



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN ENERGÍA - SISTEMAS ENERGÉTICOS

Análisis de integración de centrales generadoras renovables a la
red eléctrica de Baja California Sur.

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA (ENERGÍA)

PRESENTA:

ING. MARIO ANTONIO TOVAR ROSAS

DR. HÉCTOR GARCÍA VIVEROS
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

TEMIXCO, MOR.

NOVIEMBRE 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Resumen

La creciente integración de sistemas de generación de energía eléctrica basados en fuentes renovables, implica nuevos retos para garantizar un suministro eléctrico eficiente, sustentable, económico y seguro. En este sentido, el diseño de sistemas renovables integrados en el contexto de generación distribuida y micro redes eléctricas representa una alternativa para enfrentar estos retos.

Una micro red se define como un grupo de cargas y fuentes de generación distribuida interconectadas y con límites claramente definidos, la cual actúa como una red controlable e independiente; es decir, una micro red puede conectarse o desconectarse del sistema eléctrico principal.

Por otra parte, gracias a la irrupción de las energías renovables, una micro red reduce el uso de combustibles fósiles y puede depender en mayor medida de fuentes renovables, como la energía solar, la energía eólica, energía geotérmica, entre otras. De esta manera, se perfila un sector energético más sustentable pero sobre todo de independencia energética. Sin embargo es importante estudiar y analizar la naturaleza intermitente de estas nuevas fuentes de generación.

En este trabajo se analiza el impacto que tiene la inclusión de fuentes renovables de energía en el sistema eléctrico de potencia de Baja California Sur, específicamente solar fotovoltaica y eólica. El sistema eléctrico de BCS se encuentra aislado del Sistema Eléctrico Nacional, por lo que debe satisfacer su demanda eléctrica con generación local, lo que incrementa el impacto de las fuentes renovables altamente intermitentes. Para mantener la estabilidad del sistema eléctrico de BCS ante la integración de estas fuentes renovables, se propone la formación de microrredes, las cuales puedan interactuar con el resto del sistema eléctrico de BCS y entre ellas.

Abstract

The growing integration of electric generation systems based on renewable energies implies new challenges to guarantee an efficient, sustainable, economic and safe supply. In this sense, the design of integrated renewable systems in the context of distributed generation and microgrids represents an alternative to face these challenges.

A microgrid is defined as a group of interconnected electric loads and distributed generation systems with clearly defined limits, which acts as a controllable and independent grid; this means that a microgrid can be connected or disconnected from the main electrical system.

On the other hand, because of the irruption of renewable energies, a microgrid can reduce the use of fossil fuels and depend greater on renewable sources, such as solar energy and wind power, among others. In this way, a more sustainable energy sector is emerging, but more important, with energy independence. However, it is critical to study and analyze the intermittent nature of these new ways of generation.

This work analyzes the impact of the inclusion of renewable energy sources in the power system of Baja California Sur, specifically solar photovoltaic and wind power sources. The electrical system of BCS is isolated from the National Electric Mexican System, so it must satisfy its electricity demand with local generation, which increases the impact of the highly intermittent renewable sources. To maintain the stability of the BCS electrical system with the integration of these renewable sources, the development of micro grids is offered, which can interact with the rest of the BCS electrical system and between them.

Índice general

Índice general	VII
Índice de cuadros	IX
Índice de figuras	X
Introducción	1
Justificación	2
Objetivos	3
Metodología	3
Micro Redes: Casos de éxito	4
Glosario de términos	8
Estructura de la tesis	10
Micro Redes Eléctricas y Generación Distribuida	11
Introducción	11
Sistemas Eléctricos	12
Micro Redes	16
Fuentes Renovables	17
Sistema Eléctrico de Baja California Sur: Estado Actual	23
Introducción	23
Sistema Baja California Sur	23
Recurso solar en BCS	37
Recurso eólico en BCS	41
Planteamiento del modelo eléctrico de BCS con energías renovables y generación distribuida.	47

Introducción	47
Centrales generadoras renovables en la red de BCS.	48
Planteamiento de micro redes en la red de BCS.	55
Introducción	55
Micro redes con centrales generadoras renovables en BCS.	55
Resultados	58
Generación renovable en tiempo de verano.	59
Escenarios durante el tiempo de invierno.	61
Microredes B.C.S. operando aisladas del sistema principal	63
Conclusiones	67
Recomendaciones y trabajo futuro.	69
Bibliografía	71

Índice de cuadros

1.	Rugosidad	19
2.	Centrales Generadoras en BCS	25
3.	Centros de demanda por zona en BCS	26
4.	Líneas de Transmisión de BCS.	27
5.	Recurso solar en las diferentes zonas de BCS	37
6.	Consideraciones para el dimensionamiento FV en BCS	39
7.	Dimensionamiento FV en la zona de BCS	40
8.	Centrales generadoras fotovoltaicas añadidas a la red de BCS.	41
9.	Características del viento en la zona de BCS	42
10.	Dimensionamiento del sistema eólico en la zona de BCS	44
11.	Centrales generadoras eólicas añadidas a la red de BCS.	45
12.	Centrales generadoras renovables añadidas a la red de BCS.	48
13.	Estados de las Centrales Generadoras en BCS, durante invierno.	49
14.	Generación FV y demanda en tiempo de invierno.	51
15.	Generación eólica y demanda en tiempo de invierno.	52
16.	Generación FV y demanda en tiempo de verano.	53
17.	Generación eólica y demanda en tiempo de verano.	54
18.	Nodos de las micro redes propuestas en BCS	58

Índice de figuras

1.	Recurso eólico y solar en BCS [Fuente: NREL [1]]	3
2.	Generación y Capacidad Instalada en Kodiak.	5
3.	Generación y Capacidad Instalada en El Hierro	6
4.	Generación y Capacidad Instalada en Ta'u	7
5.	Generación y Capacidad Instalada en Bonaire	8
6.	Generación, Transmisión y Distribución en los sistemas eléctricos de potencia [2].	12
7.	Fasor de voltaje	13
8.	Triángulo de potencias	14
9.	Microred [Fuente: EIA]	16
10.	Radiación Solar. Fuente: Sánchez [3].	19
11.	Radiación Global. Fuente [3]	20
12.	Regiones de Transmisión del SEN (Fuente: PRODESEN 2017) [4]	23
13.	Mapa de la red de transmisión de BCS.	24
14.	Diagrama unifilar de la zona: Constitución. Fuente: CENACE, 2017 [5].	28
15.	Diagrama unifilar de la zona: La Paz. Fuente: CENACE, 2017 [5].	29
16.	Diagrama unifilar de la zona: Los Cabos. Fuente: CENACE, 2017 [5].	30
17.	Diagrama unifilar del sistema BCS	31
18.	Demanda en BCS [Fuente: SENER 2017]	32
19.	Tendencia diaria en la demanda de BCS. Fuente: SENER, 2017 [6].	32
20.	Perfil de voltaje par un día típico de invierno: Zona Constitución.	33
21.	Perfil de voltaje par un día típico de invierno: Zona La Paz.	34
22.	Perfil de voltaje par un día típico de invierno: Zona Los Cabos	35
23.	Perfil de voltaje par un día típico de verano: Zona Constitución.	36
24.	Perfil de voltaje par un día típico de verano: Zona La Paz.	36

25.	Perfil de voltaje par un día típico de verano: Zona Los Cabos.	36
26.	Mapa de Irradiancia de BCS en Google Earth	37
27.	Perfil de Irradiancia anual en BCS.	38
28.	Perfiles de Irradiancia por mes en BCS.	39
29.	Perfil de Irradiancia anual en BCS.	39
30.	Energía producida por el sistema fotovoltaico.	40
31.	Centrales generadoras fotovoltaicas propuestas.	40
32.	Recurso eólico en la región de BCS. [Fuente: NREL]	41
33.	Perfil de viento en la región de BCS.	42
34.	Perfil de viento por mes en la región de BCS.	42
35.	Perfil de viento anual en la región de BCS.	43
36.	Turbina eólica 3.3 [MW]	43
37.	Producción de energía por el sistema eólico de 45 [MW] en la región de BCS.	43
38.	Centrales generadoras eólicas propuestas.	44
39.	Centrales generadoras renovables hechas en ETAP.	47
40.	Diagrama unifilar con las centrales generadoras renovables propuestas en ETAP.	50
41.	Micro redes propuestas en BCS.	57
42.	Estado de los nodos en la red de BCS, zona Constitución, durante verano.	59
43.	Estado de los nodos en la red de BCS, zona La Paz, durante verano.	59
44.	Estado de los nodos en la red de BCS, zona Los Cabos, durante verano.	60
45.	Generación en la red de BCS, durante verano.	60
46.	Estado de los nodos en la red de BCS, zona Constitución, durante invierno.	61
47.	Estado de los nodos en la red de BCS, zona La Paz, durante invierno.	62
48.	Estado de los nodos en la red de BCS, zona Los Cabos, durante invierno	62
49.	Generación en la red de BCS, durante invierno.	63
50.	Estado de los nodos de la Micro red A, durante invierno.	63
51.	Estado de los nodos de la Micro red B, durante invierno.	64
52.	Estado de los nodos de la Micro red C, durante invierno,	64
53.	Estado del resto de los nodos de la red de BCS, durante invierno.	65
54.	Estado de los nodos de la Micro red A, durante verano.	65
55.	Estado de los nodos de la Micro red B, durante verano.	66
56.	Estado de los nodos de la Micro red C, durante verano.	66

57. Estado del resto de los nodos de la red de BCS, durante verano. 66

Introducción

Los problemas ambientales asociados al uso de combustibles fósiles son retos de escala mundial, ante lo cual, las energías renovables representan una opción favorable para hacerles frente. Aprovechando la demanda por energías más limpias y confiables, la generación de electricidad por fuentes como la solar y eólica se ha posicionado estratégicamente en el panorama del futuro de la energía. Durante la 21^a Conferencia de las Partes (COP 21) en París, Convención de las Naciones Unidas sobre el cambio climático (UNFCCC), 195 países entre ellos México, acordaron limitar el calentamiento global por debajo de los dos grados centígrados. Para esto, se requieren acciones precisas como acelerar del uso de las energías renovables e incrementar los mecanismos de eficiencia energética [7]. En este sentido, en México se implementaron mecanismos como la Ley General de Cambio Climático, la cual propone reducir en un 50 %, al 2050, las emisiones de dióxido de carbono respecto de las del año 2000 [8]. Para lograr estos objetivos el uso de energías renovables en el sector energético es una prioridad.

De acuerdo al Inventario Nacional de Energías Renovables (INERE), el mayor potencial probado para generación de electricidad, es decir, aquel que cuenta con estudios técnicos y económicos que comprueban su factibilidad, se encuentra en las energías eólica, la solar y la geotérmica [9]. Sin embargo, recordando la naturaleza intermitente de estas fuentes. Surge una pregunta ¿En qué medida podemos depender de las fuentes renovables?

Atendiendo esta pregunta, consideramos el caso de Baja California Sur (BCS), el cual presenta características particulares que lo convierten en un sistema de pruebas ideal. Históricamente la región de BCS ha estado aislada del sistema eléctrico nacional y su red eléctrica se compone de dos sistemas que operan de forma aislada, Mulegé que suministra energía eléctrica a la región norte del estado, y el sistema BCS que suministra

energía a la región sur [10] donde se encuentran los principales centros de consumo de energía eléctrica (La Paz, Cabo San Lucas y San José del Cabo). Su generación en mayor medida, es con base en pequeñas unidades de combustión interna y turbogas que consumen diésel y combustóleo, lo que representa un alto costo de operación y un impacto negativo en el medio ambiente [11]. Mientras que, de acuerdo con algunas estimaciones realizadas por el NREL en cuanto al recurso solar y al recurso eólico en la zona de BCS, se muestra un gran potencial para estas energías renovables [1].

Justificación

Tomando en cuenta que BCS tiene uno de los sistemas eléctricos de generación más contaminantes del país y con altos precios en las tarifas eléctricas [12]; la irrupción de las energías renovables en un esquema de generación conjunta, representa una opción con grandes beneficios. Por sus características, la zona de BCS es un lugar con un gran potencial para la implementación de micro redes eléctricas con generación distribuida por fuentes renovables a lo largo del estado. Es decir, se tiene un gran potencial en cuanto a las energías solar, eólica y geotérmica se refiere, aunado a un sistema eléctrico independiente del sistema eléctrico nacional.

Algunos estudios, como el realizado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de Estados Unidos, presentado en 2016 en el marco de la Alianza de los Sistemas Eléctricos del Siglo XXI (21CPP), muestra que la zona de BCS tiene un gran potencial de energía solar y energía eólica (Figura 1) [1]. Por ejemplo en este estudio se presenta un escenario con el 33.9% de generación por fuentes renovables.

Considerando las características de BCS antes presentadas, es evidente que la penetración de generación eléctrica por fuentes renovables puede llegar a representar un porcentaje importante en la región, lo que transformaría al sistema de BCS, de ser un sistema altamente contaminante en un sistema limpio, moderno y renovable. Por estas razones, se convierte en una necesidad llevar a cabo estudios para evaluar el efecto de la penetración de sistemas de generación renovables en la red eléctrica y el impacto que estos tendrían sobre la confiabilidad y calidad en el suministro eléctrico.

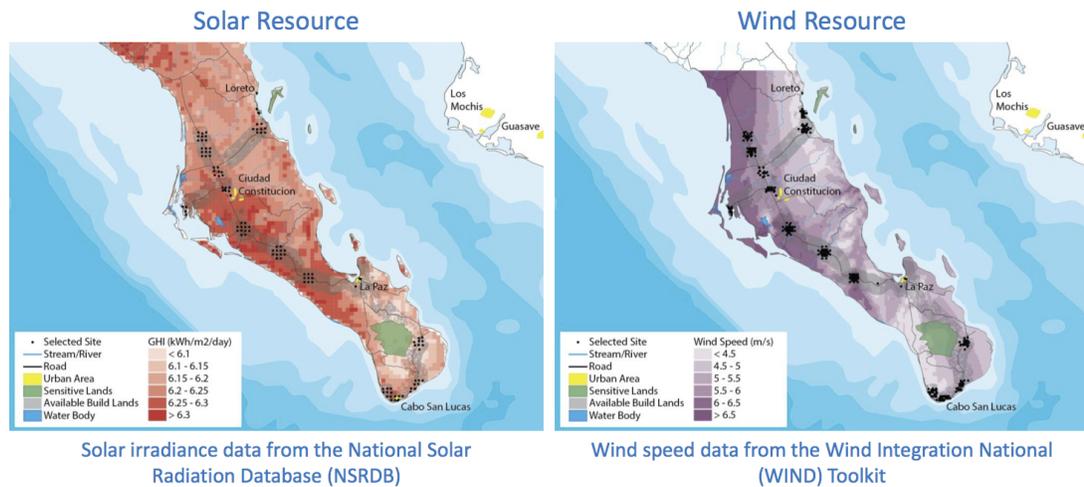


Figura 1: Recurso eólico y solar en BCS [Fuente: NREL [1]]

Objetivos

Establecer esquemas de micro redes con generación distribuida por fuentes renovables, que permitan reducir el impacto ambiental del sistema eléctrico, manteniendo la confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica a lo largo del territorio de Baja California Sur.

Objetivos específicos

- Proponer y dimensionar centrales de generación eólicas y fotovoltaicas.
- Modelar micro redes eléctricas en distintas zonas del territorio de BCS.
- Establecer escenarios de operación, donde a lo largo del territorio se cuente con distintas micro redes con generación distribuida por fuentes renovables, las cuales puedan interactuar con el resto del sistema eléctrico mediante esquemas de conexión / desconexión en el punto de acoplamiento.

Metodología

La estimación del recurso energético renovable, así como el dimensionamiento de las centrales de generación se realiza considerando datos disponibles de estaciones meteorológicas ubicadas en el estado, así como información reportada en distintos trabajo

tanto académicos como por el gobierno y la propia compañía eléctrica (CFE, CENACE y SENER).

Por otra parte, el criterio para evaluar el comportamiento del sistema eléctrico, se basa en tres indicadores, capacidad del sistema para satisfacer la demanda, la regulación de voltaje y la cargabilidad de las líneas de transmisión. Para conocer el comportamiento del sistema eléctrico y calcular los indicadores antes mencionados, se realizaran estudios de flujos de potencia apoyados en el software especializado ETAP.

Micro Redes: Casos de éxito

El desarrollo de micro redes con generación distribuida por fuentes renovables ha tenido un crecimiento importante en los últimos años. A continuación se presentan las principales características de algunas micro redes que se encuentran operando actualmente en diferentes lugares del mundo. Muchos de estos sitios son islas o zonas de difícil acceso; las cuales, por su propia condición geográfica, hace que el envío de combustibles fósiles tenga un costo elevado. Ante esta necesidad, varias comunidades han puesto la vista en las fuentes de generación renovables y esquemas de micro redes con fuentes de generación distribuida, como una alternativa real para la independencia energética. Cabe resaltar que se presentan estos sitios debido a que cuentan con características geográficas similares a la zona de BCS.

- Kodiak, Alaska, Estados Unidos.

La isla de Kodiak en Alaska (la segunda isla más grande de Estados Unidos, con una población al rededor de 6,000 habitantes y una demanda pico de 27.8 MW). Desde el año 2007, decidió fijar la meta para el año 2020 de tener el 95 % de su generación con fuentes renovables. Desde 1984 esta isla ha utilizado recursos hidroeléctricos y ahora incorpora la energía eólica con una granja de 9 MW. Logrando actualmente una penetración del 99.7 % con energías renovables en su micro red. El sistema en la isla de Kodiak también cuenta con un banco de baterías de 3 MW de almacenamiento, para ayudar a la estabilidad del sistema [13].

En la Figura 2, se muestra la generación que se tiene en la isla, así como su capacidad instalada. Como se puede apreciar, aunque la generación con energía eólica sólo representa 1/6 de su generación total, la penetración que ha tenido las

energías renovables en la disminución de la dependencia del diesel, se ve reflejada en un ahorro anual de al rededor de 4 millones de USD\$ [13].

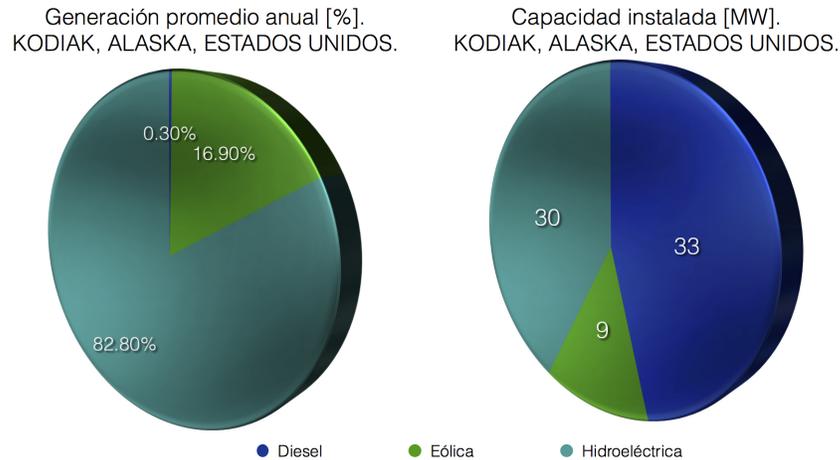


Figura 2: Generación y Capacidad Instalada en Kodiak.

- El Hierro, Islas Canarias, España.

El Hierro, la isla más pequeña de las Canarias (localizadas al sur oeste de Marruecos, en el Océano Atlántico), es una zona rica en recurso solar y recurso eólico. Esta comunidad, con al rededor de 11,000 habitantes y una demanda pico de 7.6 MW ha logrado llegar al 100 % de su generación eléctrica con fuentes renovables. Esta pequeña isla tiene con una capacidad instalada de 35 MW (Figura 3), fue capaz de combinar la energía eólica con depósitos hidráulicos bajo el esquema de sistemas de almacenamiento por bombeo [13]. El sistema funciona de la siguiente manera: En tiempos en que el viento es abundante en la isla, la energía obtenida de las turbinas eólicas, proveen la demanda eléctrica inmediata de la isla y la energía excedente se usa para bombear agua a un depósito natural a 700 m, utilizando un volcán extinto de la zona como deposito. En el caso cuando el recurso eólico es escaso, se utiliza el agua almacenada para mover las turbinas hidroeléctricas. Esta combinación de tecnologías representa una de las duplas mas confiables para el sistema eléctrico ya que el sistema hidroeléctrico proporciona las ventajas de las centrales convencionales.

En la Figura 3, se muestra la generación y la capacidad instalada que se tiene en la isla. Cabe recalcar que el proyecto realizado por la empresa local Endesa, el gobierno español y el Instituto Tecnológico de Canarias, también tiene contemplado la introducción de movilidad sustentable mediante autos y autobuses eléctricos [13].

