoyo económico brindado para la realización de esta tesis.
- Y a todas aquellas personas que directa o indirectamente ayudaron a forjar a la persona que hoy se encuentra aquí.

Resumen

Este trabajo de tesis presenta el desarrollo de un estudio de prefactibilidad en la integración de una planta de generación eléctrica hidroeléctrica reversible en la península de Yucatán. Este estudio permite analizar el comportamiento que tendría el sistema eléctrico de la península de Yucatán al integrar este tipo de central y determinar su viabilidad eléctricamente hablando. Para lograr esto, primero se realiza un estudio de flujos de potencia, en el cual se analiza el comportamiento de los puntos que componen la red en la actualidad; posteriormente con una proyección a cinco años, a la cual se le añaden los permisos de proyectos planteados en ese lapso. Finalmente, a la red proyectada a futuro se le añade el modelo de la planta hidroeléctrica de bombeo. Todos estos análisis son realizados con ayuda del software PSS®E.

El principal objetivo de determinar el comportamiento que tendría dicha central es poder llevar a cabo una mejor integración de proyectos de generación que están enfocados en tecnologías renovables y que por ello presentan una naturaleza intermitente al momento de producir electricidad. Estos proyectos tienen el propósito de ayudar a mejorar la eficiencia con que opera el sistema eléctrico peninsular, donde se ha identificado un déficit de generación y por lo tanto se importa energía eléctrica desde el resto del país. El enlace o compuerta por la cual se importa esta energía se ha identificado como saturado durante periodos considerables.

Contenido

Agradecimientos.....	I
Resumen	II
Abreviaturas y nomenclatura.....	VI
Índice de figuras	VII
Índice de tablas	IX
Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1 Antecedentes y planteamiento del problema.	1
1.2 Objetivos.	3
1.2.1 Objetivo general.	3
1.2.2 Objetivos específicos.	3
1.2 Hipótesis.....	4
1.3 Justificación.	4
1.4 Metodología.	5
1.6 Metas.....	5
1.5 Organización de la tesis.	5
Capítulo 2. Sistema Eléctrico Nacional y Red Eléctrica Peninsular.	7
2.1 Antecedentes.....	7
2.2 El Sistema Eléctrico Nacional.	8
2.3 El Sistema Interconectado Nacional.	10
2.4 Infraestructura de la Gerencia de Control Regional Peninsular.....	10
2.4.1 Generación.	10
2.4.2 La Red Nacional de Transmisión.	13
2.4.3 Las Redes Generales de Distribución.....	18
Capítulo 3. Problemática de la Red Eléctrica Peninsular.	19
3.1 Demanda.	19

3.2 Antecedentes técnicos.....	21
3.2.1 Interrupciones.....	21
3.2.2 Confiabilidad.....	22
3.3 Crecimiento del Sistema Eléctrico Peninsular.....	22
3.3.1 Proyectos de Generación.....	22
3.3.2 Refuerzos a la Transmisión.....	28
Capítulo 4. Tecnologías de almacenamiento eléctrico y centrales hidroeléctricas de bombeo.	31
4.1 Introducción.....	31
4.2 Tecnologías de almacenamiento.....	31
4.2.1 Sistemas electroquímicos.....	32
4.2.2 Sistemas químicos.....	34
4.2.3 Sistemas eléctricos.....	35
4.2.4 Sistemas térmicos.....	36
4.3 Comparación entre tecnologías de reserva y estado del arte.....	39
4.4 Características y tipos de plantas hidroeléctricas de bombeo.....	41
4.4.1 Almacenamiento hidroeléctrico de bombeo subsuperficial.....	42
4.4.2 Almacenamiento hidroeléctrico de bombeo de velocidad variable.....	43
4.4.3 Tipos de turbinas.....	43
4.5 Modelo de una planta hidroeléctrica de bombeo.....	44
4.5.1 Circuito equivalente del generador síncrono.....	45
4.5.2 Circuito equivalente del motor.....	46
Capítulo 5. Casos de estudio: prefactibilidad.....	47
5.1 Diseño de experimento.....	47
5.1.1 Ubicación de la central hidroeléctrica de bombeo.....	51
5.2 Simulación de la Red Peninsular.....	52
5.2.1 Situación actual.....	52
5.2.2 Red actualizada al 2023 con proyectos en proceso.....	58
5.2.3 Con planta hidroeléctrica reversible.....	64

5.3 Refuerzos para la interconexión.....	72
Capítulo 6. Conclusiones y trabajo futuro.....	74
6.1 Conclusión.....	74
6.2 Trabajo futuro.....	76
Referencias.....	77
Anexo A. Índices de confiabilidad.....	81
Anexo B. Estudio de flujos de potencia.....	82
B.1 Planteamiento de ecuaciones.....	83
B.2 Algoritmo de Newton-Raphson.....	84
Anexo C. Comportamiento nodal de la red peninsular actual (2018).....	86
Anexo D. Comportamiento nodal de la red peninsular futura (2023).....	90

Abreviaturas y nomenclatura

CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
GCR	Gerencia de Control Regional
GWh	Giga watt-hora
MVA	Mega volt ampere
MW	Mega watt
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
pu	Por Unidad
RGD	Redes Generales de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNG	Gas Natural Sintético

Índice de figuras

Figura 2.1 Sistema Eléctrico Nacional	8
Figura 2.2 Gerencias de Control del SEN	10
Figura 2.3 Intercambios entre las GCR (08/04/2019 15:00 hrs). Nótese los más de 1000 MW de intercambio entre Oriental y Peninsular	12
Figura 2.4 Regiones de transmisión de la RNT.....	13
Figura 2.5 Gerencia de Control Regional Peninsular	17
Figura 2.6 Unidades de negocio de distribución	18
Figura 3.1 Gráficas de pronóstico, generación y demanda de la GCR Peninsular (20/03/2019 21:00 hrs).....	20
Figura 3.2 Flujo por los enlaces de transmisión del SEN en 2017.....	21
Figura 3.3 Ubicación Geográfica de los Proyectos de Generación de la Península de Yucatán	27
Figura 3.4 Gasoducto Ciudad Pemex-Valladolid, único que sirve a la Península de Yucatán.	28
Figura 4.1 Clasificación de los métodos de almacenamiento de energía eléctrica.	32
Figura 4.2 Batería Ion-Litio con ánodo de grafito. Todos los componentes son porosos, incluyendo el electrolito (SEI Layer). El separador es sólido, pero bañado con un electrolito líquido.....	33
Figura 4.3 Batería de flujo oxido-reductiva. Nótese como los elementos son almacenados de forma separada en forma líquida, por lo que deben ser bombeados para poder reaccionar y producir la electricidad.	34
Figura 4.4 Uso del hidrógeno almacenado para producir corriente eléctrica. Véase que este reacciona con oxígeno, dando como resultante agua.	35
Figura 4.5 Diagrama unifilar de un dispositivo de almacenamiento magnético en una red eléctrica.....	36
Figura 4.6 Esquema básico de un sistema de almacenamiento de electricidad por compresión de aire.	37
Figura 4.7 Componentes principales de un volante de inercia.....	38
Figura 4.8 Funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo.....	39

Figura 4.9 Comparación de potencia nominal, energía y tiempo de descarga de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.	40
Figura 4.10 Comparación de potencia nominal y estado del arte de algunas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.	40
Figura 4.11 Circuito Equivalente de un Generador Síncrono.	46
Figura 4.12 Circuito Equivalente de un Motor Síncrono.	46
Figura 5.1 Red peninsular montada en el software PSS®E.	49
Figura 5.2 Ejemplo de trabajo de la herramienta LineProp.	50
Figura 5.3 Ubicación del polígono sugerido para la instalación de la central y las subestaciones cercanas a éste.	52
Figura 5.4 Voltaje de nodos 115 kV. Red 2018.	54
Figura 5.5 Ángulo de nodos 115 kV. Red 2018.	54
Figura 5.6 Voltaje de nodos 230 kV. Red 2018.	55
Figura 5.7 Ángulo de nodos 230 kV. Red 2018.	55
Figura 5.8 Voltaje de nodos 400 kV. Red 2018.	56
Figura 5.9 Ángulo de nodos 400 kV. Red 2018.	56
Figura 5.10 Voltaje de nodos 34.5 kV. Red 2018.	57
Figura 5.11 Ángulo de nodos 34.5 kV. Red 2018.	57
Figura 5.12 Voltaje en nodos 115 kV. Red 2023.	60
Figura 5.13 Ángulo de nodos 115 kV. Red 2023.	60
Figura 5.14 Voltaje de nodos 230 kV. Red 2023.	61
Figura 5.15 Ángulo de nodos 230 kV. Red 2023.	61
Figura 5.16 Voltaje de nodos 400 kV. Red 2023.	62
Figura 5.17 Ángulo de nodos 400 kV. Red 2023.	62
Figura 5.18 Voltaje de nodos 34.5 kV. Red 2023.	63
Figura 5.19 Ángulo de nodos 34.5 kV. Red 2023.	63
Figura 5.20 Potencia activa generación, nodo Santa Lucía.	66
Figura 5.21 Potencia activa carga, nodo Santa Lucía.	66
Figura 5.22 Potencia activa generación, nodo Escárcega.	67
Figura 5.23 Potencia activa carga, nodo Escárcega.	67
Figura 5.24 Potencia activa generación, nodo Santa Lucía. 75%.	69

Figura 5.25 Potencia activa carga: Santa Lucía. 75%	69
Figura 5.26 Potencia activa generación: Escárcega. 75%	70
Figura 5.27 Potencia activa carga: Escárcega. 75%	70
Figura B.1 Notación para las Potencias Activa y Reactiva para una barra común.	84

Índice de tablas

Tabla 2.1 Capacidad instalada en la RGC Peninsular.	11
Tabla 2.2 Capacidad instalada por estado en la Península de Yucatán.	11
Tabla 2.3 Energía generada por entidad.	12
Tabla 3.1 Índices de confiabilidad de la RGD en la Península de Yucatán.	22
Tabla 3.2 Permisos de generación del estado de Quintana Roo.	24
Tabla 3.3 Permisos de generación del estado de Campeche.	24
Tabla 3.4 Permisos de generación del estado de Yucatán.	25
Tabla 4.1 Tipos de turbinas y sus características.	44
Tabla 5.1 Comportamiento de los generadores equivalentes con la hidroeléctrica reversible con demanda máxima. Caso de estudio, potencia inyectada a través de los enlaces en MW.	66
Tabla 5.2 Comportamiento de los generadores equivalentes con la hidroeléctrica reversible con demanda al 75%. Caso de estudio, potencia inyectada a través de los enlaces en MW.	68
Tabla 5.3 Transferencia de energía por caso.	71
Tabla C.1 Nodos de la Gerencia de Control Regional Peninsular	86
Tabla D.1 Nodos de la Gerencia de Control Regional Peninsular, proyección a 2023.	90

Capítulo 1. Introducción.

El estilo de vida que en la actualidad gran parte de la humanidad lleva no se entendería sin la electricidad. Sin embargo, la forma en que ésta se genera, principalmente basada en combustibles fósiles, ha provocado mucho del daño ambiental que hoy en día es perceptible en casi cualquier parte del mundo.

Lo anterior llevó a la búsqueda de nuevas formas de generación de electricidad, basadas en tecnologías cuyo impacto ambiental sea menor a las que funcionan con combustibles fósiles. En la actualidad, los métodos de generación renovables, cuya energía primaria es cíclica como luz solar, viento, etc. han revolucionado la forma en que se operan los sistemas eléctricos. No obstante, el operar totalmente con base en estos recursos hace que dichos sistemas de generación trabajen de manera intermitente, por lo que se busca una forma de llevar a cabo una integración que no afecte a las redes eléctricas existentes. A partir de las energías renovables se han desarrollado proyectos para instalar centrales de generación en varias zonas de México.

Con base en tecnologías de generación renovables se han desarrollado proyectos a lo largo del país, lo cual sin duda ayudará a aumentar la capacidad de la red eléctrica nacional, que en algunas zonas geográficas opera de manera deficiente. Una de las áreas que presenta problemáticas es la red de la Península de Yucatán, que no es capaz de abastecer su demanda con las centrales instaladas en su jurisdicción, dicha problemática es elemento principal de este trabajo y para la cual se busca una propuesta que ayude a mejorar su operación.

1.1 Antecedentes y planteamiento del problema.

La reforma energética promulgada en el año 2013 por el Poder Legislativo Federal establece entre uno de sus múltiples objetivos promover el desarrollo del SEN, con base en inversiones públicas que permitan modernizar a las empresas productivas del Estado, así como atrayendo capital privado en ciertos sectores, manteniendo siempre la rectoría del Estado en ésta y otras áreas que son consideradas estratégicas para la seguridad nacional [1].

Estas inversiones han provocado la creación de proyectos de generación de energía eléctrica a lo largo de toda la República, utilizando una gran variedad de tecnologías para lograr este

propósito. El integrar los distintos proyectos a la infraestructura existente requiere de distintos estudios que permitan determinar la viabilidad técnica de éstos, viendo si su interconexión a la red afecta a esta o a algún otro elemento del sistema eléctrico, además de observar si su desempeño económico es bueno tanto para los consumidores como para las mismas empresas que buscan prestar el servicio.

En esta tesis se plantea realizar un estudio de prefactibilidad, que de acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía se puede definir como “un estudio preliminar para dar una indicación de la viabilidad técnica de incorporar al sistema un proyecto de generación particular” [2].

Esto quiere decir que, el principal objetivo de esta clase de análisis es determinar si técnicamente la integración de nuevos elementos a un sistema eléctrico de potencia afecta o no el desempeño de éste, sin que el cumplimiento con los parámetros técnicos se relacione con los puntos de vista económico-financieros que de ella se desprendan posteriormente.

Derivado del objetivo de promover el desarrollo del SEN que se menciona en el texto de la reforma, los proyectos de generación que se planean construir a lo largo del país deben de buscar que las áreas más sensibles y dependientes del territorio operen de una mejor manera.

A lo largo del país, en las distintas zonas en que se divide el SEN, suelen presentarse interrupciones en el servicio eléctrico en ciertas épocas del año (verano), debido a que en muchos casos la infraestructura con la que cuenta la red no es suficiente para que el sistema opere correctamente.

Una de las áreas del SEN que presenta mayores deficiencias en cuanto a su operación es la correspondiente a la Península de Yucatán, la cual no es capaz de abastecer su demanda eléctrica con lo que se genera en las centrales instaladas dentro de su jurisdicción. Lo anterior causa que se requiera llevar energía desde otras zonas del país para satisfacer dicha demanda.

Los proyectos de generación próximos a instalarse están enfocados en el uso tecnologías renovables como principal fuente de producción, los cuales debido a la dependencia que tienen del recurso con el que funcionen entre otros, sol, viento, océano, etc., provoca que su operación sea intermitente. Debido a esto se busca implementar un sistema de almacenamiento de electricidad que permita que la energía generada en horarios de bajo consumo (periodos donde además hay mayor disponibilidad de sol, viento, etc.) sea utilizada

en horas punta, durante las cuales la generación con esas tecnologías es considerablemente inferior [3].

Los proyectos de generación representan una cantidad importante de inversiones al sector eléctrico en distintas zonas del país. Derivado de esto, también se desea que dicho sector mejore sus capacidades en áreas del país donde su operación no es *ad hoc* para un sistema que desea ser confiable. Como consecuencia de que exista mayor confiabilidad, al tenerse una mayor capacidad energética se espera que las inversiones en otros sectores de México (como el industrial) se expandan, con lo cual la tasa de ocupación laboral habría de incrementarse.

Con todo lo anterior se busca que los empleos generados por dichas inversiones produzcan mejoras en la sociedad que sean notables en el mediano plazo, ya que gracias a ello el nivel de vida de varios sectores de la población se verá incrementado.

Además desde el punto de vista social, con base en los diferentes sistemas de almacenamiento de electricidad y la generación distribuida, se pueden implementar microrredes en áreas de difícil acceso en el país, o el mundo, donde llevar tendidos del sistema eléctrico principal no sea una opción factible desde los ámbitos técnico o financiero. Implementar este tipo de proyectos ayudaría a aumentar el nivel de electrificación del país, que sin duda es esencial para aumentar índices de calidad de vida de las personas que en la actualidad no tienen acceso al servicio de electricidad, lo que además conllevaría a mejoras en otros servicios como la salud o la educación, que en muchas zonas opera con precariedad.

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo general.

Realizar un estudio de prefactibilidad de la integración de una central hidroeléctrica reversible en la Red Eléctrica de la Península de Yucatán como medio de almacenamiento de energía.

1.2.2 Objetivos específicos.

- Conocer la actualidad de la Red Eléctrica de la Península de Yucatán, conociendo los componentes más importantes de su infraestructura y sus datos técnicos.

- Identificar y conocer los diversos proyectos eléctricos que se planean llevar a cabo en el corto y mediano plazo en esa región de México.
- Aprender a utilizar software de simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Estudiar las distintas tecnologías que existen para almacenar energía eléctrica.
- Establecer casos de estudio (presentes y futuros) con la Red Eléctrica de la Península en el software aprendido para simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Determinar la mejor localización para un proyecto de almacenamiento de energía eléctrica en la Península de Yucatán
- Analizar y discutir resultados.

1.2 Hipótesis.

Proporcionar un medio para almacenar energía eléctrica proveniente de medios de generación renovables, que por su intermitencia no pueden generar en ciertos lapsos del día, fortalece a los sistemas eléctricos, además de permitir con ello la transición hacia sistemas inteligentes de energía.

1.3 Justificación.

Como se mencionó, el sistema eléctrico que abastece a la península de Yucatán es en muchos sentidos insuficiente. Al no generar suficiente electricidad para satisfacer la demanda que se presenta, tiene que llevarse energía desde otras centrales que están fuera del área en cuestión.

Con base en datos del PRODESEN [4], las tres entidades federativas por las que está compuesto el sistema Peninsular, presentan realidades distintas en cuanto al balance de energía eléctrica, ya que mientras que Campeche presenta un superávit; Yucatán se considera en equilibrio; sin embargo, Quintana Roo, con Cancún como gran centro de carga, presenta un déficit de energía.

Derivado de estas deficiencias de operación y a la instalación de nuevas centrales de generación de energía eléctrica, con énfasis en métodos renovables de distintas tecnologías incluyendo variables, se justifica el establecimiento de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica en la zona de la Península de Yucatán, que permita que la energía producida sea aprovechada en cualquier momento.

1.4 Metodología.

Con la finalidad de cumplir los objetivos planteados en esta tesis, se ha de seguir la siguiente metodología.

- Se inició por averiguar la infraestructura eléctrica existente (generación, transmisión, distribución) en la zona de la Península de Yucatán, esta información se encontró principalmente en el PRODESEN en varias versiones.
- Después se obtuvo información de los permisos otorgados por la CRE a proyectos de generación presentes y futuros, para poder tener un aproximado del crecimiento de la capacidad en esa zona del país.
- Posteriormente, se hace una breve descripción de las distintas formas que existen para almacenar energía eléctrica, haciendo énfasis en las centrales hidroeléctricas de bombeo y algunos de sus requerimientos.
- Se define un modelo de una central hidroeléctrica reversible.
- Para poder ver el comportamiento que este tipo de tecnología tendría al momento de integrarse a una red eléctrica ya establecida, se utiliza algún software de simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Se analiza el comportamiento de la hidroeléctrica reversible en distintos nodos de la Red Eléctrica Peninsular y se proponen algunas mejoras que esta requeriría para poder soportar la integración del proyecto.

1.6 Metas.

Las metas alcanzadas al término de la investigación fueron las siguientes:

- Conocer la realidad que afecta al sistema eléctrico de la península de Yucatán.
- Ampliar conocimientos con respecto al manejo de software de análisis de sistemas eléctricos de potencia.
- Se montó la red eléctrica peninsular en software de análisis de sistemas eléctricos, el cual puede ser tomado como base para futuros estudios centrados en esa área.

1.5 Organización de la tesis.

Este trabajo se encuentra dividido en 6 capítulos, como se muestra a continuación:

Capítulo 1: se trata de una introducción de la investigación realizada, la problemática que justifica la tesis y los objetivos que esta busca alcanzar.

El Capítulo 2 presenta una breve descripción del Sistema Eléctrico Nacional, así como se detallan los principales elementos que componen la Red Eléctrica de la Península de Yucatán.

El Capítulo 3 presenta datos sobre la demanda de la Red Eléctrica de la Península de Yucatán, la problemática que en ella hay y los eventos que han ocurrido en los últimos años. De igual forma se da una descripción de los proyectos futuros que se desarrollaran en ella.

El Capítulo 4 presenta la definición de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, breves descripciones de las tecnologías existentes para conseguirla y una comparación entre ellas. Además, se desarrolla los principales tipos de centrales hidroeléctricas de bombeo y se da un modelo de las mismas.

El Capítulo 5 detalla las simulaciones de la Red Eléctrica Peninsular con y sin la integración del proyecto y los casos de estudio emanados de ellas.

En el Capítulo 6 se dan las conclusiones obtenidas de la tesis y se sugieren algunos temas a desarrollar a partir de ésta.

El Anexo A muestra los índices de calidad para la distribución de electricidad.

El Anexo B desarrolla la teoría básica para entender los estudios de flujos de potencia, en este caso basados en el algoritmo de Newton-Raphson.

Los Anexos C y D muestran los resultados de los estudios de flujos de potencia proyectados para la red eléctrica peninsular en 2018 y proyectada a 2023 respectivamente.

Capítulo 2. Sistema Eléctrico Nacional y Red Eléctrica Peninsular.

2.1 Antecedentes.

La historia de la industria eléctrica en México comienza en el periodo histórico conocido como el Porfiriato. A finales del siglo XIX, el proceso de industrialización por el que pasaba nuestro país hizo necesario para las distintas empresas, principalmente fábricas textiles y minas proveerse con el servicio eléctrico, lo cual las llevo a instalar cada una sus plantas generadoras. Durante este periodo también fue cambiando el tipo de alumbrado público que había en distintas ciudades, el cual funcionaba con base en aceites o gas, por lámparas eléctricas de “arco”.

Con la entrada del nuevo siglo y los cambios políticos que este trajo para México, fue cambiando el paradigma de la industria eléctrica, la cual era dominada por empresas privadas. Durante el año 1937, bajo la presidencia de Lázaro Cárdenas se creó la Comisión Federal de Electricidad, la cual dio un nuevo impulso al área, pero esta vez desde el sector público. Esta creación buscaba elevar el grado de electrificación del país, que por ese entonces era muy bajo. Durante los siguientes años las empresas privadas y públicas convivirían sin mayores conflictos. Fue hasta el año 1960 siendo presidente Adolfo López Mateos cuando se nacionalizó el sector eléctrico, el cual operó de esa forma por muchos años más [5].

En la década de los noventa, bajo las Presidencias de Carlos Salinas y Ernesto Zedillo y de la mano con los nuevos enfoques económicos mundiales, se buscó abrir el sector eléctrico nuevamente a la iniciativa privada, sin embargo, eso solo se hizo de manera parcial. Finalmente, ya en el siglo XXI con el gobierno de Enrique Peña Nieto, se dio una reforma al sector energético que busca permitir la inversión privada, la competencia, y de esa manera lograr una mayor eficiencia del servicio eléctrico con nuevos esquemas de planeación y regulación de este, sin perder nunca el estado la regulación sobre un sector que es considerado estratégico por el impacto que tiene en el desarrollo y seguridad nacionales.

2.2 El Sistema Eléctrico Nacional.

El SEN está compuesto principalmente por cuatro redes, aisladas entre sí, las cuales se enlistan a continuación y pueden observarse gráficamente en la figura 2.1.

- Sistema Interconectado Nacional (SIN), el principal de todos, que comprende geográficamente la mayor parte del territorio de la República, desde los estados de Sonora (Puerto Peñasco) hasta Quintana Roo (Cozumel);
- Sistema Interconectado Baja California, que comprende la parte norte del estado del mismo nombre. Municipios de Tijuana, Mexicali, Playas de Rosarito, Tecate y el norte de Ensenada, así como la parte oeste de Sonora, hasta San Luis Río Colorado. Esta red se encuentra conectado con el Western Electricity Coordinating Council de los Estados Unidos de América;
- Sistema Interconectado Mulegé, que comprende el sur de Ensenada, Bahía de los Ángeles y el Municipio de Mulegé en Baja California Sur; y
- Sistema Interconectado Baja California Sur, una red que sirve al resto de los municipios de Baja California Sur, Comondú, Loreto, Los Cabos y La Paz [6].

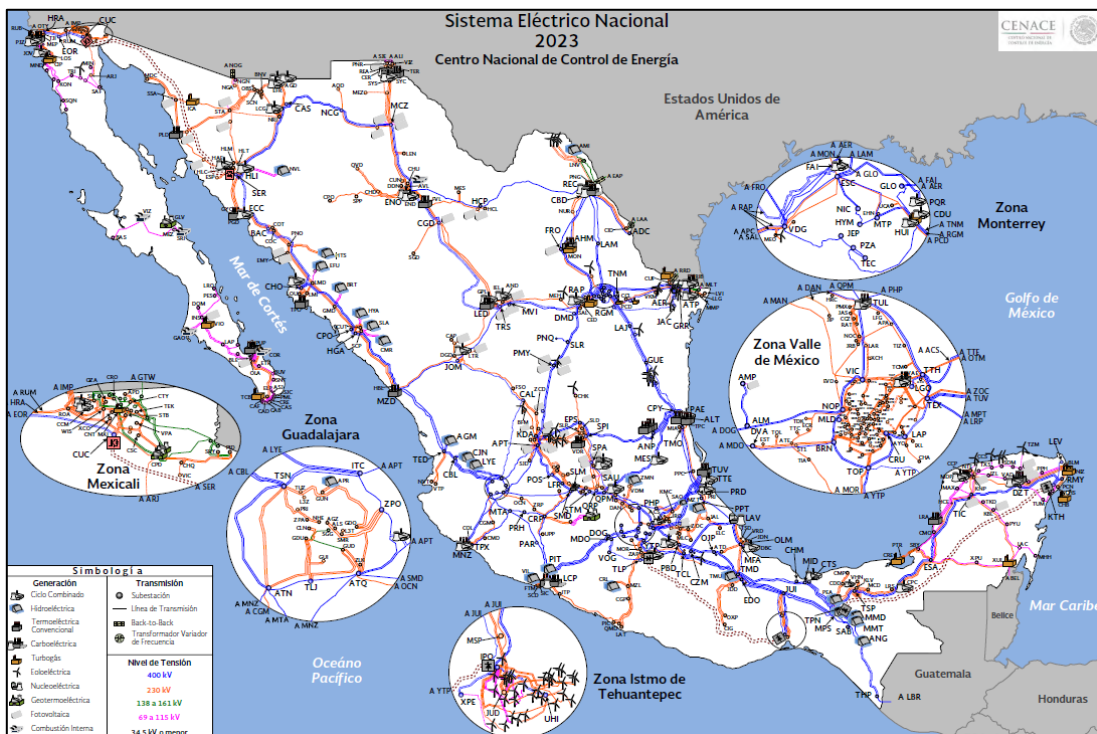


Figura 2.1 Sistema Eléctrico Nacional

Para que la operación del Sistema Eléctrico Nacional sea más eficiente, el Centro Nacional de Control de Energía, organismo encargado de operar y controlar la energía eléctrica del país desde generación hasta distribución, dividió el SEN en diez Gerencias de Control Regionales. De estas GCR, siete se encuentran interconectadas, y de esa manera forman el SIN. Es en esas áreas donde se concentra la mayor demanda y generación del territorio nacional. Mientras que en el caso de las otras tres GCR, estas corresponden a cada una de las redes aisladas restantes.

A continuación se enlistan las regiones que componen el SEN, las cuales se muestran gráficamente en la figura 2.2.

1. Central,
2. Oriental,
3. Occidental,
4. Noroeste,
5. Norte,
6. Noreste,
7. Peninsular,
8. Baja California,
9. Baja California Sur, y
10. Mulegé



Figura 2.2 Gerencias de Control del SEN

2.3 El Sistema Interconectado Nacional.

El Sistema Interconectado Nacional o SIN, comprende las Gerencias de Control Regional 1-7. Estas siete regiones al interactuar entre si ofrecen una mayor estabilidad al sistema, ya que comparten recursos y reservas de capacidad ante los distintos escenarios que puedan presentarse en cada una de ellas [4].

Cada una de las GCR tiene distintas realidades en los muchos aspectos que son de relevancia en el desarrollo del sistema eléctrico. Desde disponibilidad de recursos naturales como agua, sol o viento; hasta infraestructura que distribuya de manera eficiente los combustibles utilizados para la generación por métodos convencionales o capacidad de transmisión de la electricidad generada. Todos esos aspectos son de gran importancia para la correcta operación del SIN, por lo que la interconexión es muy útil desde los puntos de vista técnico y económico.

2.4 Infraestructura de la Gerencia de Control Regional Peninsular.

2.4.1 Generación.

Con base en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2015–2029, al año

2017, la GCR Peninsular tenía una capacidad instalada repartida entre las distintas figuras jurídicas (productor independiente, autoconsumo, etc.) como se muestra en la tabla 2.1. Es importante resaltar que se contabilizan los 3.2 MW de capacidad de la Central de Combustión Interna Holbox, aunque en realidad esta se encuentra aislada del resto del sistema eléctrico peninsular [7].

Tabla 2.1 Capacidad instalada en la GCR Peninsular.

CFE	PIE	AU	COG	PP	GEN	Total
989 MW	1,261 MW	1 MW	13 MW	0 MW	0 MW	2,264 MW

Mientras que, de acuerdo con los datos que se muestran en el PRODESEN 2018, la capacidad instalada por cada entidad federativa que administra la GCR Peninsular es la que se muestra en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Capacidad instalada por estado en la Península de Yucatán.

Entidad	Capacidad 2017	Participación (%)	Posición
Campeche	1,251 MW	1.65	22
Quintana Roo	389 MW	0.51	28
Yucatán	1,569 MW	2.07	21
Total	3,209 MW	4.23	

Como puede observarse, la capacidad instalada es mayor de acuerdo con los datos del PRODESEN. Esto se explica debido a que dicho documento considera la capacidad instalada para autoconsumo en las plataformas de perforación marinas de Petróleos Mexicanos (Pemex) como parte del Estado de Campeche, aunque en realidad estos no afectan el comportamiento del sistema eléctrico por estar aislados de este. Quitando estos datos, la capacidad instalada real de Campeche es mucho menor, ya que de 1,251 MW se reduce a casi 820 MW.

De la misma forma, apoyados en el PRODESEN se tienen los datos relacionados con la energía generada por entidad federativa de la red peninsular, los cuales se muestran en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Energía generada por entidad.

Entidad	Generación 2017	Participación Nacional (%)	Posición
Campeche	3,386 GWh	1.00	22
Quintana Roo	147 GWh	0.00	31
Yucatán	4,817 GWh	1.5	20
Total	8350 GWh	2.5	

Como puede observarse, la cantidad de energía que se produce en el estado de Quintana Roo es demasiado baja, aparece como cero por ciento de participación a nivel nacional. Esto provoca que dicha entidad dependa de lo que pueda transmitirse desde los otros dos estados, o incluso lo que se genere en otras GCR, por ejemplo, lo que se produce en las hidroeléctricas del Grijalva para poder alimentar su demanda. En el caso de este estado, su demanda energética no debe considerarse un asunto menor, debido al gran polo turístico que representa el área Cancún-Riviera Maya. Estos intercambios entre las Gerencias de Control pueden verse en la figura 2.3.

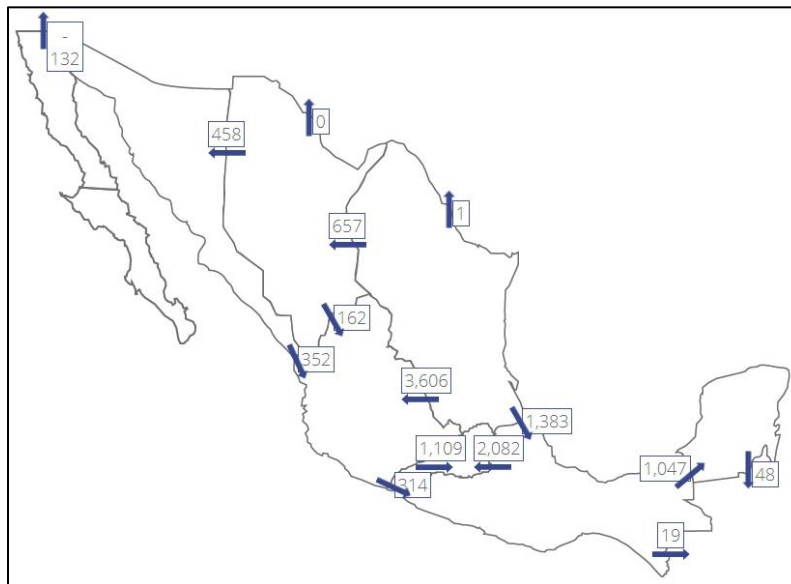


Figura 2.3 Intercambios entre las GCR (08/04/2019 15:00 hrs.) en MW. Nótese los más de 1,000 MW de intercambio entre Oriental y Peninsular

Es importante resaltar los más de 1,000 MW de intercambio entre Oriental y Peninsular. En el caso de Yucatán, el constante crecimiento económico que ha experimentado en los últimos tiempos, principalmente relacionado con el sector manufacturero y de servicios, hace que su necesidad de electricidad aumente. A pesar de esta necesidad, se considera que la entidad está en equilibrio, sin embargo, con parte de la capacidad instalada que posee debe proveer al estado de Quintana Roo en su demanda energética.

Finalmente, como se mencionó anteriormente, el estado de Campeche tiene un superávit debido a su baja población, y a que se contabiliza la generación en plataformas de Pemex, aunque estas no están conectadas al sistema eléctrico [4].

2.4.2 La Red Nacional de Transmisión.

En lo que concierne a la transmisión de energía en nuestro país, el SEN está conformado por una Red Nacional de Transmisión. Para que la administración de esta red sea más eficiente, se dividió en 53 regiones de transmisión. Como se mencionó en un principio, hay cuatro redes que conforman el SEN, por lo que no todas estas áreas se encuentran conectadas entre sí. La distribución geográfica de las zonas se muestra en la figura 2.4.

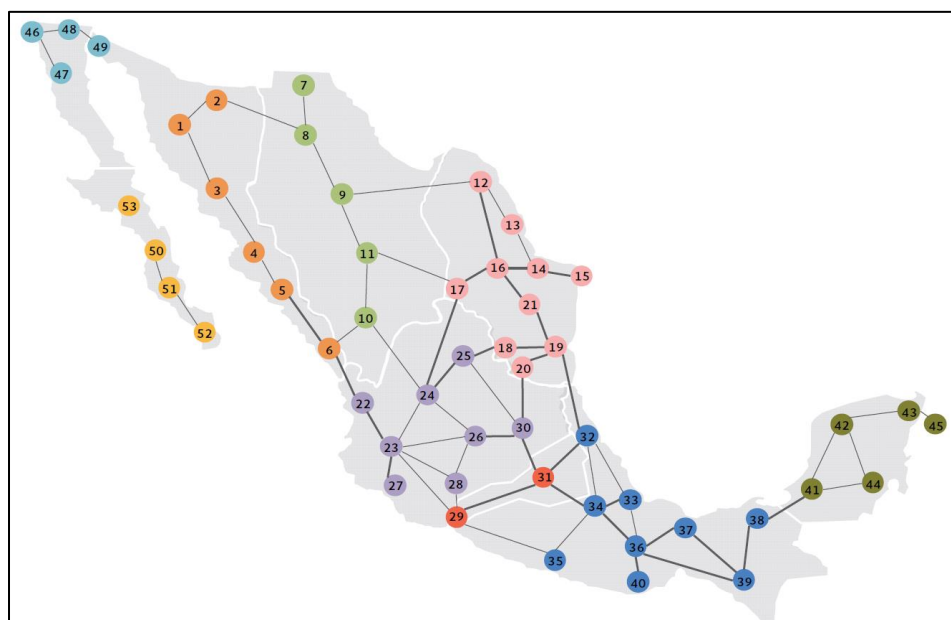


Figura 2.4 Regiones de transmisión de las RNT

Como puede observarse, las regiones 1-45 se encuentran conectadas, ya que son las que conforman el SEN. Para el caso de las regiones 46-49, éstas corresponden al sistema de Baja

California. Mientras que, en el caso de Baja California Sur, está compuesto por las regiones 50-52. Finalmente, la región 53 corresponde al sistema de Mulegé [4].

De igual forma, con base en la misma figura, la GRC Peninsular, que monitorea el sistema eléctrico de los estados de Campeche, Quintana Roo y Yucatán, está compuesto por las siguientes regiones de transmisión:

41. Lerma,
42. Mérida,
43. Cancún,
44. Chetumal, y
45. Cozumel

La capacidad de transmisión de esta región en 2017 fue de 3,329 MW, con una longitud de 3,557 km para los niveles de 230 y 400 kV [4].

Es importante mencionar que, desde la GCR Peninsular se exporta energía a Belice, vendiendo la CFE electricidad al país centroamericano. Esto se logra mediante un enlace de 115 kV que el SIN tiene con dicha nación. Éste une la subestación Xul Ha en Chetumal, Quintana Roo con la de West en Corozal, Belice. De acuerdo con el PRODESEN, esa línea tiene una capacidad de exportación promedio de 100 MW en el año 2017 [4].

Lo relacionado con las líneas de transmisión, la infraestructura principal que compone el sistema Peninsular se describe a continuación y se muestra gráficamente en la figura 2.5.

En el nivel de 400 kV.

- Enlace doble circuito
 - Línea que une las subestaciones Riviera Maya, Kantinah, Dzitnup, Ticul Potencia y Escárcega Potencia con Tabasco Potencia en la GCR Oriental

En el nivel de 230 kV

- Enlaces doble circuito:

- Anillo que alimenta a la ciudad de Mérida (subestaciones Norte, Cauce Potencia, Mérida Potencia, Kanasín Potencia)
- Nizuc-Riviera Maya-Playa del Carmen
- Escárcega Potencia-Macuspana II o Los Ríos (GCR Oriental)
- Enlaces de un circuito:
 - Escárcega Potencia-Xul Ha
 - Escárcega Potencia-Lerma-Ticul Potencia- Kanasín Potencia
 - Ticul Potencia-Xul Ha
 - Escárcega Potencia-Sabancuy
 - Kanasín Potencia-Valladolid Potencia-Balam
 - Valladolid Potencia-Nizuc
 - Nizuc-Balam

En el nivel de 115 kV

- Enlaces de un circuito
 - Anillo primario en la ciudad de Mérida (subestaciones Cauce Potencia, Poniente, Norte, Cholul, Nachi Cocom, Mérida Oriente, Kanasín Potencia, Sur, Mérida II)
 - Anillo secundario en la ciudad de Mérida (Cauce Potencia, Poniente, Chuburná, Norte, Itzinná, Chichí Suárez, Nachi Cocom, Kanasín Potencia, Sur, Metropolitana, Mérida II, Alom)
 - Mérida II-Itzaes-Centro-Nachi Cocom
 - Nachi Cocom-Sur
 - Hunucmá-Poniente
 - Concordia-Laguna de Términos-Ciudad del Carmen
 - Escárcega Potencia-Xpujil-Xul Ha
 - Sabancuy-Chicbul-Escárcega Potencia
 - Sabancuy-Champotón-Sihochac-Lerma
 - Lerma-Samulá-Kalá
 - Lerma-Samulá II-Kalá
 - Kalá-Ah Kim Pech -Kalkiní II-Maxcanú- Sur
 - Lerma-Hecelchakán-Ticul Potencia

- Lerma-Kalá
- Lerma-Hunxectamán-Mérida II
- Xul Ha-Insurgentes
- Xul Ha-Chetumal Norte
- Xul Ha-Lázaro Cárdenas-Polyuc-Kambul-Tekax II-Ticul Potencia
- Tekax II-Tixmehuac
- Ticul Potencia-LEE-Kanasín Potencia
- Norte-San Ignacio-Puerto Progreso
- Chichí Suárez-Kopté-Temax II-Santo Domingo-Sucilá-Tizimín-Popolnáh-Canek-Puerto Juárez
- Chichí Suárez-Kopté-Dzitás-Valladolid Potencia
- Valladolid Potencia-San Pedro
- Valladolid Potencia-Chemax-Nizuc-Bonfil-Cancún
- Valladolid Potencia-Tulum-Akumal II-Aktun Chen-Playa del Carmen-Mayakobá-Iberostar-Riviera Maya-Moon Palace-Nizuc
- Aktun Chen-Playa del Carmen-Zac Nicté-Xcalacoco-Riviera Maya-Puerto Morelos-Nizuc
- Cancún-Kukulcán-Puerto Juárez [8].

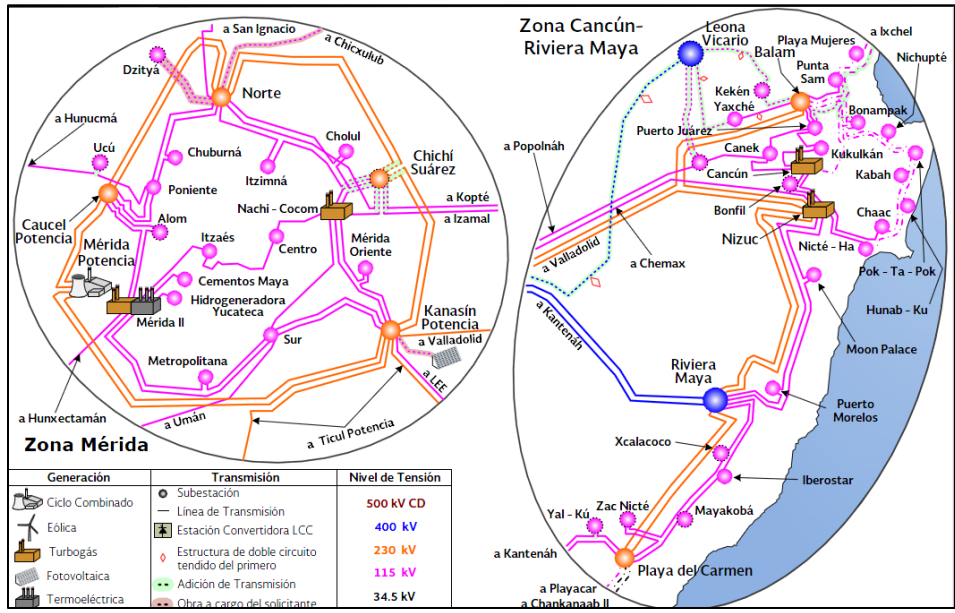
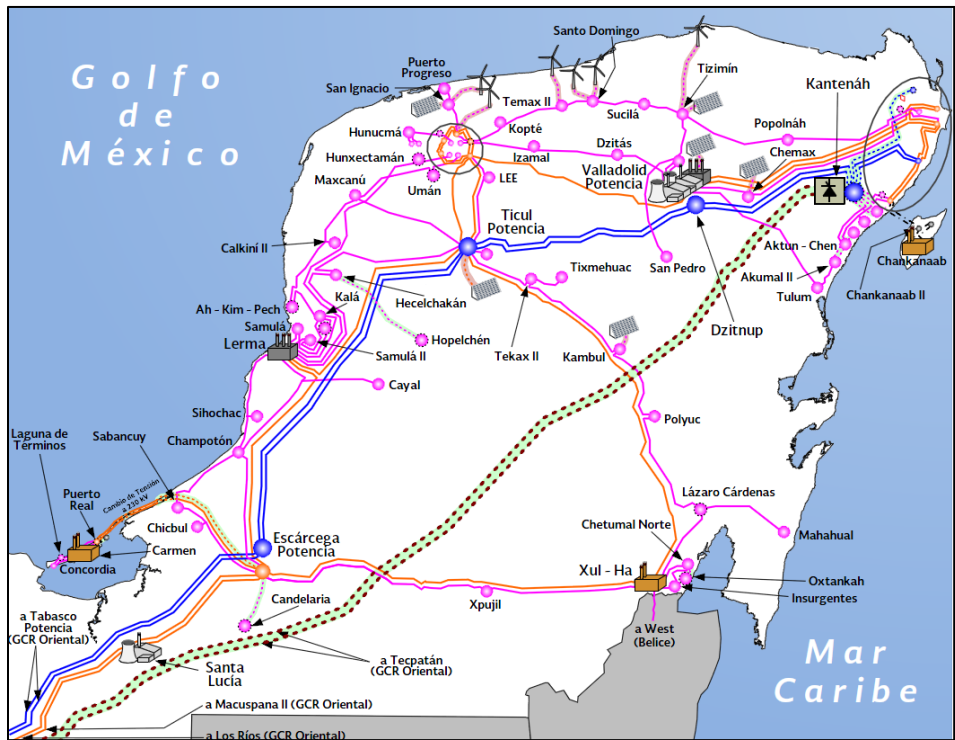


Figura 2.5 Gerencia de Control Regional Peninsular

2.4.3 Las Redes Generales de Distribución.

Las Redes Generales de Distribución se utilizan para transportar energía eléctrica al público en general. Estas se integran por las redes en media tensión, cuyo suministro está en niveles mayores a 1 kV o menores e iguales a 35 kV, también incluye las redes de baja tensión cuyo suministro se da en niveles iguales o menores a 1 kV y la cual se encuentra dividida en 16 unidades de negocio como se ve en la figura 2.6 [7].



Figura 2.6 Unidades de negocio de distribución

En el caso de la región peninsular, ésta pertenece a la unidad de negocio de distribución número 13, la cual, de acuerdo con datos de la CFE, en 2017 contaba con la infraestructura descrita a continuación.

- Capacidad instalada en subestaciones de distribución: 3,733 MVA en 178 transformadores
- Longitud de líneas de media tensión: 20,895 km en 595 circuitos
- Longitud de líneas en baja tensión: 1,406 km
- Capacidad instalada en redes de distribución: 2,304 MVA en 62,484 transformadores
- Número de usuarios aproximado: 1,825,000
- Ventas: 9,882 GWh en 2017 [9].

Capítulo 3. Problemática de la Red Eléctrica Peninsular.

3.1 Demanda.

De acuerdo con la Secretaria de Energía de México, se puede definir a la demanda eléctrica de forma simple como el “requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia...” [10], esto quiere decir que, cuando se desea que un equipo realice algún trabajo, este necesita cierta potencia eléctrica para alimentar su carga.

La demanda eléctrica varía con el tiempo, por lo que satisfacerla con calidad (estabilidad de voltaje y frecuencia) se vuelve un reto mayúsculo. Conociendo la cantidad de energía aproximada que va a ser consumida, se regula la cantidad de esta que las centrales generarán. Si se produce en exceso, la infraestructura de transmisión puede no ser suficiente, e incluso llegar a dañar ciertos equipos de los usuarios o llegar a perjudicar los equipos de generación, debido a que los generadores tienden a acelerarse ya que el par del motor primario es mayor que el par electromecánico requerido por la carga, dando como resultado un incremento en la velocidad angular, provocando problemas de inestabilidad de voltaje y frecuencia. Mientras que si la cantidad es menor los voltajes bajos provocan que los equipos no sean capaces de operar .

Otra definición considerada importante es la de Pronóstico de Demanda, la cual, de acuerdo con el Manual de Pronósticos del CENACE, es “la estimación de la demanda en cada zona de carga calculada por el CENACE antes de que se conozca la demanda real; dependiendo del proceso en el que se usa, puede ser horario para los siguientes Días de Operación; o bien, por Intervalos de Despacho para las dos horas y media siguientes” [11].

En México, como en la mayoría de los países del mundo, el suministro eléctrico debe ser planeado con anticipación. Los centros de control buscan predecir el comportamiento que los consumidores tendrán en un día, todo esto con base en datos de comportamientos pasados. Principalmente con datos del mismo día del año anterior, y a partir de ahí adaptarlos mediante distintas metodologías, considerando predicciones climáticas, de crecimiento demográfico, económico, entre otros, de cada una de las regiones [12].

De acuerdo con el PRODESEN la demanda máxima de la región peninsular fue de 1955 MW en el año 2017, con un máximo coincidente con la mayor demanda a nivel nacional en el mismo periodo de 1724 MW [5]. Mientras que de acuerdo a la CFE, en 2018 se tuvo un pronóstico de demanda máxima para la GCR Peninsular de 2,391 MW, mientras que para el año 2019 se esperaban 2,489 MW [9].

Como puede observarse en la figura 3.1 correspondiente al 20 de marzo de 2019, la demanda de la GCR Peninsular no está ni cerca de ser satisfecha con la potencia que es generada en la misma gerencia. En general, el déficit entre generación y demanda en la zona ronda los 1,000 y 1,100 MW. Esto provoca que en muchos sentidos, la operación técnica y económica de dicha zona de control sea ineficiente, ya que por sí sola no es capaz de satisfacer el requerimiento de potencia que los usuarios tienen.

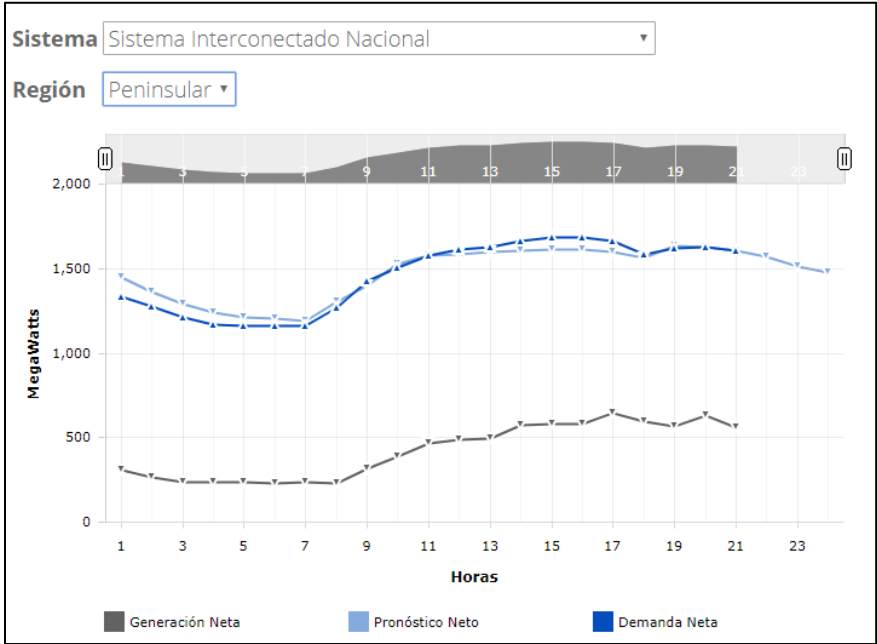


Figura 3.1 Gráficas de pronóstico, generación y demanda de la GCR Peninsular (20/03/2019 21:00 hrs)

Si se añade el hecho de que solo existe un enlace para transmitir energía desde la GCR Oriental, hace que el sistema sea muy sensible ante cualquier fenómeno externo. De acuerdo con el CENACE, el enlace que une las GCR Oriental y Peninsular operó por encima de su

límite de transmisión de 1,095 MW durante 476 horas en el año 2017, lo cual puede verse gráficamente en la figura 3.2 [4].

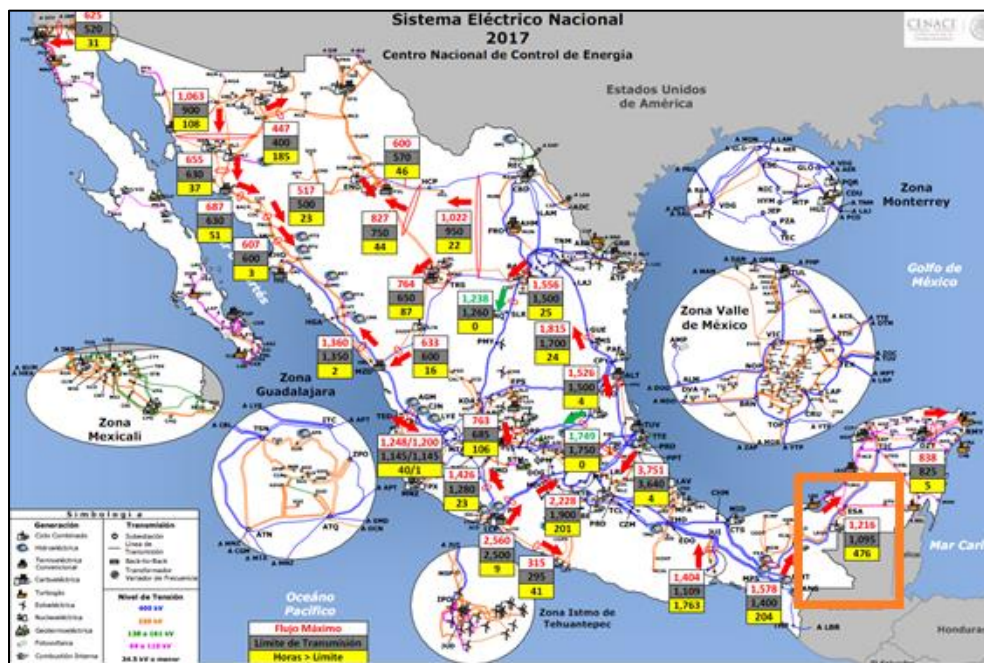


Figura 3.2 Flujo por los enlaces de transmisión del SEN en 2017

3.2 Antecedentes técnicos.

3.2.1 Interrupciones.

Como fue mencionado anteriormente, el principal enlace de transmisión de la Península con el resto del SIN suele operar saturado, por lo que llevar más energía de la que las líneas pueden tolerar puede ser muy delicado. Esto puede provocar interrupciones en el servicio eléctrico que afectan a los usuarios que estén desarrollando alguna actividad. En el año 2017 ocurrió un apagón que afectó a los usuarios de GCR Peninsular, documentado por el CENACE y descrito a continuación:

El 23 de mayo de 2017 a las 11:00 hs se tenía una demanda de 1785 MW en la Península y una transferencia de energía de Tabasco hacia Escárcega, de 1160 MW (límite de 1200 MW).

A la hora citada, se presentó una falla monofásica en una de las líneas de 400 kV; [...] perdiéndose el suministro por las dos líneas de 400 kV. En estas circunstancias

hubo operación de otros esquemas y disparo de elementos que desconectaron 1635 MW de carga de la Península. Solo quedó energizada por 230 kV, la carga de Ciudad del Carmen y de Chetumal.

La Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución quedaron restablecidas a las 14:07 hs. La carga afectada quedó totalmente recuperada a las 18:51 hs del mismo día [...] [4].

Además, en fechas recientes en 2019, el 8 de marzo y 5 de abril, se presentaron eventos parecidos al anteriormente descrito. El primero provocó fallas en el suministro de Yucatán y Quintana Roo, mientras que el segundo dejó sin servicio a los tres estados. Ambos fueron provocados por quema de caña de azúcar cerca del enlace de transmisión de 400 kV, lo cual ocasionó la pérdida momentánea de este y los apagones en las entidades federativas de la Península [13, 14].

3.2.2 Confiabilidad.

Relacionado con lo anterior, existen distintos índices que permiten ver la calidad con la que se da el servicio eléctrico. Estos son conocidos como índices de interrupción continua y son explicados con más detalle en el Anexo A. La CFE muestra tres de estos índices en su Programa de Ampliación y Modernización de las RGD 2018-2032 [7]. Con base en dicho documento, para el año 2017, en la GCR Peninsular se tuvieron los siguientes índices mostrados en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Índices de confiabilidad de la RGD en la Península de Yucatán.