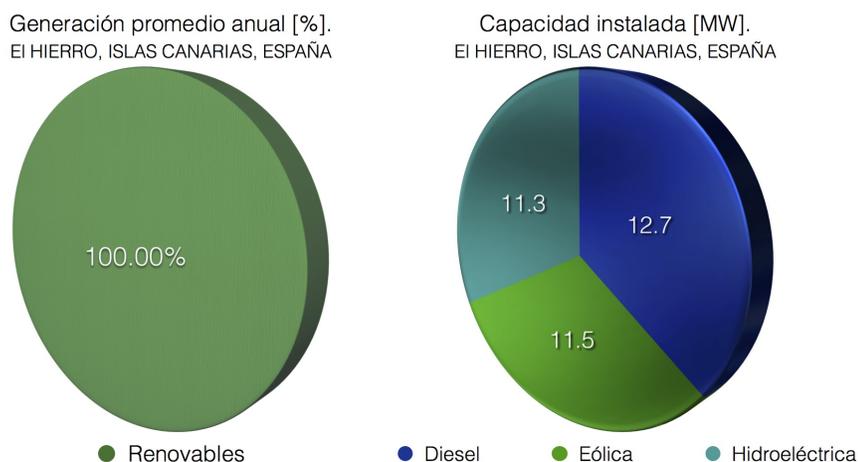


Figura 3: Generación y Capacidad Instalada en El Hierro

- Isla de Ta'u, Estados Unidos.

Esta pequeña isla del territorio dependiente de Estados Unidos, conocido como el Samoa Americano, en el océano Pacífico, de tan sólo 600 habitantes, tiene una capacidad instalada de 1.4 MW de energía solar fotovoltaica, con un sistema de respaldo de 60 baterías marca Tesla. Esto le da una autonomía de hasta 3 días sin radiación solar [14]. Y aunque la isla tiene una capacidad de 2 MW de generación diesel de respaldo, el 100 % de su generación es mediante 5300 paneles fotovoltaicos (Figura 4). Los cuales pueden cargar el banco de baterías en tan sólo 7 horas. Este banco de baterías además de darle autonomía al sistema, logra mantener niveles óptimos en las señales de voltaje y corriente que se inyectan a la red [14].

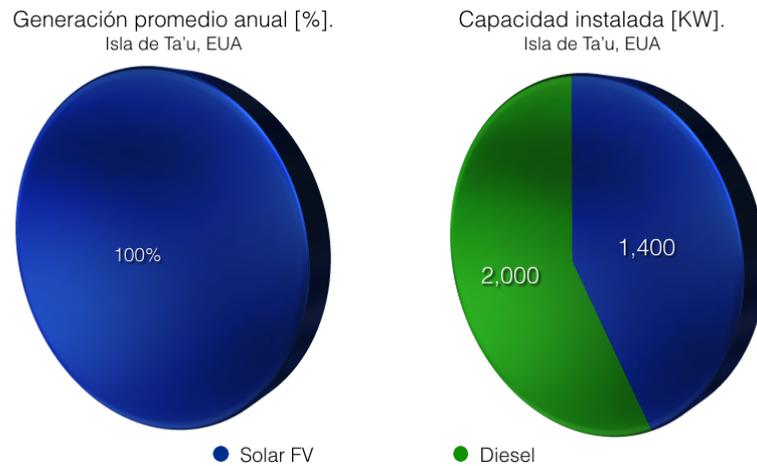


Figura 4: Generación y Capacidad Instalada en Ta'u

- Isla de Bonaire, Holanda.

A raíz de un incendio en el año de 2004 en una planta con generación a base de diesel en la isla, dio la oportunidad a los habitantes de Bonaire de diseñar un sistema eléctrico desde cero. Aunque la meta es usar energías renovables en el 100 % de su generación, hoy en día casi la mitad de la electricidad en la isla, viene de 12 generadores eólicos (Figura 5). Y en los momentos que el recurso eólico es abundante, logran suplir alrededor del 90 % de la demanda [13].

Esta pequeña microred incluye un sistema de baterías de 100 KWh, el cual le da estabilidad al sistema eléctrico cuando hay una caída en las velocidades de viento y tienen que entrar en marcha los generadores diesel [13].

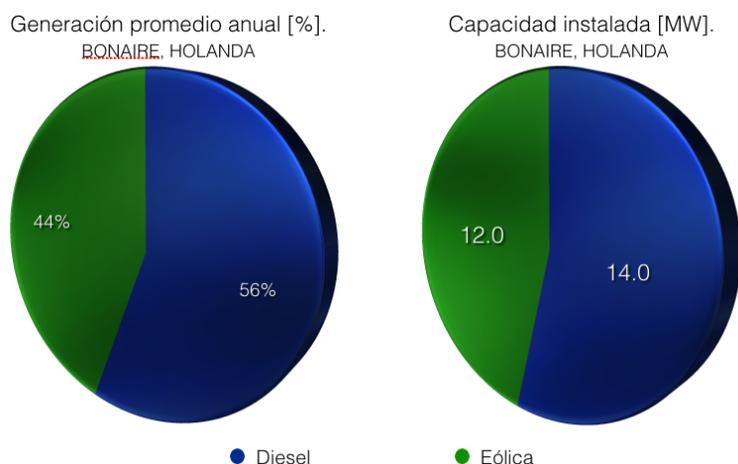


Figura 5: Generación y Capacidad Instalada en Bonaire

Se debe notar, que aún cuando el objetivo sea un 100 % de generación mediante fuentes renovables, en todos los sistemas se incluyen sistemas tradicionales de generación y sistemas de almacenamiento como respaldo y complemento; en particular sistemas diesel en los casos mostrados, sin embargo puede ser cualquier otro sistema convencional, como ciclo combinado, gas natural, etc.

Glosario de términos

A continuación se presentan algunos conceptos básicos que se usaran a lo largo de todo este trabajo.

- Carga eléctrica:

Este concepto se refiere a cualquier componente eléctrico que consuma potencia, a lo largo de este trabajo se hablará de cargas eléctricas variables en el tiempo, éstas son cargas que consumen una potencia variante en el tiempo. Es el elemento final en el sistema de distribución de electricidad [15].

- Demanda eléctrica:

La demanda es la potencia eléctrica relativa a un intervalo de tiempo específico, que absorbe una carga eléctrica para funcionar. Ésta es una cantidad cuya medida depende de cada red en particular [15].

- Potencia eléctrica:

Potencia activa (P): Es aquella capaz de desarrollar trabajo útil, sus unidades son watts (W). Para la potencia en DC tenemos: $P = VI$ y en AC: $P = V_{RMS}I_{RMS}\cos(\theta)$. Donde V_{RMS} y I_{RMS} son el valor eficaz de la señales senoidales [15].

Potencia reactiva (Q): Potencia asociada a los campos electromagnéticos. Es originada por dispositivos de tipo inductivo y capacitivo. Se calcula como: $Q = V_{RMS}I_{RMS}\sin(\theta)$, sus unidades son Volt Ampere Reactivos (VAR) [15].

Potencia aparente (S): También conocida como potencia compleja, es la potencia eléctrica total, incluye las componentes activa y reactiva. Se representa por medio de la suma vectorial de la potencia activa y la reactiva: $S = P + jQ$. También, se puede calcular como el producto fasorial del voltaje por el conjugado de la corriente $S = VI^*$. Sus unidades son Volt Amperes (VA) [15].

- Generación distribuida (GD):

Se refiere a pequeñas fuentes de generación ubicadas lo más cercano posible al centro de consumo, preferentemente a partir de fuentes de energías limpias. Básicamente consiste en la generación de energía eléctrica mediante diversas micro fuentes de generación [16].

- Micro red:

Se entiende como una micro red eléctrica a un grupo interconectado de cargas; así como diversos sistemas de generación distribuidos. También tiene fronteras eléctricas claramente definidas. Y sobre todo, la micro red actúa como una entidad independiente con respecto a la red troncal. Es decir, una micro red puede conectar y desconectarse de la red (modo isla), operando de forma independiente. Las micro redes comprenden sistemas con recursos energéticos distribuidos (microturbinas hidroeléctricas, turbinas eólicas, generadores a base combustible, energía fotovoltaica, etc.), así como sistemas de almacenamiento de energía y cargas flexibles. El funcionamiento de las micro fuentes en la red puede proporcionar distintos beneficios al rendimiento general del sistema, si se gestiona y se coordina de manera eficiente [16] [6].

Estructura de la tesis

En el primer capítulo se presentó la justificación de este trabajo, así como los objetivos del mismo, se presentaron algunos términos básicos con los que se trabajará a lo largo de esta tesis y finalmente se mostraron algunos casos de micro redes que están operando actualmente

En el capítulo 2 se presentan alguno de los conceptos básicos para entender los sistemas eléctricos, así como un breve preámbulo sobre la energía solar fotovoltaica y la energía eólica; se introducen los conceptos de generación distribuida y micro redes.

En el capítulo 3 se muestran las características técnicas que tiene la red de potencia actual de Baja California Sur, así como una evaluación en la zona del recurso solar y el recurso eólico para dimensionar las plantas de generación renovables.

En el capítulo 4 se da a conocer el planteamiento para modelar las micro redes en Baja California Sur, tomando en cuenta la demanda y el recurso de energías renovables que se estimó en el capítulo anterior.

En el capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos con la simulación del modelo eléctrico propuesto para la época de verano, la época de invierno y escenarios propuestos de desconexión de las principales cargas en la zona simulando micro redes trabajando en modo isla.

Finalmente en el último capítulo se analizan los resultados de todos los casos obtenidos con las simulaciones numéricas.

Micro Redes Eléctricas y Generación Distribuida

Introducción

Los conceptos de micro redes eléctricas y generación distribuida se encuentran estrechamente ligados, ya que la generación distribuida se concibe como una parte intrínseca de las micro redes. Cuando se habla de micro redes eléctricas se hace referencia a un grupo interconectado de cargas y diversos recursos de generación distribuida (red eléctrica que puede actuar como una entidad independiente con respecto a la red troncal) [6]. La GD representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica, tradicionalmente centralizada. En un principio, la industria eléctrica estableció la generación cercana a el sitio de consumo. Sin embargo, con el tiempo y el incremento en el tamaño de las centrales generadoras, la generación eléctrica se centralizó en la estructura unidireccional que se tiene hoy en día: Generación, transmisión, distribución y consumo. Lo que ha permitido llevar la energía eléctrica a puntos alejados del centro de generación [6].

Actualmente, debido a factores ecológicos, socioeconómicos, así como la alta tasa de crecimiento de la demanda eléctrica, se plantea la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro confiable y de calidad de la energía eléctrica y por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales [6]. Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, incorporando las ventajas de las energías renovables y el respaldo del sistema eléctrico tradicional. A esta nueva modalidad de generación eléctrica, se le conoce como generación distribuida, generación in-situ o generación dispersa [14].

Como se estableció previamente, las micro redes utilizan la GD para satisfacer su

demanda, y actualmente la tendencia es que las micro redes incorporen las fuentes renovables en su matriz energética de generación. De esta manera se reducen los costos de generación asociados a los combustibles y se disminuye el impacto ambiental. Sin embargo, la GD representa un reto en la operación, ya que se tienen que administrar de manera óptima las múltiples fuentes de energía (algunas intermitentes) para satisfacer en todo momento la demanda eléctrica de la micro red.

Sistemas Eléctricos

Los sistemas eléctricos de potencia, son los sistemas dinámicos más grandes hechos por el hombre, estas redes comúnmente tienen miles de nodos y su dinámica es equivalente a miles de ecuaciones diferenciales no lineales de primer orden. Estos sistemas deben de ser capaces de igualar su generación a la demanda en cualquier instante a lo largo del tiempo, para hacer esto, la generación, la transmisión y la distribución de la energía eléctrica deben trabajar en equilibrio como un solo sistema [2](Fig. 6).

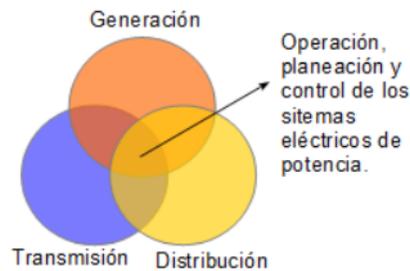


Figura 6: Generación, Transmisión y Distribución en los sistemas eléctricos de potencia [2].

Para proponer, modelar y analizar micro redes, es necesario comprender los conceptos básicos en la operación de sistemas eléctricos. Si bien, la teoría fundamental de la transmisión de energía eléctrica describe su propagación en términos de la interacción de campos electromagnéticos, el análisis de sistemas eléctricos se basa en el intercambio de potencia en términos de voltaje y corriente, siendo la corriente el flujo de electrones y el voltaje la fuerza que provoca el movimiento de estos. Los sistemas eléctricos de po-

tencias emplean corriente alterna, donde los voltajes y corrientes son ondas senoidales viajando a una velocidad angular ω , y con un desfase θ , expresadas en las ecuaciones 1 y 2.

$$v = V \cos(\omega t + \theta_v) \quad (1)$$

$$i = I \cos(\omega t + \theta_i) \quad (2)$$

De acuerdo a la identidad de Euler, una señal senoidal como la onda de voltaje puede representarse en forma fasorial (Ec.3) y compleja de la siguiente manera (Figura 7):

$$\mathbf{V} = V e^{j\theta_v} = V(\cos \theta_v + j \sin \theta_v) \quad (3)$$

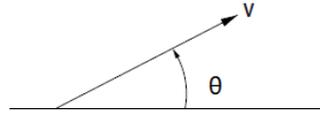


Figura 7: Fasor de voltaje

De la misma manera para la corriente se tiene, Ec.4:

$$\mathbf{I} = I e^{j\theta_i} = I(\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \quad (4)$$

De esta forma la potencia compleja (Ec.5) se define como,

$$\mathbf{S} = \mathbf{V}\mathbf{I}^* = V e^{j\theta_v} I e^{-j\theta_i} = V I e^{j\theta} \quad (5)$$

Donde $\theta = \theta_v - \theta_i$ es el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente. Entonces la potencia compleja puede escribirse como (Ec.6):

$$\mathbf{S} = VI(\cos \theta + j \sin \theta) = P + jQ \quad (6)$$

Separando los términos real e imaginario tenemos, (Ecs. 7 y 8):

$$P = VI \cos \theta \quad (7)$$

$$Q = VI \sin \theta \quad (8)$$

La componente real, conocida como potencia activa P , (Ec. 7), se define como el promedio alrededor del cual oscila la potencia instantánea y representa la potencia útil; o sea aquella capaz de realizar trabajo. Por su parte, la componente imaginaria conocida como potencia reactiva Q , (Ec. 8), se define como el valor pico de la segunda

componente de la potencia instantánea, su valor promedio es cero por lo tanto no es capaz de realizar trabajo útil, y se está intercambiando continuamente entre la fuente y la carga. En la Figura 8 se muestra el triángulo de potencias, el cual constituye un método gráfico para obtener las relaciones entre las componentes de la potencia eléctrica. El coseno del ángulo de fase θ , entre el voltaje y la corriente, se conoce como factor de potencia, y es la relación de la potencia asociada al trabajo útil entre la potencia total [17], $fp = \frac{P}{S} = \cos(\theta)$.

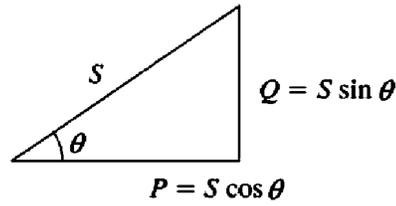


Figura 8: Triángulo de potencias

Establecer un modelo matemático para el problema de flujos de potencia, es importante para comprender cómo circulan estos flujos en una red. Se toma la consideración de que en cada nodo se tiene una demanda de potencia constante, y suponiendo un valor para el voltaje nodal se determina la corriente. La potencia compleja S_m , inyectada en el nodo m está dada por la ecuación 9 [18], donde I_m^* es el conjugado de la corriente inyectada en el nodo m :

$$S_m = V_m I_m^* \quad (9)$$

Entonces el valor de V_m está dado por (Ec. 10):

$$V_m = \left(\frac{S_m}{I_m} \right)^* = \frac{P_m^{neta} - jQ_m^{neta}}{I_m^*} \quad (10)$$

El problema de flujos de potencia es una parte esencial para el análisis de sistemas de potencia y está estrechamente ligado a la de estabilidad de voltaje en la red [X].

En la formulación del problema de flujos de potencia, es importante tener claro el concepto de inyección de potencia; para una fuente de generación se tendrá una inyección positiva, mientras que para las cargas una inyección con valor negativo. Esto lleva al concepto de potencia neta en el nodo m , la cual se define como la diferencia entre la potencia de generación menos la potencia de demanda (Ecs. 11, 12 y 13) [18]. Escribiendo la parte real y la parte imaginaria por separado se tiene:

$$S_m^{neta} = S_{Gm} - S_{Dm} \quad (11)$$

$$P_m^{neta} = P_{Gm} - P_{Dm} \quad (12)$$

$$Q_m^{neta} = Q_{Gm} - Q_{Dm} \quad (13)$$

Para iniciar el proceso iterativo, es común considerar que los voltajes en todos los nodos del sistema inician con un valor de voltaje igual al del nodo de referencia. Por ejemplo, es frecuente iniciar el proceso iterativo con un voltaje de 1(0° en todos los nodos, esto se le conoce como arranque a voltaje plano [18].

La solución en cada iteración se obtiene de acuerdo al método iterativo aplicado. La diferencia entre voltajes nodales se calcula en cada iteración, tomando el voltaje calculado V^{k+1} y el voltaje de la iteración anterior V^k , para todos los nodos excepto el nodo compensador (Ec. 14) [18]. En cada iteración los voltajes son actualizados y se dice que se que el método converge cuando la diferencia de una iteración a otra, en valor absoluto, es menor que la tolerancia ϵ_v (Ec. 15):

$$\Delta V = V_m^{k-1} - V_m^k \quad (14)$$

$$|\Delta V| \leq \epsilon_v \quad (15)$$

El criterio de convergencia también puede probarse mediante el cálculo de los desajustes de potencia activa y de potencia reactiva. El desajuste se define como la diferencia entre la potencia neta especificada menos la potencia calculada. Se parte de (Ec. 11) para calcular las corrientes nodales, usando los valores de voltajes nodales disponibles, y se calcula en la iteración k, la potencia compleja en cada nodo [18]:

$$S_m^{calc} = V_m^k (I_m^{calc})^* = P_m^{calc} + jQ_m^{calc} \quad (16)$$

Con los valores P_m^{calc} obtenidos se calculan los desajustes de potencia real y de potencia reactiva (Ecs. 17 y 19), los que en la solución deben ser menores que la tolerancia especificada ϵ_p y ϵ_Q (Ecs. 18 y 20):

$$\Delta P_m = P_m^{neta} - P_m^{calc} \quad (17)$$

$$\Delta P_m \leq \epsilon_p \quad (18)$$

$$\Delta Q_m = Q_m^{neta} - Q_m^{calc} \quad (19)$$

$$\Delta Q_m \leq \epsilon_Q \quad (20)$$

El proceso iterativo finaliza cuando los valores absolutos de los desajustes cumplen con las tolerancias especificadas [17][18]. La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase de los voltajes nodales, así como la potencia real y reactiva que fluye por las líneas.

Micro Redes

Tomando la definición del departamento de Energía de EUA[14], una micro red se define como un grupo interconectado de cargas; así como diversos recursos de energías distribuidas. También tiene fronteras eléctricas claramente definidas. Y sobre todo, la micro red actúa como una entidad independiente con respecto a la red troncal. Es decir, una micro red se puede conectar y desconectar de la red (modo isla), operando de forma independiente.

Las micro redes comúnmente comprenden sistemas de distribución de bajo voltaje (BV), pero esto no es una restricción de las mismas. En nuestro caso trabajaremos con micro redes en voltajes de alta tensión (115 kv y 230 kv), con recursos energéticos distribuidos (turbinas eólicas, generadores con base en combustible, energía fotovoltaica, etc.), así como sistemas de almacenamiento de energía y cargas flexibles [16] (Figura 9).