Unidad de negocio	SAIDI [min]	SAIFI [int]	CAIDI [min]
Peninsular	18.38	0.53	35.03

3.3 Crecimiento del Sistema Eléctrico Peninsular.

3.3.1 Proyectos de Generación.

Con información procedente de la Comisión Reguladora de Energía, ente regulador de las actividades energéticas del país tanto eléctricas como de hidrocarburos, se documentaron los permisos de generación otorgados por los diferentes mecanismos, para los tres estados, con fecha de actualización al mes de agosto de 2018. Divididos entre las tres entidades

federativas, se muestran los permisos que se encuentran en cada una de ellas. La mayoría de estos permisos ya se encuentran en operación, mientras que existen otros que están por iniciar su construcción.

Para el caso del estado de Campeche es importante recalcar que muchos de los permisos otorgados por el ente regulador, corresponden a las plataformas de perforación de Pemex, que utilizan sus instalaciones para autoabastecerse y que legalmente están en su jurisdicción, pero no están conectadas al SIN, por lo cual se descarta su análisis y no se muestran en la tabla. Asimismo, es importante mencionar que en el caso de los permisos otorgados para el estado de Quintana Roo corresponden a instalaciones de autoconsumo de hoteles de la región Riviera Maya-Cancún. Algunas de estas instalaciones se encuentran aisladas, por lo que su análisis tampoco se considera necesario. También se muestra la localización geográfica en el software Google Earth Pro de los permisos de generación en la figura 3.3.

Los permisos otorgados por la CRE para las circunscripciones geográficas de la península se muestran en las tablas 3.2, 3.3 y 3.4. Los proyectos futuros pueden identificarse en la columna “Estado”, donde indica si están en construcción o por iniciar la misma.

Tabla 3.3 Permisos de generación del estado de Campeche.

Razón social del permisionario	Número de permiso	Estado	Tipo de tecnología	Capacidad autorizada MW	Energía autorizada GWh/año	Coordenadas
Pemex-Exploración y Producción	E/107/AUT/98	Operando	Turbina de gas	8.10	21.35	18°38'29.8"N 92°09'52.2" W
Compañía de Nitrógeno de Cantarell	E/148/COG/99	Operando	Turbina de gas	306.00	1,971.00	18°36'38.0"N 92°15'50.6" W
Energía Campeche	E/164/PIE/2000	Operando	Ciclo combinado	275.00	2,102.97	17°56'21.8"N 91°43'59.8" W
CFE - Generación VI	E/1661/GEN/2015	Operando	Turbina de gas	47.00	48.36	18°39'25.0"N 91°47'43.7" W
CFE - Generación VI	E/1671/GEN/2015	Operando	Turbina de vapor	112.50	485.25	19°47'28.3"N 90°36'48.4" W
Impulsora Azucarera del Trópico	E/1781/GEN/2016	Operando	Turbina de vapor	13.50	43.16	19°28'58.0"N 90°40'33.1" W
Eólica Del Golfo 2	E/1996/GEN/2017	Construcc.	Eólica	113.40	461.96	19°22'31.3"N 90°40'42.1" W
Desarrollo Pich	E/2022/GEN/2018	Construcc.	Eólica	400.50	876.10	19°28'44.0"N 90°08'25.1" W

Tabla 3.2 Permisos de generación del estado de Quintana Roo.

Razón social del permisionario	Número de permiso	Estado	Tipo de tecnología	Capacidad autorizada MW	Energía autorizada GWh/año	Coordenadas
Ingenio San Rafael de Pucté	E/176/AUT/2000	Operando	Turbina de vapor	49.00	157.08	18°16'36.0"N 88°41'02.0" W
Promotores Inmobiliarios El Caracol	E/300/AUT/2004	Operando	Combustión interna	0.65	0.45	21°04'29.8"N 86°46'32.8" W
Grupo Posadas	E/518/AUT/2006	Operando	Combustión interna	0.77	0.54	21°08'17.5"N 86°45'04.5" W
Grupo Posadas	E/526/AUT/2006	Operando	Combustión interna	0.81	0.63	21°06'35.9"N 86°45'44.4" W
Bepensa Bebidas	E/787/AUT/2008	Operando	Combustión interna	2.00	1.26	21°07'10.0"N 86°56'27.2" W
Hotel Gran Caribe Real	E/813/AUT/2009	Operando	Combustión interna	1.35	0.89	21°07'13.5"N 86°45'19.3" W
Inmobiliaria y Proyectos TRPlaya	E/819/AUT/2009	Operando	Turbina de gas	1.00	8.50	20°37'47.3"N 87°04'06.0" W
Gran Desing & Factory	E/835/AUT/2009	Operando	Combustión interna	2.00	1.22	21°08'38.8"N 86°47'01.9" W
Rivera Mayan	E/865/AUT/2010	Operando	Combustión interna	4.00	2.86	20°53'14.7"N 86°51'45.9" W
Jacktar	E/908/AUT/2011	Operando	Combustión interna	2.70	1.40	20°53'14.7"N 86°51'45.9" W
Inversiones Palma	E/1052/AUT/2013	Operando	Combustión interna	3.00	1.60	20°52'30.9"N 86°51'58.7" W
Inversiones Mallorca	E/1053/AUT/2013	Operando	Combustión interna	2.93	3.40	21°14'35.0"N 86°48'20.1" W
CFE - Generación VI	E/1572/GEN/2015	Operando	Eólica	1.50	2.18	20°58'33.8"N 86°51'42.0" W
CFE - Generación VI	E/1641/GEN/2015	Operando	Turbina de gas	12.50	0.50	18°32'39.0"N 88°27'57.0" W
CFE - Generación VI	E/1649/GEN/2015	Operando	Turbina de gas	19.00	66.58	18°32'42.0"N 88°28'00.6" W
CFE - Generación VI	E/1655/GEN/2015	Operando	Turbina de gas	39.70	7.92	18°32'42.0"N 88°28'00.6" W
CFE - Generación VI	E/1656/GEN/2015	Operando	Turbina de gas	88.00	19.60	21°04'07.6"N 86°50'52.1" W
CFE - Generación VI	E/1660/GEN/2015	Operando	Turbina de gas	53.00	464.28	20°28'28.5"N 86°57'31.8" W
CFE - Generación VI	E/1663/GEN/2015	Operando	Turbina de gas	102.00	39.90	21°08'06.7"N 86°49'57.2" W
CFE - Generación VI	E/1698/GEN/2015	Operando	Combustión interna	3.20	7.57	21°31'13.4"N 87°22'34.7" W
Eje Verde Fotovoltaico Sustentable	E/1771/GEN/2016	Construcc.	Fotovoltaica	30.00	55.65	19°36'43.1"N 88°34'18.1" W
Riviera Maya Fotovoltaica	E/1772/GEN/2016	Suspendido	Fotovoltaica	30.00	55.65	18°57'25.2"N 88°11'46.6" W

Tabla 3.4 Permisos de generación del estado de Yucatán.

Razón social del permisionario	Número de permiso	Estado	Tipo de tecnología	Capacidad autorizada MW	Energía autorizada GWh/año	Coordenadas
AES Mérida III	E/57/PIE/97	Operando	Ciclo combinado	531.50	3,400.00	20°56'03.3"N 89°41'53.1"W
Compañía de Generación Valladolid	E/289/PIE/2004	Operando	Ciclo combinado	563.40	3,849.36	20°41'34.8"N 88°16'02.3"W
Teléfonos de México	E/393/AUT/2005	Operando	Combustión interna	1.25	0.86	20°58'08.5"N 89°37'30.2"W
Teléfonos de México	E/434/AUT/2005	Operando	Combustión interna	0.60	0.43	21°00'30.8"N 89°36'44.3"W
Inmobiliaria del Sudeste	E/516/AUT/2006	Operando	Combustión interna	1.51	1.07	20°59'11.2"N 89°37'08.8"W
Embotelladoras Bepensa. S. A. de C.	E/786/AUT/2008	Operando	Combustión interna	2.00	1.26	20°58'46.6"N 89°33'55.8"W
Mega Empack	E/788/AUT/2008	Operando	Combustión interna	2.00	1.26	20°58'19.1"N 89°35'28.7"W
Compañía Agroeléctrica de Yucatán	E/957/PP/2012	Operando	Turbina de vapor	0.55	4.33	20°37'22.5"N 88°23'53.9"W
Energía Solar San Ignacio	E/1135/GEN/2014	Operando	Fotovoltaica	18.00	35.70	21°13'32.1"N 89°39'05.6"W
Eólico Maya I	E/1154/GEN/2014	Construcc.	Eólica	30.00	120.36	21°08'46.9"N 89°07'55.1"W
Eólica del Golfo 1	E/1158/AUT/2014	Operando	Eólica	70.00	270.00	21°22'14.2"N 88°56'44.2"W
Mi Granja Solar Telchac	E/1179/AUT/2014	Construcc.	Fotovoltaica	9.8553	18.90	20°24'58.9"N 89°34'05.1"W
Enerkin	E/1181/COG/2014	Operando	Combustión interna	13.13	101.60	20°56'02.7"N 89°40'55.2"W
Eólico Maya II	E/1183/GEN/2014	Construcc.	Eólica	30.00	120.36	21°08'46.9"N 89°07'55.1"W
Nutricarsa	E/1221/AUT/2014	Operando	Combustión interna	1.06	6.75	20°52'54.8"N 89°44'48.6"W
Basol San Francisco	E/1257/PP/2014	Por iniciar	Fotovoltaica	16.00	34.48	21°10'14.6"N 88°19'28.1"W
Basol San Pedro	E/1258/PP/2014	Por iniciar	Fotovoltaica	16.00	34.48	20°42'57.1"N 87°52'03.4"W
Fuerza y Energía Limpia de Yucatán	E/1265/AUT/2015	Por iniciar	Eólica	70.00	320.15	21°16'01.8"N 89°11'13.2"W
Energía Renovable de La Península	E/1467/GEN/2015	Construcc.	Eólica	92.40	315.67	21°15'13.6"N 89°36'58.5"W
Fuerza y Energía Limpia de México	E/1477/PP/2015	Por iniciar	Eólica	30.00	116.12	21°13'09.7"N 88°55'51.1"W
Empaques Nova	E/1513/COG/2015	Por iniciar	Turbina de gas	7.96	67.29	20°54'54.2"N 89°42'37.9"W
K'IIN	E/1520/AUT/2015	Construcc.	Fotovoltaica	30.00	57.82	20°54'01.2"N 89°29'10.5"W

CFE - Generación VI	E/1657/GEN/2015	Operando	Turbina de gas	30.00	6.60	20°58'56.1"N 89°35'34.1"W
CFE - Generación VI	E/1658/GEN/2015	Operando	Turbina de gas	30.00	5.10	20°55'38.7"N 89°41'13.0"W
CFE - Generación VI	E/1700/GEN/2015	Operando	Ciclo combinado	295.00	1,602.43	20°41'54.6"N 88°16'02.5"W
CFE - Generación VI	E/1723/GEN/2015	Operando	Turbina de vapor	168.00	301.30	20°55'38.7"N 89°41'13.0"W
Solarvento Energía	E/1737/GEN/2016	Por iniciar	Fotovoltaica	5.00	9.01	20°40'43.7"N 88°28'11.5"W
Photoemris Sustentable	E/1783/GEN/2016	Por iniciar	Fotovoltaica	30.00	55.65	19°53'56.6"N 88°49'49.4"W
Fuerza y Energía Limpia de Tizimín	E/1787/GEN/2016	Construcc.	Eólica	84.00	321.10	21°26'33.7"N 87°59'39.7"W
Eólica del Mayab	E/1819/GEN/2016	Por iniciar	Eólica	70.00	245.00	21°16'51.1"N 89°26'17.2"W
Fuerza y Energía Limpia de Yucatán	E/1836/GEN/2016	Por iniciar	Eólica	75.60	300.50	21°16'01.8"N 89°11'13.2"W
Fuerza y Energía Limpia de México	E/1837/GEN/2016	Por iniciar	Eólica	75.60	287.80	21°17'31.6"N 88°50'35.9"W
Fuerza y Energía Limpia de México	E/1838/GEN/2016	Por iniciar	Eólica	75.60	287.80	21°16'45.5"N 88°48'15.8"W
Lightening PV Park	E/1843/GEN/2016	Por iniciar	Fotovoltaica	70.00	176.48	20°39'39.0"N 88°16'06.6"W
Fuerza y Energía Limpia de Kukulcán	E/1851/GEN/2016	Por iniciar	Eólica	75.60	300.50	21°16'01.8"N 89°11'13.2"W
Vega Solar 1	E/1895/GEN/2017	Terminado	Fotovoltaica	200.00	493.30	20°28'54.8"N 89°40'10.9"W
Vega Solar 2	E/1896/GEN/2017	Terminado	Fotovoltaica	100.00	246.83	20°28'54.8"N 89°40'10.9"W
Iberia Renovables Tunkas	E/1937/GEN/2017	Por iniciar	Eólica	70.00	255.75	20°53'27.6"N 88°48'20.8"W
Eólica del Golfo 4	E/1973/GEN/2017	Por iniciar	Eólica	88.00	403.85	21°16'42.9"N 89°24'53.5"W
AES Mérida III	E/219/EXP/2002	Operando	Ciclo combinado	15.00	39.40	20°56'03.4"N 89°41'53.6"W
Vega Solar 1	E/2052/GEN/2018	Por iniciar	Fotovoltaico	200.00	493.30	20°28'54.8"N 89°40'10.9"W
Vega Solar 2	E/2053/GEN/2018	Por iniciar	Fotovoltaico	100.00	246.83	20°28'54.8"N 89°40'10.9"W
Discovery Management	E/2057/GEN/2018	Por iniciar	Eólica	30.00	113.20	21°11'24.1"N 88°40'26.0"W
Discovery Management	E/2058/GEN/2018	Por iniciar	Eólica	30.00	117.69	21°11'24.1"N 88°40'26.0"W

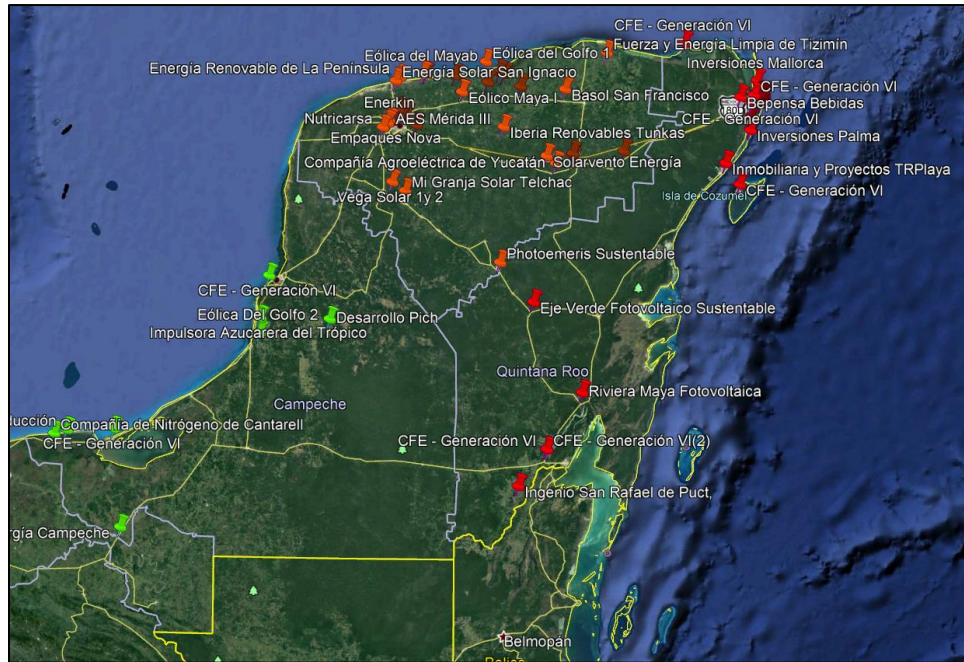


Figura 3.3 Ubicación Geográfica de los Proyectos de Generación de la Península de Yucatán

La mayoría de las tecnologías utilizadas para la generación en esta región son termoeléctricas, tanto convencionales como de ciclo combinado, principalmente en el estado de Yucatán. Estas usan como principal combustible gas natural, pero, debido a la falta de infraestructura de transporte para el insumo (solo existe un gasoducto, que va de Ciudad Pemex a Valladolid, figura 3.4); no alcanza el volumen necesario para la producción de electricidad. Dicho gasoducto tampoco satisface la necesidad del otro gran centro de carga de la Península, Cancún. Este hecho provoca que el hidrocarburo tenga que llegar por otros medios, que no siempre son los más eficientes.

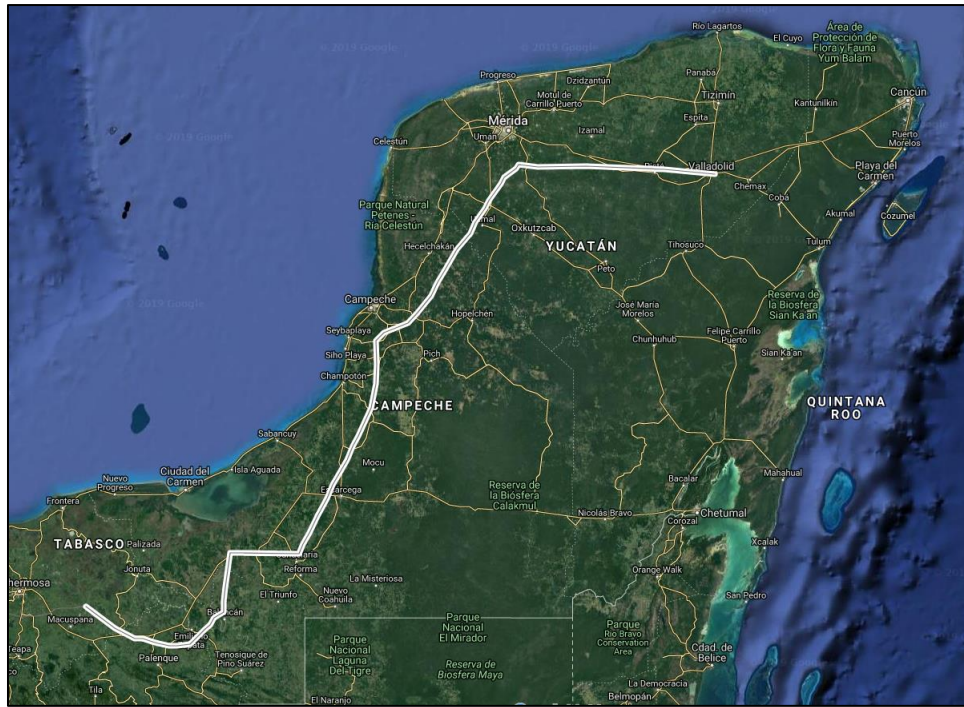


Figura 3.4 Gasoducto Ciudad Pemex-Valladolid, único que sirve a la Península de Yucatán.

Además, lo anterior provoca que las centrales utilicen diésel como combustible, a pesar de ser este más caro y menos eficiente, produciendo también más gases de efecto invernadero. Lo anterior provoca que los costos del servicio eléctrico en esa región sean mayores que en otras áreas del país y que pueda derivar en problemas para la salud de las personas cercanas a las centrales de generación, principalmente del tipo respiratorio al inhalar gases tóxicos producto de la combustión, como actualmente se ve en muchas ciudades de China o India.

3.3.2 Refuerzos a la Transmisión.

Lo relacionado a futuros proyectos de transmisión se obtiene del documento que provee los diagramas unifilares del SEN. De dicho documento se pueden identificar las inversiones planeadas para la ampliación de la RNT en la GCR Peninsular.

- Construcción de la subestación Gobernadores, entronque Samulá-Kalá, Banco 1 y compensación
- Construcción de la subestación Puerto Real, bancos 1 y 2
- Construcción de la subestación Isla de Tris, entronque Sabancuy-Carmen, banco 1 y compensación

- Construcción de la subestación Ucú, entronque Poniente-Hunucmá, banco 1 y compensación
- Construcción de la subestación Yal Ku, entronque Aktun Chen-Playa del Carmen, banco 1 SF6 y compensación
- Construcción de la subestación Kohunlich, entronque Popolnah-Canek, banco 1 y compensación
- Construcción de la subestación Chichi Suárez, entronques Nachi Cocom con Cholul, Izamal, Norte; Norte con Kanasín Potencia y Kopté, banco 1
- Construcción de la subestación Kantenah, doble entronque Dzitnup-Riviera Maya, banco 1, estación convertidora VSC y condensador síncrono
- Construcción de la subestación Kekén, banco 1 y compensación
- Construcción de la subestación Leona Vicario, banco 1
- Construcción de la subestación Dzitya
- Construcción de la subestación Hunxectamán
- Construcción de la subestación Ixchel
- Construcción de la subestación Oxtankah
- Modernización de la subestación Nizuc
- Línea de transmisión de 400 kV de Kantenah a Leona Vicario
- Línea de transmisión de 230 kV de Escárcega Potencia a Puerto Real
- Línea de transmisión doble circuito 115 kV de Akumal II a Aktun Chen
- Línea de transmisión de 115 kV de Ciudad del Carmen a Puerto Real
- Línea de transmisión de 115 kV de Ciudad del Carmen a Isla de Tris
- Línea de transmisión de 115 kV de Kantenah a Playacar
- Línea de transmisión de 115 kV de Kekén a Leona Vicario
- Línea de transmisión de 115 kV de Yaxché a Leona Vicario
- Línea de transmisión de 115 kV de Punta Sam a Puerto Juárez
- Línea de transmisión de 115 kV de Kekén a Balam
- Línea de transmisión de 115 kV de Aktun Chen a Aventura Palace
- Línea de transmisión de 115 kV de Hunxectamán a Hopelchén
- Línea de transmisión HVDC de 500 kV entre Kantenah y Tecpatán (GCR Oriental)
- Línea de Transmisión Corriente Alterna Submarina Playacar-Chankanaab

- Compensación capacitiva Isla Cozumel
- Compensación capacitiva Chankanaab 1 y 2
- Compensador estático en Xul Ha
- Compensador estático en Escárcega Potencia
- Banco 2 para la subestación Laguna de Términos y compensación capacitiva
- Banco 2 para la subestación Ah Kim Pech y compensación capacitiva
- Banco 2 para la subestación Mayakobá y compensación capacitiva
- Banco 2 para la subestación Bonfil y compensación capacitiva
- Banco 2 para la subestación Xcalacoco y compensación capacitiva [4, 8].

Capítulo 4. Tecnologías de almacenamiento eléctrico y centrales hidroeléctricas de bombeo.

4.1 Introducción.

Los nuevos proyectos de generación de la Península de Yucatán han provocado una cantidad importante de inversiones en el campo de las energías renovables en dicha zona. Muchos de los permisos otorgados a particulares para centrales eléctricas están enfocados en instalaciones cuyas tecnologías principales son turbinas eólicas o paneles fotovoltaicos. La llegada de esas nuevas tecnologías de generación ha provocado que la forma en que se conectan a la red cambie. La intermitencia que este tipo de centrales presentan (debido a la dependencia del recurso primario ya sea sol, viento, etc.), complica el aprovechamiento de la electricidad generada.

La dependencia de estos recursos provoca que en la mayoría de las ocasiones se vuelva necesario almacenar la electricidad producida, dado que esta se genera principalmente en horarios de bajo consumo, y de esta manera aprovecharla en horas punta donde la demanda crece de forma considerable. Sin embargo, almacenar energía eléctrica en grandes cantidades se vuelve un reto de gran envergadura, ya que, a ese volumen se vuelve muy difícil llevar a cabo una acumulación exitosa y, principalmente, que sea rentable económicamente. Para poder solventar ese reto existen distintos métodos, cada uno basado en distintas tecnologías y con diferentes ventajas y desventajas desde los puntos de vista técnicos y económicos.

4.2 Tecnologías de almacenamiento.

Como se mencionó anteriormente, existen distintos enfoques para lograr el almacenamiento eléctrico. De acuerdo a la International Electrotechnical Commission (IEC) [15], los métodos de almacenamiento de electricidad se pueden clasificar con base en el tipo de energía principal que utilizan para la acumulación. Se puede clasificar básicamente en cinco grandes tipos: mecánico, electroquímico, químico, eléctrico o térmico. Los cuales se muestran gráficamente en la figura 4.1 con algunos ejemplos de cada uno de ellos. Además, se da una breve descripción de los principales métodos de almacenaje.

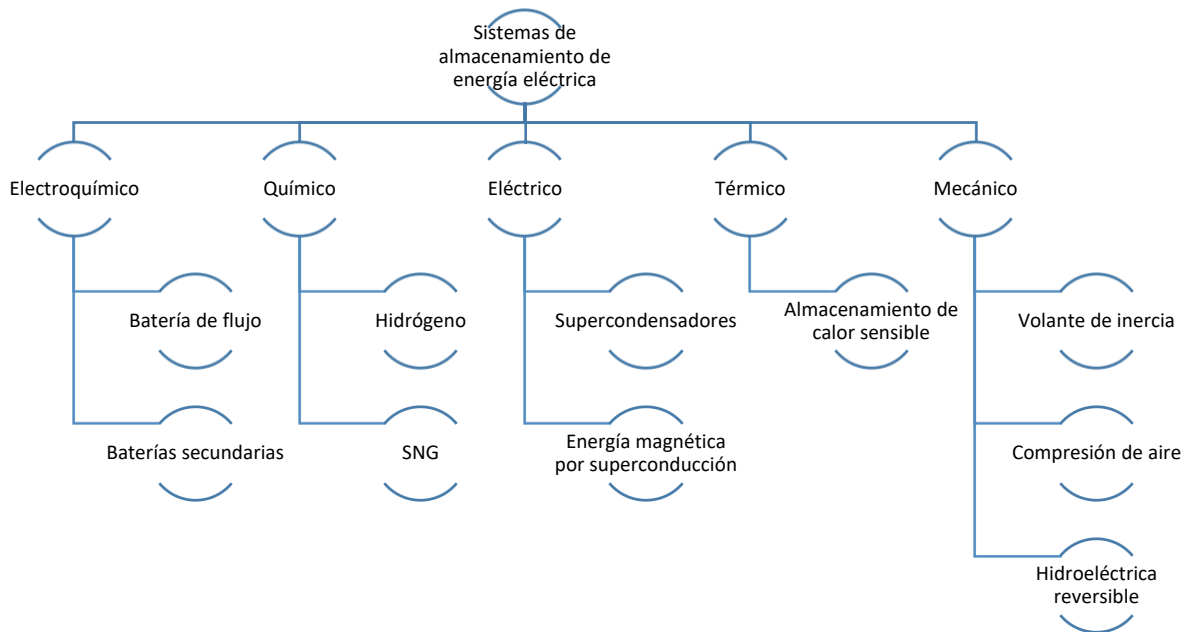


Figura 4.1 Clasificación de los métodos de almacenamiento de energía eléctrica.

4.2.1 Sistemas electroquímicos.

- *Baterías secundarias o de estado sólido.*

Sin duda uno de los métodos de almacenamiento más convencionales. Existen distintos materiales que pueden ser utilizados para la fabricación de baterías de estado sólido. En el nivel más básico, consisten en una o más celdas de distintos materiales electroquímicos con un electrolito (sustancias que contienen iones libres), que convierten la energía química que almacenan en energía eléctrica. Cada celda tiene una terminal positiva llamada cátodo y una negativa llamada ánodo. Los electrolitos, debido a los iones libres permiten la movilidad entre terminales, lo que posibilita el flujo de corriente eléctrica [16]. Dentro de esta categoría se pueden enlistar los siguientes tipos [12]:

- Baterías ion-litio (de la cual se muestra un ejemplo en la figura 4.2),
- Baterías plomo-ácido,
- Baterías níquel-cadmio,
- Baterías metal-aire,
- Baterías sodio-sulfuro, y
- Baterías sodio-cloruro de níquel

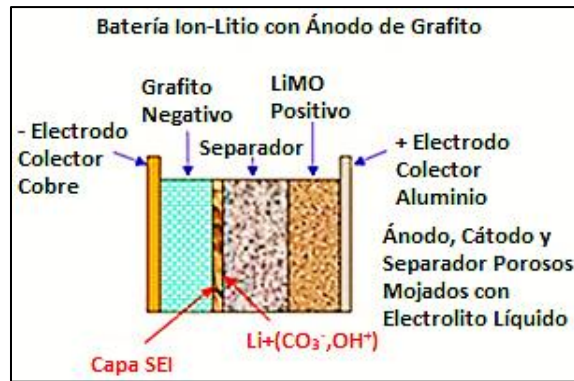


Figura 4.2 Batería Ion-Litio con ánodo de grafito. Todos los componentes son porosos, incluyendo el electrolito (SEI Layer). El separador es sólido, pero bañado con un electrolito líquido.

- *Baterías de flujo*

A diferencia de los otros tipos de batería recargables, las cuales tienen la capacidad de almacenar energía en la masa activa de sus electrodos, este tipo de baterías concentra su facultad de ser recargable en uno o más componentes químicos disueltos en líquidos, los cuales se encuentran separados en tanques individuales. Estos componentes son bombeados (una de sus grandes desventajas, ya que se consume energía en este proceso) a una cámara común para hacerlos interactuar a través de una membrana, lo cual transforma la energía química en energía eléctrica (o viceversa). Dentro de la clasificación de este tipo de baterías se pueden encontrar:

- Batería de flujo oxido-reductiva (ejemplo en la figura 4.3),
- Batería de flujo hierro-cromo,
- Batería de flujo zinc-bromo [15, 17].

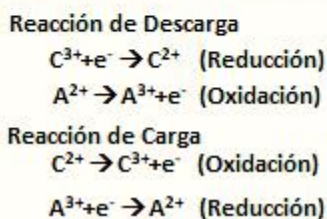
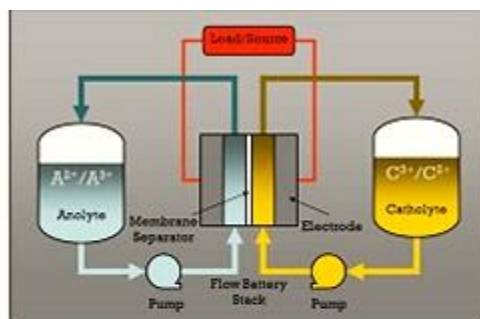


Figura 4.3 Batería de flujo oxido-reductiva. Nótese como los elementos son almacenados de forma separada en forma líquida, por lo que deben ser bombeados para poder reaccionar y producir la electricidad.

4.2.2 Sistemas químicos.

Para este caso, se trata de utilizar químicos secundarios como fuentes de almacenamiento de energía. El reporte de la IEC menciona primordialmente dos componentes (si bien pueden haber más) que tienen la capacidad de ser utilizados para almacenamiento de energía eléctrica [15]. Estos son hidrógeno (H₂) y gas natural sintético (SNG por sus siglas en inglés), el cual se obtiene a través de la síntesis de hidrocarburos como petróleo o carbón, llevándolos a una forma gaseosa.

El primer proceso consiste en aprovechar el excedente de electricidad en horas de bajo consumo para realizar un ciclo de electrolisis a agua, obteniendo hidrógeno, el cual se almacena en tanques (también puede ser utilizado como combustible de autos o en celdas químicas). Después, cuando en hora punta se requiera de electricidad, se hace reaccionar el H₂ con oxígeno obteniendo nuevamente agua, la cual se puede volver a introducirse a un proceso de electrolisis. Un ejemplo de esto se observa en la figura 4.4.

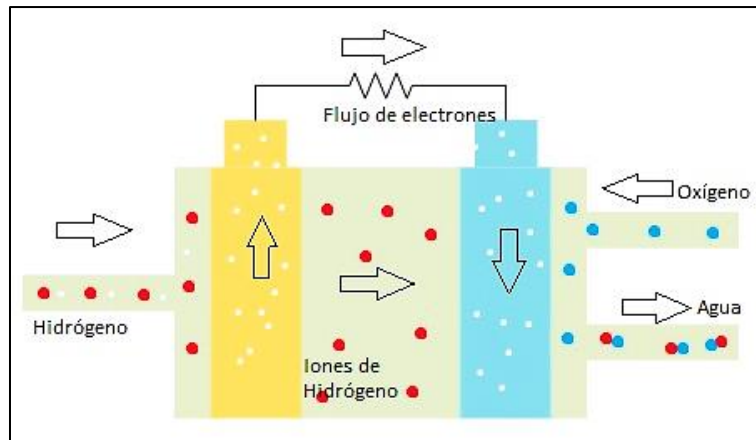


Figura 4.4 Uso del hidrógeno almacenado para producir corriente eléctrica. Véase que este reacciona con oxígeno, dando como resultante agua.

En cambio, si se opta por utilizar SNG, como fue mencionado antes, se puede utilizar algún hidrocarburo y realizar el proceso de gasificación de este. Sin embargo, se puede obtener gas sintético mediante otro proceso. Este consiste en aprovechar el hidrógeno del proceso de electrolisis, haciéndolo reaccionar con dióxido de carbono (CO₂) para producir metano (CH₄), componente principal del gas natural. El CO₂ puede obtenerse de los residuos de una planta termoeléctrica, residuos de procesos industriales, entre otros. Es importante mencionar que este tipo de almacenamiento no tiene la misma eficiencia que podrían tener una batería electroquímica, sin embargo, se busca implementarlo porque permitiría almacenar cantidades de energía mayores y por periodos de tiempo más prolongados.

4.2.3 Sistemas eléctricos.

- *Supercondensadores*

Esta tecnología es bastante convencional, ya que los capacitores comunes han sido utilizados durante más de 60 años con distintas aplicaciones. Se les puede considerar el eslabón perdido entre los condensadores convencionales y las baterías comunes, ya que pueden cumplir con el ciclo carga-descarga de manera casi ilimitada. Debido al tamaño de su área, ocupan un espacio considerable, así como al bajo grosor entre las dos capas (también son conocidos como capacitores de doble capa), tienen una mayor capacitancia, lo cual a su vez les da una mayor capacidad de almacenamiento de energía. Sin embargo, su uso es muy limitado, ya que el tiempo de descarga con el que cuentan es del orden de segundos, por lo que su uso debe ser casi instantáneo [15, 16].

- *Energía magnética por superconducción*

En este caso la energía es almacenada en forma de campo magnético. Este es creado a partir del flujo de corriente directa en una bobina construida con algún material superconductor. Dicho material debe ser mantenido por debajo de su temperatura crítica de superconductividad para que pueda operar correctamente. La principal ventaja que presenta es que tiene una respuesta casi instantánea, lo cual puede dar una salida de potencia con una eficiencia cercana al 90%. Mientras que una de sus principales desventajas es la dependencia que tiene del sistema de refrigeración, y el gasto energético que este representa [15]. Además, de manera similar al sistema anterior, el tiempo de descarga de este método es casi instantáneo, por lo cual su uso también se vuelve muy limitado. En la figura 4.5 se observa el esquema de operación que uno de estos dispositivos tendría conectado a una red eléctrica.

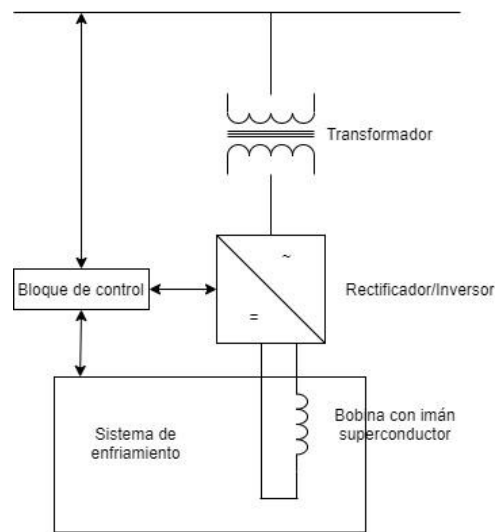


Figura 4.5 Diagrama unifilar de un dispositivo de almacenamiento magnético en una red eléctrica.

4.2.4 Sistemas térmicos.

En este caso pueden utilizarse distintos métodos para el almacenamiento de energía. Sin embargo, esto depende principalmente del material que se utilice como medio de acumulación. Uno de las formas más conocidas es la que se utiliza en las plantas termo solares, que suelen utilizar sal fundida para guardar la energía térmica excedente durante el tiempo de mayor incidencia solar, la cual puede ser utilizada posteriormente para calentar

agua (o algún otro fluido) y de esa manera mover turbinas, aún en momentos en que ya no se cuenta con la luz solar.

Otro caso de sistema térmico, aunque solo aplicable en ciertas circunstancias es la producción de hielo durante los horarios de bajo consumo, el cual puede ser aprovechado posteriormente para sistemas de enfriamiento, que como es sabido, es uno de los grandes consumidores de energía eléctrica a nivel global [18].

4.2.5 Sistemas mecánicos

- *Compresión de aire*

Este tipo de almacenamiento consiste en comprimir aire del ambiente utilizando electricidad producida en horarios de bajo consumo, y almacenarlo bajo presión en un compartimiento subterráneo. En el momento en que la demanda de electricidad aumenta (hora punta), el aire presurizado es calentado, lo cual provoca su expansión. Aprovechando esta expansión, se introduce el aire en una turbina que está conectada a un generador eléctrico [19]. El esquema básico de este sistema de almacenamiento se muestra en la figura 4.6.

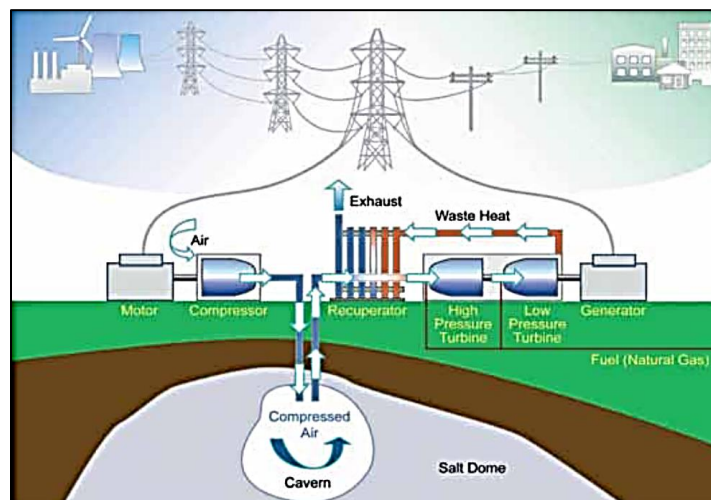


Figura 4.6 Esquema básico de un sistema de almacenamiento de electricidad por compresión de aire.

- *Volante de inercia*

Un volante de inercia es capaz de acumular energía rotacional que, en caso de ser necesaria, puede ser aprovechada casi instantáneamente. La cantidad de energía

almacenada es proporcional a la velocidad de rotación del volante y la inercia del mismo. De manera simplificada, contienen una masa giratoria en su centro, conectada al eje de un motor-generador mediante una flecha. Todos los componentes se encuentran en una cámara de vacío para reducir el efecto de la fricción; sin embargo, debido a que se utilizan soportes magnéticos, estos ejercen cierta fuerza contraria al giro, los componentes se muestran en la figura 4.7. El volante interactúa con la red eléctrica mediante el motor-generador a través de electrónica de potencia. Se utiliza la electricidad excedente para acelerar el volante y posteriormente, esta es liberada cambiando el modo de motor a generador [15, 20].



Figura 4.7 Componentes principales de un volante de inercia.

- *Hidroeléctrica reversible*

De manera simplificada consiste en dos reservas de agua, una con más altura que la otra. Durante las horas en que se tenga un excedente de energía eléctrica, baja demanda, se alimentan motores para bombear agua del depósito de menor altitud al más alto, periodo de carga. Cuando se requiera electricidad, se deja fluir el agua de la reserva de mayor elevación a la de menor, lo cual moverá las turbinas, conectadas a generadores eléctricos que muchos casos pueden ser los mismos motores. Este esquema se muestra gráficamente en la figura 4.8. Hay distintas opciones para crear los depósitos altos y bajos. Para el de mayor elevación se suelen utilizar presas, mientras que en el caso de los de menor altura, pueden utilizarse cuerpos de agua naturales, minas, o incluso el mar

[15]. La Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC por sus siglas en inglés) de Estados Unidos suele clasificar a este tipo de instalaciones en dos, dependiendo de su interacción con cuerpos de agua naturales:

- Tipo abierto, si se mantiene un flujo constante con un cuerpo natural de agua, o
- Tipo cerrado, si el sistema no tiene ningún tipo de interacción con un cuerpo natural de agua [21].

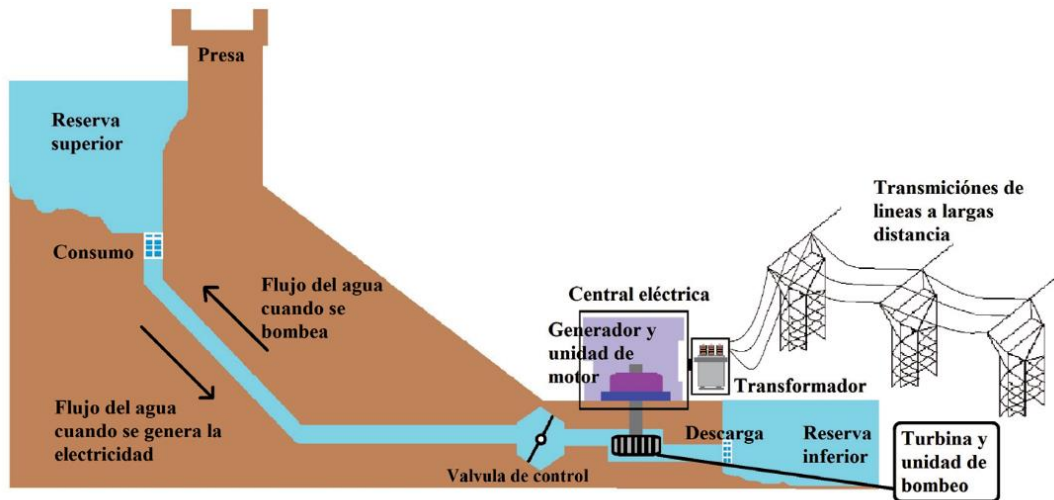


Figura 4.8 Funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo.

4.3 Comparación entre tecnologías de reserva y estado del arte.

Con base en las figuras 4.9 y 4.10, tomadas del mismo reporte de la IEC [15], se pueden observar los comportamientos de algunas de las tecnologías de almacenamiento de energía antes mencionadas, así como el nivel de desarrollo que cada una de estas tenga. Se toman como parámetros de comparación la potencia instalada nominal que pueden alcanzar en MW; de esta se deriva la energía que pueden producir dada la cantidad de tiempo que pueden operar de manera continua, tiempo de descarga. Cada uno de estos índices es útil para poder decidir cuál de los distintos esquemas de almacenamiento de energía elegir.

Lo mejor es optar por una tecnología con la que se pueda tener una potencia instalada nominal alta. Derivado de esto, se tendrá un buen nivel generación de energía. Además, se busca que el sistema de almacenamiento pueda actuar durante un lapso considerable en horas punta, ya que no sería muy eficiente que solo actuara por un periodo corto de tiempo, a menos que solo se busque utilizar durante emergencias o picos de demanda.

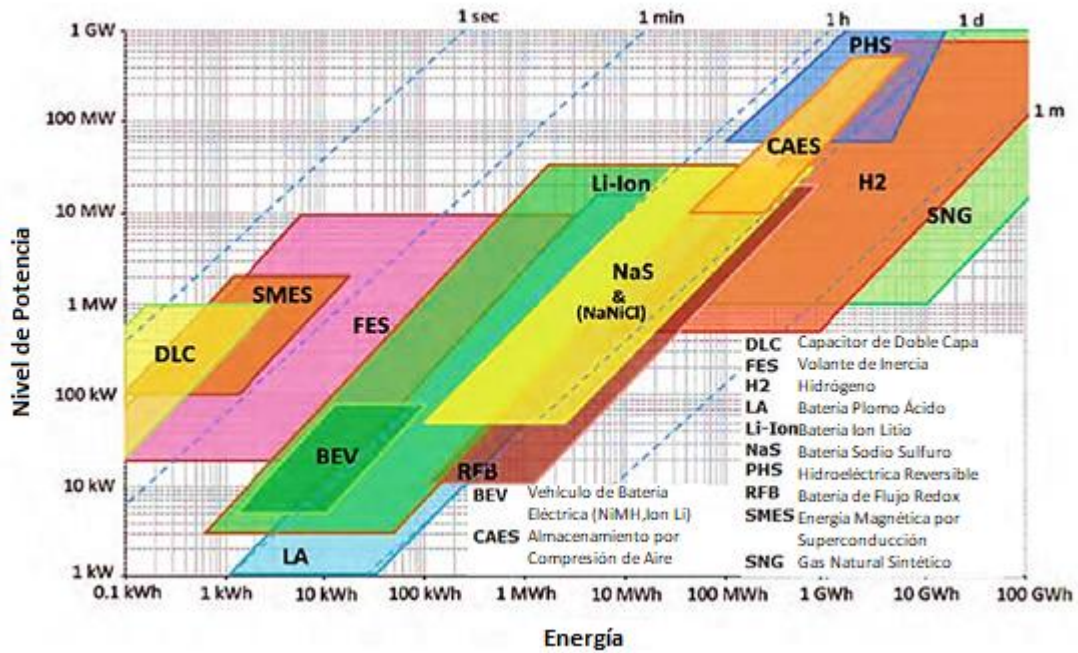


Figura 4.9 Comparación de potencia nominal, energía y tiempo de descarga de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.

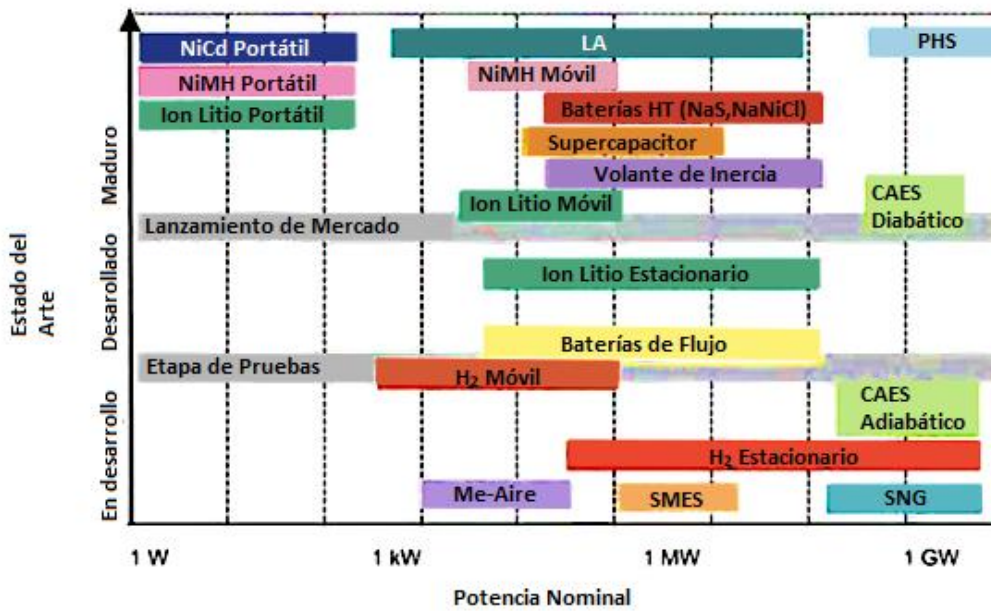


Figura 4.10 Comparación de potencia nominal y estado del arte de algunas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.

Como puede observarse, los sistemas que tienen el mejor rendimiento en todos los rubros de comparación, son los químicos basados en hidrógeno o SNG, ya que tienen un mayor tiempo de descarga el cual puede llegar a durar meses, además de que pueden tener una gran potencia instalada y por ende mayor capacidad de generación de energía. Sin embargo, también se ve que este tipo de tecnología no se encuentra en un estado de madurez tecnológica muy alto, a pesar de que tiene posibilidad de alcanzar niveles de potencia del orden de los GW.

Con base en las mismas figuras, se percibe que las tecnologías que cuentan con un nivel de madurez suficiente para ser utilizadas en un sistema eléctrico actual, son las baterías, principalmente las de estado sólido, los supercondensadores y los sistemas mecánicos. De estos, los que cuentan con una mayor probabilidad de tener una potencia nominal alta son los de compresión de aire o las hidroeléctricas de bombeo.

Finalmente, viendo que tanto la opción de compresión de aire como la hidroeléctrica tienen niveles de potencia instalada parecidos, y por ello niveles de energía generada semejantes, es importante equiparar otros parámetros. Comparando los niveles de desarrollo tecnológico, puede verse que la hidroeléctrica reversible es la que tiene un nivel más alto. Además, el tiempo de descarga de esta se encuentra en un rango mayor que la de compresión de aire. Sin embargo, su principal desventaja es la fuerte inversión inicial que requiere y el tiempo que toma la construcción de este tipo de instalaciones. Sin embargo, viendo que la cantidad de argumentos a favor es mayor que los que están en contra, se justifica el uso de una central hidroeléctrica de bombeo como el mejor método de almacenamiento de electricidad para la Península de Yucatán.

4.4 Características y tipos de plantas hidroeléctricas de bombeo.

La tecnología hidroeléctrica de bombeo es actualmente el sistema más eficiente, alcanza niveles de hasta un 80 % para almacenar energía a gran escala. Al generar gran cantidad de energía con un tiempo de respuesta muy rápido y sin crear ningún tipo de emisión a la atmósfera, aporta estabilidad, es decir, puede auxiliar en el control de frecuencia y seguridad al sistema eléctrico en caso de contingencia al ser usada como reserva de emergencia. Todo esto gracias a la capacidad de las centrales hidroeléctricas (convencionales o de bombeo) de responder a grandes cambios en la carga en poco tiempo. Además, ya sea en modo carga o

descarga, es posible variar la excitación de los generadores que actúan también como motores (bombas) y de esta manera regular la potencia reactiva y la tensión en las cargas.

A diferencia de cualquier central eléctrica tradicional, una central de almacenamiento de energía hidráulica actúa también como una carga, ya que en el momento que realiza el proceso de almacenamiento de agua, consume electricidad producida, además de que se presentan pérdidas del tipo eléctrico e hidráulico.

Los proyectos hidroeléctricos de bombeo son diseñados comúnmente para tener una reserva que pueda utilizarse durante periodos aproximados de 6 a 20 horas. Sin embargo, esta capacidad instalada puede incrementarse (o reducirse) si se manipula el tamaño de las turbinas o el número de unidades con las que cuenta la central, logrando de esta forma adaptarse a distintos periodos de tiempo en los que se desee que esta opere, pudiendo tener reservas para lapsos diarios e incluso semanales si se busca que trabajen durante estaciones del año donde el agua es escasa [22].

4.4.1 Almacenamiento hidroeléctrico de bombeo subsuperficial.

Como se ha mencionado anteriormente, este tipo de centrales cuentan con dos reservas de agua, una con mayor altura que la otra. Lo más común es que se utilicen cuerpos de agua naturales como ríos, lagos, u océanos, como la reserva de nivel bajo. Un concepto que ha despertado el interés de muchas personas que investigan estos temas es el construir este tipo de instalaciones de forma subterránea. Esto quiere decir que tanto las reservas superior e inferior estén bajo tierra. De esta forma, se busca resolver la disponibilidad del espacio, ya que en muchos casos es difícil encontrar un sitio para la instalación de este tipo de proyectos, y que, de esta manera, también se cree que es posible reducir los daños ambientales que una hidroeléctrica provocaría. Cuevas, minas abandonadas o en algunos casos, construir reservas subterráneas desde cero son unas de las distintas opciones que hay para aplicar este concepto. Sin embargo, la excavación para la construcción de nuevas instalaciones puede tener un alto costo financiero, riesgos para las personas que allí laboren entre otros. Esto hace que se opte por lugares ya establecidos que cumplan ciertos requisitos y no necesiten una intervención masiva que haga necesaria mayor inyección de recursos.

4.4.2 Almacenamiento hidroeléctrico de bombeo de velocidad variable.

A la vez que muchos de los enfoques de las centrales hidroeléctricas reversibles están relacionados con el lugar donde colocar las instalaciones, otros están más enfocados en la forma en que estas operan. Esto principalmente se observa en el tipo de turbinas que se utilizan, ya que mientras los proyectos ya establecidos utilizan las convencionales, muchos de los nuevos proyectos están optando por utilizar las de velocidad variable.

Sin embargo, el uso de este tipo de turbinas hace necesario la inclusión de dispositivos de electrónica de potencia, que permiten tener la frecuencia nominal de la red eléctrica alimentando la parte fija de la máquina y una distinta para la parte móvil de esta. Como puede notarse, la principal diferencia radica en la sincronización de los campos magnéticos, ya que en las máquinas convencionales los campos del rotor y el estator están acoplados, lo cual no sucede con las máquinas de velocidad variable.

Existen muchas razones para optar por este tipo de máquinas. Por ejemplo, las turbinas variables en el modo carga son capaces de modificar la potencia a través de un rango de salidas. Modificar la velocidad, permite además que las turbinas operen a su eficiencia pico durante un lapso mayor [24].

4.4.3 Tipos de turbinas.

Independientemente del tipo de central hidroeléctrica que se quiera implementar, es importante identificar el tipo de turbina, también conocida como turbomáquina, que ha de seleccionarse. Estos dispositivos, al interactuar con agua, o algún otro fluido, intercambian energía con este, la cual es transformada debido al acoplamiento que tiene con el eje de un generador de electricidad. En general, se tienen tres tipos de turbinas principales, las cuales son Francis, Pelton y Kaplan; cada una de las cuales tiene distintos pros y contras dependiendo de las características de la planta y del uso que se les quiera dar. En la tabla 4.1 se da una breve descripción de las distintas clases de turbomáquinas [25].

Tabla 4.1 Tipos de turbinas y sus características.

Tipo	Características
Pelton	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Saltos de gran altura (>200 m) y caudales pequeños (< 10 m³/s) ▪ Buen rendimiento para amplios márgenes de caudal (30-100 %) ▪ Regulación del caudal mediante inyectores de distribuidor
Kaplan	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Saltos de pequeña altura (<50 m) y caudales medios y grandes (> 15 m³/s) ▪ Alto rendimiento para amplio margen caudal (30-100%) ▪ Doble regulación caudal (distribuidor y palas rotor orientable)
Francis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aptas para gran variedad de saltos y caudales, por ello son las más empleadas ▪ Rendimiento óptimo para margen de caudal (60-100%) ▪ Regulación de caudal mediante álabes de distribuidor

Como puede observarse, la elección de la turbina depende principalmente de dos cosas: de la altura del salto y la cantidad de agua que se almacena, ya que a partir de ahí se determina la energía almacenada y por ende la potencia que han de tener para cierto tiempo de operación. En general, el tipo de turbinas más utilizado en los proyectos hidroeléctricos es la clase Francis. Para alturas mayores a 90 m y menores a 600 m, el Electric Power Research Institute de los Estados Unidos (EPRI) [26] recomienda turbomáquinas de una sola etapa reversibles tipo Francis, las cuales deben estar directamente acopladas al generador.