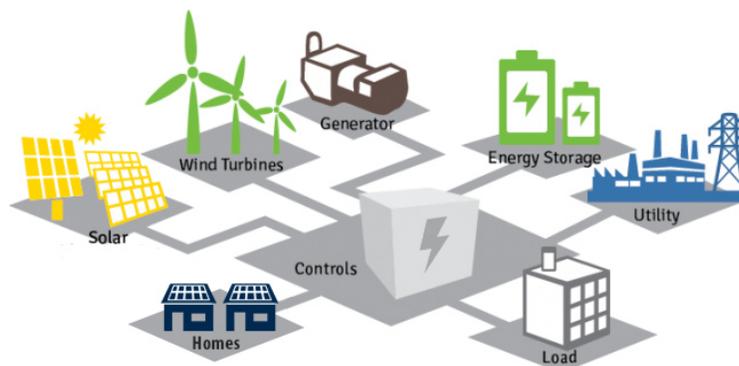


Figura 9: Microred [Fuente: EIA]

El funcionamiento de las micro fuentes en la red, relacionado con la baja potencia (de decenas a cientos de watts), puede proporcionar distintos beneficios al rendimiento

general del sistema, si se gestiona y se coordina de manera eficiente [14]. Otra diferencia primordial que tienen estas micro redes eléctricas con el sistema eléctrico nacional es que su generación se encuentra muy cercana al centro de consumo, lo que se le conoce como generación in situ o generación distribuida. En el caso de la red eléctrica nacional, su generación es centralizada y los centros de consumo generalmente se encuentran alejados del punto de generación.

Hasta hace unos años, se había venido usando generadores diesel en las micro redes para satisfacer su demanda eléctrica, trayendo consigo costos elevados asociados al transporte del combustible, así como daños directos al medio ambiente. Pero, con la irrupción de las energías renovables, el panorama de las micro redes parece apuntar hacia la sustentabilidad y la independencia energética.

Fuentes Renovables

Al contrario de lo que puede ocurrir con las energías convencionales, la energía eólica y la energía solar fotovoltaica presentan un muy bajo impacto ambiental. A su vez, la generación de electricidad a partir del viento y la radiación solar no producen gases tóxicos, por lo que no contribuye al efecto invernadero, ni a la lluvia ácida. Sin embargo su principal desventaja es su intermitencia.

- **Recurso Eólico.** La evaluación del potencial aprovechable en una zona específica, comprenden fases de exploración, estudios de datos e información previa de registros de estaciones cercanas, reconocimiento de la geografía del terreno y la aplicación de técnicas estadísticas necesarias [19]. Al analizar los datos se tiene una visión cuantitativa de la capacidad energética eólica en el punto de estudio, lo que sirve como punto de partida para elaborar un proyecto energético.

La velocidad del viento es el factor determinante para definir la instalación de un sistema de aerogeneración. Se puede tomar como referencia la velocidad promedio del viento para determinar si un lugar es apropiado para la instalación de un aerogenerador; esto es debido a que la potencia generada por el viento varía en proporción del cubo de la velocidad [19], como se muestra en la ecuación 21:

$$P = \frac{\rho A v^3 C_p}{2} \quad (21)$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia, que expresa la fracción de potencia extraída por el rotor eólico que es además un parámetro de diseño propio de cada máquina. El valor máximo de C_p , encontrado a partir de la teoría del rotor, realizada por Bezt es: $C_{pBezt} = 16/27 = 0,5926$, en la práctica C_p alcanza valores al rededor de 0.4 [19].

Otro concepto importante para entender los sistemas eólicos es el factor de planta (CF - capacity factor en inglés). Este parámetro de rendimiento se define como la relación entre la energía real que produce el sistema eólico (P_w) y la energía que produciría el sistema eólico si trabajara a su valor nominal (P_R), en un determinado período de tiempo [20].

$$CF = \frac{P_w}{P_R}$$

Finalmente, en este apartado hablaremos del modelo de capa límite [19] (Ec. 22), el cual nos servirá para extrapolar velocidades de viento a diferentes alturas, este modelo lo utilizaremos en el siguiente capítulo, para extrapolar los datos públicos en la red [21] de las mediciones de viento en estaciones meteorológicas del del SMN, para el dimensionamiento de los parques eólicos.

$$\frac{U(Z)}{U(Z_r)} = \frac{\ln(Z/Z_0)}{\ln(Z_r/Z_0)} \quad (22)$$

Donde:

$U(Z)$ es la velocidad de viento a la altura que queremos extrapolar.

Z es la altura a la que queremos extrapolar.

$U(Z_r)$ es la velocidad de viento medida a cierta altura.

Z_r es la altura de referencia de la velocidad de viento conocida.

Z_0 es un parámetro de rugosidad del terreno (Cuadro 1).

Cuadro 1: Rugosidad

Descripción del terreno	$Z_0(mm)$
Hielo o lodo suave	0.01
Mar abierto tranquilo	0.20
Mar picado	0.50
Superficie nevada	3.00
Pasto suave	8.00
Pasto áspero	10.00
Campo de barbecho	30.00
Cultivos	50.00
Pocos árboles	100.00
Muchos árboles, cercos y pocos edificios	250.00
Bosques	500.00
Suburbio	1500.00
Centros de ciudades con edificios altos	3000.00

Parámetros de Rugosidad para el modelo de capa límite. Fuente: Manwell [19].

- Recurso Solar.** Como es bien conocido, la generación fotovoltaica se realiza mediante arreglos de varios paneles FV que a su vez tienen conectadas celdas fotovoltaicas, las cuales mediante el efecto fotoeléctrico convierten la radiación solar en energía eléctrica [20].

La radiación solar, como se muestra en la Figura 10, incide de dos formas, la radiación solar directa (G_b), donde la radiación llega directamente del Sol, y la radiación solar difusa (G_d) la cual no recorre un camino directo. El término G_{SC} se refiere a la constante solar $G_{SC} = 1367[W/m^2]$.

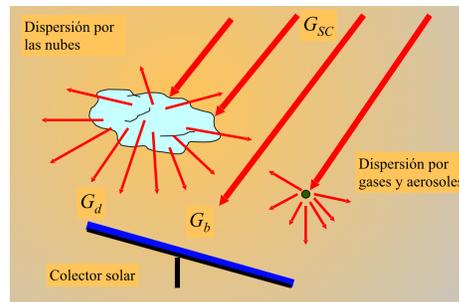


Figura 10: Radiación Solar. Fuente: Sánchez [3].

De esta manera, la radiación global (G_h), mostrada de forma gráfica en la Figura

11, se puede expresar de la siguiente manera (Ec. 23):

$$G_h = G_b \cdot \cos(\theta_z) + G_d \quad (23)$$

Teniendo en cuenta que la irradiancia es la radiación incidente sobre unidad de área sobre una superficie [3] ($[W/m^2]$), podemos relacionar el primer término de la ecuación ($G_b \cdot \cos(\theta_z)$) con la irradiancia normal directa (DNI), G_d (la radiación difusa) se relaciona con la irradiancia horizontal difusa (DIF). Y la radiación global, G_d , que incluye la radiación normal y la difusa, tiene relacionada a la irradiancia horizontal global (GHI). Siendo esta última un dato esencial que se usa en los archivos de irradiancia solar utilizados en el software Sistem Advisor Model de NREL [22] para hacer el dimensionamiento fotovoltaico. En este trabajo se utilizaron este tipo de archivos con la GHI de las bases de datos de NREL [20] del territorio de BCS.

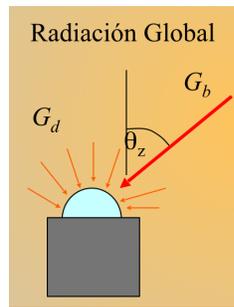


Figura 11: Radiación Global. Fuente [3]

Al hacer el dimensionamiento de un sistema FV, primero se tiene que estudiar el recurso disponible (la irradiancia) en la zona de estudio. El recurso solar (R_s - Ec.24) depende de las condiciones propias de radiación solar en un lugar específico.

Con ayuda de software y bases de datos, es posible obtener el recurso solar a lo largo de varios años, simplemente con la latitud y longitud del lugar. Con el recurso solar de la zona estudiada y los datos históricos de consumo de demanda, se puede estimar la potencia pico que debería tener el arreglo fotovoltaico (Ec.24).

$$P_{pico} = \frac{E_L}{R_S R_t \eta_T} \quad (24)$$

Donde:

E_L - Energía de la carga en Watts.

R_s - Recurso Solar en HSP (Horas Solares Pico - Ec.25).

$$1[HSP] = 1[KWh/m^2] \quad (25)$$

R_t - Rendimiento térmico (Se calcula a partir de los datos históricos de temperatura del lugar y los parámetros propios del panel FV)

η_T - Eficiencia Total del sistema

Dependiendo del panel fotovoltaico que se escoga, se busca la configuración que cumpla con la potencia pico calculada (Ec. 26).

$$N_{pvs} \cdot N_{pvp} \cdot P_{panel} = P_{pico} \quad (26)$$

Donde:

N_{pvs} es el número de paneles FV conectados en serie

N_{pvp} es el número de paneles FV conectados en paralelo.

P_{panel} potencia del panel FV.

Sistema Eléctrico de Baja California Sur: Estado Actual

Introducción

La zona de BCS contiene un sistema eléctrico autónomo que se encuentra aislado de la red eléctrica nacional, como se muestra en el mapa de transmisión del territorio nacional (Figura 12). El sistema de BCS se compone de dos sistemas Muelegé (53) en la parte norte del estado y BCS en la parte sur (50-52), donde se encuentran los centros con las cargas más grandes (La Paz, San José del Cabo y Cabo San Lucas) [12].



Fuente: Elaborado por la SENER con información del CENACE.

Figura 12: Regiones de Transmisión del SEN (Fuente: PRODESEN 2017) [4]

Sistema Baja California Sur

El sistema eléctrico de Baja California Sur se divide en tres regiones: Constitución, La Paz y Los Cabos. En el mapa de la Figura 13 se muestra un esquema general de este sistema de transmisión, incluyendo las tres zonas del sistema y la ubicación actual

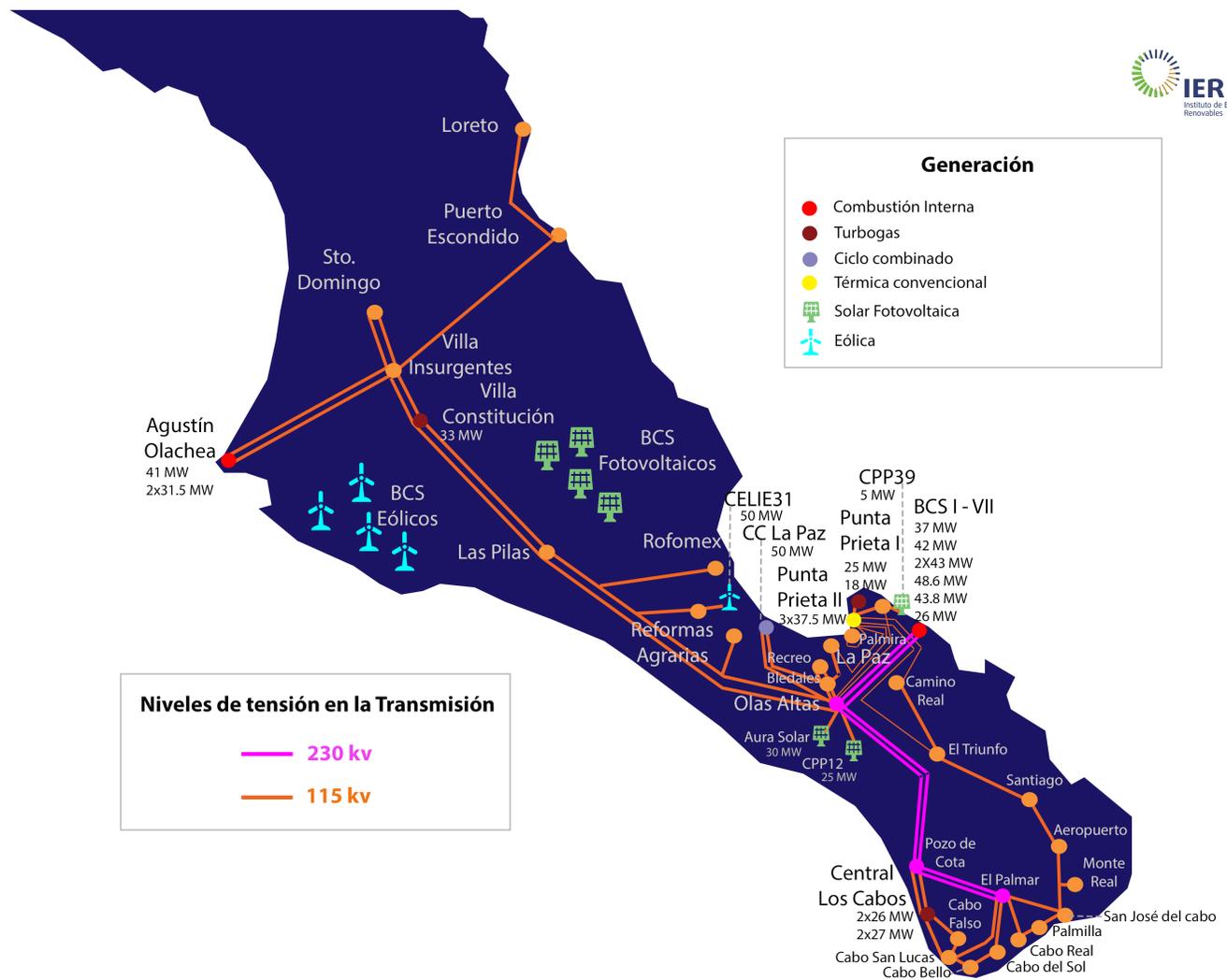


Figura 13: Mapa de la red de transmisión de BCS.

de los principales centros de carga y las centrales generadoras. Como se puede apreciar en la Figura 13, actualmente existen 28 centros de consumo, 2 centrales de combustión interna, 3 de turbogás, 1 termoeléctrica, 1 de ciclo combinado, 1 parque eólico y 3 solares fotovoltaicos, sumando una capacidad instalada total de 883.805 MW [11]. En el Cuadro 2 se presenta la información de cada central de generación, incluyendo nombre, tecnología de generación y capacidad instalada. Esta información se utiliza para el modelado del sistema eléctrico de BCS que se utiliza en este documento.

Cuadro 2: Centrales Generadoras en BCS

Central	Tecnología de Generación	Capacidad [MW]
C.C. La Paz	Ciclo Combinado	112.9
C.TG. Punta Prieta I	Turbogas	43
C.TG. Villa Constitución	Turbogas	33.22
C.TG. Los Cabos	Turbogas	84.66
C.C.I. Agustín Olachea	Combustión Interna	104.125
C.C.I. Baja California Sur I-VII	Combustión Interna	283.4
C.TE. Punta Prieta II	Termoeléctrica	112.5
C.G. Tres Vírgenes	Geotermoeléctrica	10
C.S.FV. Aura Solar	Solar Fotovoltaica	30
C.S.FV. CPP12	Solar Fotovoltaica	25
C.S.FV. CPP39	Solar Fotovoltaica	5
C.E. CELIE31	Eoloeléctrica	50
TOTAL	Todas	883.8

Fuente: SENER, CFE y CENACE, 2017 [6], [12], [11]

La información de los principales nodos de carga, donde se consume la energía en la red de BCS se muestra en el Cuadro 3. En los datos públicos disponibles en la página de CENACE se presenta el consumo diario del sistema completo de BCS, sin embargo no existe información pública que nos permita conocer de manera individual y precisa el consumo en cada uno de los nodos, por lo cual para el desarrollo de los estudios presentados en esta tesis, se estima el consumo en cada nodo en función del número de habitantes asociado al centro de consumo, como se muestra en el Cuadro 3.

Cuadro 3: Centros de demanda por zona en BCS

Zona	Lugar	Demanda	Habitantes	Porcentaje
Constitución	Santo Domingo	Baja	1942	0.30 %
Constitución	Villa Insurgentes	Baja	7080	1.11 %
Constitución	Puerto escondido y Loreto	Baja	7853	1.23 %
Constitución	Puerto San Carlos	Baja	4716	0.74 %
Constitución	Villa Constitución	Baja	9549	1.49 %
Constitución	Las Pilas	Baja	1305	0.20 %
La Paz	Rofomex	Baja	1636	0.25 %
La Paz	Reformas Agrarias	Baja	1636	0.25 %
La Paz	Recreo	Baja	1636	0.25 %
La Paz	Datilitos	Baja	2636	0.41 %
La Paz	Bledales	Media	35878	5.63 %
La Paz	La Paz	Alta	299219	46.97 %
La Paz	Palmira	Baja	2636	0.41 %
La Paz	Punta Prieta I	Baja	2636	0.41 %
La Paz	Camino Real	Baja	2636	0.41 %
La Paz	El Triunfo	Baja	2636	0.41 %
Los Cabos	Santiago	Baja	3027	0.47 %
Los Cabos	Aeropuerto San José	Baja	2027	0.31 %
Los Cabos	Monte Real	Baja	3027	0.47 %
Los Cabos	San José del Cabo	Alta	137069	21.63 %
Los Cabos	Palmilla	Baja	3027	0.47 %
Los Cabos	Cabo Real	Baja	3027	0.47 %
Los Cabos	Cabo del Sol	Baja	3027	0.47 %
Los Cabos	Cabo Bello	Baja	3027	0.47 %
Los Cabos	Cabo San Lucas II	Alta	91111	14.30 %
Los Cabos	Cabo Falso	Baja	3027	0.47 %

Fuente: CFE e INEGI, 2017[12] [23].

Finalmente, en el Cuadro 4 se muestran los datos con las principales características de las líneas de transmisión, las cuales se utilizan para la simulación del sistema eléctrico; éstos son: la distancia, el calibre y los puntos de conexión de cada línea en la red de BCS.

Cuadro 4: Líneas de Transmisión de BCS.

Zona	Línea	ID	Longitud [Km]	Calibre [kcmil]
Constitución	A.O-Const.	L1	53	41.7
Constitución	A.O-Const.	L2	53	41.7
Constitución	Sto.Dom-V.Insurg.	L3	100	26.2
Constitución	Sto.Dom-V.Insurg	L4	100	26.2
Constitución	V.Insurg-Pto.Esc.	L5	110	26.2
Constitución	V.Insurg-Const.	L6	27	26.2
Constitución	V.Insurg-Const.	L7	27	26.2
Constitución	Const.-Las Pilas	L8	92	26.2
La Paz	Const.-Olas Altas	L9	183	211.6
La Paz	Const.-Olas Altas	L10	183	211.6
La Paz	Olas Altas-Las Pilas	L11	90	41.7
La Paz	Olas Altas-Recreo	L12	15	26.2
La Paz	Olas Altas-Datilitos	L13	21.5	397
La Paz	Olas Altas-P.PrietaII	L14	34	211.6
La Paz	Olas Altas-P.CEPP39	L15	30.5	26.2
La Paz	Las Pilas-Ref.Agrs.	L16	48	41.7
La Paz	Las Pilas-CELIE31	L17	50	26.2
La Paz	Bledales-Datilitos	L18	23.5	105.7
La Paz	Bledales-Palmira	L19	22	41.7
La Paz	Bledales-La Paz	L20	20	1510
La Paz	Palmira-Pta.PrietaII	L21	30	41.7
La Paz	Pta.PrietaII-Pta.PrietaI	L22	4	211.6
La Paz	Pta.PrietaII-El Triunfo	L23	64	26.2
La Paz	Pta.PrietaII-Camino Real	L24	100	41.7
La Paz	Camino Real-El Triunfo	L25	45	26.2
La Paz	El Triunfo-Santiago	L26	53.5	105.7
La Paz	Olas Altas-Corumel	L27	26.23	211.6
La Paz	Olas Altas-Corumel	L28	26.23	211.6
La Paz	Olas Altas-ElPalmar	L29	105	167.7
La Paz	Olas Altas-ElPalmar	L30	105	167.7
Los Cabos	Santiago-Aeropuerto	L31	22	66.4
Los Cabos	Aeropuerto-Monte Real	L32	12	66.4
Los Cabos	Monte Real-S.J del Cabo	L32	20	66.4
Los Cabos	S.J del Cabo-El Palmar	L33	25	211.6
Los Cabos	S.J del Cabo-Palmilla	L34	15	105.7
Los Cabos	Cabo Real-Palmilla	L35	12	41.7
Los Cabos	Cabo Real-El Palmar	L36	20	133
Los Cabos	Cabo del Sol-El Palmar	L37	20	26.2
Los Cabos	Cabo del Sol-Cabo Bello	L38	16	26.2
Los Cabos	Cabo Bello-Cabo Sn.Lucas	L39	14	26.2
Los Cabos	Cabo San Lucas-El Palmar	L40	22	105.7
Los Cabos	Cabo San Lucas-Cabo Falso	L41	28	267
Los Cabos	Cabo San Lucas-T.G Los Cabos	L42	34	267
Los Cabos	T.G Los Cabos-Cabo Falso	L43	10	267
Los Cabos	T.G Los Cabos-Pozo de Cota	L44	20	105.7
Los Cabos	T.G Los Cabos-Pozo de Cota	L45	20	105.7
Los Cabos	Pozo de Cota-El Palmar	L46	11	211.6
Los Cabos	Pozo de Cota-El Palmar	L47	11	211.6

Fuente: CENACE, 2017 [11].