4.5 Modelo de una planta hidroeléctrica de bombeo.

Las hidroeléctricas de bombeo difieren de las convencionales ya que cumplen con dos ciclos: bombeo y generación, en lugar de solo uno. Además, dependiendo del tipo de planta que se vaya a implementar, debe considerarse si se utilizarán turbomáquinas de velocidad constante o variable.

Si se trata de turbinas de velocidad constante, se puede utilizar un modelo de máquina síncrona común, pero que, a diferencia de las centrales comunes, deben ser considerados dos procesos, carga y descarga. Durante el periodo de descarga actúan como generadores. Sin embargo, en la etapa de carga, al llevarse agua del depósito inferior al superior, la forma más

simple de modelar la instalación es mediante una carga eléctrica, ya que es necesario alimentar los motores para llevar a cabo esa tarea.

En cambio, para el caso de las turbinas de velocidad variable, la propuesta más común es modelar las centrales hidroeléctricas de bombeo como máquinas de inducción doblemente alimentadas, en lugar de las síncronas. Como se mencionó anteriormente, esto requiere de dispositivos de electrónica de potencia que permitan la doble alimentación y que con eso las frecuencias del rotor y el estator sean distintas.

La propuesta más común aun en esta época es utilizar máquinas síncronas como base para las centrales hidroeléctricas reversibles. Se utiliza un modelo común de generador para este experimento en el caso del periodo de generación, mientras que, para el caso del periodo de carga, se utiliza una carga común en el mismo nodo donde se conecta la máquina. En los apartados 4.5.1 y 4.5.2 se muestran los modelos básicos de la máquina síncrona.

4.5.1 Circuito equivalente del generador síncrono.

El presente modelo se toma como base la premisa de que se trata de una máquina con rotor cilíndrico, ya que en la literatura [27] se considera que, aunque el modelo de las máquinas de polos salientes pueda presentar diferencias con el aquí mostrado, estas son relativamente pequeñas. El voltaje E_A es el voltaje interno que se produce dentro del generador síncrono, sin embargo, lo más común es que dicho voltaje no sea el que se presenta en las terminales de salida del generador V_ϕ . Esto debido principalmente al voltaje de reacción del inducido representado por una resistencia R_A en serie con una inductancia X_S , lo cual genera una ligera caída. El voltaje V_F es una tensión de directa que suministra potencia al circuito de campo del rotor, que se observa como una resistencia variable R_F que controla la corriente de campo I_F , en serie con una inductancia L_F . La ecuación principal del modelo es la (4.1) y puede verse gráficamente en la figura 4.11.

$$V_\phi = E_A - jX_S I_A - R_A I_A \quad (4.1)$$

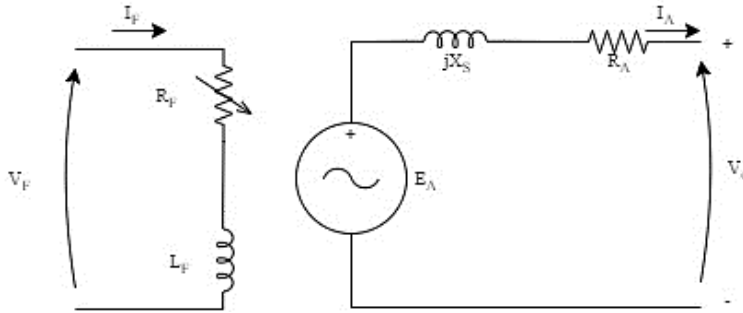


Figura 4.11 Circuito Equivalente de un Generador Síncrono.

4.5.2 Circuito equivalente del motor.

Al tratarse de máquinas reversibles, tiene que cumplir los dos ciclos. En el modo de carga, la máquina síncrona se comporta como un motor, por lo que también debe de conocerse su modelo. El modelo es exactamente el mismo que en el modo de generación, Sin embargo, el cambio fundamental se presenta en la dirección del flujo de potencia, siendo visible en el cambio en la dirección de la corriente del estator I_A . Estos cambios se aprecian en la ecuación (4.2) y gráficamente en la figura 4.12. Como se nota, el circuito es exactamente el mismo, salvo en la dirección del flujo de potencia [27].

$$V_\phi = E_A + jX_S I_A + R_A I_A \quad (4.2)$$

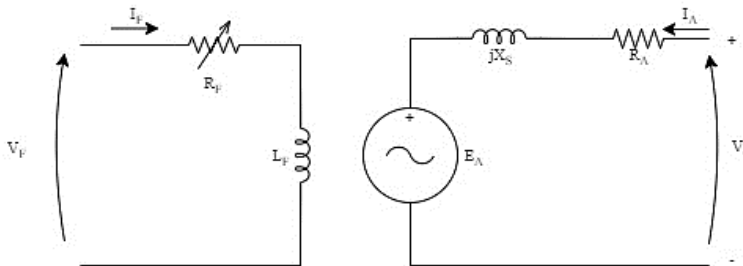


Figura 4.12 Circuito Equivalente de un Motor Síncrono.

Capítulo 5. Casos de estudio: prefactibilidad

5.1 Diseño de experimento

La Ley de la Industria Eléctrica [28] establece que para cualquier planta generadora que desee conectarse a la red para producir energía en territorio nacional y tengan una capacidad mayor a los 0.5 MW, el CENACE está obligado a definir las características específicas de la infraestructura requerida para realizar la interconexión. Además, de que esta debe de solicitar un permiso a la CRE; por lo que deben realizarse los estudios correspondientes.

Con base en la anterior, el experimento que se aborda en este capítulo consiste en el montaje de la red eléctrica más actualizada, correspondiente a la GCR Peninsular, en el software de la empresa alemana Siemens, PSS[®]E. La elección de esta paquetería de simulación se justifica debido a que es el programa que el CENACE utiliza para realizar los estudios indicativos relacionados con la ampliación del SEN. Ya sea relacionado con la integración de nuevas centrales de generación o centros de carga, estudios de corto circuito, ampliación de las líneas de transmisión, refuerzos en subestaciones, entre otros.

El objetivo del experimento es establecer las características de una posible infraestructura requerida para la interconexión de la planta de bombeo. Para esto se realizarán análisis en estado estable utilizando modelos simplificados de la planta, con el objeto de verificar si existen violaciones a los límites operativos o se afecta la confiabilidad del sistema. Los estudios de estado estable, también llamados flujos de potencia son una parte vital al momento de entender los sistemas eléctricos o de realizar diseños que afecten a los mismos. Uno de los ejemplos donde más importancia tienen es al momento de llevar a cabo la planeación y operación, despacho de generación, analizar contingencias entre otros. El sustento teórico de este análisis se muestra en el Anexo B.

Los escenarios operativos a analizar son las condiciones de operación de la red y sus componentes, que estarían operando en una fecha hipotética de entrada en operación de la planta estudiada. Además, se realiza un segundo caso considerando la interconexión de la planta hidroeléctrica reversible.

Para realizar los análisis se construyó la red en PSS[®]E, con la información técnica y pública de la red peninsular, correspondiente al año 2017. La red consiste de: *i*) 201 nodos, correspondientes tanto a barras de alta tensión como de media tensión donde se conectan los centros de carga y la generación con los niveles de alto voltaje; *ii*) 190 líneas de transmisión, las cuales son utilizadas para llevar la electricidad a los usuarios finales; *iii*) 63 bancos de transformación en diferentes configuraciones. Además, *iv*) se colocaron generadores que actúan como los Compensadores Estáticos de VArS (CEV) y otras compensaciones. Es importante mencionar que se consideró el enlace que tiene el SIN con el sistema de Belice, el cual está representado con una carga.

Además, fueron colocadas 37 unidades de generación, de las cuales dos corresponden a generadores equivalentes que simulan la energía que proviene del resto del SIN (particularmente de la GCR Oriental) y que llega principalmente a través de los enlaces de Escárcega y Santa Lucía. Uno de estos generadores equivalentes, es además seleccionado como nodo slack del sistema. Las restantes corresponden a la capacidad instalada reportada en el capítulo 2 de este trabajo. Es conveniente mencionar que todos los casos se hicieron considerando que todos los generadores operan, aunque se sabe que eso no necesariamente es cierto. El resultado gráfico del montaje puede observarse en la figura 5.1 (Niveles de voltaje: Azul 400 kV; Naranja 230 kV; Rosa 115 kV; Negro menor a 115 kV).

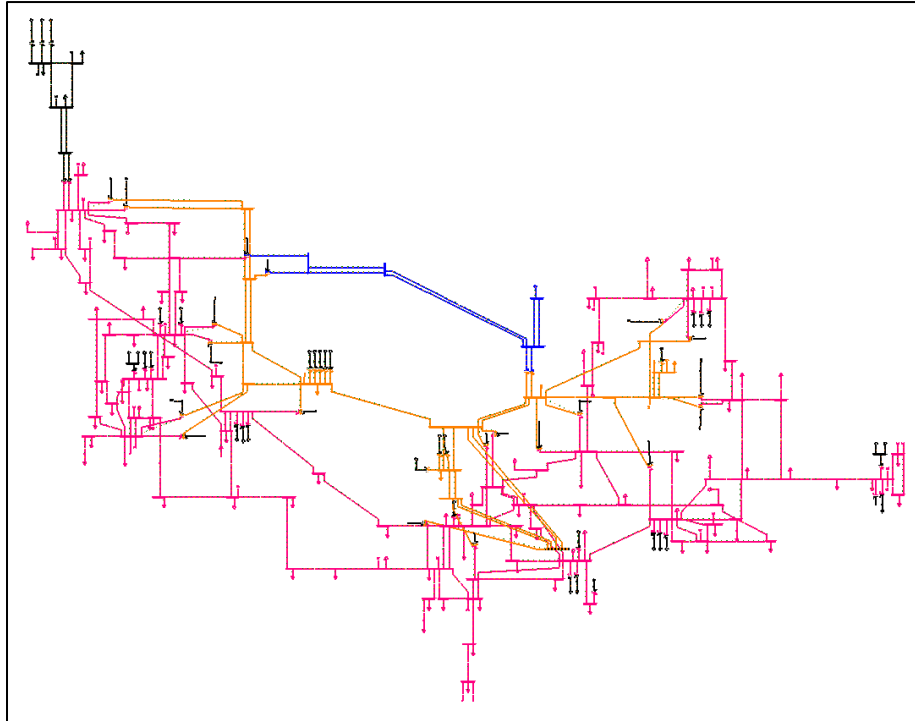


Figura 5.1 Red peninsular montada en el software PSS®E.

Asimismo, los datos de la red eléctrica mexicana relacionados con las reactancias de líneas de transmisión fueron obtenidos gracias a la herramienta *LineProp* que está incluida en la paquetería PSS®E. En esta herramienta se colocan los conductores en la disposición geométrica que tendrían en una torre de transmisión. Las características de los conductores como el material o su resistencia pueden ser obtenidas de la base de datos del propio programa o mediante tablas. Finalmente, con base en una distancia promedio entre subestaciones (obtenida con el software Google Earth Pro) y al voltaje base de las líneas se obtienen los parámetros que se introducen en la simulación. En la figura 5.2 se observa un ejemplo de cómo trabaja la herramienta.

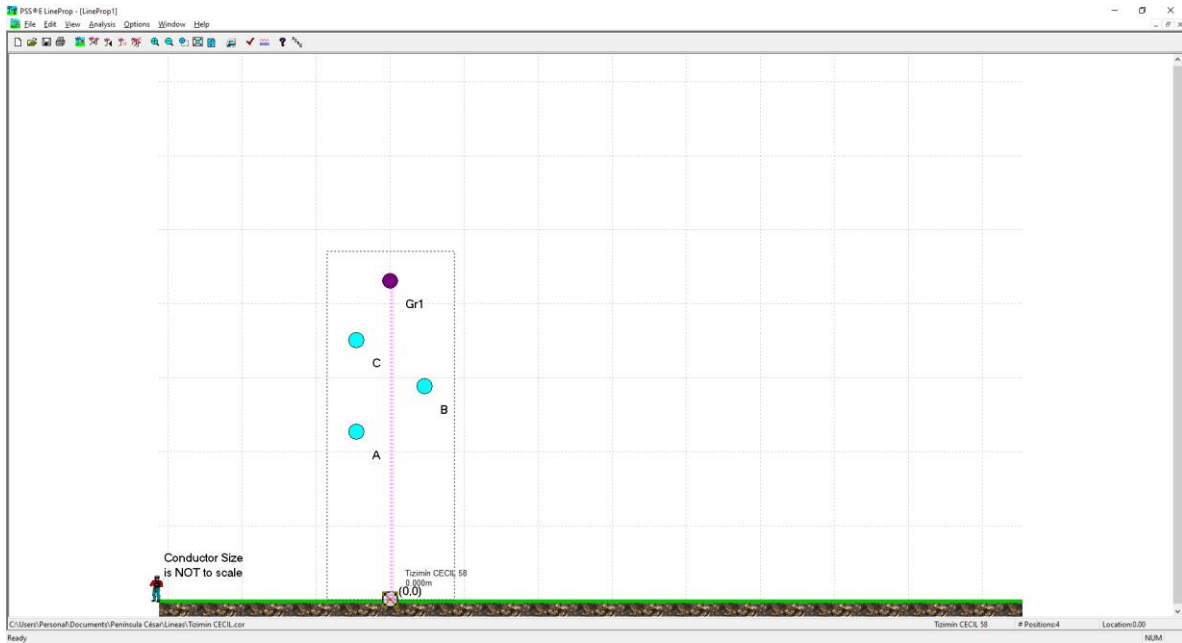


Figura 5.2 Ejemplo de trabajo de la herramienta *LineProp*.

Para el caso de los datos de reactancia de los transformadores y los generadores, se hizo una estimación con base en datos de otros elementos que se tenían disponibles.

La principal complicación al momento de simular la integración de una hidroeléctrica reversible tiene que ver con el cumplimiento de los dos ciclos de los que esta se compone (carga y descarga) mediante un solo elemento. Sin embargo, al tratarse de un estudio de estado estable, en el que el tiempo no es un factor a considerar, se puede simplificar este proceso colocando en el nodo donde se conecte la hidroeléctrica dos elementos que simulen el comportamiento de cada uno de los ciclos: un generador síncrono y una carga.

Al tener que realizar dos estudios de flujos de potencia, cada uno de ellos simulando uno de los ciclos en los que opera la central hidroeléctrica, deben de ser considerada la potencia a la que ha de operar la planta. En este caso se tomó un rango de potencia para la planta de entre 60 MW y 120 MW, por lo cual se considera que tanto al momento de generar como al de representar una carga, la potencia será la misma.

5.1.1 Ubicación de la central hidroeléctrica de bombeo.

En la figura 5.3 se observa el polígono sugerido para la instalación de la central hidroeléctrica de bombeo, localizado en el estado de Yucatán, concretamente cerca de la cabecera del municipio de Ticul, aproximadamente 80 km al sur de la capital, Mérida.

Cercano al polígono sugerido para la instalación de la central se encuentran varias subestaciones, la mayoría en niveles de 115 kV, en las cuales puede ser conectada la central, siendo claro que la más próxima es Ticul Potencia. Sin embargo, si se presenta el caso de que dicha subestación no sea capaz de manejar la energía generada por la central, o la carga que esta representa al momento de elevar el agua, se deben considerar distintas opciones, relacionadas con las otras subestaciones cercanas al polígono. Desde conectar directamente con una de ellas o construir una nueva mediante un entronque entre una línea de transmisión existente.

A partir de esto, también deben ser identificados los refuerzos que la infraestructura existente requiera en caso de que se proceda a instalar la central, de manera que esta no se afecte la operación del servicio eléctrico en la Península, la cual de por sí es sensible. Además, es importante establecer las condiciones óptimas con las que la integración en general no llegue a afectar al sistema.

Los criterios aplicados en las simulaciones de estado estable serán las mismas que considera el código de red, para tensiones nominales en la RNT $\pm 5\%$, el flujo en las líneas de transmisión, se considera como el límite establecido por el propio CENACE cuando exista y para las planeadas será de acuerdo al PRODESEN o similares.

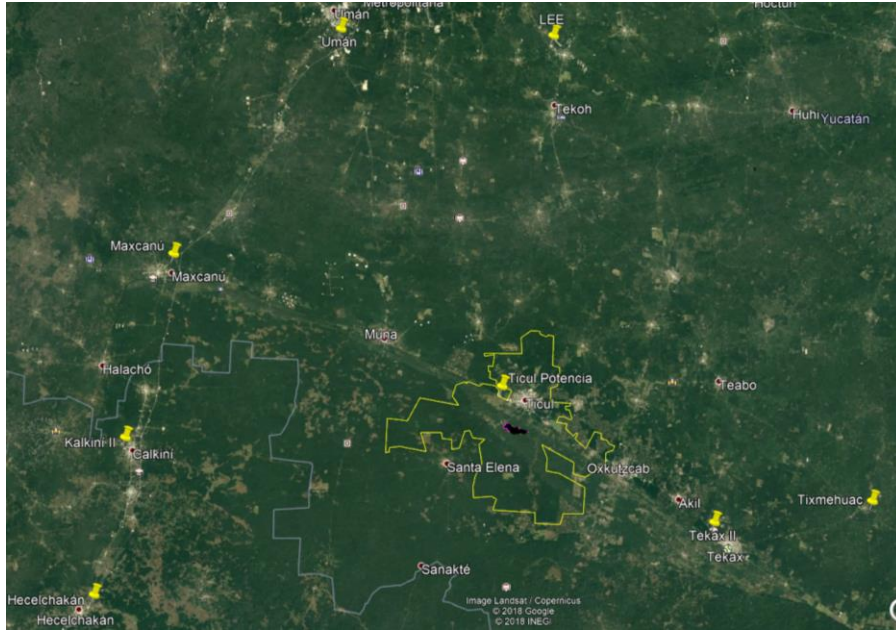


Figura 5.3 Ubicación del polígono sugerido para la instalación de la central y las subestaciones cercanas a éste.

5.2 Simulación de la Red Peninsular

5.2.1 Situación actual

Se toma como base para la red actual los diagramas unifilares que provee el CENACE, los cuales muestran cómo debe haber crecido el SEN durante el periodo 2018-2023, indicando además algunos de los proyectos futuros que deberían haberse consolidado en dicho lapso. Algunos de estos proyectos ya se encuentran operando, por lo cual deben de ser considerados en el análisis, incluso aún si la información oficial con respecto a ellos no ha sido actualizada.

En la realización del estudio de flujos de potencia de esta red, con las condiciones en que hoy se encuentra, puede observarse que la operación de esta es bastante aceptable en la mayoría de los nodos, ya que sus voltajes no violan la tolerancia establecida, que es de ± 0.05 pu. En las figuras 5.4 y 5.5 puede observarse la operación de los nodos de 115 kV, los cuales representan la mayoría de la GCR Peninsular, además, puede verse la relación entre el nivel de voltaje y el ángulo de desfaseamiento con respecto al resto del sistema. Para el resto de los buses en otros niveles de tensión, puede observarse en las figuras 5.6, 5.8, y 5.10, que no se violan los niveles de la tolerancia. En ninguno de los casos llegan a exceder el límite de emergencia que es de ± 0.1 pu, aunque lo deseable es evitar que se encuentre cercano a esos valores.

En el Anexo C se muestra el comportamiento de cada uno de los nodos del sistema peninsular que fueron analizados. Se muestran los voltajes en pu y los ángulos correspondientes a estos con respecto al nodo slack (véase Anexo B). Ninguno de los nodos viola el límite de tensión establecido, sin embargo, en el área de Ciudad del Carmen, así como algunos en Campeche, existen nodos que se encuentran cercanos a la tolerancia de $\pm 5\%$. En el caso de los ángulos, la mayoría de estos se encuentra en un rango de entre 0 y -15° , con respecto al slack. Sin embargo, se presentan unos casos en que se llega a pasar de los -30° , esto puede observarse en las figuras 5.6, 5.8 y 5.10. De igual forma, estos fenómenos se presentan principalmente en la zona de control de Ciudad del Carmen, pero no llega a representar peligro alguno para la operación de la red.

Para el caso de la zona de Ciudad del Carmen, se consideran dos proyectos que pueden ayudar a mejorar la calidad de la operación, los cuales se enlistan a continuación:

- Aumentar la capacidad de transmisión al subir el nivel de voltaje en que se hace, ya que se pretende cambiar las líneas del nivel de 115 kV a 230 kV entre la subestación Escárcega Potencia y Ciudad del Carmen
- Construcción de dos subestaciones, Isla de Tris y Puerto Real a manera de entronque entre las líneas de Escárcega y Ciudad del Carmen [7, 8].

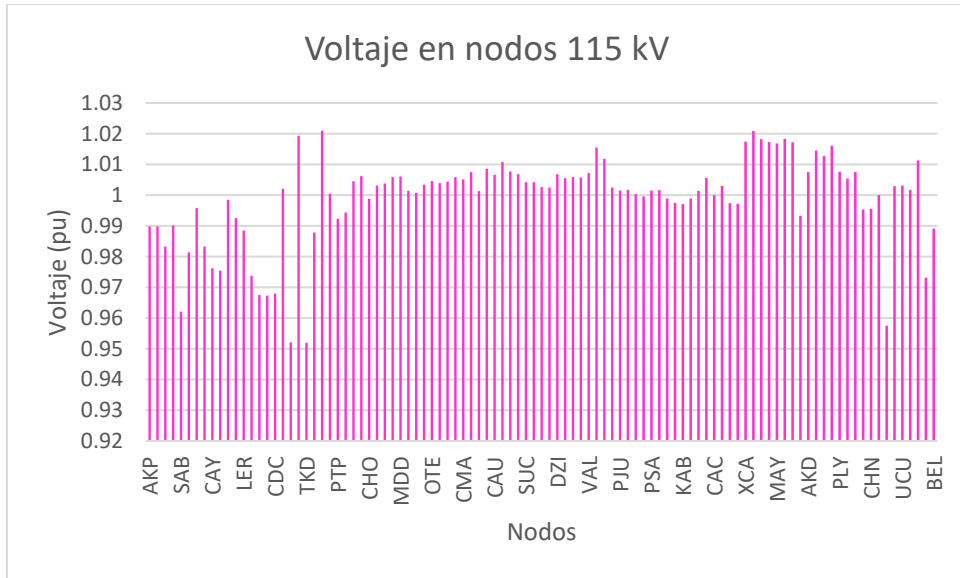


Figura 5.4 Voltaje de nodos 115 kV. Red 2018.

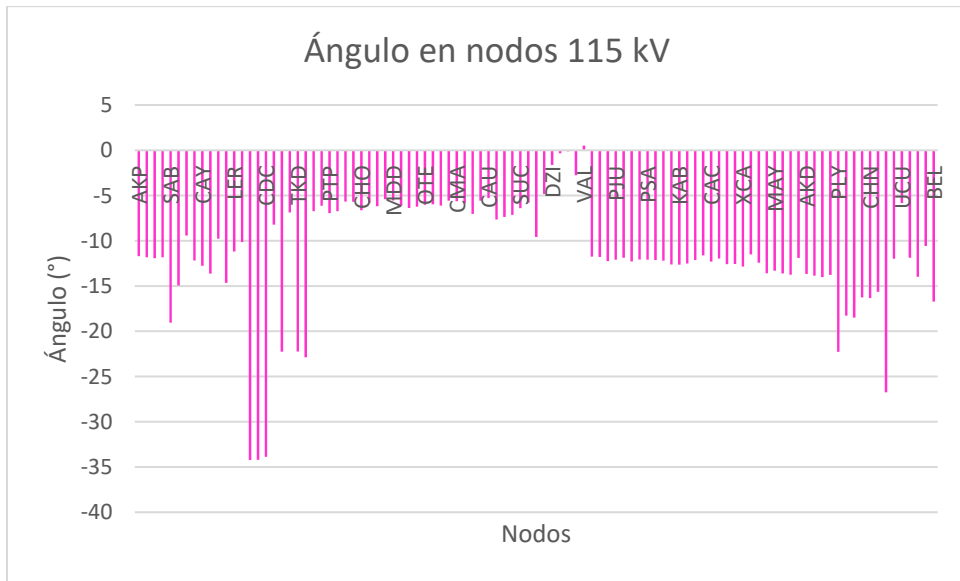


Figura 5.5 Ángulo de nodos 115 kV. Red 2018.

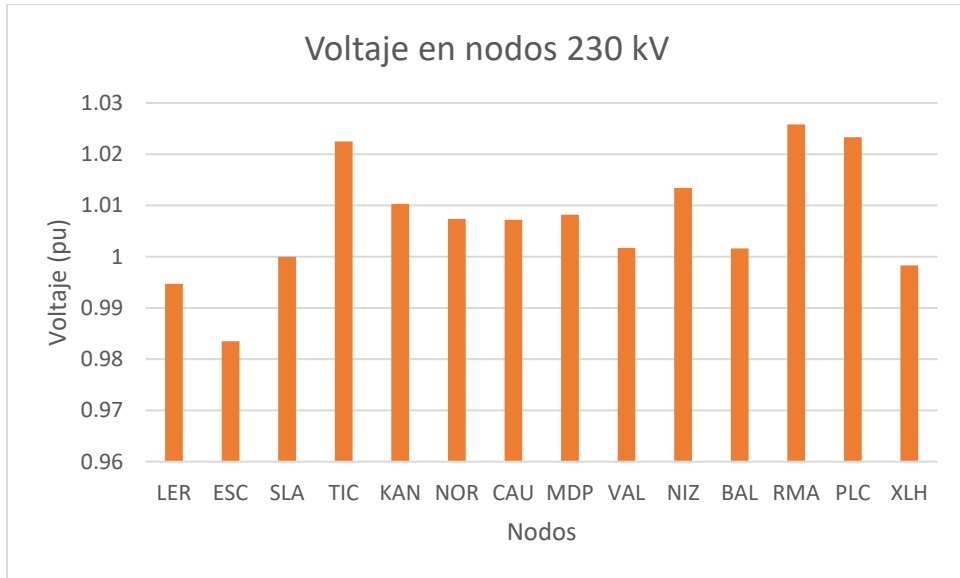


Figura 5.6 Voltaje de nodos 230 kV. Red 2018.

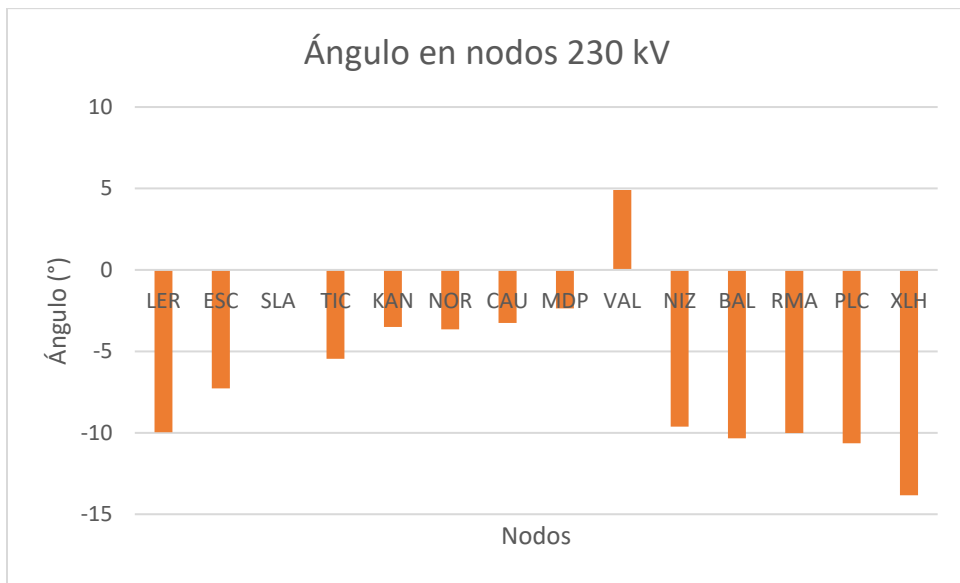


Figura 5.7 Ángulo de nodos 230 kV. Red 2018.