Por otra parte, con la información publicada por CENACE en el Programa de Ampliación y Modernización: DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (Figuras 14, 15 y 16) se crea un diagrama unifilar de toda la región de BCS. En la Figura 17 se muestra dicho diagrama unifilar del sistema completo de BCS, modelado mediante el software de simulación ETAP¹. Este diagrama representa el estado actual y los cambios autorizados por CENACE, este modelo ETAP servirá como base para el análisis del sistema eléctrico de BCS y a su vez como base para generar los diferentes escenarios de generación y micro redes que se presentan en los siguientes capítulos.

Cabe aclarar que los programas de flujos de potencia normalmente representan los sistemas de generación y transmisión en su forma sinusoidal fundamental en estado estable, bajo condiciones balanceadas.

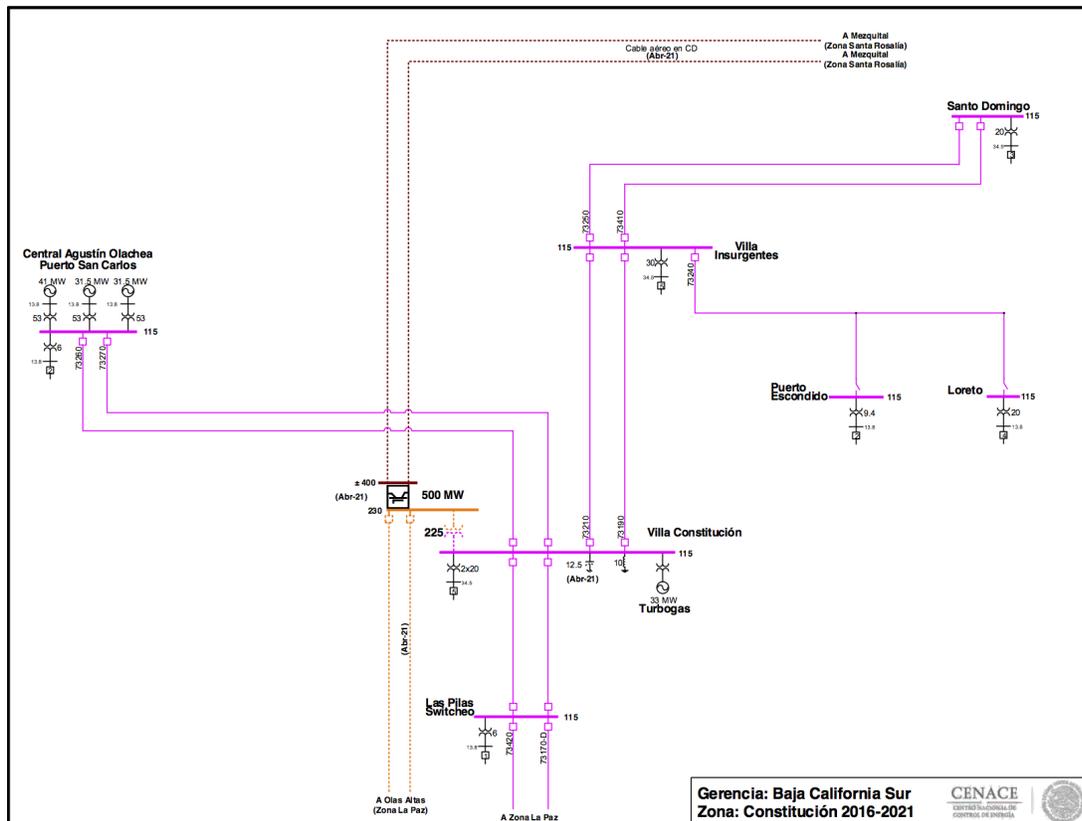


Figura 14: Diagrama unifilar de la zona: Constitución. Fuente: CENACE, 2017 [5].

¹NO. DE LICENCIA: ETAP OTI-1690 1600 15-9937

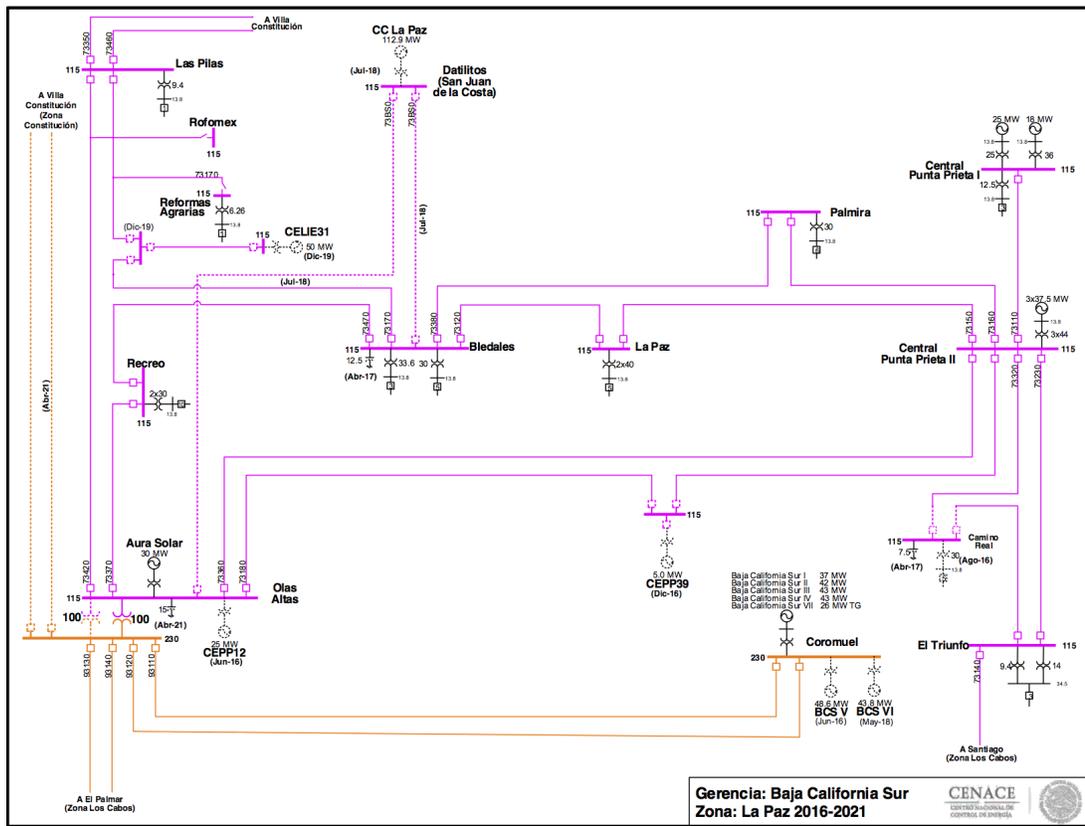


Figura 15: Diagrama unifilar de la zona: La Paz. Fuente: CENACE, 2017 [5].

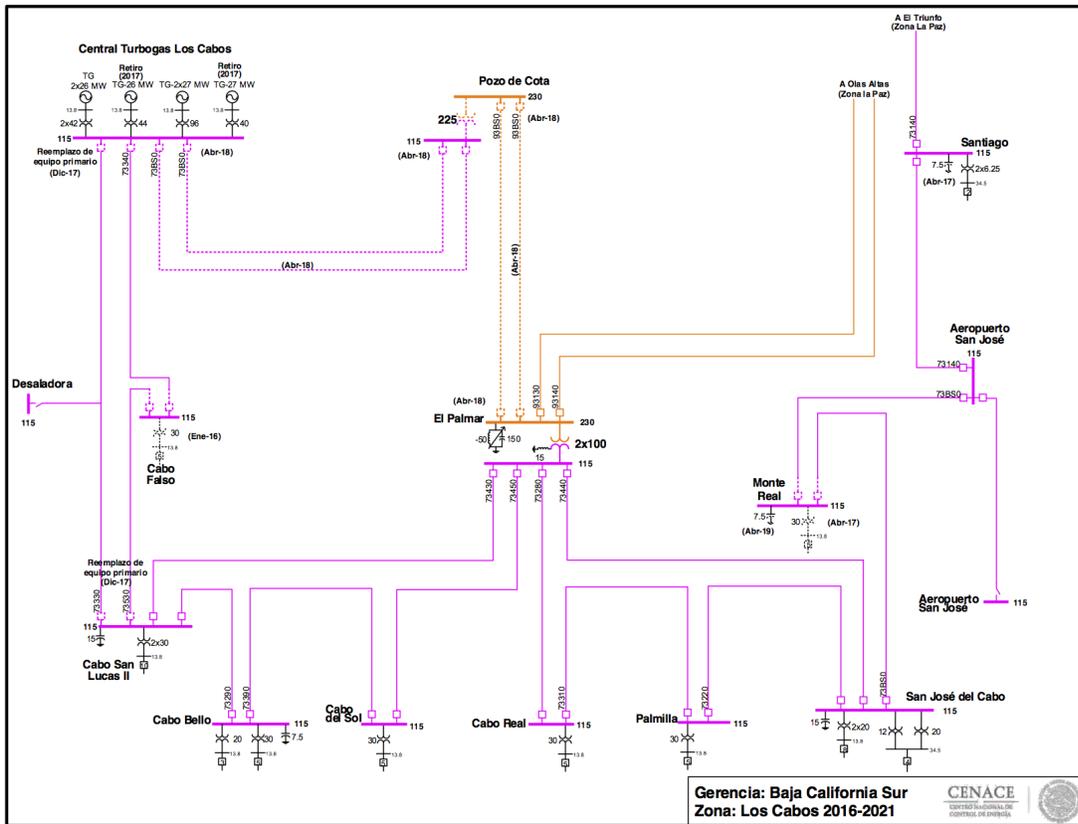


Figura 16: Diagrama unifilar de la zona: Los Cabos. Fuente: CENACE, 2017 [5].

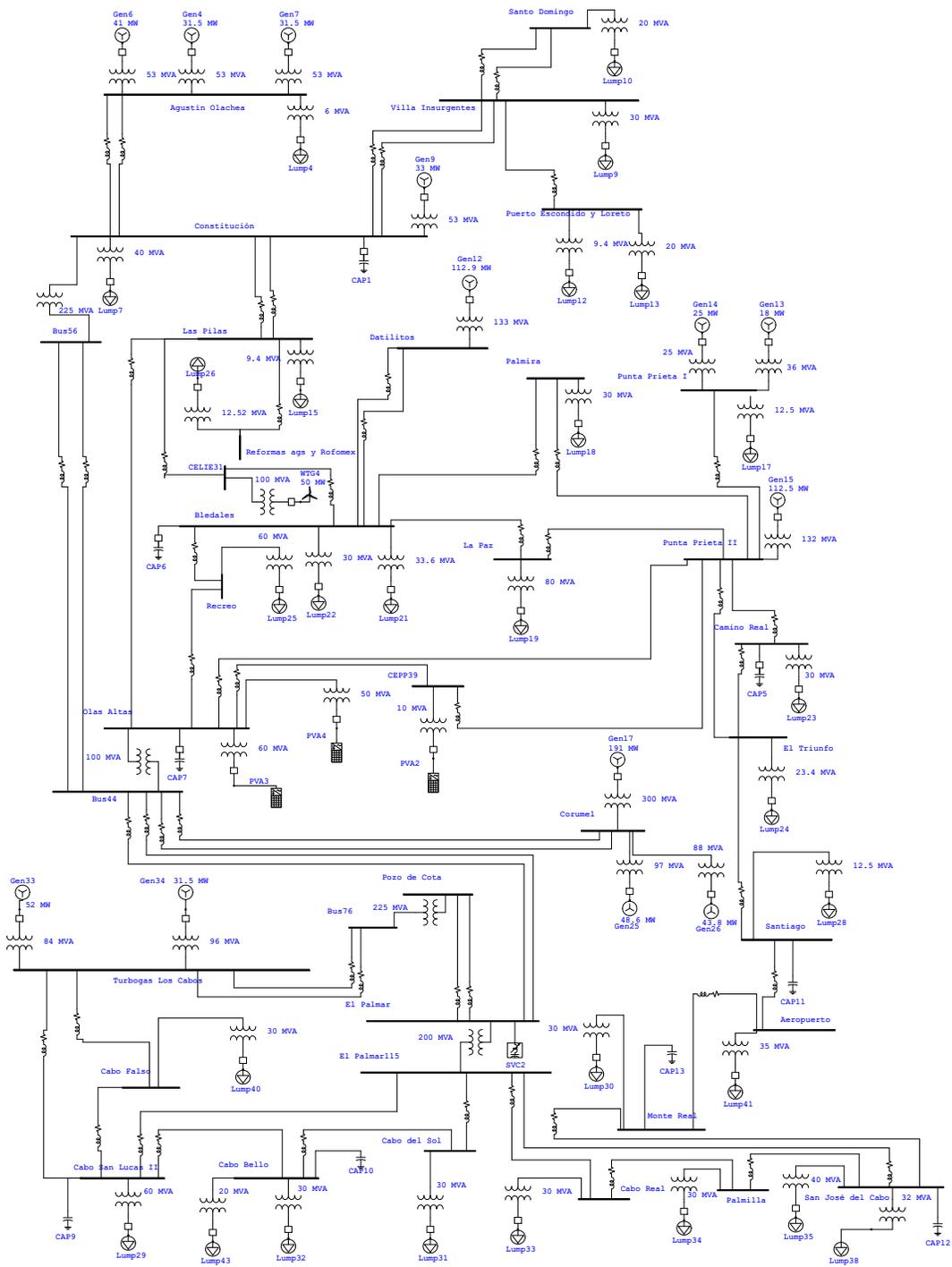


Figura 17: Diagrama unifilar del sistema BCS

Demanda eléctrica

Para determinar el comportamiento de la demanda eléctrica a lo largo del día, utilizamos los datos de SENER correspondientes al sistema BCS durante el año 2017, los cuales se encuentran disponibles en línea [6]. En la Figura 18 se muestra el comportamiento de la demanda eléctrica en distintos periodos del año; como se puede observar el mes con la demanda máxima corresponde a julio, mientras que la demanda mínima corresponde al mes de enero. Como todos los valores de demanda a lo largo del año se encuentran dentro de estos límites, se utilizarán estas tendencias de demanda para representar un día típico de verano y un día típico en invierno, como se muestra en la Figura 19.

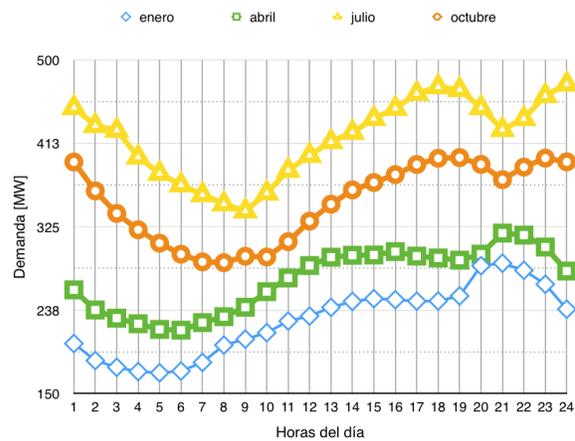
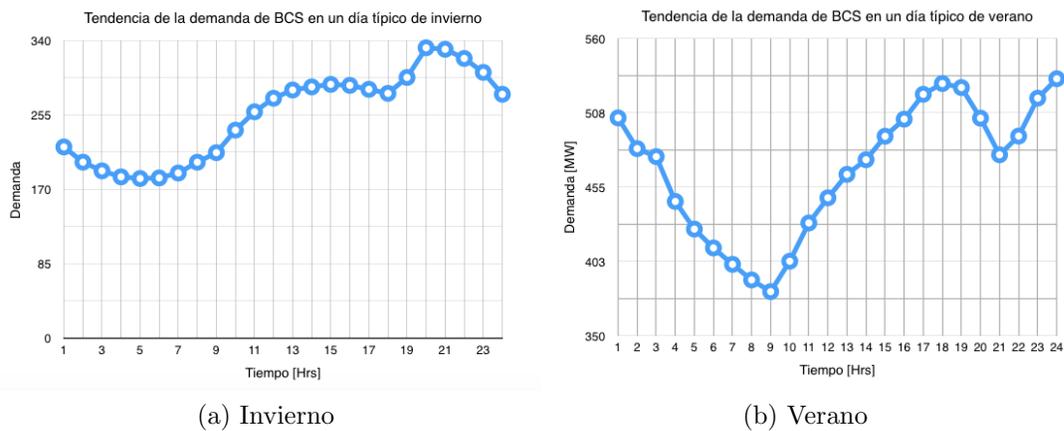


Figura 18: Demanda en BCS [Fuente: SENER 2017]



(a) Invierno

(b) Verano

Figura 19: Tendencia diaria en la demanda de BCS. Fuente: SENER, 2017 [6].

Como se aprecia en la Figura 19, el comportamiento de consumo en verano presenta variaciones abruptas entre los periodos de consumo mínimo y máximo, mientras que en invierno esta variación se presenta con un comportamiento más estable. En el caso del verano se tienen valores que van desde los 381 MW hasta los 531 MW. Mientras que en invierno la tendencia cambia en magnitud y forma, la demanda mínima se registra con 182 MW y la demanda máxima con 332 MW.

Estado actual de la red de BCS.

Con el modelo de la red eléctrica de BCS creado en el software ETAP (Figura 17), así como con los escenarios correspondientes a los días típicos de verano y de invierno basados en las curvas de demanda de la Figura 19, se obtienen los perfiles de voltaje en los nodos del sistema en los días típicos de verano e invierno. En la Figura 20 se presenta el perfil de voltaje en los nodos de la región Constitución durante un día típico de invierno. Los voltajes están dados en p.u. (per-unit, por unidad), que se define como la relación entre el valor obtenido y una cantidad base, generalmente el valor nominal, en nuestro caso 115 kV y 230 kV.

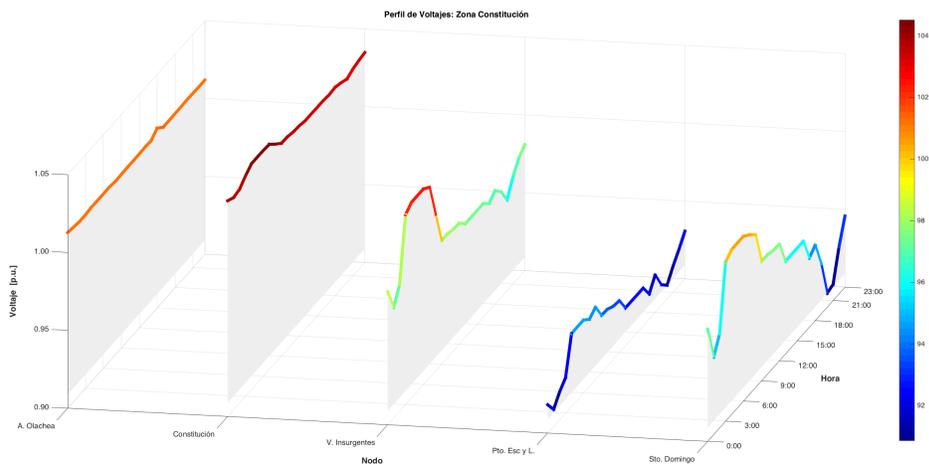


Figura 20: Perfil de voltaje par un día típico de invierno: Zona Constitución.

De acuerdo con el código de red nacional y estándares internacionales, el voltaje nodal en sistemas de transmisión debe mantener un rango operativo de $\pm 5\%$ respecto al valor nominal, mientras que se tiene un valor crítico de voltaje cuando se alcanzan

variaciones de $\pm 10\%$.

Como se observa en la Figura 20, el nodo Pto. Escondido opera fuera del rango operativo del 5% sin llegar a niveles críticos, mientras que el nodo Santo Domingo sale del rango operativo en el periodo de carga máxima alrededor de las 21:00 hrs. El resto de los nodos de la zona mantiene buenos niveles de voltaje.

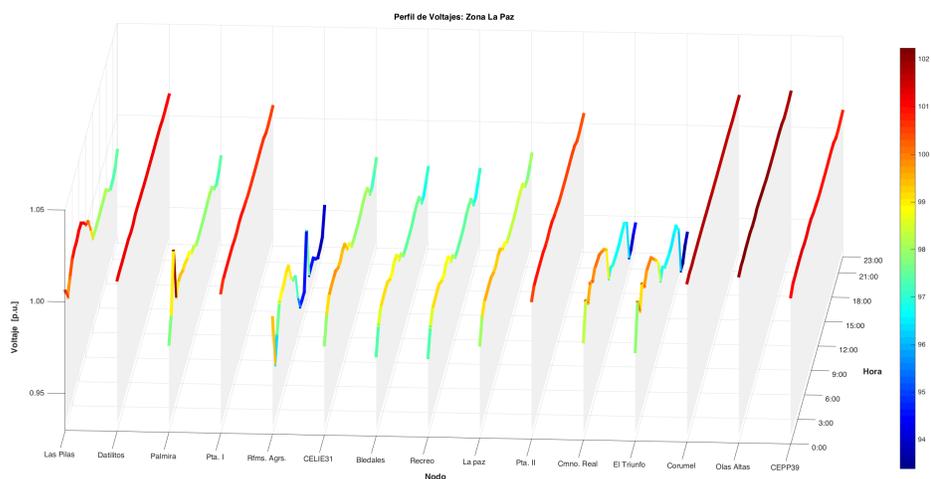


Figura 21: Perfil de voltaje par un día típico de invierno: Zona La Paz.

En la Figura 21 se muestra el perfil de voltaje en los nodos de la zona de La Paz. Como se puede apreciar, en esta zona existen 3 nodos (Reformas Agrarias, Cabo Real y El Triunfo) que presentan un perfil de voltaje bajo, más no crítico (los valores críticos de voltaje, van en el rango de 0.94 - 0.80 [p.u.] o menores) desde las 20:00 hrs. a las 23:00 hrs. El resto de los nodos de la zona mantiene buenos niveles de voltaje.

En el caso de la zona de Los Cabos (Figura 22) los nodos de Monte Real, Santiago y Aeropuerto; también se encuentran fuera del rango operativo del 5% sin llegar a niveles críticos (el valor de 0.95 [p.u.] se considera un valor marginal, pero todavía operativo), en el periodo de carga máxima, que va de las 21:00 hrs. a las 23:00 hrs. El resto de los nodos de la zona mantiene buenos niveles de voltaje.

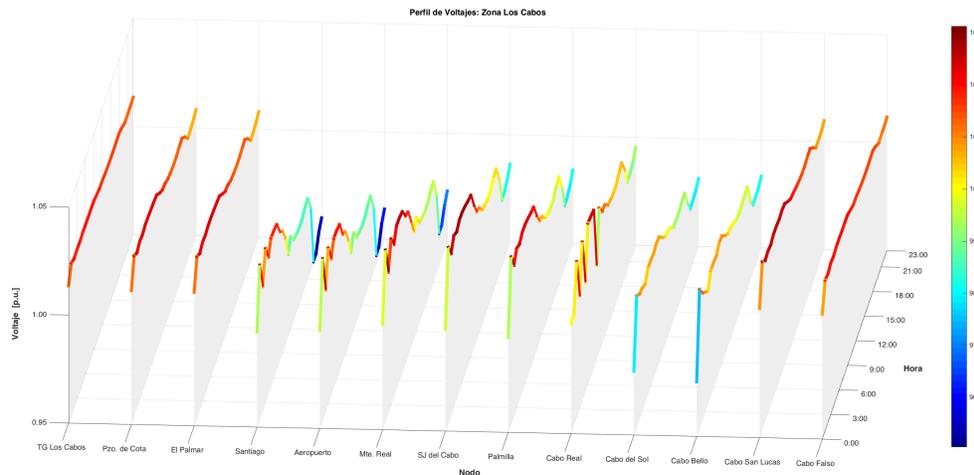


Figura 22: Perfil de voltaje par un día típico de invierno: Zona Los Cabos

Las siguientes gráficas (Figuras 23, 24 y 25), muestran los perfiles de voltaje para el caso de verano. En la Figura 23, se puede observar la zona de Constitución, se puede notar que el nodo de Puerto Escondido presenta niveles críticos (0.88 [p.u.]) a la hora de máxima demanda (de 0:00 hrs a 3:00 hrs.).

En la Figura 24 se muestra la zona de La Paz, en este caso, los nodos de Reformas Agrarias, Camino Real y El Triunfo, presentan niveles críticos de voltaje (0.84 - 0.88 [p.u.]).

Finalmente en la Figura 25 se muestra la zona de Los Cabos, los nodos Monte Real, Aeropuerto y Santiago también presentan un perfil de voltaje crítico (0.88 [p.u.]) en las horas de máxima demanda (de 0:00 hrs a 3:00 hrs.) Cabe aclarar, que para corregir los niveles críticos de voltaje se pueden tomar una serie de acciones por parte del operador de la red, como ajuste del taps en transformadores, compensación de potencia reactiva, ponderación de cargas, entre otros. En el presente trabajo no se consideran las acciones que realiza CFE para mantener los perfiles de voltaje ya que no se dispone de información al respecto; y el sistema se evalúa con las características nominales del sistema, disponibles en distintos documentos oficiales. [11].

Posteriormente se utilizará esta información, en el apartado de Resultados, para contrastarla con el estado de la red después de la integración de las centrales generadoras

con energías renovables.

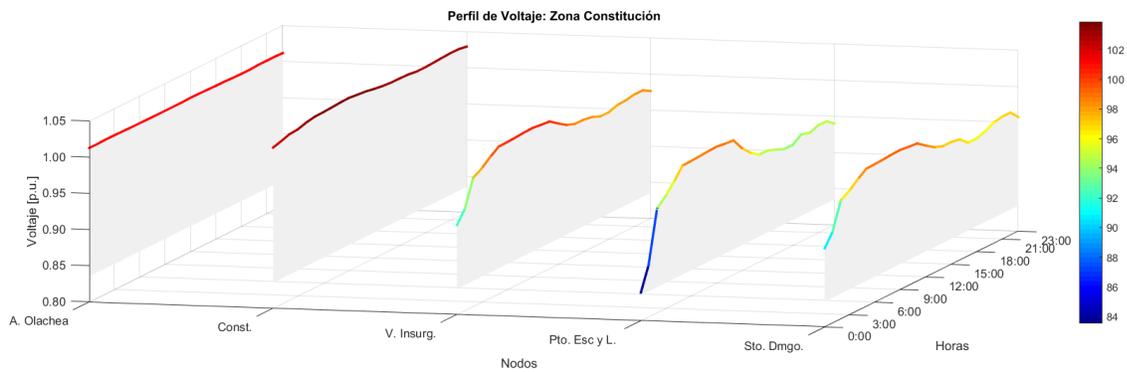


Figura 23: Perfil de voltaje par un día típico de verano: Zona Constitución.



Figura 24: Perfil de voltaje par un día típico de verano: Zona La Paz.

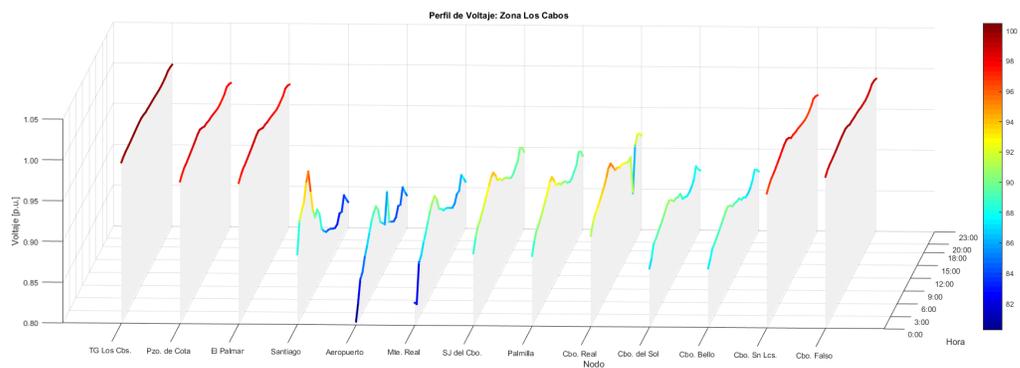


Figura 25: Perfil de voltaje par un día típico de verano: Zona Los Cabos.

Recurso solar en BCS

En este apartado estimaremos el recurso solar en la zona de BCS para posteriormente dimensionar una central de generación fotovoltaica. Para asistirnos en el procesamiento de los datos para el modelo, utilizaremos el software de licencia libre SAM (Sistem Advisor Model) de NREL [22].

En la Figura 26 se muestran los mapas de irradiancia de la base de datos de NREL en la zona de BCS en Google Earth, como se puede apreciar, el recurso es abundante, siendo la mayor parte del estado cubierta por zonas naranjas y rojas (alto recuso solar). Teniendo un promedio en estas zonas de $6854 [KWh/m^2]$ de irradiancia global.

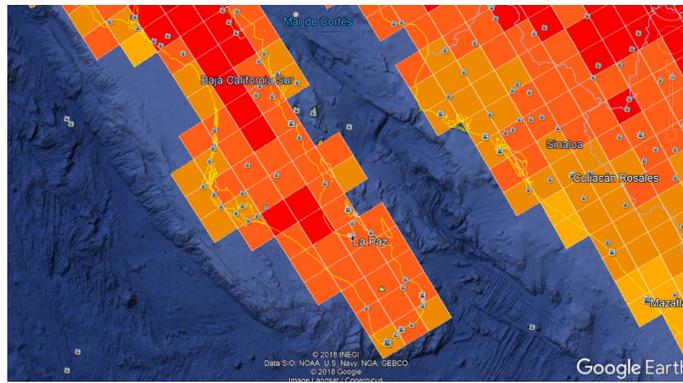


Figura 26: Mapa de Irradiancia de BCS en Google Earth

Con los datos públicos de temperatura del SMN [21], se determinó el rendimiento térmico de un panel fotovoltaico genérico en las tres zonas del estado de BCS. Los datos más relevantes de estas zonas en cuanto a recurso solar se muestran en el Cuadro 5.

Cuadro 5: Recurso solar en las diferentes zonas de BCS

Zona	HSP	Tmax [°C]	R_{T-C} [°C]	Tmin [°C]	R_{T-F} [°C]
Constitución	7.007	47	85.61	0	50
La Paz	6.854	45	85.22	1	50
Cabo San Lucas	6.854	49	85.94	1	50

Fuente: SMN [21], NREL [20]

El perfil de irradiancia a lo largo de 365 días en BCS, de la locación estudiada (la latitud y longitud se muestran a continuación), los cuales corresponden a la ciudad de Cabo San Lucas. Como se aprecia en la Figura 26, la irradiancia en esta locación es

semejante a la de varias zonas en el territorio de BCS. Se probaron varios puntos y se encontró que el recurso solar en las zonas marcadas de anaranjado en la Figura 26, es muy semejante.

$$LATITUD = 22,972185$$

$$LONGITUD = -109,667267$$

Como se aprecia en la Figura 27, los meses de marzo, abril y mayo son donde se tiene mayor irradiancia. Y la menor en los meses de diciembre y enero. Note que la variación puede ir desde 200 $[W/m^2]$ hasta valores máximos de 1100 $[W/m^2]$ esta es una de las grandes desventajas y retos de la energía solar, su intermitencia.

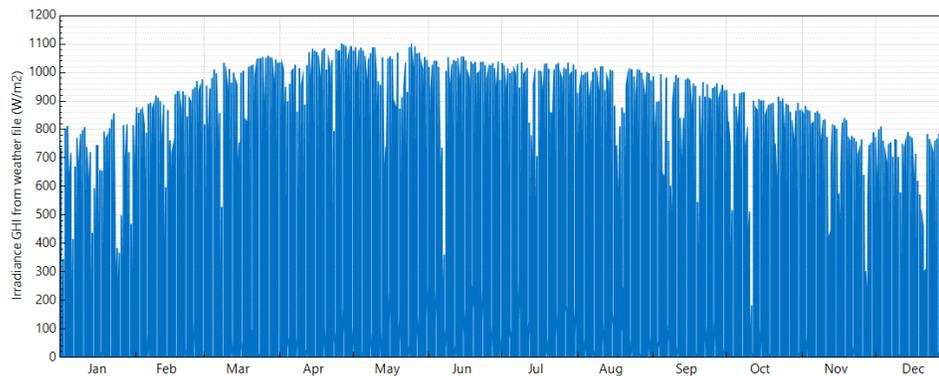


Figura 27: Perfil de Irradiancia anual en BCS.

En las Figuras 28 y 29 se muestran los perfiles de irradiancia global por mes y el perfil de irradiancia global anual a lo largo de 24 horas. En esta imagen se ve de manera más clara que los meses con menor recurso son Enero y Diciembre. Las características para el dimensionamiento FV se muestran en el Cuadro 6, se eligió un panel modelo iTek de 60 celdas, monocristalino de Silicio, de 325 W, ya que cumple con las características buscadas del rendimiento térmico (85%) en la locación de estudio. Como se puede apreciar, para el sistema F.V. de 10 MW se necesita un total de 57000 paneles FV, los cuales alcanzan una potencia pico de 9.8546 MW.

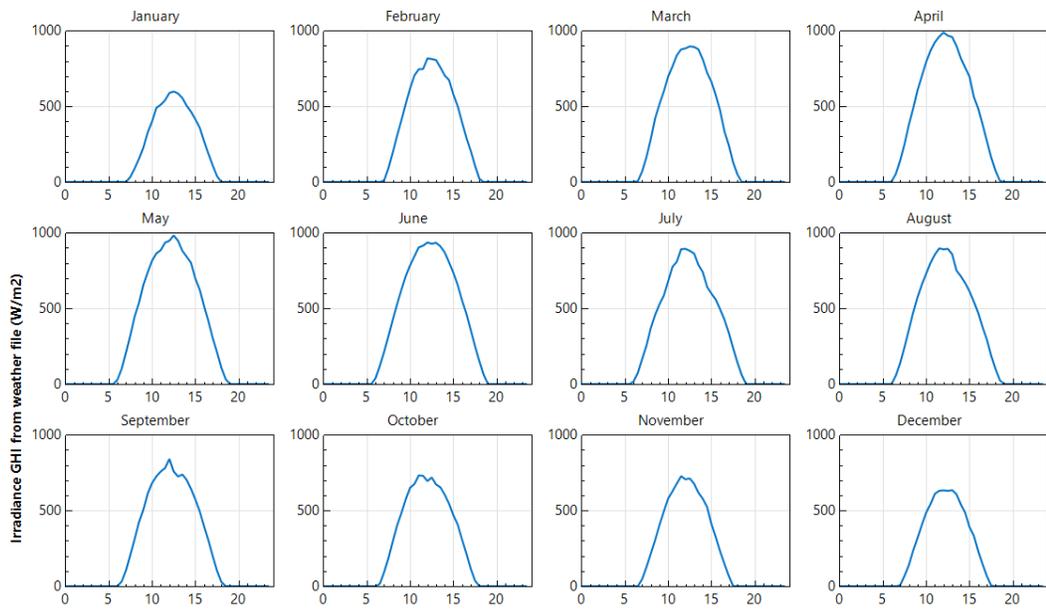


Figura 28: Perfiles de Irradiancia por mes en BCS.

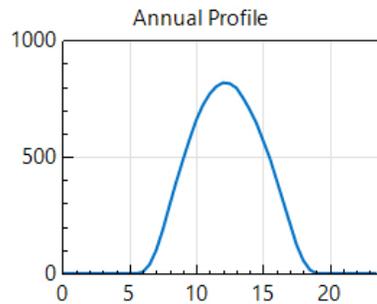


Figura 29: Perfil de Irradiancia anual en BCS.

Cuadro 6: Consideraciones para el dimensionamiento FV en BCS

$R_s[HSP]$	R_T [%]	η_T [%]	$P_{pco-inv}$ [MW]	$P_{pco-vrn}$ [MW]	N_{tot}	Área [m^2]
6.854	85.95	97	9.692	11.256	57000	92430
6.854	85.95	97	0.969	1.125	5700	9243

Fuente: Simulaciones con SAM de NREL.

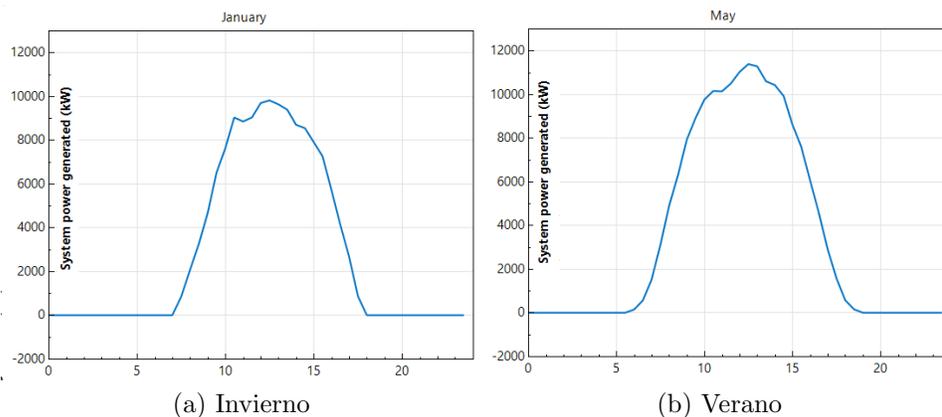


Figura 30: Energía producida por el sistema fotovoltaico.

En la figura 30 se muestra la energía producida por los sistemas F.V., durante el invierno (Fig. 30(a)) y durante el verano (Fig. 30(b)) respectivamente, Finalmente en el Cuadro 7 se muestra la energía anual producida por cada sistema FV y su factor de planta.

Cuadro 7: Dimensionamiento FV en la zona de BCS

Sistema FV [MW]	Energía anual [MWh]	CF [%]
1.8	2933.111	18.2
18	29331.118	18.1

Fuente: Simulaciones con SAM de NREL.

En la Figura 31 se muestran las centrales generadoras fotovoltaicas propuestas para añadirlas a la red eléctrica de BCS. Y en el Cuadro 8 el nodo en la red a donde se conectaría la central F.V. propuesta.

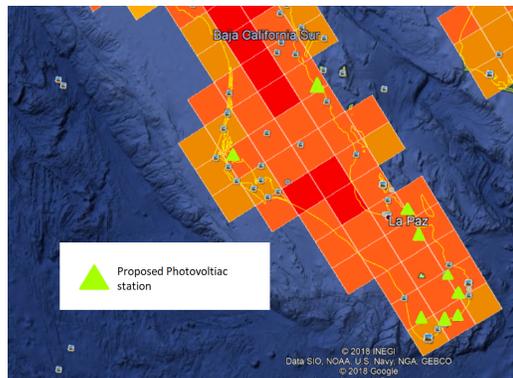


Figura 31: Centrales generadoras fotovoltaicas propuestas.

Cuadro 8: Centrales generadoras fotovoltaicas añadidas a la red de BCS.

Nodo	Tipo de Tecnología de Generación	Capacidad [MW]
C.Agustín Olachea	Fotovoltaica	1.8
Puerto Escondido y Loreto	Fotovoltaica	18
La Paz	Fotovoltaica	18
Camino Real	Fotovoltaica	1.8
Las Pilas	Fotovoltaica	1.8
Cabo Falso	Fotovoltaica	18
Cabo San Lucas II	Fotovoltaica	18
Palmilla	Fotovoltaica	18
San José del Cabo	Fotovoltaica	18
Cabo del Sol	Fotovoltaica	1.8
Cabo Real	Fotovoltaica	1.8
Cabo Bello	Fotovoltaica	1.8
Santiago	Fotovoltaica	18
TOTAL	Fotovoltaicas	133.2

Centrales generadoras fotovoltaicas añadidas a la red de BCS.

Recurso eólico en BCS

En este apartado se analizará el recurso eólico y se dimensionará un sistema de generación eólica en la zona de BCS, con ayuda del software SAM de NREL. Como se puede apreciar en la Figura 32, se analizarán los datos de viento de una zona cercana a la ciudad de La Paz. Y se extrapolará el perfil de viento a los lugares donde la velocidad promedio del viento es la misma (Fig.32).

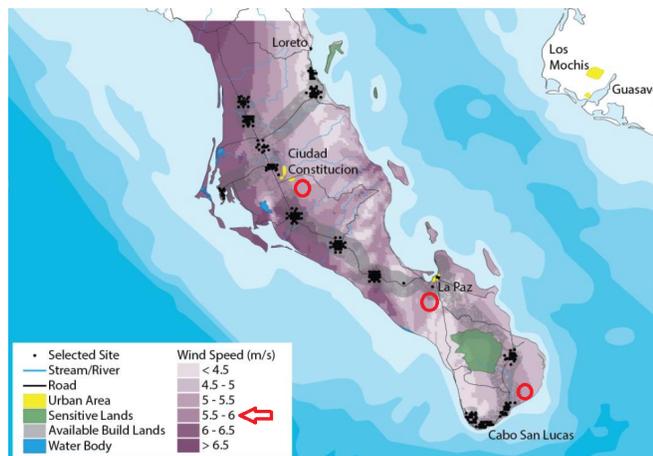


Figura 32: Recurso eólico en la región de BCS. [Fuente: NREL]

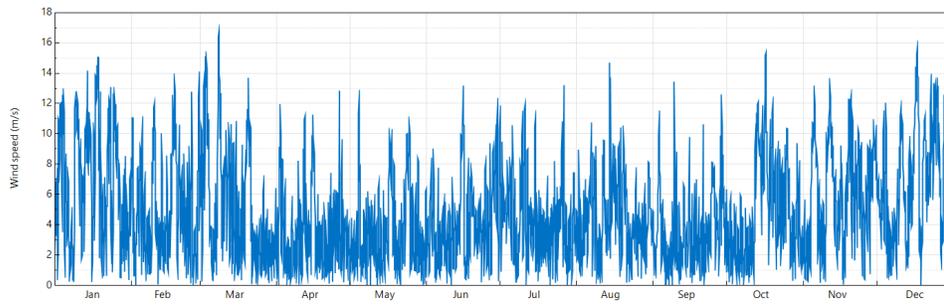


Figura 33: Perfil de viento en la región de BCS.