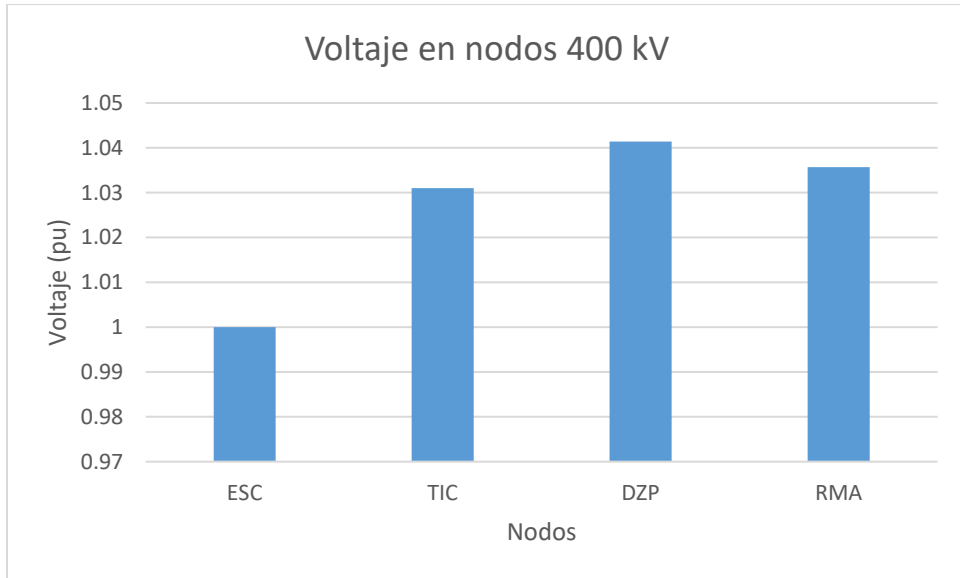


Figura 5.8 Voltaje de nodos 400 kV. Red 2018.

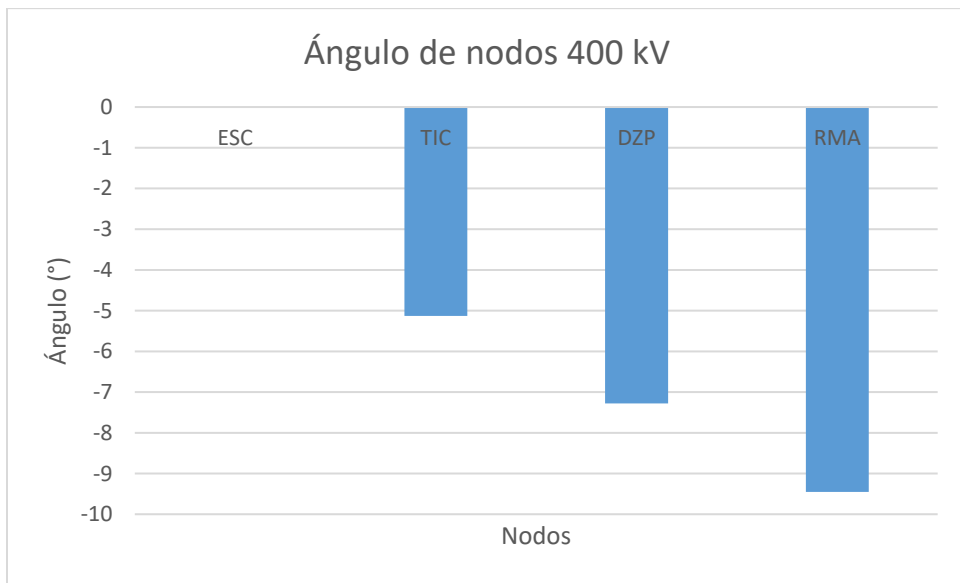


Figura 5.9 Ángulo de nodos 400 kV. Red 2018.

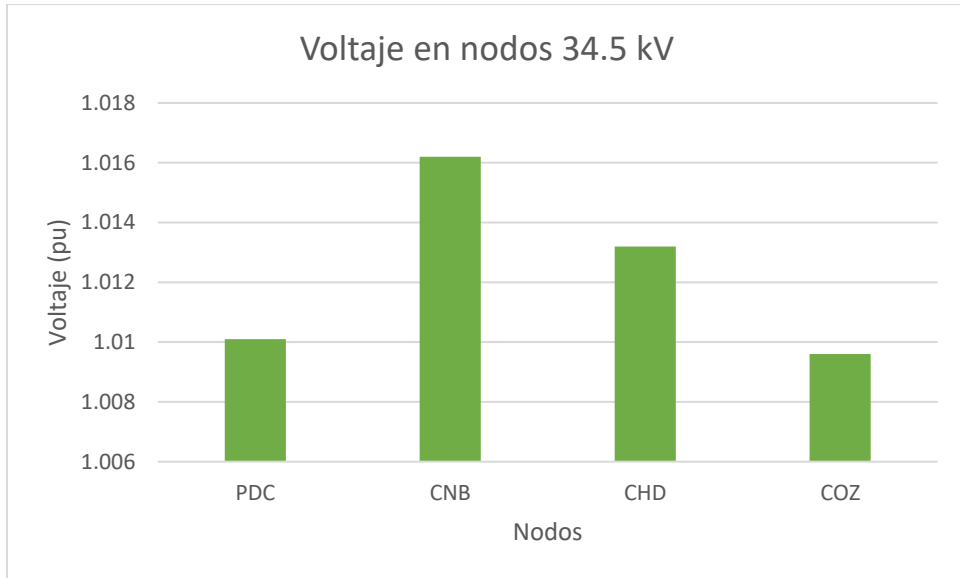


Figura 5.10 Voltaje de nodos 34.5 kV. Red 2018.

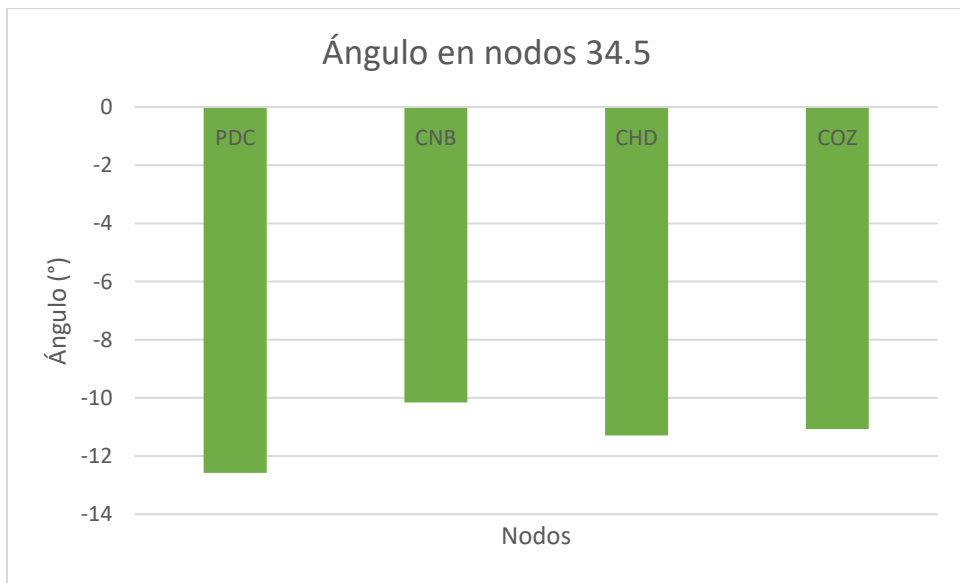


Figura 5.11 Ángulo de nodos 34.5 kV. Red 2018.

Sin embargo, al tratarse de un proyecto a mediano plazo, la instalación de la central hidroeléctrica reversible debe de ser analizada en la red proyectada a futuro, considerando el hipotético año en que entraría en operaciones la planta, para este caso se considera una proyección al 2023, para esto se integraron a la red los proyectos que se han de consolidar, así como las centrales que se retirarán en ese lapso de acuerdo con los planes oficiales.

5.2.2 Red actualizada al 2023 con proyectos en proceso.

Como fue mencionado anteriormente, la instalación de la central de bombeo debe de ser considerada en una red futura, ya que la consolidación de un proyecto de este tipo requerirá de estimar varios parámetros, no necesariamente eléctricos.

Con el fin de lograr esto, son agregados los permisos de generación mostrados en el capítulo 3 de este trabajo, de los cuales algunos son mencionados en los diagramas unifilares del CENACE, esto debido a que los permisos cambian constantemente, por ejemplo, algunos apenas han sido aprobados, por lo que requieren más tramites y con ello su tiempo de operación llegaría a ser posterior al de la instalación de la hidroeléctrica. Es importante aclarar que otros permisos mencionados se encuentran actualmente instalados, ya que pertenecen a plantas de la CFE que satisfacen la demanda de la región peninsular; sin embargo, hay muchos otros que corresponden a futuros proyectos, por lo que el estudio también debe ser realizado bajo las condiciones que agregarlos a la red existente provoquen.

Además de los permisos, deben de ser consideradas las nuevas infraestructuras que se añadirán a la red como por ejemplo las subestaciones y las líneas de transmisión que de igual forma fueron mencionados en el capítulo 3 de este trabajo.

De igual forma que con las instalaciones actuales, para las que son proyectadas a futuro también se hacen estimaciones para obtener sus parámetros (impedancia) con la herramienta *LineProp*, considerando que tendrán semejanza con la infraestructura existente, ya que para este caso no se cuenta con los datos de torres de transmisión para introducirlos al estudio, sin embargo, al ser necesarios para el análisis, se vuelve forzoso obtener esa información [29, 30].

De igual manera, para el caso de los transformadores y los condensadores se tomó un promedio de los datos que se tienen de componentes conocidos y se colocan en los nuevos

elementos, con los que se espera compartan ciertas características. Mientras que, en lo relacionado a los generadores se toma la misma consideración, además que no todos operan a su máxima capacidad, sin embargo, se establece una operación pertinente que permite satisfacer la demanda que existe en la península.

Considerando la nueva infraestructura y los retiros que habrá en la red, el nuevo sistema peninsular contiene un total de 211 nodos, los cuales corresponden a subestaciones de maniobras para las nuevas centrales de generación. En el Anexo D se muestra el comportamiento nodal que se esperaría hacia el año 2023. La mayoría de las barras tienen un comportamiento de acuerdo con lo esperado, sin embargo, al igual que en la red presente se presentan ciertos puntos de la red donde los niveles de voltaje difieren un poco con lo esperado. De igual manera, el comportamiento de los ángulos se mantiene dentro del rango proyectado, por lo que no se espera que pueda haber alguna afectación en la operación de la red.

De igual forma que para el análisis anterior, hubo nodos del sistema que presentaron un nivel de voltaje diferente al esperado (± 0.05 pu). En este caso (de igual forma, en nodos de 115 kV), son solo 5 los puntos del sistema los que presentan esta condición, aunque en esta ocasión se concentra más en el área de operación de Ticul, sin embargo, la mayoría de los valores se presentan dentro del rango, como puede observarse en la figura 5.12. Para los demás niveles de voltaje analizados, no se presenta el caso de que se sobrepase el nivel de 0.05 pu, como puede verse en las figuras 5.14, 5.16, y 5.18.

Además, para el caso de los desfases, los niveles menores a -30° se siguen presentando en la región de Ciudad del Carmen como puede verse en la figura 5.12, aunque en este caso los niveles de voltaje de esa zona no se ven afectados por esta razón. Para el caso de los otros niveles de tensión analizados, los valores de los ángulos no llegan a alcanzar un nivel de -30° como se observa en las figuras 5.15, 5.17 y 5.19.

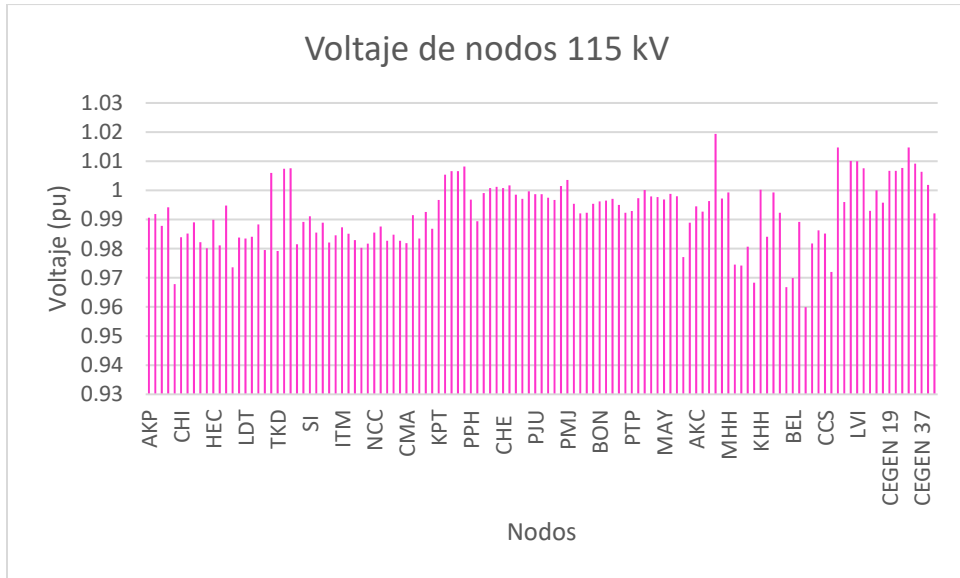


Figura 5.12 Voltaje en nodos 115 kV. Red 2023.

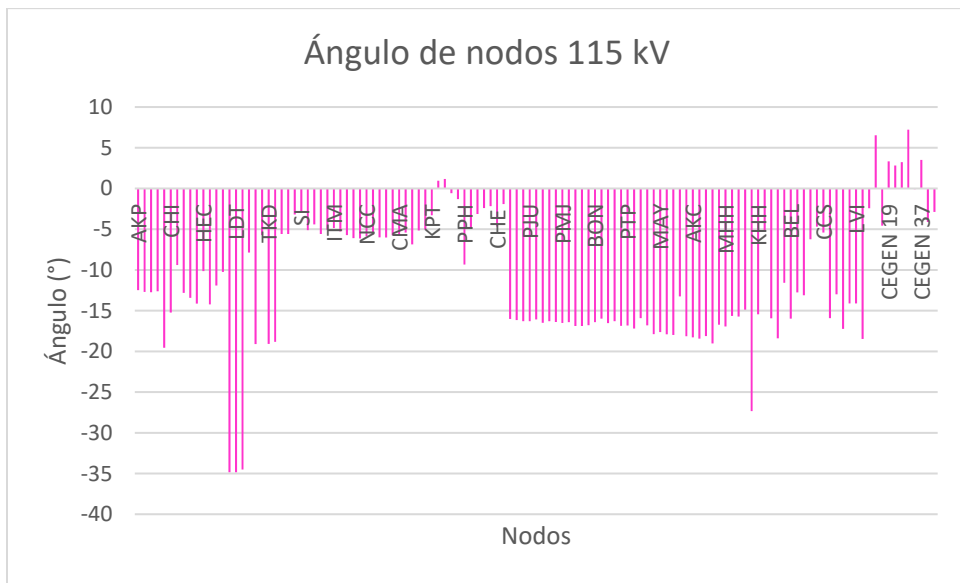


Figura 5.13 Ángulo de nodos 115 kV. Red 2023.

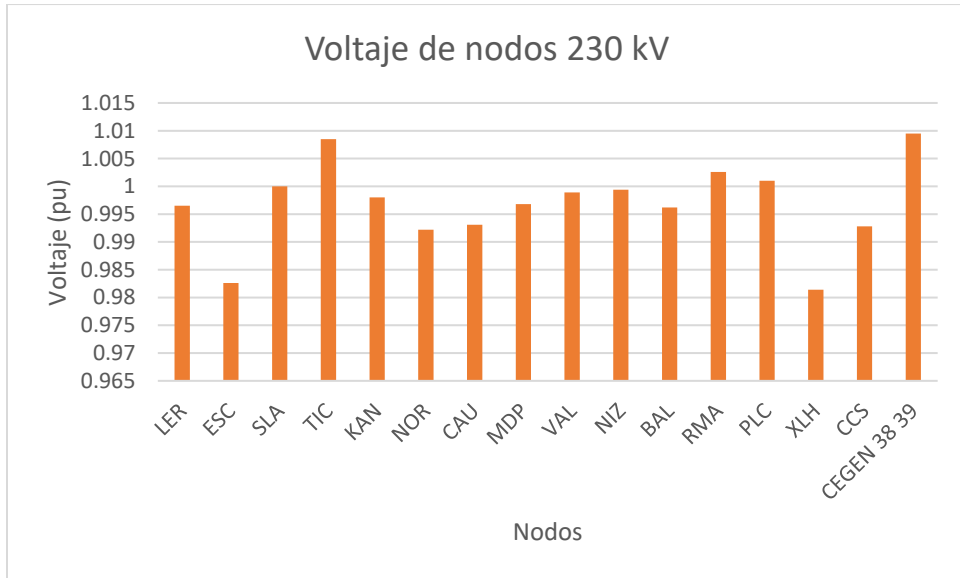


Figura 5.14 Voltaje de nodos 230 kV. Red 2023.

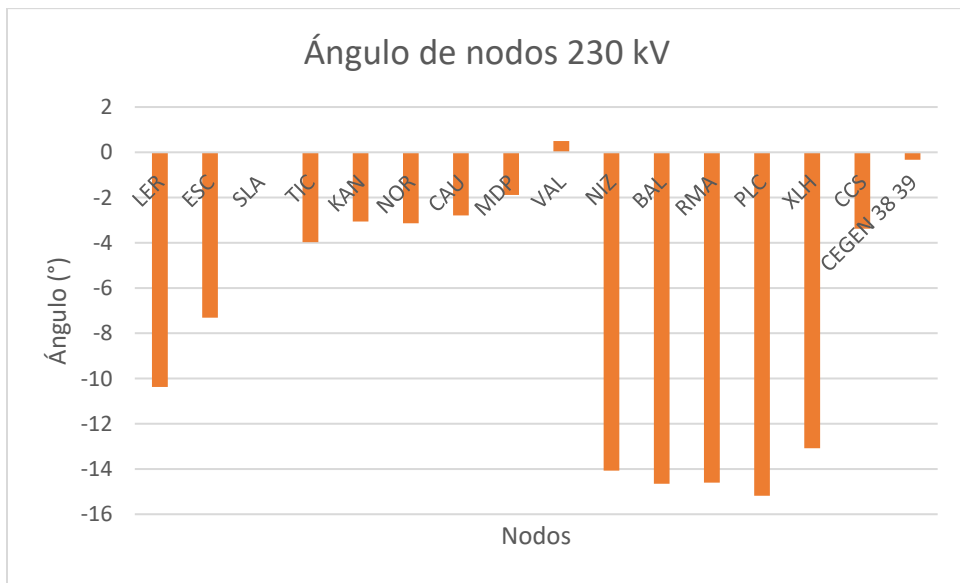


Figura 5.15 Ángulo de nodos 230 kV. Red 2023.

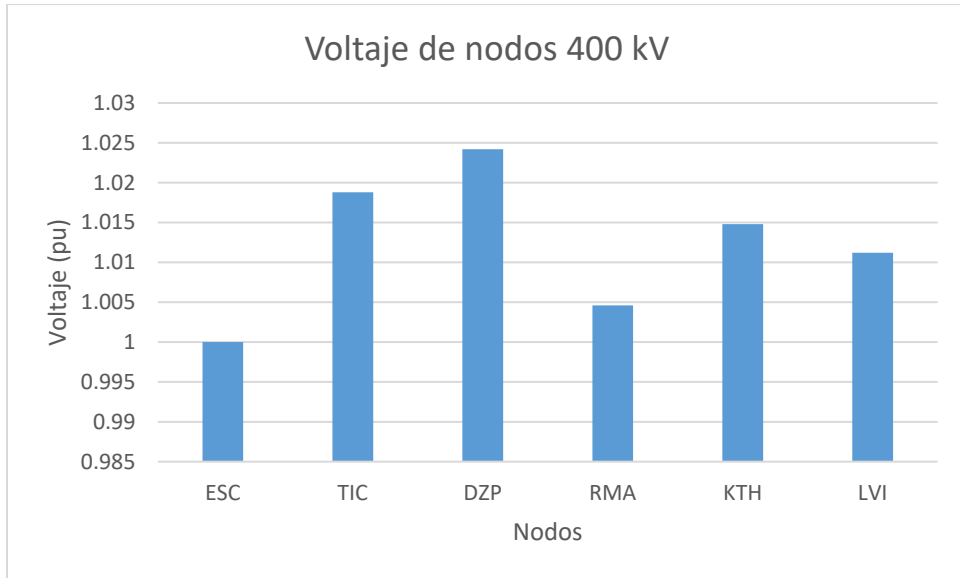


Figura 5.16 Voltaje de nodos 400 kV. Red 2023.

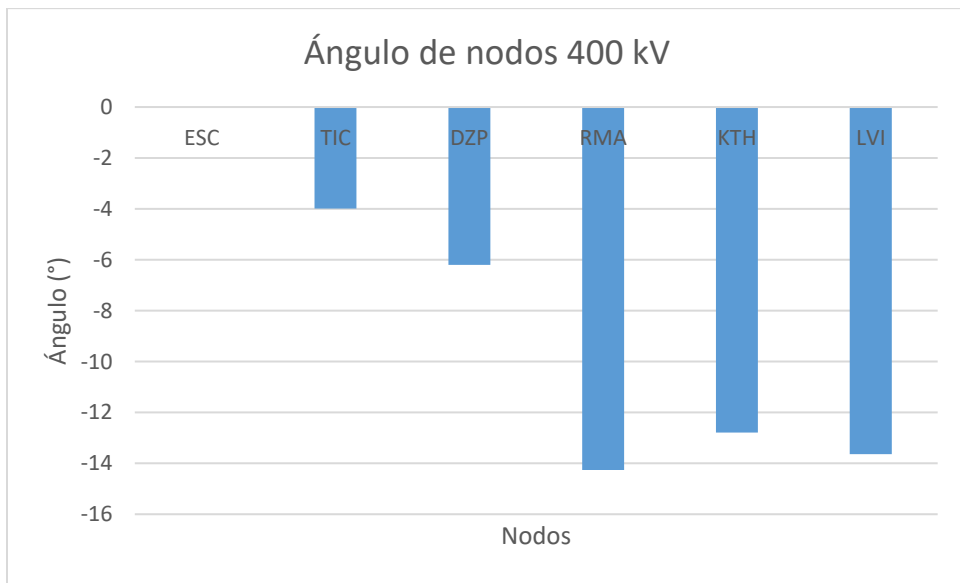


Figura 5.17 Ángulo de nodos 400 kV. Red 2023.

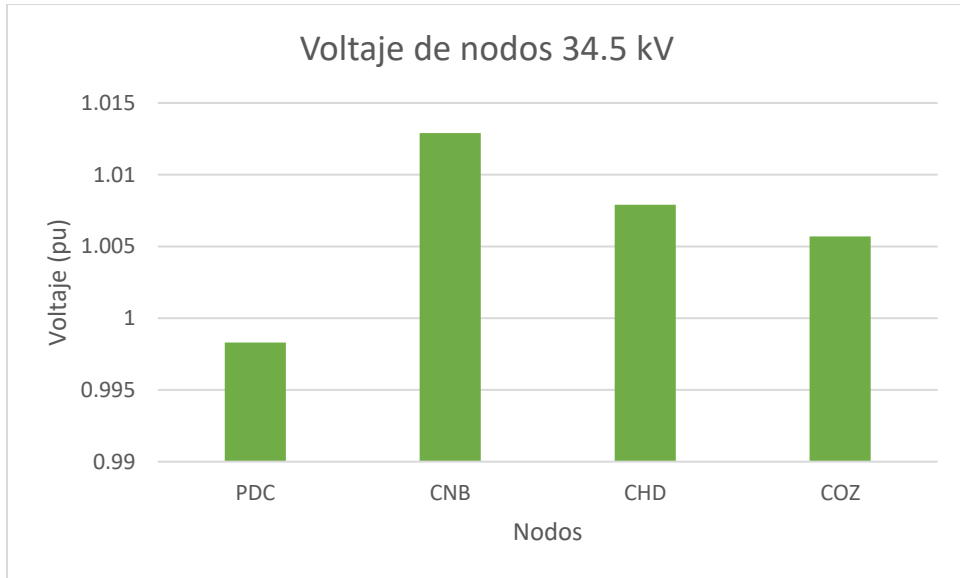


Figura 5.18 Voltaje de nodos 34.5 kV. Red 2023.

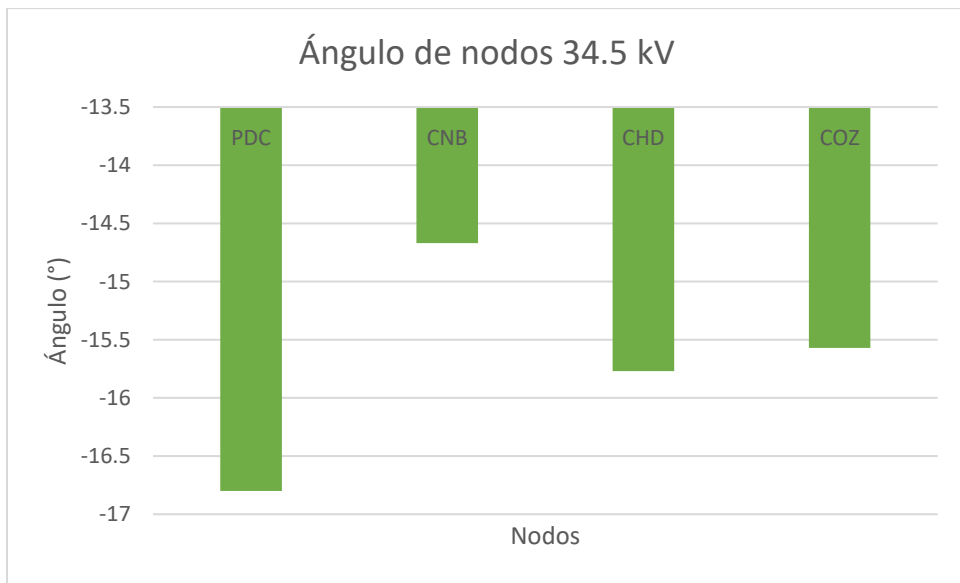


Figura 5.19 Ángulo de nodos 34.5 kV. Red 2023.

5.2.3 Con planta hidroeléctrica reversible

Una vez que se ha obtenido el comportamiento que tendría la red peninsular a futuro, debe de analizarse como cambiarían los valores del sistema eléctrico al momento de instalar una central hidroeléctrica de bombeo.

Como se mencionó anteriormente, se consideraron distintas subestaciones en las cuales es posible conectar la hidroeléctrica reversible, de acuerdo con su localización geográfica. En cada una de ellas se obtuvieron comportamientos distintos. Sin embargo, se observó que, en casi todos, este comportamiento es semejante, mas no igual, por lo que se opta por seleccionar la subestación Ticul para conectar el hidroacumulador debido a su proximidad. Sin embargo, si por alguna razón no se considera factible su interconexión en esta subestación, se buscarán otras opciones entre los nodos y líneas cercanas.

Desde un principio se estableció el rango en el cual se planea construir esta central, el cual se encuentra entre 60 y 120 MW. En este caso, en lugar de observar el comportamiento de los nodos y una vez que se percibe que estos no presentan un obstáculo para la interconexión; se decidió analizar cómo operan los corredores de transmisión que suministran de electricidad a la GCR Peninsular. De esta manera se puede establecer su estado operacional una vez instalados los proyectos planeados, incluida la planta de bombeo. Estos corredores son modelados como los generadores equivalentes que simulan la energía suministrada por la GCR Oriental.