En la Figura 33 se muestran las velocidades de viento de la zona estudiada, medidas a 80 [m] de altura a lo largo de un año. Como se puede apreciar en el Cuadro 9, la media de velocidad en esta zona es de 5.89 m/s, con una velocidad diaria promedio máxima de 7.78 m/s y mínima de 2.12 m/s.

Cuadro 9: Características del viento en la zona de BCS

V_{max} [m/s]	V_{min} [m/s]	V_{prom} [m/s]	Desv. Est.	Dirección [°]
7.7806	2.1223	5.8935	3.1739	129.74

Fuente: SMN [21]

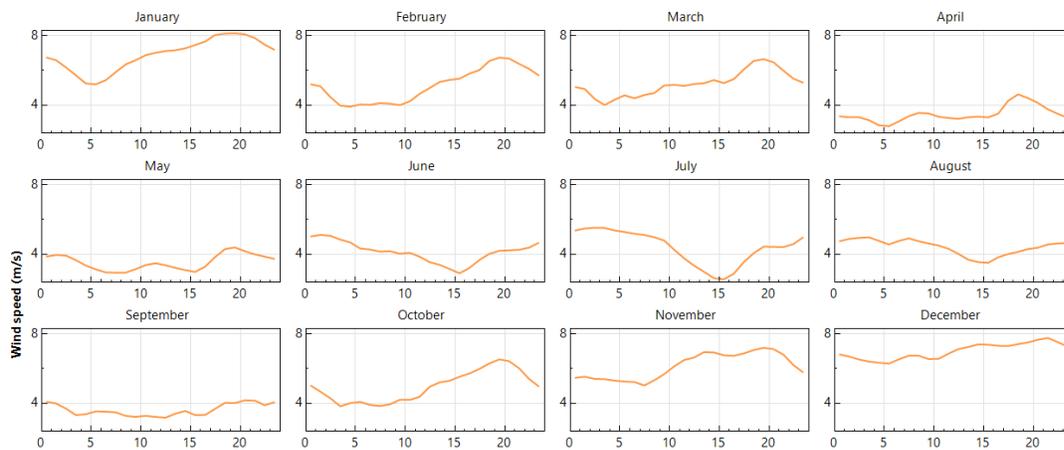


Figura 34: Perfil de viento por mes en la región de BCS.

En la Figura 34 se muestra el perfil de viento por mes, como se puede apreciar, los meses con mayor recurso eólico son: noviembre, diciembre y enero.

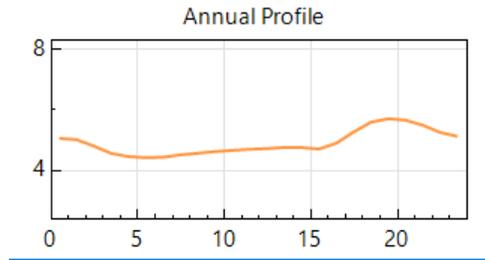


Figura 35: Perfil de viento anual en la región de BCS.

En la Figura 35 se muestra el perfil de viento anual promedio, como se aprecia, éste se encuentra a lo largo de todo el año arriba de los 4 [m/s]. En la Figura 36 se muestra la curva de potencia de la turbina elegida, como se observa, la turbina de la marca RePower de 3.3[MW] de potencia, comienza a generar a partir de los 4[m/s] hasta los 25[m/s]. Por lo que es una excelente opción para el recurso que existe en la zona.

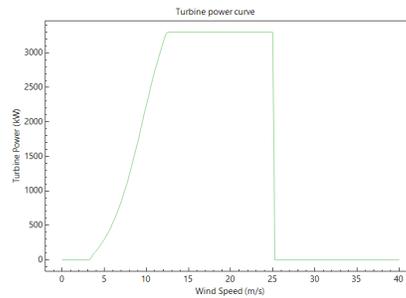


Figura 36: Turbina eólica 3.3 [MW]

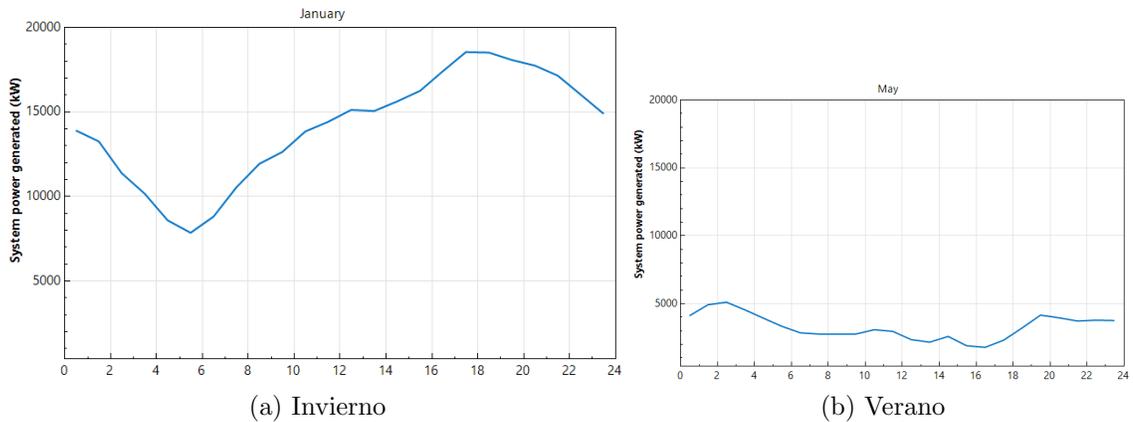


Figura 37: Producción de energía por el sistema eólico de 45 [MW] en la región de BCS.

Con los datos del recurso eólico de la zona estudiada se dimensiona un parque eólico de 45, 90 y 135 [MW]. Las características principales de estos dimensionamientos se muestran en el Cuadro 10. La Figura 37 muestra la energía mensual que produciría el parque eólico en invierno y en verano respectivamente. Como se puede apreciar, en este caso la producción de energía en el invierno va desde 15 MW - 35 MW mientras que en el caso del verano, sólo produciría de 5 - 10 [MW]. En la Fig. 38 se muestran las centrales eólicas propuestas y los nodos donde se conectarían a la red de BCS se muestran en el Cuadro 11.

Cuadro 10: Dimensionamiento del sistema eólico en la zona de BCS

P_{nom} [MW]	Energía anual [MWh]	CF [%]	N_{turb}	Área [ha]
45	61304.128	17.3	13	376
90	125049.360	17.0	27	752
135	184512.112	17.0	40	1504

Fuente: SAM, NREL [65]

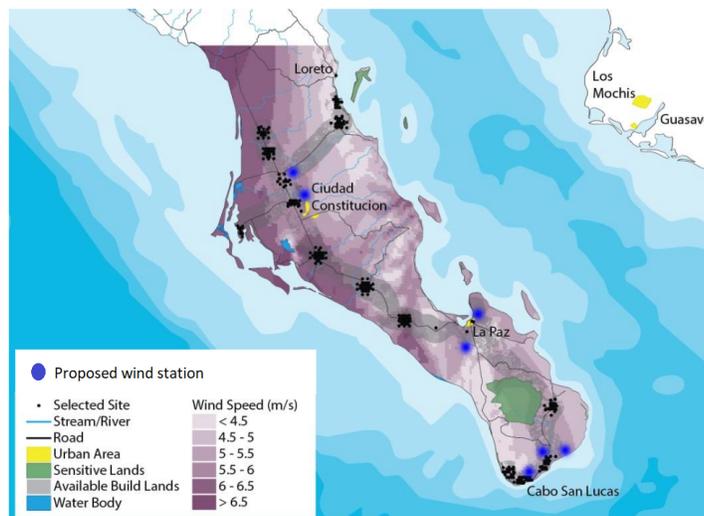


Figura 38: Centrales generadoras eólicas propuestas.

Cuadro 11: Centrales generadoras eólicas añadidas a la red de BCS.

Nodo	Tipo de Tecnología de Generación	Capacidad [MW]
Constitución	Eólica	135
Villa Insurgentes	Eólica	90
C. Punta Prieta II	Eólica	45
Olas Altas	Eólica	135
El Triunfo	Eólica	135
San José del Cabo	Eólica	90
Pozo de Cota	Eólica	135
TG. Los Cabos	Eólica	135
TOTAL	Eólicas	900

Centrales generadoras eólicas añadidas a la red de BCS.

Planteamiento del modelo eléctrico de BCS con energías renovables y generación distribuida.

Introducción

En este capítulo se expondrán los modelos que se utilizaron para reproducir el sistema eléctrico de la región de BCS. Primero, se presenta el sistema que se utilizará para caracterizar la demanda eléctrica en la región de BCS con los datos públicos de CENACE. Después los escenarios en invierno y en verano del sistema eléctrico con las centrales de generación con energías renovables propuestas.

Para crear estos escenarios de generación utilizaremos los datos obtenidos para el dimensionamiento FV y el eólico, así como los vectores que describen el comportamiento de la demanda. Se incluye las centrales generadoras renovables al esquema del sistema eléctrico y se establecen 24 escenarios cada uno caracterizando una hora del día. Así como dos archivos uno para los datos en tiempo de verano y otro para los datos en tiempo de invierno.

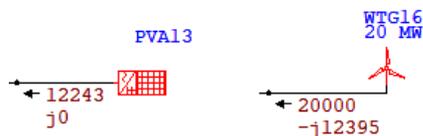


Figura 39: Centrales generadoras renovables hechas en ETAP.

Como se muestra en la Figura 39, las centrales generadoras renovables (eólicas y

fotovoltaicas) que se añaden en el modelo hecho en ETAP 12.6.1, tienen sus propias características eléctricas, en el caso de las centrales fotovoltaicas, éstas no aportan potencia reactiva a la red, únicamente potencia activa y las centrales eólicas aportan potencia activa pero consumen potencia reactiva. Debido a estas características se añadieron 4 nuevos bancos de capacitores de 10 Mvar cada uno en las tres regiones principales de BCS para compensar la carga reactiva de las nuevas centrales generadoras añadidas.

Centrales generadoras renovables en la red de BCS.

En el Cuadro 12 se muestran los nodos de la red donde se añadieron centrales generadoras renovables F.V. y eólicas a la red de BCS. Como es de esperarse se sacaron de operación algunas centrales generadoras convencionales para no sobrecargar la red, éstas centrales se muestran en el Cuadro 13. Cabe resaltar que las centrales que se dejaron funcionando cumplen un papel fundamental como fuentes de generación base, dando estabilidad en el voltaje a los nodos de la red de BCS.

Cuadro 12: Centrales generadoras renovables añadidas a la red de BCS.

Nodo	Tipo de Tecnología de Generación	Capacidad [MW]
Constitución	Eólica	135
Villa Insurgentes	Eólica	90
C.Agustín Olachea	Fotovoltaica	1.8
Puerto Escondido y Loreto	Fotovoltaica	18
La Paz	Fotovoltaica	18
C. Punta Prieta II	Eólica	45
Olas Altas	Eólica	135
El Triunfo	Eólica	135
Camino Real	Fotovoltaica	1.8
Santiago	Fotovoltaica	1.8
Aeropuerto	Fotovoltaica	1.8
Cabo Falso	Fotovoltaica	18
Cabo San Lucas II	Fotovoltaica	18
Palmilla	Fotovoltaica	18
San José del Cabo	Fotovoltaica	18
San José del Cabo	Eólica	90
Pozo de Cota	Eólica	135
TG. Los Cabos	Eólica	135
Santiago	Fotovoltaica	18
TOTAL	EÓLICAS	900
TOTAL	FOTOVOLTAICAS	133.2

Centrales generadoras renovables añadidas a la red de BCS.

Cuadro 13: Estados de las Centrales Generadoras en BCS, durante invierno.

Planta	Tecnología de Generación	Capacidad [MW]	Estado
C.C. La Paz	Ciclo Combinado	50	On
C.TG. Punta Prieta I	Turbogas	43	Off
C.TG. Villa Constitución	Turbogas	33.22	Off
C.TG. Los Cabos	Turbogas	52	On
C.TG. Los Cabos	Turbogas	32.66	Off
C.C.I. Agustín Olachea	Combustión Interna	72.5	Off
C.C.I. Agustín Olachea	Combustión Interna	31.5	On
C.C.I. Baja California Sur I-VII	Combustión Interna	191	On/Off
C.C.I. Baja California Sur I-VII	Combustión Interna	92.4	On/Off
C.TE. Punta Prieta II	Termoeléctrica	75	On
C.S.FV. Aura Solar	Solar Fotovoltaica	30	On
C.S.FV. CPP12	Solar Fotovoltaica	25	On
C.S.FV. CPP39	Solar Fotovoltaica	5	On
C.E. CELIE31	Eoloeléctrica	50	On

Estados de las Centrales Generadoras en BCS, durante invierno.

Las centrales de ciclo combinado La Paz y la central termoeléctrica Punta Prieta II, se usaron como generación base. Y dos generadores de la central de combustión interna BCS VI-VII se prenderán o apagarán dependiendo de la generación que se tenga con las centrales renovables (que a su vez, depende del recurso disponible). También cabe aclarar, que la desconexión sólo se presentó (Cuadro 13) en invierno; en verano debido al poco recurso y la gran demanda, no fue posible desconectar ninguna central convencional. Sin embargo sí disminuye su contribución en la cantidad de energía que generan.

Al introducir elementos de generación a lo largo de la red de BCS, se incrementó el flujo de energía por las líneas de transmisión; por esta razón al añadir las centrales generadoras renovables, se tuvieron que cambiar tres líneas de transmisión (L5, L25 y L26) por líneas de mayor capacidad (de 26.2 kmil a 41.7 kmil).

También hay que resaltar que en algunas horas durante el caso de invierno, donde la demanda era baja y el recurso era alto, se tuvo que regular la potencia de las centrales generadoras renovables para no causar problemas de sobre voltaje en la red. Finalmente el diagrama unifilar con todas las centrales generadoras renovables (eólicas y F.V.) se muestra en la Figura 40. En los Cuadros 14 - 17, se muestra la información de la demanda y los recursos renovables por hora, para los casos de invierno y de verano.

PLANTEAMIENTO DEL MODELO ELÉCTRICO DE BCS CON ENERGÍAS RENOVABLES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

One-Line Diagram - OLV2 (Edit Mode)

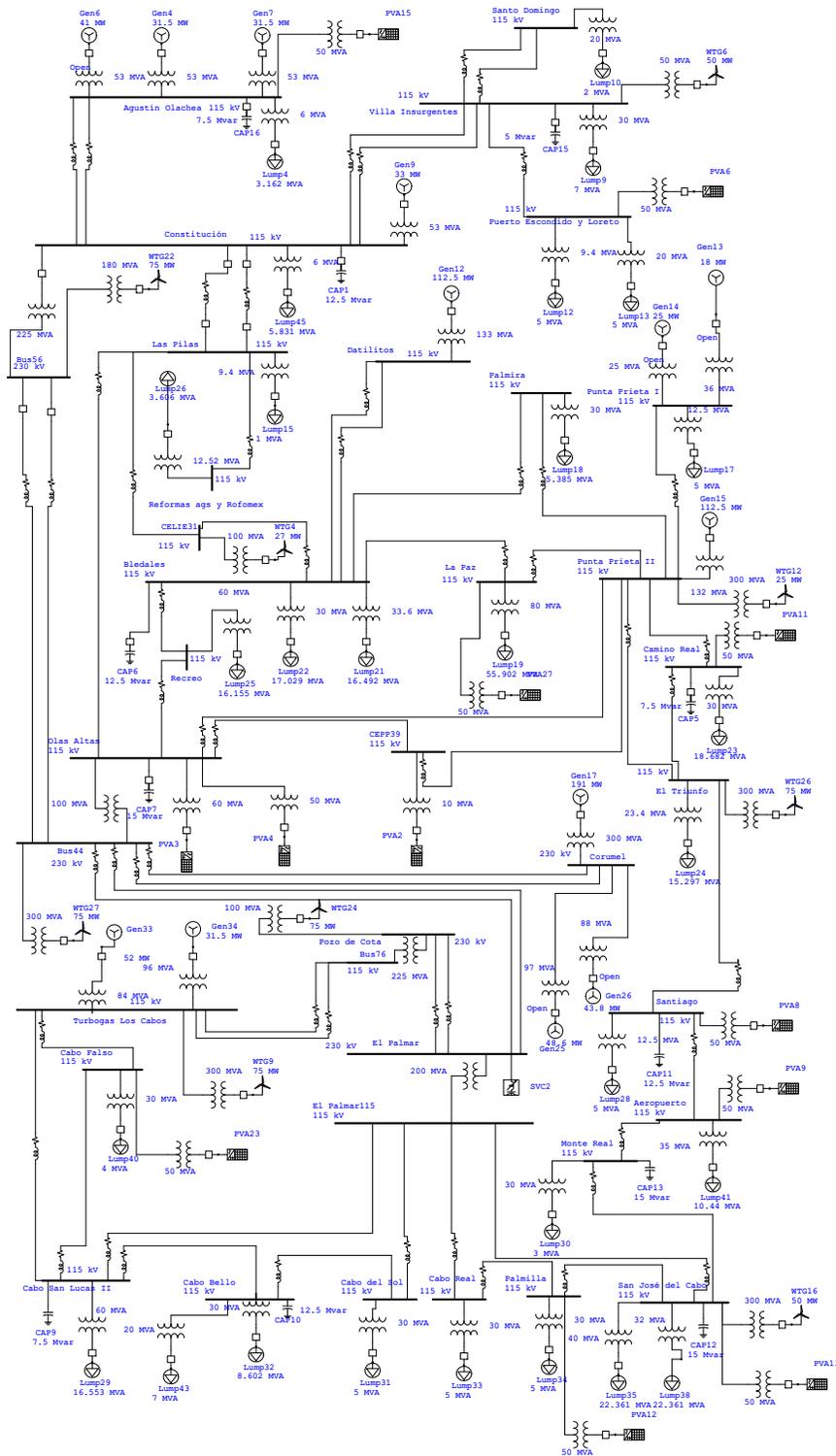


Figura 40: Diagrama unifilar con las centrales generadoras renovables propuestas en ETAP.

Cuadro 14: Generación FV y demanda en tiempo de invierno.

Hora	FV-1 [MW]	FV-10 [MW]	Demanda [MW]
0:00	0	0	279
1:00	0	0	218
2:00	0	0	201
3:00	0	0	191
4:00	0	0	184
5:00	0	0	182
6:00	0	0	183
7:00	0	0	189
8:00	0.23	2.2	201
9:00	0.477	4.768	212
10:00	0.777	7.763	238
11:00	0.885	8.847	259
12:00	0.970	9.692	274
13:00	0.964	9.632	283
14:00	0.867	8.661	287
15:00	0.781	7.808	290
16:00	0.559	5.586	289
17:00	0.253	2.528	284
18:00	0	0	280
19:00	0	0	298
20:00	0	0	332
21:00	0	0	330
22:00	0	0	320
23:00	0	0	304

Generación FV y demanda en tiempo de invierno.

*PLANTEAMIENTO DEL MODELO ELÉCTRICO DE BCS CON ENERGÍAS
RENOVABLES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA.*

52

Cuadro 15: Generación eólica y demanda en tiempo de invierno.

Hora	Eólico-45 [MW]	Eólico-90 [MW]	Eólico-135 [MW]	Demanda [MW]
0:00	12.063	24.901	36.703	279
1:00	11.907	24.458	36.035	218
2:00	10.947	22.428	33.047	201
3:00	10.435	21.366	31.462	191
4:00	9.854	20.112	29.629	184
5:00	9.747	19.916	29.342	182
6:00	10.400	21.279	31.345	183
7:00	11.574	23.739	34.972	189
8:00	12.703	26.044	38.376	201
9:00	13.583	27.930	41.154	212
10:00	14.998	30.933	45.587	238
11:00	16.084	33.166	48.871	259
12:00	17.103	35.257	51.944	274
13:00	17.544	36.170	53.296	283
14:00	18.274	37.645	55.466	287
15:00	18.943	39.056	57.548	290
16:00	19.792	40.923	60.329	289
17:00	20.703	42.810	63.146	284
18:00	20.818	43.034	63.488	280
19:00	20.564	42.485	62.691	298
20:00	20.473	42.302	62.435	332
21:00	20.418	42.190	62.267	330
22:00	20.076	41.523	61.262	320
23:00	19.726	40.739	60.109	304

Generación eólica y demanda en tiempo de invierno.