Los resultados correspondientes a la potencia activa pueden observarse en la tabla 5.1, mientras que gráficamente pueden verse en las figuras 5.20 a 5.23. En el caso de la potencia reactiva, aunque presenta pequeños cambios, su nivel permanece casi constante por lo que se decidió solo mostrar las gráficas con los datos de potencia activa. En dicha tabla puede observarse que en el modo generación de la planta propuesta, las inyecciones de potencia en los nodos de conexión al SEN Santa Lucía y Escárcega van disminuyendo conforme se aumenta la capacidad instalada de la central hidroeléctrica.

Tabla 5.1 Comportamiento de los generadores equivalentes con la hidroeléctrica reversible con demanda máxima. Caso de estudio, potencia inyectada a través de los enlaces en MW.

Modo de operación	Enlace	Potencia planta hidroeléctrica			
		Sin planta	60 MW	90 MW	120 MW
i) Generación	Sta. Lucia	-10.9 MW	-36.9	-42.4	-47.8
	Escárcega	218.6 MW	123.4	99.1	75
ii) Carga	Sta. Lucia		-22.8	-21.4	-20.4
	Escárcega		184.5	190.5	194.5

Se toma como base el flujo de potencia del nodo de Escárcega (218.6 MW) sin la conexión de la hidroeléctrica reversible para poder observar qué porcentaje de éste representa la potencia que fluye por el enlace. Para el caso de una capacidad instalada de 60 MW, el flujo en la línea representa el 56.45 % del flujo original, mientras que para los 90 MW representa el 45.33 %, y para los 120 MW corresponde al 34.3 %. Es importante resaltar que mientras el flujo de potencia desde el enlace de Escárcega disminuye considerablemente, se presenta un pequeño aumento en el que proviene de Santa Lucía, sin embargo, no resulta ser muy grande por lo que se estima que no puede llegar a afectar la transmisión de energía desde la gerencia Oriental. Cuando trabaja en el modo carga, las inyecciones de potencia desde otras gerencias presentan pequeños cambios, permaneciendo en un rango de 180-190 MW.

Asimismo, es importante mencionar, que aún sin la central hidroeléctrica, si se llegan a consolidar el resto de los proyectos planteados, el nivel de transmisión que se presenta en los enlaces entre gerencias es menor al de la actualidad lo cual disminuye el riesgo de que algún disturbio pueda provocar interrupciones en el servicio de la zona.

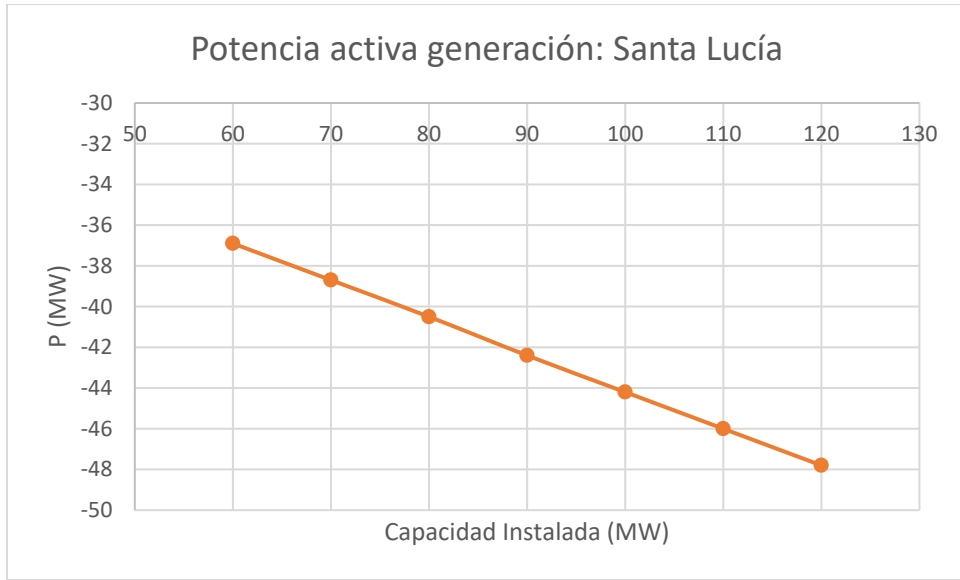


Figura 5.20 Potencia activa generación, nodo Santa Lucía.

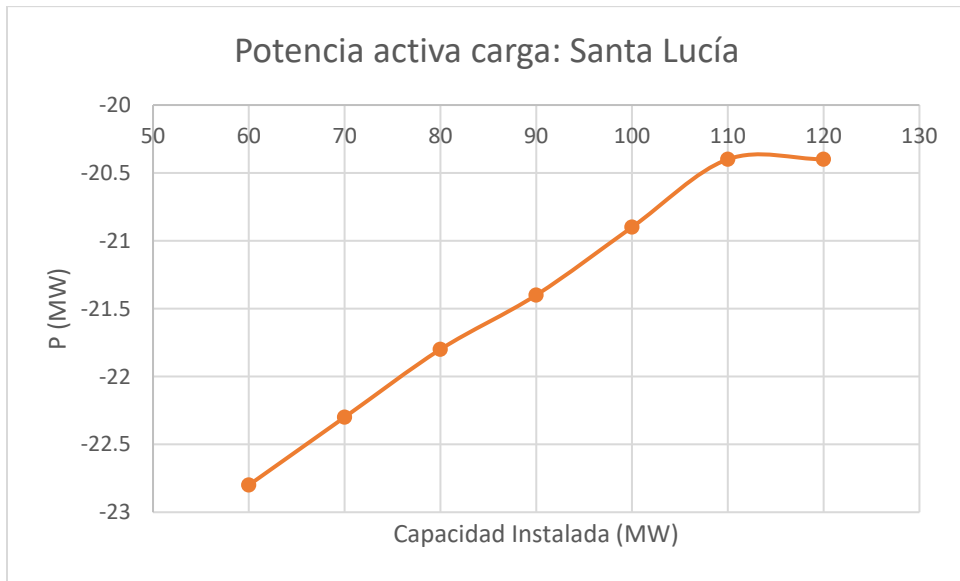


Figura 5.21 Potencia activa carga, nodo Santa Lucía.

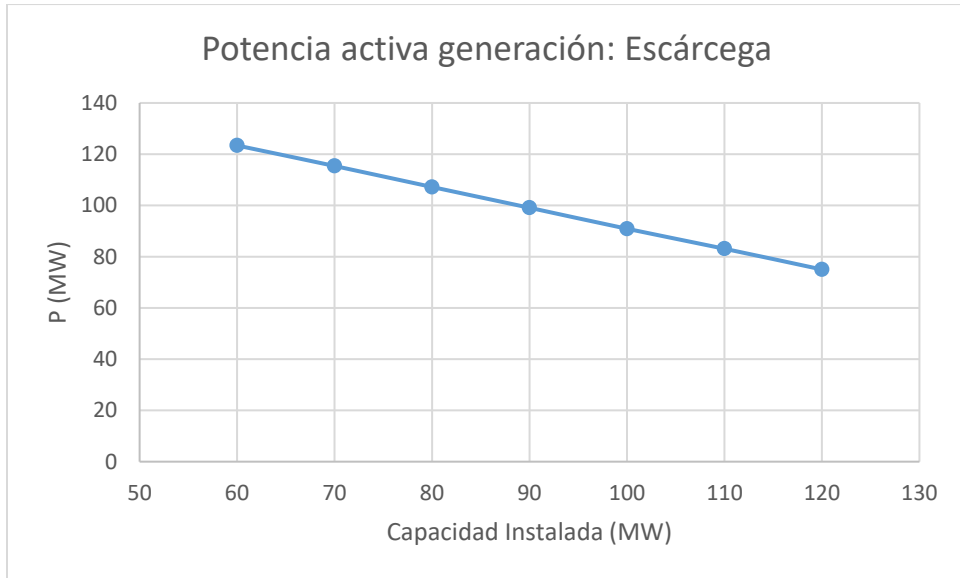


Figura 5.22 Potencia activa generación, nodo Escárcega.

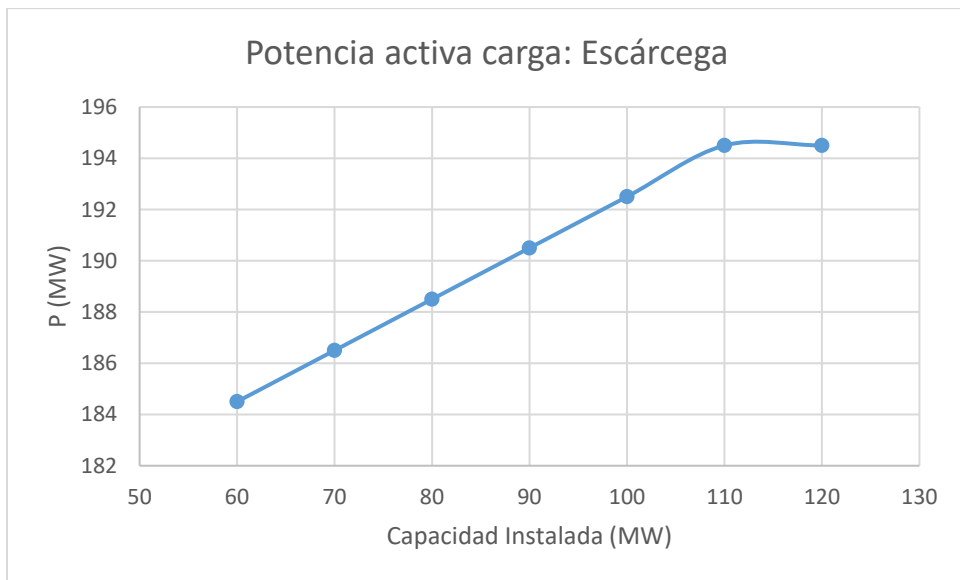


Figura 5.23 Potencia activa carga, nodo Escárcega.

Cabe resaltar que dichos resultados toman como base de carga una demanda máxima del año 2014, por lo que además es necesario hacer un análisis con una demanda que se considere mínima. Con este propósito, las cargas que se consideran son el 75% de las de la demanda máxima. Esto se hace con el fin de observar el comportamiento que tendría la red en un horario base. Otra consideración importante es que se mantuvo el mismo nivel de generación en las centrales que en el caso anterior, aunque como se mencionó, eso no necesariamente es una práctica habitual.

De igual manera que en el caso anterior, los resultados se muestran en la tabla 5.2 y gráficamente se observan en las figuras 5.24 a 5.27.

Tabla 5.2 Comportamiento de los generadores equivalentes con la hidroeléctrica reversible con demanda al 75%. Caso de estudio, potencia inyectada a través de los enlaces en MW.

Modo de operación	Enlace	Potencia planta hidroeléctrica			
		Sin planta	60 MW	90 MW	120 MW
i) Generación	Sta. Lucia	-121.7 MW	-132.6	-138	-143.4
	Escárcega	-135.9 MW	-185.4	-209.6	-233.9
ii) Carga	Sta. Lucia		-118.7	-117.3	-115.8
	Escárcega		-123.4	-117.2	-111.2

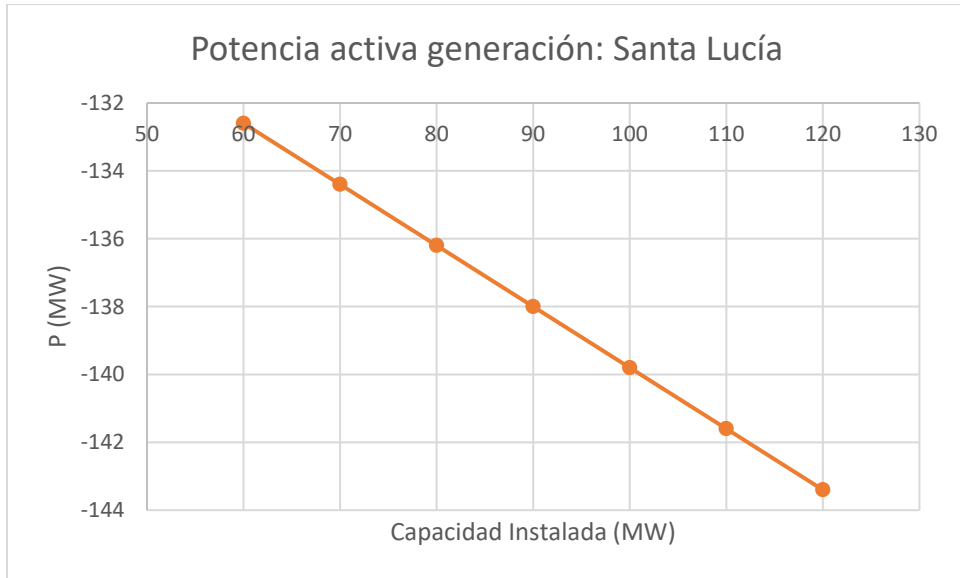


Figura 5.24 Potencia activa generación, nodo Santa Lucía. 75%.

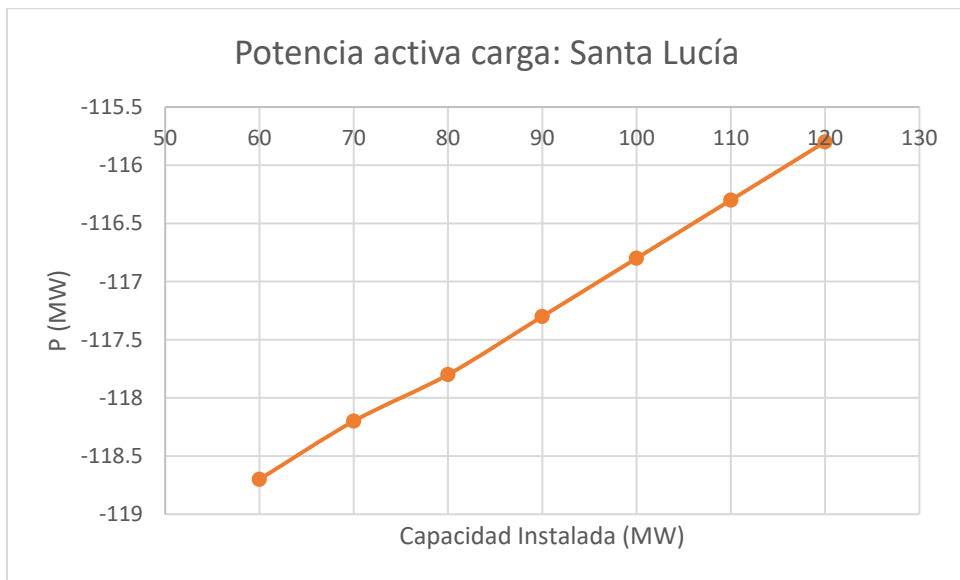


Figura 5.25 Potencia activa carga: Santa Lucía. 75%.

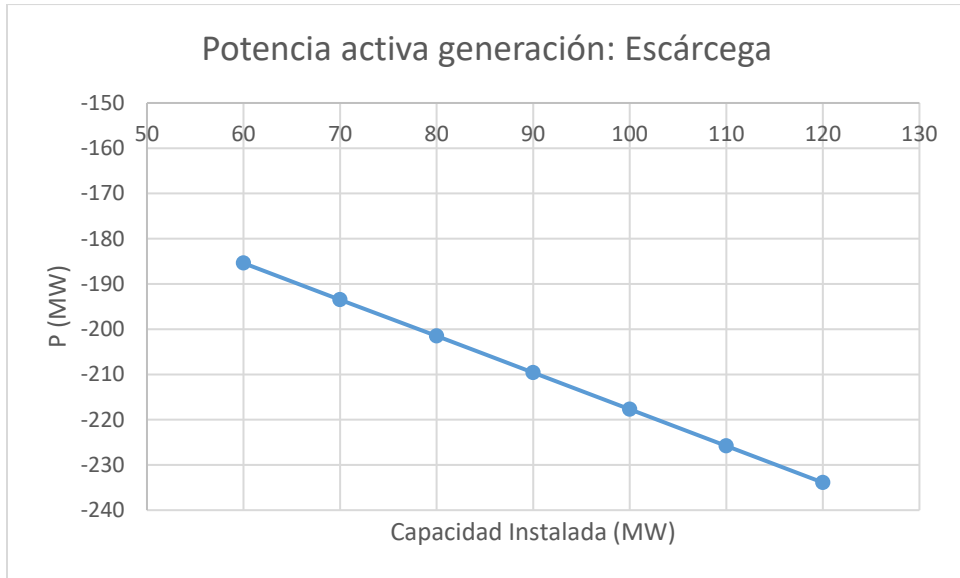


Figura 5.26 Potencia activa generación: Escárcega. 75%.

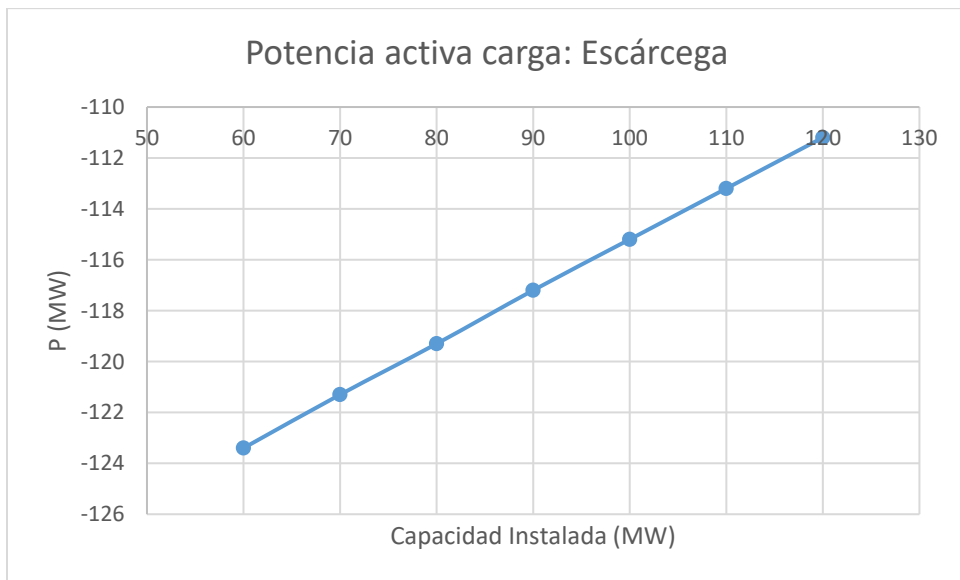


Figura 5.27 Potencia activa carga: Escárcega. 75%.

Como puede observarse en las gráficas, la dirección de la potencia activa transmitida por los enlaces se mantiene en el caso del enlace de Santa Lucía, sin embargo, para el caso del enlace de Escárcega, el flujo de potencia se invirtió, pasando de inyectar potencia al sistema peninsular, a absorberla, como se puede apreciar en los valores de la tabla 5.2, por lo que, si llegara a presentarse este escenario, el resto del SEN tendría que absorber la potencia generada en la zona peninsular, una circunstancia que no es muy habitual en el sistema, al ser el área de Yucatán la que absorbe potencia del resto del país.

Comparando las redes de 2018 y 2023, con la instalación de la central hidroeléctrica reversible la transferencia eléctrica desde otras GCR disminuye, sin embargo, el que se llegue a una capacidad instalada considerable produce también que haya momentos durante el comportamiento como carga, que el requerimiento de energía transferida puede llegar a ser cercana al de la red de 2023. Las comparaciones de potencia pueden observarse en la tabla 5.3, donde se aprecia que las transferencias de potencia activa disminuyen con la instalación de la central de bombeo.

Tabla 5.3 Transferencia de energía por caso.

Caso	2018	2023	2023 con HR
Potencia transferida	271.1 MW	207.7 MW	161.7 MW 174.1 MW

En el caso de construirse una central de 120 MW de capacidad, su operación en el modo carga puede llegar a provocar que los niveles de transferencia de energía desde las otras GCR incrementen por encima de los que se esperan en la red normal sin la central hidráulica, sin embargo, es una capacidad que puede alcanzarse sin llegar a afectaciones considerables.

Además, se probó aumentar la capacidad instalada hasta llegar a un máximo en el que se comience a afectar el desempeño de la red. En este caso, al llegar a los 140 MW, empiezan a presentarse problemas con los voltajes de algunos nodos de la red, los cuales bajan su magnitud hasta que llegan a violar la tolerancia de $\pm 5\%$, lo cual desea evitarse.

Conociendo la información anterior, se sugiere optar por una central con una capacidad de 120 MW, sabiendo que no operará a su máxima capacidad, reservándose ese escenario para

cuando lleguen a presentarse disturbios. De esta manera, se busca disminuir la cantidad de energía transmitida desde el resto del SEN a la zona de análisis. Además, de que, en el modo de bombeo, la cantidad de electricidad que debería de transmitirse sería bastante cercana a la que se ve en el caso de la red futura sin la hidroeléctrica de bombeo.

Asimismo, en relación con los niveles de voltaje del sistema (magnitud y ángulo), se pudo apreciar que el comportamiento de los nodos de la red es bastante parecido a cuando esta se encuentra sin la hidroeléctrica reversible, por lo que se considera que no habrá una gran afectación al momento de integrar una central de las características de una hidroeléctrica de bombeo.

Es trascendente mencionar que la implementación de la central hidroeléctrica reversible no solucionará todos los problemas que hoy se presentan en la península desde el punto de vista eléctrico, ya que se trata de un proyecto de mediana capacidad. Sin embargo, con los proyectos planeados y el que compete a este trabajo se espera ayudar a reducir la dependencia que esta área geográfica presenta con respecto al resto del sistema. Además, se espera reducir los periodos en que los enlaces eléctricos entre las GCR Oriental y Peninsular operan saturados, lo cual disminuiría el riesgo de que algún disturbio pueda afectar el servicio eléctrico de manera significativa, como ha sucedido en tiempos recientes.

También cabe resaltar que pueden presentarse distintos escenarios de operación para un tipo de infraestructura como la que aquí se estudia, principalmente relacionados con los lapsos en los que ha de operar. Por ejemplo, lo más común es que los periodos de carga y descarga se lleven de manera diaria (hora base y punta respectivamente), no obstante, estos pueden ser ampliados a semanas o incluso llegar a meses de duración. En dichos casos, puede hablarse de que durante estaciones en las cuales el agua sea escasa, el líquido almacenado en la época de abundancia ayude a proveer de la electricidad necesaria para ciertas actividades, cuidando que su uso sea diferido.

5.3 Refuerzos para la interconexión

En general, las líneas cercanas a la zona donde se pretende instalar la central no encienden alarmas en el estudio, presentando solo las pérdidas que se esperaría en una red de estas dimensiones.

Al haber observado cómo se comportaría el sistema si se le agregara una central hidroeléctrica de bombeo, es conveniente también identificar los refuerzos que la infraestructura actual requeriría para que la integración del proyecto se lleve a cabo de manera satisfactoria. Estos refuerzos no abarcarían más allá de los de la propia planta y se enlistan a continuación:

- Construcción de una subestación de maniobras para la central. Para el análisis se consideró que la planta se conecta cercana a la subestación Ticul Potencia, en el nivel de 115 kV, generando a 13.8 kV. Por lo tanto, si se ha de erigir la subestación, deben de dimensionarse los elementos correspondientes a esta.
- Línea de transmisión de aproximadamente 2 km de longitud. La longitud de la línea puede variar dentro del rango determinado dependiendo de en qué zona del polígono establecido se coloque finalmente la subestación. De igual forma que con la subestación, deberán de dimensionarse los elementos que componen la línea.
- Central hidroeléctrica. Para el caso de la propia planta generadora, deben de dimensionarse las turbinas y generadores, así como otros elementos mecánicos con base en la potencia de 60 MW que se sugiere aquí. Además, deben de diseñarse otros elementos relacionados con la ingeniería civil que son muy importantes para que el proyecto llegue a buen puerto.

Capítulo 6. Conclusiones y trabajo futuro.

6.1 Conclusión.

La necesidad energética de nuestro país se ha incrementado en los últimos años, por lo que tener una capacidad de generación que satisfaga las necesidades de los usuarios (presentes y futuros) es de gran importancia. El caso estudiado en la presente tesis es la red de alta tensión de la Península de Yucatán, la cual ha presentado una problemática con respecto al desbalance energético propio de la región que se ha acrecentado en los últimos años. Con el fin de lograr mitigar este problema, se han propuesto proyectos que se espera ayuden a reducir los disturbios que en ciertas épocas del año se presentan en esta y otras zonas de la República.

Para lograr que los proyectos mencionados se integren con éxito en la infraestructura existente en el país, es necesario realizar los estudios adecuados. Con base en esto, el presente trabajo se centró en uno de los análisis básicos pero fundamentales para conocer el comportamiento de un nuevo proyecto que desea implementarse. El estudio de estado estable o flujos de potencia es una herramienta para la planeación y operación de las redes eléctricas, el cual permite conocer los parámetros del sistema eléctrico y como estos actúan en los distintos nodos de la red.

Como se mostró, aunque existen diferentes tecnologías de almacenamiento, a diversas escalas, el presente trabajo se base en modelado básico de una planta hidroeléctrica reversible o de bombeo. Ésta es seleccionada por la madurez de la tecnología y las capacidades que puede alcanzar, pero sobre todo por el contacto con inversionistas del área, quienes mostraron su interés en el tema. Realizando el análisis correspondiente se pudieron observar los comportamientos de la red en distintos escenarios, lo cual permitió determinar en primera instancia qué tan conveniente es agregar nuevas centrales de generación en la zona de la Península de Yucatán. Los resultados observados en el capítulo 5 de este trabajo, permiten concluir que el llevar a cabo un proceso de integración de un sistema de almacenamiento de energía en esa zona geográfica del país es factible desde la operación en estado estable de la red. Estos resultados muestran que la red futura que albergaría este hipotético, no requeriría más refuerzos más allá de los propios de la planta.

A diferencia de los proyectos hasta ahora otorgados, la operación en modo carga de la planta propuesta ayudaría a implementar esquemas de manejo de la demanda. Esto a su vez incrementaría la seguridad energética en la GCR Peninsular, al proporcionar un mejor control de los enlaces del SEN con la gerencia. Con una penetración considerable de energías renovables en la península, contar con una planta de almacenamiento hidráulica igualmente facilitaría la operación del sistema.

Finalmente, pero no menos importante, mencionar que lo obtenido en este trabajo puede ser tomado como punto de partida para profundizar en el análisis de la implementación de este proyecto, sin perder de vista que es meramente un estudio indicativo, basado en una red construida académicamente con la información pública disponible. Por lo anterior, los resultados aquí mostrados en ningún caso pueden ser tomados como base para la solicitud de permisos o la realización de algún trámite ante la CRE, CENACE o CFE. Las tecnologías de almacenamiento de electricidad en el mundo están en pleno desarrollo, ya que su uso se incrementará en la medida en que las tecnologías de generación renovables, y su intermitencia incrementa su participación en las redes eléctricas, por lo que la búsqueda de su implementación en México no tomará un periodo de tiempo muy largo.

De llevarse a cabo un proyecto como el que se plantea en este trabajo, ayudaría a reforzar el sistema eléctrico en una zona cuyo sistema es bastante delicado. Al tener una red más confiable, el acceso de este recurso puede ser mayor en zonas de la península donde el grado de electrificación se considere deficiente. Además, se espera atraer inversiones que generen empleos dentro de distintas ramas, los cuales se busca mejoraren el nivel de ingreso de la población y con ello su calidad de vida. También es importante mencionar que el uso de tecnologías de generación renovables ayudará a reducir niveles de polución que puedan afectar la salud de los habitantes que viven cercanos a las centrales eléctricas. También importante mencionar que sería muy complicado realizar un trabajo como este en el sector privado sin las herramientas que aquí se utilizan, ya que requiere de información que puede ser sensible para la seguridad nacional, por lo que debe de obtenerse de otra forma. Debido a lo anterior, se considera que la planeación básica de un proyecto de esta clase requeriría un presupuesto considerable, en el rango de los 100,000 y 150,000 MXN, sin contar con las licencias del software utilizado.