Cuadro 16: Generación FV y demanda en tiempo de verano.

Hora	FV-1 [MW]	FV-10 [MW]	Demanda [MW]
0:00	0	0	531
1:00	0	0	504
2:00	0	0	482
3:00	0	0	476
4:00	0	0	445
5:00	0	0	425
6:00	0.020	0.185	412
7:00	0.163	1.624	400
8:00	0.5028	5.015	389
9:00	0.800	7.995	381
10:00	0.9755	9.741	403
11:00	1.010	10.092	430
12:00	1.101	11.019	447
13:00	1.126	11.256	464
14:00	1.033	10.322	474
15:00	0.862	8.618	491
16:00	0.597	5.969	503
17:00	0.292	2.912	520
18:00	0.053	0.552	528
19:00	0	0	525
20:00	0	0	504
21:00	0	0	478
22:00	0	0	491
23:00	0	0	518

Generación FV y demanda en tiempo de verano.

*PLANTEAMIENTO DEL MODELO ELÉCTRICO DE BCS CON ENERGÍAS
RENOVABLES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA.*

54

Cuadro 17: Generación eólica y demanda en tiempo de verano.

Hora	Eólico-45 [MW]	Eólico-90 [MW]	Eólico-135 [MW]	Demanda [MW]
0:00	1.981	4.026	5.943	531
1:00	2.389	4.822	7.123	504
2:00	2.488	5.065	7.488	482
3:00	2.159	4.402	6.504	476
4:00	1.784	3.628	5.362	445
5:00	1.413	2.868	4.239	425
6:00	1.121	2.277	3.365	412
7:00	1.067	2.175	3.212	400
8:00	1.069	2.186	3.227	389
9:00	1.124	2.296	3.390	381
10:00	1.304	2.668	3.935	403
11:00	1.269	2.595	3.829	430
12:00	0.963	1.973	2.909	447
13:00	0.854	1.741	2.566	464
14:00	1.089	2.201	3.249	474
15:00	0.803	1.642	2.427	491
16:00	0.846	1.726	2.547	503
17:00	1.091	2.229	3.289	520
18:00	1.693	3.461	5.110	528
19:00	2.422	4.940	7.296	525
20:00	2.315	4.727	6.979	504
21:00	2.099	4.292	6.336	478
22:00	1.974	4.029	5.952	491
23:00	2.080	4.227	6.240	518

Generación eólica y demanda en tiempo de verano.

Planteamiento de micro redes en la red de BCS.

Introducción

En este capítulo se plantean los modelos de micro redes en BCS con la misma capacidad de centrales generadoras renovables que se propusieron en el capítulo anterior (900 [MW] Eólicos y 133.2 [MW] Fotovoltaicos), pero ahora distribuidas en las tres zonas con mayor demanda en BCS. Para lograr esto se aislaron estas zonas del resto de la red como se muestra en la Fig. 41, de tal forma que operen de manera independiente.

Cabe aclarar que al desconectar las micro redes de la red troncal, éstas deben tener al menos un generador convencional funcionando², para el caso de la micro red B se tuvo que añadir un generador convencional de 30 [MW]. También algunos nodos de interconexión como Pozo de Cota y El Palmar se desconectaron de la red troncal; ya que al tener la zona de Los Cabos trabajando de manera independiente como dos micro redes (B y C), éstos nodos ya no tienen necesidad de estar conectados.

Micro redes con centrales generadoras renovables en BCS.

En la Figura 41 se muestran las tres micro redes propuestas. En rojo se tiene la micro red A correspondiente a La Paz . En verde la micro red B correspondiente a San José del Cabo y en amarillo la micro red C correspondiente a Cabo San Lucas.

²En este caso, la generación por medio de la geotermia en la zona de Tres Vírgenes puede funcionar perfectamente como un generador convencional. Ya que esta fuente no tiene el problema de la intermitencia.

En el Cuadro 18 se muestran detalladamente los nodos de cada micro red así como la generación que se propone en cada una.

One-Line Diagram - OLV2 (Edit Mode)

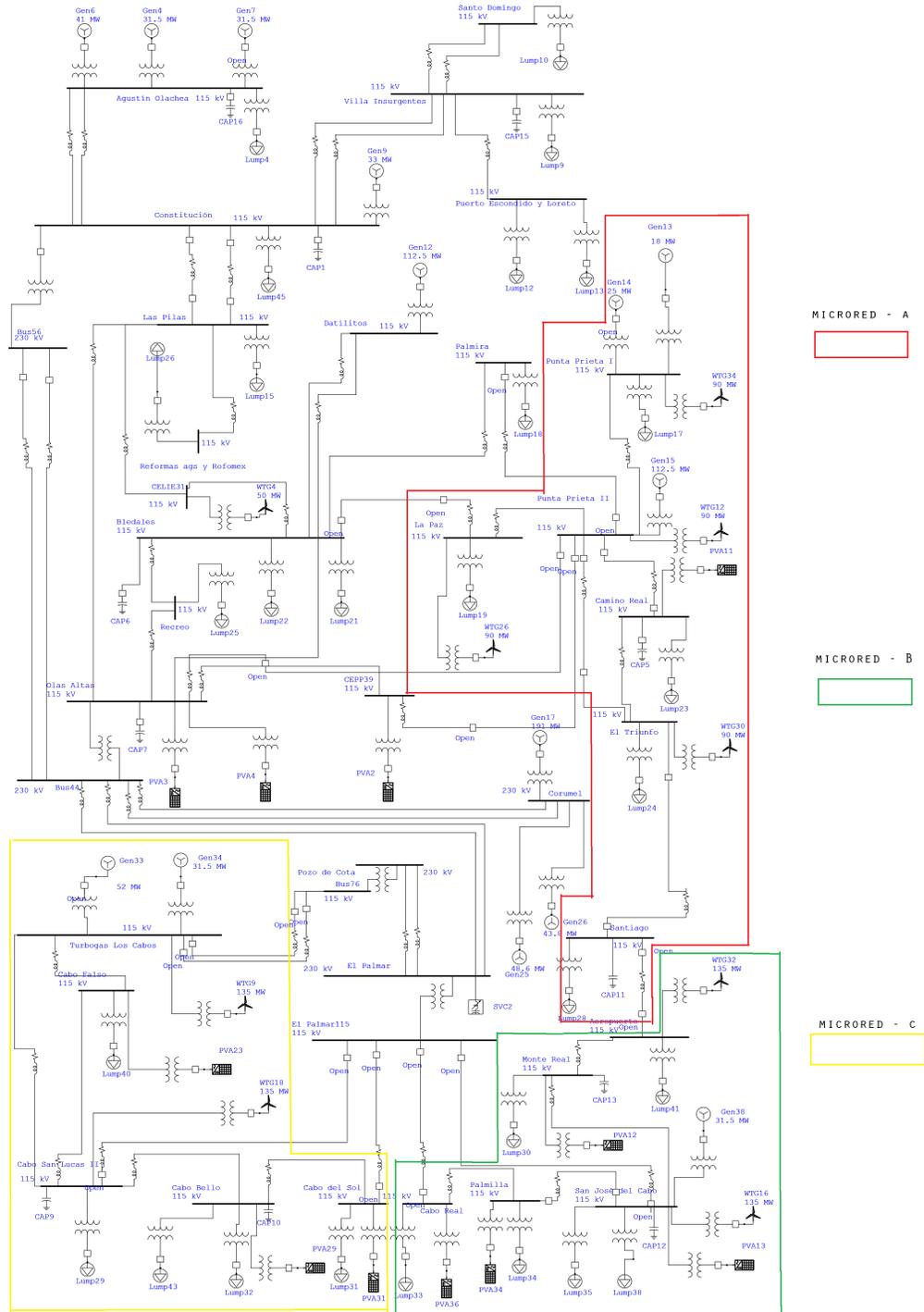


Figura 41: Micro redes propuestas en BCS.

Cuadro 18: Nodos de las micro redes propuestas en BCS

Micro red	Nodo	Eólica [MW]	Fotovoltaica [MW]
A	La Paz	90	0
A	Pta. Prieta I	90	0
A	Pta. Prieta II	90	0
A	Camino Real	0	18
A	EL Triunfo	90	18
A	Santiago	0	1.8
B	San José del Cabo	135	1.8
B	Palmilla	0	18
B	Cabo Real	0	18
B	Monte Real	0	18
B	Aeropuerto	135	0
C	Cabo San Lucas	135	1.8
C	Cabo Falso	0	18
C	Cabo Bello	0	18
C	Cabo del Sol	0	1.8
C	Turbogas Los Cabos	135	0

Micro redes en BCS.

Como se observa en el Cuadro 18, las centrales generadoras renovables son idénticas al caso propuesto en el capítulo anterior, por esta razón, se usó la misma información del dimensionamiento de dichas centrales (Cuadros 14-17) en este modelo.

También cabe aclarar, que de igual manera que en el caso anterior, para compensar la carga reactiva de las centrales generadoras eólicas, se añadieron bancos de capacitores en las tres micro redes propuestas. Finalmente, los resultados se exponen y se discuten en la siguiente sección.

Resultados

Muchos de los resultados se compararán con el estado actual del sistema eléctrico de BCS (Figs. 20 - 25) mostrado en el tercer capítulo. Esta información corresponde a los voltajes nodales (en p.u.) de la red de BCS, a lo largo de un día típico de verano y uno de invierno.

Generación renovable en tiempo de verano.

Como se mostró en secciones anteriores, los meses de verano son críticos, en primer lugar porque se registra la curva máxima de demanda y por el otro, el recurso eólico en la zona, durante este tiempo es bajo mientras que el recurso solar, por el contrario, es alto. En este sentido las mejoras en los perfiles de voltaje, se debe en gran medida a las centrales fotovoltaicas añadidas.

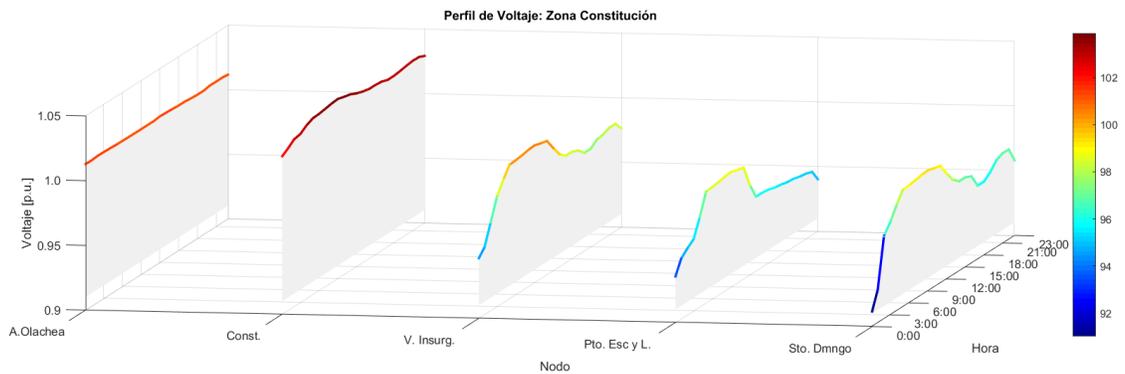


Figura 42: Estado de los nodos en la red de BCS, zona Constitución, durante verano.

En la Figura 42 se muestra el perfil de voltaje de los nodos en la zona norte de la red (Constitución), podemos destacar el nodo de Puerto Escondido y Loreto, el cual pasó de niveles críticos de 0.85 p.u. en los periodos de máxima demanda (Fig. 23) a un valor de 0.92 p.u. durante este periodo; gracias a la central fotovoltaica que se agregó en dicho nodo (Cuadro 8). De igual manera, el nodo de Villa insungentes registró una mejora de 0.92 a 0.96 p.u. debido a su generación eólica, la cual cabe destacar, en tiempo de verano no es abundante.

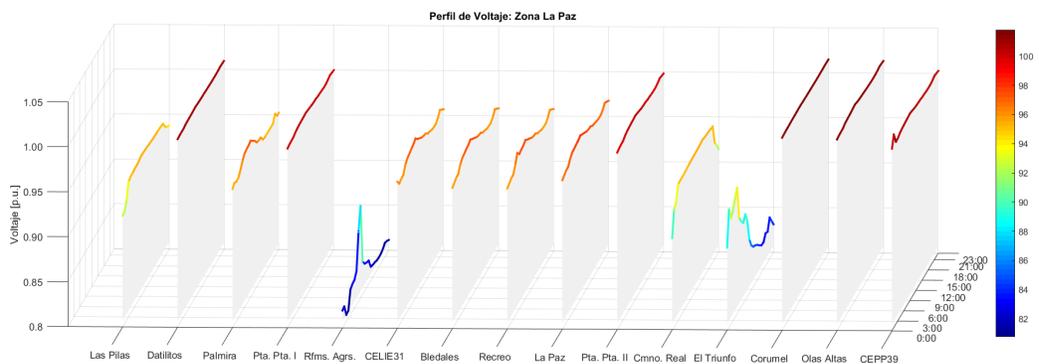


Figura 43: Estado de los nodos en la red de BCS, zona La Paz, durante verano.

En la Figura 43 se muestra el perfil de voltaje de los nodos en la zona centro de la red (La Paz), una característica que se tiene que resaltar en los nodos de Camino Real y Las Pilas, es la estabilidad a lo largo de la mayor parte del día en sus perfiles de voltaje; también se puede apreciar que ambos nodos mejoran su nivel de voltaje de 0.88 y 0.90 p.u. (Fig. 24) a 0.95. Esto se explica como un beneficio de las centrales fotovoltaicas añadidas en dichos nodos (Cuadro 8). Sin embargo la inclusión de centrales renovables no mejoró los perfiles en los nodos como: Reformas Agrarias o El Triunfo.

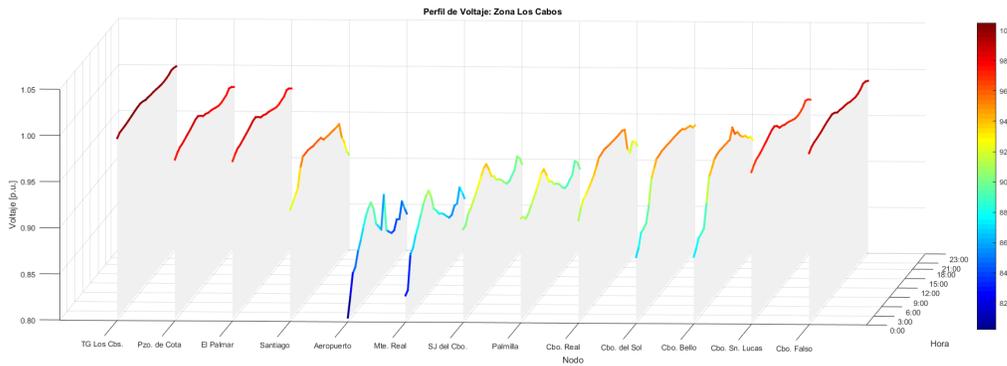


Figura 44: Estado de los nodos en la red de BCS, zona Los Cabos, durante verano.

En la zona sur de la red, conocida como Los Cabos, se tienen la mayor cantidad de centrales fotovoltaicas (Cuadro 8) debido al recurso abundante en la zona; Al comparar el número de nodos con perfiles de voltaje bajos (3 críticos y 5 marginales - Fig.25). Podemos notar, que después de la inclusión de las centrales renovables, ahora sólo se tienen dos nodos con niveles de voltaje bajos (Fig.44).

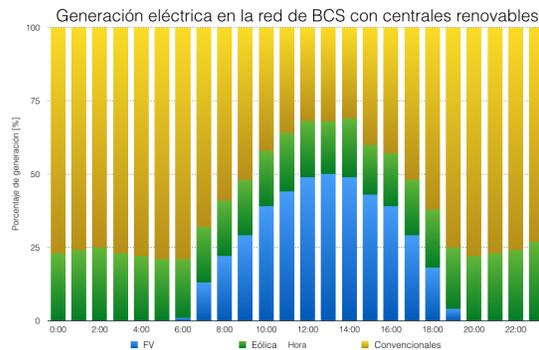


Figura 45: Generación en la red de BCS, durante verano.

Finalmente en la Figura 45, se muestra el porcentaje de generación por hora de cada

tecnología, como se puede observar, la generación fotovoltaica tiene un aporte durante las horas de radiación solar (07:00 hrs. - 18:00 hrs.), la generación eólica es baja pero se mantiene a lo largo de todo el día. La generación convencional en tiempo de verano sólo se redujo a un 30% aproximadamente, de 12:00 hrs. a 14:00 hrs.

Escenarios durante el tiempo de invierno.

El comportamiento de la demanda eléctrica durante los meses de Diciembre y Enero, registran los consumos más bajos, por contraparte el recurso eólico y solar son abundantes durante esta época, en este caso no sólo se lograron mejorar los perfiles de voltaje en los nodos de la red de BCS, también se logró prescindir de algunas centrales convencionales (Cuadro 13).

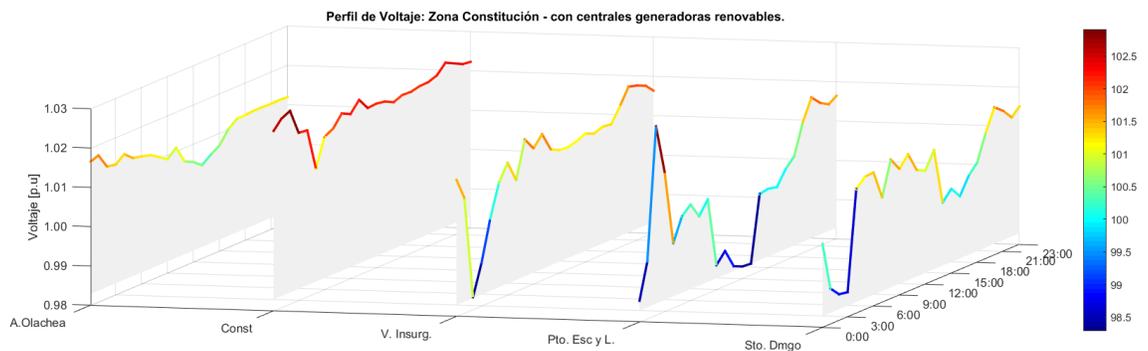


Figura 46: Estado de los nodos en la red de BCS, zona Constitución, durante invierno.

Como se puede apreciar en la Fig. 46, todos los nodos de la zona de Constitución se encuentran por arriba de los 0.99 p.u. Nodos como Puerto Escondido presentan un incremento de 0.92 p.u. a 0.98 p.u. Durante la época de invierno, se tiene un alto recurso eólico, si comparamos el perfil de voltaje de los nodos en la Fig. 20 con el de los nodos de la Fig. 46, podemos notar que el perfil de voltaje, después de añadir las centrales eólicas, presenta algunas variaciones durante medio día, pero dichos cambios se encuentran en valores óptimos. Hay que resaltar que la potencia de las centrales eólicas principalmente, pueden cambiar de manera sustancial los perfiles de voltaje en la red.

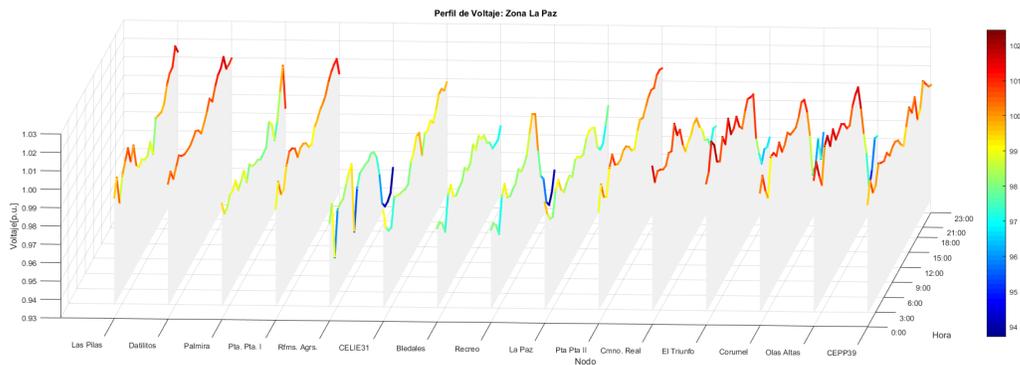


Figura 47: Estado de los nodos en la red de BCS, zona La Paz, durante invierno.

En la Fig. 47 se muestran los voltajes a lo largo de un día típico de invierno en la zona de La Paz, si comparamos los perfiles de voltaje de ésta figura, con los de de la Fig. 21, podemos resaltar que los nodos de Reformas Agrarias, Camino Real y El Triunfo, presentan una mejora de 0.94 p.u. a 1 p.u. durante el período de las 20:00 hrs. a las 23:00 hrs.