6.2 Trabajo futuro.

A continuación, se proponen algunos trabajos futuros que podrían realizarse a partir de los resultados obtenidos en esta tesis:

- Realizar los estudios de corto circuito, esto con el propósito de poder configurar adecuadamente nuevas protecciones para un sistema que ha de cambiar al agregársele nuevos elementos para los que los esquemas de protección existentes pueden no ser suficientes.
- Realizar los estudios dinámicos, para observar la sincronización del sistema cuando opera con normalidad, así como los cambios que habría si hay alteraciones en la generación o la carga. Por lo tanto, también son muy importantes al momento de implementar las protecciones correspondientes, así como sistemas de control para los sistemas eléctricos. Estos estudios incluyen análisis de contingencias, que este caso por la dependencia con el SEN, deben ser determinantes.
- Diseño de los refuerzos que ha de necesitar la red, por ejemplo, las líneas de transmisión o las subestaciones. Esto con el fin de que la integración de la planta se realice satisfactoriamente, por lo que los elementos de la subestación (transformadores, cuchillas, interruptores, entre otros). Además, se deben determinar los elementos de la línea de transmisión que conectará la central con el sistema (calibre de los conductores, aisladores, entre otros).
- Se recomienda realizar esquemas de operación de la planta basados en optimizaciones dentro de un mercado eléctrico y/o de servicios conexos.

Referencias.

- [1] Secretaría de Energía, “Explicación ampliada de la reforma energética,” pp. 127–142, 2013.
- [2] Secretaría de Energía, “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente,” 2012.
- [3] A. Pica and E. Sauma, “Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes,” Santiago.
- [4] Secretaría de Energía, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032,” p. 302, 2018.
- [5] Universidad Autónoma Metropolitana, *Historia de la Industria Eléctrica en México, Tomo I*, 1^o edición. Ciudad de México: Universidad Autónoma Metropolitana, 1994.
- [6] Centro Nacional de Control de Energía, “Topología de la Red Nacional de Transmisión,” 2016. [En línea]. Recuperado de: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Planeacion/TopologiaRNT.aspx>. [Último acceso: 06-Feb-2019].
- [7] Secretaría de Energía, “Programa de Apliación y Modernización de la RNTy RGD del Mercado Eléctrico Mayorista (PRODESEN 2018 - 2029),” p. 648, 2018.
- [8] Centro Nacional de Control de Energía, “Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2023,” 2018.
- [9] Comisión Federal de Electricidad, “PAM de las RGD 2018-2032.pdf.” p. 149, 2018.
- [10] Secretaría de Energía, “Glosario de términos de electricidad.”
- [11] Secretaría de Energía, “Manual de Pronósticos,” 2017.
- [12] Energy Storage Association, “Unleashing the Power of Energy Storage.” [En línea]. Recuperado de: <http://energystorage.org/energy-storage>. [Último acceso: 22-Mar-

2019].

- [13] Comisión Federal de Electricidad, “Un fuerte incendio provoca salida de funcionamiento de dos líneas de transmisión e interrupción del suministro de energía eléctrica en los estados de Quintana Roo y Yucatán,” 2019. [En línea]. Recuperado de: <https://www.cfe.mx/salaprensa/Paginas/salaprensadetalle.aspx?iid=473&ilib=5>. [Último acceso: 19-Mar-2019].
- [14] Comisión Federal de Electricidad, “Un incendio provocado por la quema de plantaciones de caña provoca interrupciones del suministro de energía eléctrica en los estados de Quintana Roo, Campeche y Yucatán,” 2019. [En línea]. Recuperado de: <https://www.cfe.mx/salaprensa/Paginas/salaprensadetalle.aspx?iid=490&ilib=5>. [Último acceso: 08-Apr-2019].
- [15] International Electrotechnical Commission, “Electrical Energy Storage,” 2011.
- [16] Energy Storage Association, “Electrochemical Capacitors.” [En línea]. Recuperado de: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/electrochemical-capacitors>. [Último acceso: 25-Mar-2019].
- [17] Energy Storage Association, “Flow Batteries.” [En línea]. Recuperado de: <http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/flow-batteries>. [Último acceso: 25-Mar-2019].
- [18] Energy Storage Association, “Thermal.” [En línea]. Recuperado de: <http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/thermal2>. [Último acceso: 25-Mar-2019].
- [19] Energy Storage Association, “Compressed Air Energy Storage (CAES).” [En línea]. Recuperado de: <http://energystorage.org/compressed-air-energy-storage-caes>. [Último acceso: 22-Mar-2019].
- [20] Energy Storage Association, “Flywheels.” [En línea]. Recuperado de: <http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/thermal>. [Último acceso: 22-Mar-2019].
- [21] Federal Energy Regulatory Commission, “Hydropower - Pumped Storage Projects.”

- [En línea]. Recuperado de: <https://www.ferc.gov/industries/hydropower/gen-info/licensing/pump-storage.asp?csrt=3345501116483904230>. [Último acceso: 03-Apr-2019].
- [22] Energy Storage Association, “Pumped Hydroelectric Storage.” [En línea]. Recuperado de: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/pumped-hydroelectric-storage>. [Último acceso: 02-Apr-2019].
- [23] Energy Storage Association, “Sub-Surface Pumped Hydroelectric Storage.” [En línea]. Recuperado de: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/sub-surface-pumped-hydroelectric-storage>. [Último acceso: 03-Apr-2019].
- [24] Energy Storage Association, “Variable Speed Pumped Hydroelectric Storage.” [En línea]. Recuperado de: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/variable-speed-pumped-hydroelectric-storage>. [Último acceso: 03-Apr-2019].
- [25] F. Moreno Haya, “Estudio numérico de los fenómenos transitorios aplicados a una central hidráulica de bombeo puro,” pp. 34–66, 2012.
- [26] Electric Power Research Institute, “Electricity Energy Storage Technology Options,” *Rep. 1020676*, p. 170, 2010.
- [27] S. J. Chapman, *Máquinas Eléctricas*, 5°. Nueva York: McGraw Hill, 2012.
- [28] H. Congreso de la Unión de los Estados Unidos Mexicanos, “Ley de la Industria Eléctrica,” pp. 1–71, 2014.
- [29] Siemens Energy, “PSS®E 34.1.1 GUI Users Guide,” no. March, 2016.
- [30] S. Industry, S. Power, and T. International, “PSS®E 34.1.1 LineProp Manual,” no. September, 2016.
- [31] T. Gönen, *Electric Power Distribution Engineering*, 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.
- [32] C. G. Játiva J., Constante G., “Flujo de Potencia por Newton-Raphson con el Jacobiano Calculado en las Ecuaciones de Errores de Potencia,” *Rev. Politécnica*, vol. 33, no. 3, p. 7, 2014.

- [33] J. J. Grainger y W. D. Stevenson Jr., *Análisis de Sistemas de Potencia*, 1°. Raleigh: McGraw Hill, 2001.
- [34] L. M. Castro González, “Notas de Sistemas Eléctricos de Potencia I.” Facultad de Ingeniería, UNAM, 2017.

Anexo A. Índices de confiabilidad.

- *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI). Frecuencia de interrupciones promedio que un usuario puede experimentar en el área monitoreada, el cual se puede calcular con la ecuación (A.1);

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (A.1)$$

donde:

N_i es el número de consumidores afectados por cada interrupción durante cierto lapso en cierta área, y

N_T es el total de usuarios que se abastecen en el área monitoreada.

- *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI). Duración promedio de las interrupciones por usuario, el cual se puede calcular con parámetros del índice anterior y con la ecuación (A.2);

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \quad (A.2)$$

donde:

r_i es el tiempo de restauración de cada interrupción.

- *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI). Representa el tiempo promedio que se necesita para restaurar el servicio a un cierto número de usuarios, es la relación entre los índices SAIFI y SAIDI y se puede calcular con la ecuación (A.3) [31].

$$CAIDI = \frac{\sum r_i \times N_i}{N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (A.3)$$

Anexo B. Estudio de flujos de potencia.

El análisis de flujos de potencia se centra en el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia en estado estacionario, por lo que el tiempo no es un factor a considerar. Para llevar a cabo esta clase de estudios deben de considerarse ciertas condiciones que se enlistan a continuación:

- Asumir que el sistema en condiciones balanceadas, por lo que basta con representar una sola fase de la red para realizar el estudio.
- Se toma una potencia base común para toda la red.
- Dado que lo que generalmente se conoce en un sistema eléctrico son las potencias (cargas y generadores), se establecen ecuaciones de red con base en estas, a las que se les designa “ecuaciones de flujos de potencia”. Estas igualdades no son lineales, por lo que deben de ser resueltas por métodos iterativos.

El motivo principal de los flujos de potencia está en conocer voltajes y ángulos nodales, y a partir de estos valores, los flujos de potencia pueden ser calculados para cada elemento de la red. Por lo tanto, para dar una solución a este problema, se deben conocer cuatro parámetros: potencia activa (P); potencia reactiva (Q); magnitud de voltaje (V) y ángulo de fase del voltaje (θ).

Existen distintos tipos de nodos en el análisis de flujos de potencia, los cuales son:

- Nodo de voltaje controlado o PV: se les conoce así a las barras en las que se conectan equipos que controlan su tensión. En estos nodos la potencia inyectada siempre es conocida y la magnitud de voltaje se controla mediante la inyección de potencia reactiva.
- Nodo de carga o PQ: en estos nodos las potencias activa y reactiva que consumen las cargas se especifica dentro del problema.
- Nodo compensador o slack: este tipo de nodos es necesario, ya que las pérdidas por efecto Joule no son conocidas de antemano, y por lo tanto el balance de potencia del sistema tampoco. Debido a esto, la potencia en esta barra no puede ser especificada, por lo que se debe definir la magnitud y el ángulo de su voltaje.

A partir de lo anterior se pueden ver las variables conocidas y desconocidas de cada uno de los tipos de nodo en la tabla B.1

Tabla B.1 Tipos de nodos para los flujos de potencia

Tipo de nodo	Variables conocidas	Variables desconocidas
Slack	V, θ	P, Q
PV	P, V	Q, θ
PQ	P, Q	V, θ

B.1 Planteamiento de ecuaciones.

En cualquier barra, las potencias se calculan con base en las ecuaciones de potencia compleja (B.1) y (B.2). También se debe conocer la matriz de admitancias nodales del sistema Y_{bus} , mientras que los voltajes de barra V_B se asumen conocidos. Además, son necesarias las ecuaciones de corriente (B.3) y (B.4) [32, 33].

$$S_B = V_B \cdot I_B^* \quad (B.1)$$

$$S_i = P_i + jQ_i \quad (B.2)$$

$$I_B = Y_{bus} \cdot V_B \quad (B.3)$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n (G_{ij} + jB_{ij} \sin \theta_{ij}) \cdot (\cos \theta_{ij} + j \sin \theta_{ij}) \cdot V_j \quad (B.4)$$

A partir de las ecuaciones anteriores se pueden deducir las correspondientes a las potencias activa y reactiva en cada una de las barras (B.5) y (B.6).

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \cdot V_j \quad (B.5)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \cdot V_j \quad (B.6)$$

Como se mencionó anteriormente, al ser sistemas de ecuaciones de no lineales, se vuelve necesario usar métodos iterativos para encontrar una solución. Dentro de las posibles

soluciones a estos se encuentran los de Newton-Raphson y Gauss-Seidel. El software PSS[®]E maneja ambos procedimientos, sin embargo, para todo el desarrollo de este trabajo se optó por el de Newton-Raphson al tener un tiempo de convergencia mejor que el primero.

Al ser utilizada una solución iterativa, se inicia por asignar valores estimados a ciertos parámetros, en este caso a los voltajes nodales y sus ángulos de fase. A partir de esto, se calculan nuevos valores para las variables de estado, lo cual provee de nuevos valores que cumplan con las ecuaciones de desajuste (B.7) y (B.8), con base en lo mostrado en la figura B.1

$$\Delta S = S_{prog} - S_i \quad (B.7)$$

$$S_{prog} = S_g - S_d \quad (B.8)$$

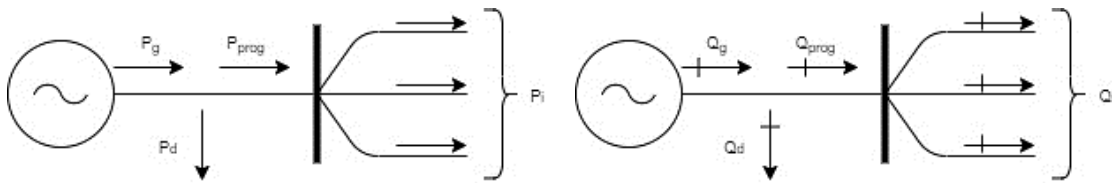


Figura B.1 Notación para las Potencias Activa y Reactiva para una barra común.

B.2 Algoritmo de Newton-Raphson.

La formulación de este método para la solución de los flujos de potencia toma como base la expansión de una función de dos o más variables en series de Taylor, truncándola en la primera derivada, por lo que se convierte en un proceso iterativo, el cual se mantiene hasta que se cumple con una tolerancia especificada.

El sistema de ecuaciones expresado en forma matricial se muestra en (B.9), y de forma desarrollada en (B.10). Con base en lo anterior, para cualquier iteración k , ΔS corresponde al vector de errores de potencias de barra, planteado en (B.7) y (B.8); J es el jacobiano del sistema; ΔX es el vector de correcciones de variables de estado que se muestra en (B.11).

$$\Delta S = [J] \cdot \Delta X \quad (B.9)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{(k)} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(k)} \quad (\text{B.10})$$

$$\Delta X = X^k - X^{k-1} \quad (\text{B.11})$$

Las dimensiones del jacobiano han de variar dependiendo del tipo de nodo en el que se realice el análisis, ya que, por ejemplo, en el caso de un nodo PV, la potencia reactiva no es especificada y por lo tanto una ecuación de error no puede ser planteada con sus correspondientes componentes en J.

Como se mencionó anteriormente, el método continuará trabajando mientras no se llegue a una tolerancia preestablecida. Todos los cambios que se irán presentando en los valores de magnitud de voltaje y ángulo, que se irán actualizando conforme se avance con las iteraciones. Para actualizar estos elementos, los componentes de ΔX se añaden a los valores que habían sido predeterminados en la iteración anterior como se ve en (B.12), y así sucesivamente hasta que se alcanza la tolerancia [34].

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} \quad (\text{B.12})$$

Anexo C. Comportamiento nodal de la red peninsular actual (2018).

Tabla C.1 Nodos de la Gerencia de Control Regional Peninsular

Nombre	Voltaje base (kV)	Voltaje (pu)	Ángulo (°)
Ah Kim Pech	115	0.9898	-11.7
Kalá	115	0.9898	-11.82
Samulá	115	0.9832	-11.93
Samulá II	115	0.9901	-11.82
Sabancuy	115	0.9621	-19.06
Chicbul	115	0.9814	-14.93
Calkiní Li	115	0.9958	-9.42
Sihochac	115	0.9833	-12.18
Cayal	115	0.9762	-12.76
Champlotón	115	0.9754	-13.62
Candelaria	115	0.9731	-10.56
Hecelchakán	115	0.9985	-9.77
Xpujil	115	0.9925	-14.65
Lerma 115	115	0.9885	-11.19
Escárcega 115	115	0.9738	-10.14
Lerma 230	230	0.9947	-9.97
Escárcega 230	230	0.9835	-7.27
Santa Lucía	230	1	0
Escárcega 400	400	1	0
Concordia	115	0.9675	-34.23
Laguna de Términos	115	0.9673	-34.21
Ciudad del Carmen	115	0.9679	-33.88
Palmar	115	0.9575	-26.74
Maxcanú	115	1.0021	-8.21
Tixmehuac	115	0.9521	-22.26
Ticul Distribución	115	1.0193	-6.88
Tekax II	115	0.9519	-22.24
Kambul	115	0.9878	-22.87
Ticul Potencia 115	115	1.021	-6.74
Ticul Potencia 230	230	1.0225	-5.46
Ticul Potencia 400	400	1.031	-5.13
Hunucmá	115	1.0005	-6.13
Puerto Progreso	115	0.9923	-6.94
San Ignacio	115	0.9943	-6.73
Poniente	115	1.0045	-5.67
Norte 115	115	1.0062	-5.69

Cholul	115	0.9988	-6.63
Chuburná	115	1.0031	-5.85
Itzimná	115	1.0038	-6.18
Alom	115	1.0059	-5.4
Mérida II	115	1.0061	-5.55
Ucú	115	1.0031	-5.83
Itzaes	115	1.0014	-6.13
Centro	115	1.0007	-6.37
Nachí Cocom	115	1.0034	-6.23
Oriente	115	1.0046	-6.03
Metropolitana	115	1.0039	-5.97
Sur	115	1.0044	-6.12
Hid. Yucateca	115	1.0059	-5.56
Cementos Maya	115	1.0051	-5.63
LEE	115	1.0075	-5.86
Umán	115	1.0013	-7.04
Kanasín 115	115	1.0086	-5.57
Caucel 115	115	1.0066	-5.28
Kanasín 230	230	1.0103	-3.5
Norte 230	230	1.0074	-3.65
Caucel 230	230	1.0072	-3.26
Mérida Potencia	230	1.0082	-2.36
Kopté	115	1.0108	-7.65
Temax II	115	1.0077	-7.37
Santo Domingo	115	1.0068	-7.14
Sucilá	115	1.0042	-6.39
Tizimín	115	1.0042	-5.79
Popolnah	115	1.0026	-9.57
Izamal	115	1.0025	-4.83
Dzitas	115	1.0068	-1.62
San Pedro	115	1.0055	-0.34
Valladolid Distribución	115	1.0059	-0.12
Chemax	115	1.0057	-2.75
Valladolid 115	115	1.0072	0.51
Valladolid 230	230	1.0017	4.91
Dzitnup	400	1.0414	-7.28
Puerto Morelos	115	1.0155	-11.75
Moon Palace	115	1.0118	-11.78
Canek	115	1.0025	-12.25
Puerto Juárez	115	1.0015	-12.09
Balam 115	115	1.0017	-11.87
Kukulcán	115	1.0003	-12.28
Yaxché	115	0.9996	-12.08

Punta Sam	115	1.0015	-12.09
Playa Mujeres	115	1.0016	-12.13
Nichupté	115	0.9989	-12.2
Chaac	115	0.9975	-12.62
Kabah	115	0.9971	-12.63
Bonampak	115	0.9989	-12.51
Bonfil	115	1.0014	-12.12
Nizuc 115	115	1.0056	-11.62
Cancún	115	1	-12.3
Kohunlich	115	1.0029	-11.99
Kekén	115	1.0017	-11.87
Nicte Ha	115	1.003	-11.96
Hunab Ku	115	0.9974	-12.59
Pok Ta Pok	115	0.9972	-12.57
Nizuc 230	230	1.0134	-9.62
Balam 230	230	1.0016	-10.34
Xcalacoco	115	1.0174	-12.85
Riviera Maya 115	115	1.0209	-11.51
Iberostar	115	1.0182	-12.43
Zac Nicte	115	1.0173	-13.59
Mayakoba	115	1.0168	-13.31
Playa del Carmen 115	115	1.0183	-13.61
Playacar	115	1.0172	-13.76
Tulum	115	0.9933	-11.9
Akumal II	115	1.0075	-13.66
Aktun Chen	115	1.0145	-13.86
Aventura Pal	115	1.0127	-14.02
Calica	115	1.0161	-13.77
Yal Ku	115	1.0113	-13.99
Playa del Carmen 34.5	34.5	1.0101	-12.58
Chankanaab	34.5	1.0162	-10.16
Chankanaab II	34.5	1.0132	-11.29
Cozumel	34.5	1.0096	-11.07
Riviera Maya 230	230	1.0258	-10.01
Playa del Carmen 230	230	1.0233	-10.64
Riviera Maya 400	400	1.0357	-9.45
Polyuc	115	1.0076	-22.27
Lázaro Cárdenas	115	1.0054	-18.27
Mahahual	115	1.0075	-18.49
Insurgentes	115	0.9953	-16.27
Chetumal Norte	115	0.9955	-16.33
Xul Ha 115	115	1	-15.64
Xul Ha 230	230	0.9983	-13.84

Belice		115	0.9891	-16.73
--------	--	-----	--------	--------

Anexo D. Comportamiento nodal de la red peninsular futura (2023).

Tabla D.1 Nodos de la Gerencia de Control Regional Peninsular, proyección a 2023

Nombre	Voltaje base (kV)	Voltaje (pu)	Ángulo (°)
Ah Kim Pech	115	0.9906	-12.48
Kalá	115	0.9919	-12.7
Gobernadores	115	0.9892	-12.76
Samulá	115	0.9878	-12.74
Samulá II	115	0.9942	-12.63
Sabancuy	115	0.9678	-19.55
Chicbul	115	0.9839	-15.24
Calkiní Li	115	0.9852	-9.4
Sihochac	115	0.989	-12.82
Cayal	115	0.9822	-13.42
Champotón	115	0.9801	-14.14
Candelaria	115	0.9668	-11.58
Hecelchakán	115	0.9899	-10.14
Hopelchén	115	0.9599	-13.12
Xpujil	115	0.9811	-14.24
Lerma 115	115	0.9948	-11.91
Escárcega 11	115	0.9736	-10.25
Lerma 230	230	0.9965	-10.37
Escárcega 23	230	0.9826	-7.31
Santa Lucia	230	1	0
Escárcega 40	400	1	0
Concordia	115	0.9838	-34.85
Laguna de Términos	115	0.9835	-34.84
Ciudad del Carmen	115	0.9841	-34.5
Palmar	115	0.9683	-27.34
Maxcanú	115	0.9883	-7.87
Tixmehuac	115	0.9795	-19.11
Ticul Distribución	115	1.006	-5.72
Tekax II	115	0.9792	-19.09
Kambul	115	1.0074	-18.83
Ticul Potencia 115	115	1.0076	-5.58
Ticul Potencia 230	230	1.0085	-3.97
Ticul Potencia 400	400	1.0188	-3.99
Hunucmá	115	0.9815	-5.58
Puerto Progreso	115	0.9892	-3.19
Dzitya	115	0.9863	-4.68
San Ignacio	115	0.9911	-2.98
Poniente	115	0.9855	-5.12

Norte 115	115	0.9889	-4.41
Cholul	115	0.9821	-5.58
Chuburná	115	0.9846	-5.05
Itzinná	115	0.9873	-4.87
Alom	115	0.9851	-5.28
Mérida II	115	0.9829	-5.73
Ucú	115	0.9841	-5.28
Itzaes	115	0.9803	-6.1
Centro	115	0.9817	-6.13
Nachí Cocom	115	0.9855	-5.87
Oriente	115	0.9876	-5.64
Metropolitana	115	0.9827	-6
Sur	115	0.9848	-6.02
Hid. Yucateca	115	0.9827	-5.75
Cementos Maya	115	0.9819	-5.82
LEE	115	0.9915	-5.42
Umán	115	0.9835	-6.87
Kanasín 115	115	0.9926	-5.15
Caucel 115	115	0.9868	-5.05
Chichí Suárez 115	115	0.9852	-5.41
Chichí Suárez 230	230	0.9928	-3.38
Kanasín 230	230	0.998	-3.06
Norte 230	230	0.9922	-3.14
Caucel 230	230	0.9931	-2.79
Mérida Potencia	230	0.9968	-1.89
Hunxectamán	115	0.9818	-6.24
Kopté	115	0.9967	-3.29
Temax II	115	1.0054	0.96
Santo Domingo	115	1.0066	1.17
Sucilá	115	1.0066	-0.58
Tizimín	115	1.0082	-1.3
Popolnah	115	0.9968	-9.35
Izamal	115	0.9894	-4.89
Dzitas	115	0.9991	-3.13
San Pedro	115	1.0008	-2.41
Valladolid Distribución	115	1.0012	-2.18
Chemax	115	1.0008	-4.67
Valladolid 115	115	1.0017	-1.92
Valladolid 230	230	0.9989	0.5
Dzitnup	400	1.0242	-6.2
Puerto Morelos	115	0.9985	-16.03
Moon Palace	115	0.9971	-16.16
Canek	115	0.9997	-16.29

Puerto Juárez	115	0.9987	-16.29
Balam 115	115	0.9987	-16.08
Kukulcán	115	0.9975	-16.49
Yaxché	115	1.0101	-14.12
Punta Sam	115	1.0015	-16.39
Playa Mujeres	115	1.0036	-16.51
Ixchel	115	0.996	-17.24
Nichupté	115	0.9954	-16.42
Chaac	115	0.9921	-16.89
Kabah	115	0.9923	-16.88
Bonampak	115	0.9954	-16.79
Bonfil	115	0.9962	-16.41
Nizuc 115	115	0.9965	-15.99
Cancún	115	0.9971	-16.54
Kohunlich	115	1.0002	-15.46
Kekén	115	0.9993	-15.94
Nicte Ha	115	0.995	-16.3
Hunab Ku	115	0.9923	-16.86
Pok Ta Pok	115	0.9929	-16.82
Leona Vicario 115	115	1.01	-14.11
Nizuc 230	230	0.9994	-14.07
Balam 230	230	0.9962	-14.65
Leona Vicario 400	400	1.0112	-13.64
Xcalacoco	115	0.9973	-17.2
Riviera Maya 115	115	1.0001	-15.92
Iberostar	115	0.9979	-16.8
Zac Nicte	115	0.9977	-17.89
Mayakoba	115	0.9969	-17.63
Playa del Carmen 115	115	0.9988	-17.9
Playacar	115	0.998	-17.98
Tulum	115	0.9771	-13.25
Akumal II	115	0.9889	-18.15
Aktun Chen	115	0.9945	-18.28
Aventura Palace	115	0.9927	-18.44
Calica	115	0.9963	-18.13
Yal Ku	115	0.9923	-18.39
Kantenah 115	115	1.0147	-13
Playa del Carmen 34.5	34.5	0.9983	-16.8
Chankanaab	34.5	1.0129	-14.67
Chankanaab II	34.5	1.0079	-15.77
Cozumel	34.5	1.0057	-15.57
Riviera Maya 230	230	1.0026	-14.6
Playa del Carmen 230	230	1.001	-15.18

Riviera Maya 400	400	1.0046	-14.26
Kantenah 400	400	1.0148	-12.79
Polyuc	115	1.0194	-19.02
Lázaro Cárdenas	115	0.9972	-16.73
Mahahual	115	0.9993	-16.95
Insurgentes	115	0.9745	-15.64
Chetumal Norte	115	0.9742	-15.73
Xul Ha 115	115	0.9807	-14.89
Xul Ha 230	230	0.9814	-13.08
Oxtankah	115	0.972	-15.92
Belice	115	0.9699	-15.99
CEGEN 38 39 (Vega Solar, Mi Granja S.T.)	230	1.0095	-0.33
CEGEN 28 (Photoemeris Sustentable)	115	1.0076	-18.48
CEGEN 18 (Energía Solar S.I.)	115	0.993	-2.42
CEGEN 51	115	1	6.54
CECIL 4 (K'IIN)	115	0.9958	-4.56
CEGEN 19 (F. y E. Limpia de México)	115	1.0067	3.32
CEGEN 20 (Discovery Management)	115	1.0067	2.81
CECIL 20 (Eólico Maya)	115	1.0077	3.24
CEGEN 36 (F. y E. Limpia de Tizimín)	115	1.0147	7.22
CECIL 58 (Basol San Francisco)	115	1.0092	-0.09
CEGEN 37 (Lightening PV Park)	115	1.0064	3.5
CECIL 57 (Basol San Pedro)	115	1.0019	-4.12
CEGEN 29 (Energía Renovable de la P.)	115	0.9921	-2.88