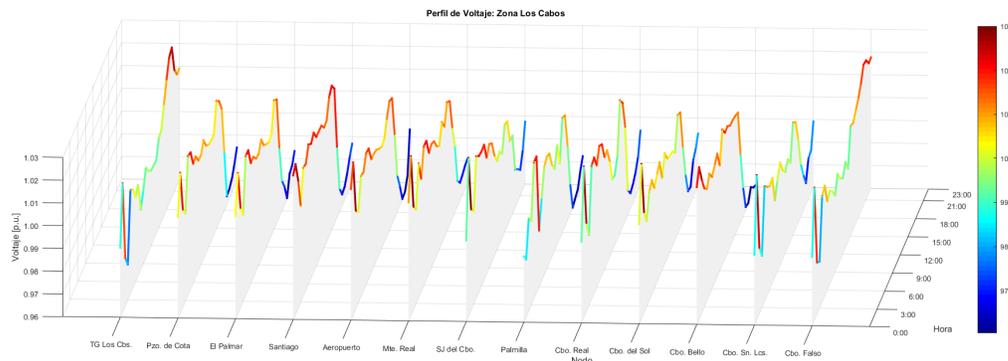


Figura 48: Estado de los nodos en la red de BCS, zona Los Cabos, durante invierno

La Fig.48 muestra los perfiles de voltaje de la zona de Los Cabos después de la inclusión de las centrales renovables en la red. podemos notar que el nivel más bajo registrado a las 22 hrs. es de al rededor de 0.97 p.u., en los nodos de Santiago y Aeropuerto, durante esta hora los valores originalmente rondaban en los 0.95 p.u. (Fig. 22). Podemos notar que algunos nodos como Turbogas Los Cabos, en un inicio la forma del perfil de voltaje es casi constante debido a las centrales convencionales (Fig. 22). Pero algunas de éstas se apagaron y entraron las centrales eólicas debido al gran recurso que se presenta en esta época del año en la región.

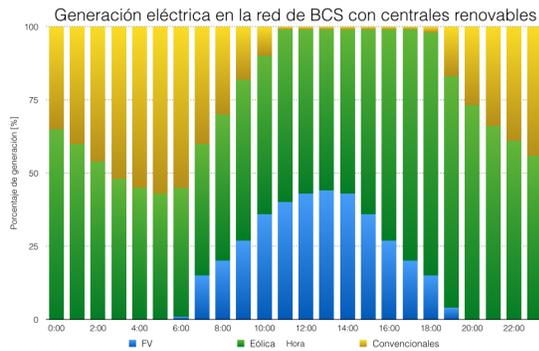


Figura 49: Generación en la red de BCS, durante invierno.

Finalmente en la Fig. 49 se muestra el porcentaje de generación de cada tecnología, durante un día típico de invierno. A comparación del caso de verano; en invierno el recurso eólico es bastante alto y puede ayudar a bajar el consumo de las centrales convencionales a un 1% durante un período de 8 horas aproximadamente (de 11:00 hrs. a 18:00 hrs.). Esto también se debe a que conciden las horas de mayor generación fotovoltaica con las de mayor generación eólica durante este período.

Microredes B.C.S. operando aisladas del sistema principal

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones con la propuesta de micro redes en BCS, ahora la red se secciona en pequeñas redes aisladas con generación distribuída, y de la misma manera, se analizan sus perfiles de voltaje durante verano como en invierno.

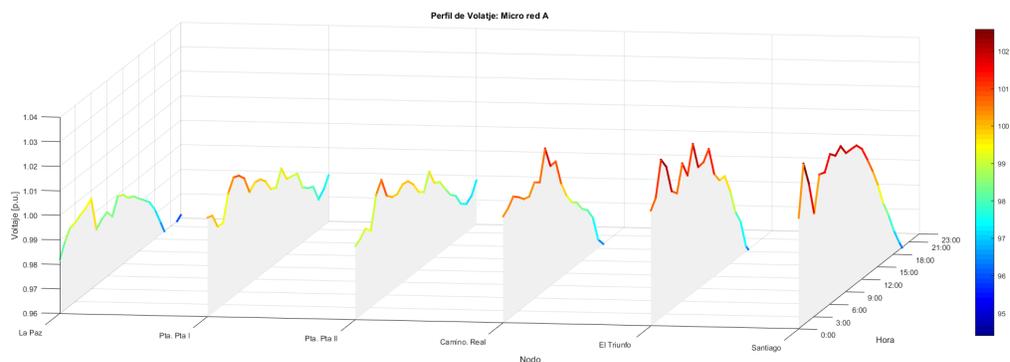


Figura 50: Estado de los nodos de la Micro red A, durante invierno.

Las Figuras 50, 51 y 52, muestran los voltajes de los nodos en las tres micro redes propuestas, durante invierno. Como se observa, ninguna de las micro redes opera en valores marginales o críticos en algún momento, ya que el valor más bajo que se encuentra es de 0.95 p.u. La Fig. 53 muestra el estado del resto de la red de BCS. Todos estos nodos operan en niveles de voltaje aceptables porque los nodos con las cargas más grandes fueron desconectados de la red troncal.



Figura 51: Estado de los nodos de la Micro red B, durante invierno.

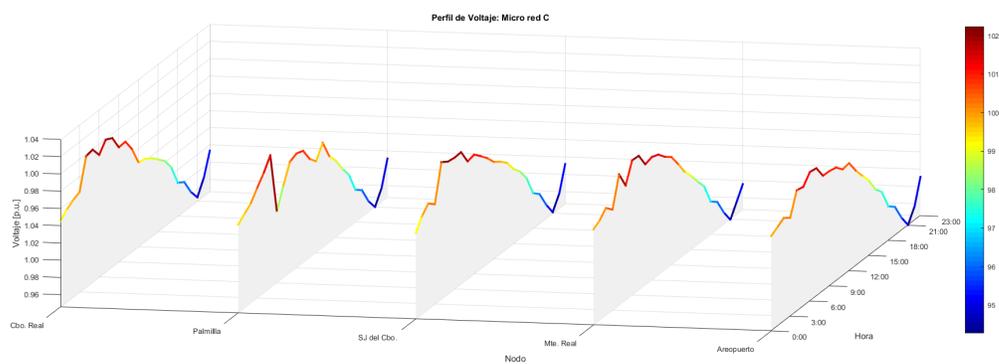


Figura 52: Estado de los nodos de la Micro red C, durante invierno,

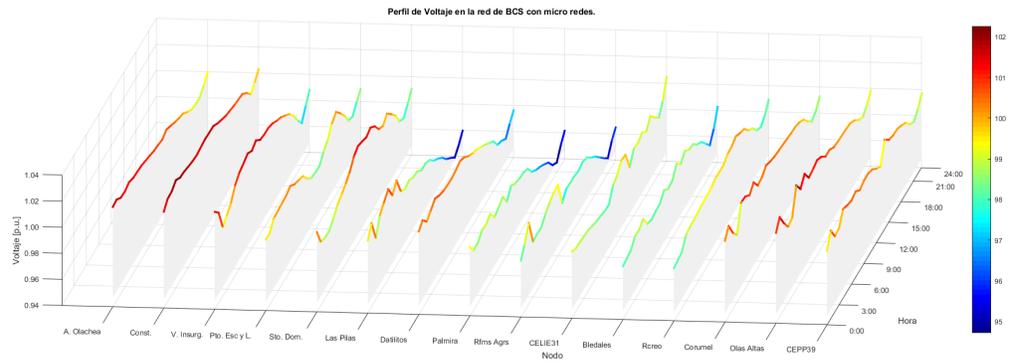


Figura 53: Estado del resto de los nodos de la red de BCS, durante invierno.

Las Figuras 54, 55 y 56, muestran los voltajes de los nodos en las tres micro redes propuestas durante verano. En este caso, la mejoría es notable, si consideramos que en las simulaciones antes de incluir las centrales renovables algunos nodos llegaban a valores críticos de 0.85 p.u. durante las horas de carga máxima. Como se observa, con la propuesta de las micro redes, algunos nodos de éstas operan en valores marginales (más no críticos) de al rededor de 0.94 p.u. La Fig. 57 muestra el estado del resto de la red de BCS. Algunos nodos como Reformas Agrarias muestra un perfil de voltaje considerablemente mejor que sólo con las centrales renovables en la red (Fig.43).

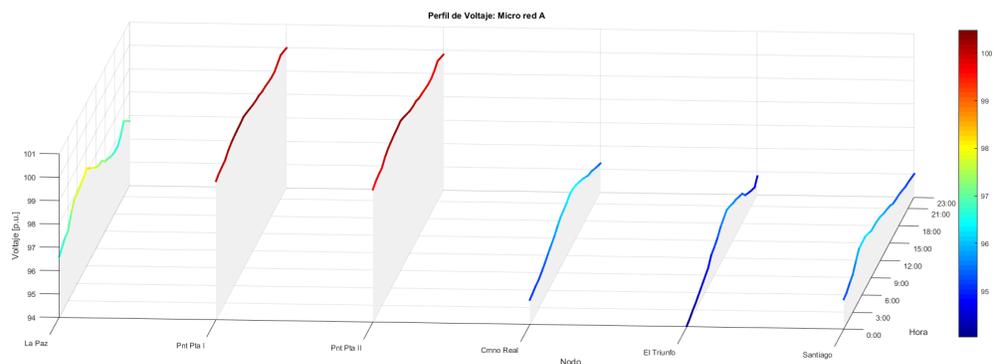


Figura 54: Estado de los nodos de la Micro red A, durante verano.

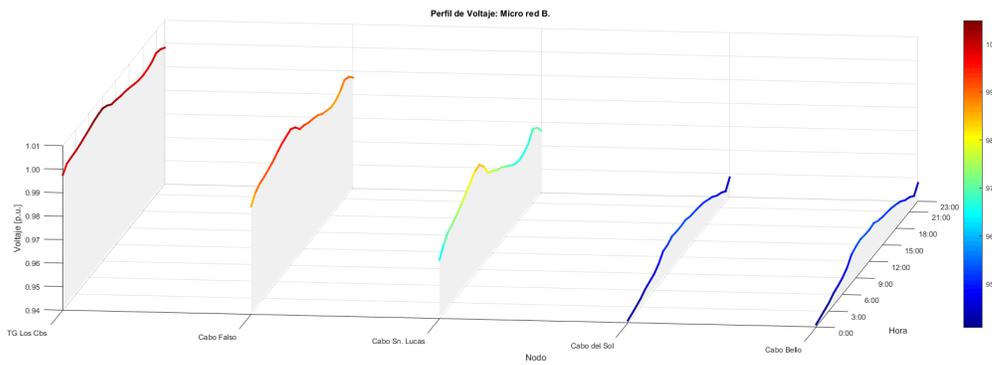


Figura 55: Estado de los nodos de la Micro red B, durante verano.

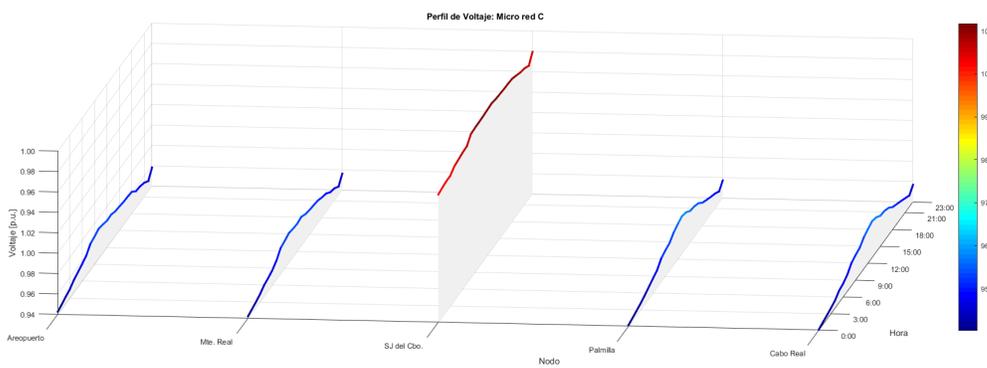


Figura 56: Estado de los nodos de la Micro red C, durante verano.

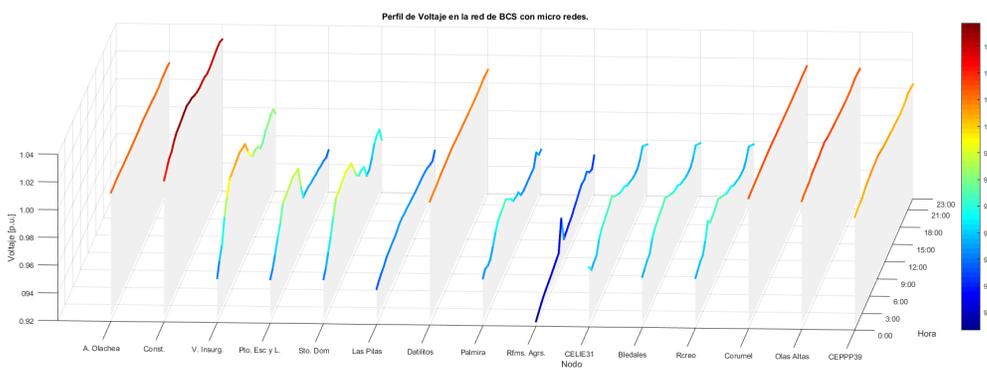


Figura 57: Estado del resto de los nodos de la red de BCS, durante verano.

Conclusiones

El incremento de sistemas de generación de electricidad basados en energía renovable que se conectan al sistema eléctrico ha implicado cambios en la operación del propio sistema eléctrico. En el presente trabajo se aborda este tema considerando la disponibilidad del recurso energético renovable, el dimensionamiento de las centrales generadoras y su integración al sistema eléctrico. Para este último punto se enfatiza el desarrollo de micro redes para mejorar el desempeño del sistema eléctrico y optimizar el uso de las fuentes renovables.

Por otra parte, el tema antes mencionado se abordó en el contexto del sistema eléctrico de Baja Californiana Sur debido tanto a las condiciones propias de la región como al interés plasmado en el PRODESEN por fortalecer este sistema eléctrico, con acciones que incluyen desde la integración de nuevas centrales generadoras tanto renovables como convencionales hasta la interconexión con el sistema eléctrico nacional.

Los resultados presentados en esta tesis muestran como un adecuado dimensionamiento de los sistemas de generación basados en energía renovable en conjunto con las centrales existentes tiene un impacto favorable en el comportamiento del sistema eléctrico y ayudan a reducir la emisión de contaminantes. Sin embargo es claro que para incrementar la integración de sistemas renovables se requeriría de un gran número de pequeñas centrales distribuidas a lo largo del sistema eléctrico además de sistemas almacenamiento, o bien otras fuentes que aportan estabilidad como la geotermia, para mitigar el efecto de la intermitencia de las fuentes solar y eólica.

Como una alternativa para mejorar el desempeño del sistema eléctrico ante la integración de fuentes renovables, en esta tesis se presenta el desarrollo de micro redes de transmisión (230 y 115 kV). Los resultados obtenidos muestran claramente como me-

jora el desempeño del sistema eléctrico en su totalidad, es decir tanto las micro redes propuestas como el resto del sistema eléctrico B.C.S. Se puede observar que los perfiles de voltaje se mantienen en estados operativos óptimos a lo largo de todo el día sin la necesidad de incluir acciones adicionales en la operación del sistema eléctrico.

Recomendaciones y trabajo futuro.

Debido a la falta de información disponible del sistema eléctrico de B.C.S. el desarrollo de este trabajo implicó distintas estimaciones principalmente en cuanto a la demanda se refiere así como algunas características de las líneas de transmisión. La incertidumbre de estas estimaciones en el modelo eléctrico propuesto en ETAP son de ± 0.01 [p.u.].

A partir de contar con más información se recomienda ampliar el número de micro redes e incluso desarrollar micro redes a nivel distribución.

Es importante recordar que los resultados presentados en esta tesis son de estado estable, por lo que para fortalecer el análisis de integración y micro redes se recomienda realizar análisis dinámicos, como por ejemplo estudios de estabilidad transitorio y de voltaje ante disturbios y fallas tanto en el sistema como en las centrales generadoras.

Bibliografía

- [1] Carlo Brancucci Martinez-Anido. Renewable integration study baja california sur (baja-ris). *21st CPP Steering Committee Meeting, Ciudad de México*, 27 de Septiembre del 2016.
- [2] Carson W. Taylor. Power system voltage stability. *Electric Power Research Institute*, McGraw Hill, pp.2-5, Apendix B, 2004.
- [3] Sánchez Juárez Aarón. Modelos empíricos para la evaluación del recurso solar. *Centro de Investigación en Energía*, CIE UNAM, 2013.
- [4] Secretaría de Energía (SENER-PRODESEN2017). Programa de desarrollo para el sistema eléctrico nacional 2017 - 2031. *México, 2017*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>, Consultado en Enero de 2018.
- [5] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Diagramas unifilares del sistema eléctrico nacional 2016 - 2021. *Programa de Ampliación y Modernización 2016 - 2030*, Disponible en: <http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod\%20Gral\%20Planeaci\%C3%B3n\%2020162021\%20Diagramas\%20Unifilares\%20RNT\%20y\%20RGD\%20del\%20MEM.pdf>, Consultado en: Noviembre del 2017.
- [6] Secretaría de Energía (SENER). Beneficios de la generación distribuida y la eficiencia energética en México. *México, 2015*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/documentos/beneficios-de-la-generacion-limpia-distribuida-y-la-eficiencia-energetica-en-mexico>, Consultado en Diciembre de 2017.
- [7] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. México en la cop21, listo y decidido a enfrentar el cambio climático. *SEMARNAT*,

- México*, 2015, Disponible en: <https://www.gob.mx/semarnat/prensa/mexico-en-la-cop21-listo-y-decidido-a-enfrentar-el-cambio-climatico>, Consultado en Noviembre de 2017.
- [8] Secretaría de Energía (SENER-PER2017). Prospectiva de energías renovables 2017 - 2031. *México*, Marzo de 2017, Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva-de-Energ-as-Renovables-2016-2030.pdf>, Consultado en Diciembre de 2017.
- [9] Secretaría de Energía (SENER-INERE). Inventario nacional de energías renovables. *México*, Disponible en: <https://dgel.energia.gob.mx/inere/>, Consultado en Diciembre de 2017.
- [10] Secretaría de Energía (SENER-SIE). Sistema de información energética, estadísticas energéticas nacionales. *México*, 2018, Disponible en: <http://sie.energia.gob.mx/>, Consultado en Febrero de 2018.
- [11] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Consumo mensual bruto del sistema eléctrico nacional. *México*, Disponible en: <https://www.gob.mx/cenace/#2687>, Consultado en: Febrero del 2018.
- [12] Comisión Federal de Electricidad (CFE). Estadísticas por regiones de transmisión. *México*, Disponible en: http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/, Consultado en: Enero del 2018.
- [13] Kate Hawley Bunker, Kaitlyn and Jesse Morris. Renewable microgrids: Profiles from islands and remote communities across the globe. *Rocky Mountain Institute*, Disponible en: <http://www.rmi.org/islands-renewable-microgrids>, Noviembre 2015.
- [14] U.S Energy Information Administration (EIA). National energy dataset. *USA*, Disponible en: <https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=AQ>, Consultado en: Noviembre del 2017.
- [15] Harper Enrique. Introducción al análisis de los sistemas eléctricos de potencia. *LIMUSA*, pp. 15 - 45, pp. 102 - 170, 2009.

- [16] Dan T. Ton & Merrill A. Smart grid research. *The Electriciy Journal, Elsevier Inc, 2012*, Disponible en: <https://energy.gov/sites/prod/files/2016/06/f32/The\%20US\%20Department\%20of\%20Energy\%27s\%20Microgrid\%20Initiative.pdf>, Noviembre del 2017.
- [17] William D. Stevenson Jr. John J. Grainger. Análisis de sistemas de potencia. *McGraw-Hill*, pp. 63 - 84, 2010, 5a Edición.
- [18] Franco José M.I. Izquierdo. Estudio de flujos de potencia y análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial. *Universidad Autónoma de Nuevo León, México*, pp. 14 - 22, Abril del 2002.
- [19] J. F. Manwell and J. G. McGowan. Wind energy explained. theory, design and application. *Department of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts*, pp. 23 - 63., EUA, 2a Edición, 2009.
- [20] National Renewable Energy Laboratory. Wind dataset. *NREL*, Disponible en: <https://www.nrel.gov/wind/>, Consultado en Diciembre de 2017.
- [21] Servicio Meteorológico Nacional. Información meteorológica por estado. *SMN*, Disponible en: <http://smn.cna.gob.mx/es/informacion-climatologica-ver-estado?estado=bcs>, Consultado en Noviembre de 2017.
- [22] SAM NREL. System advisor model. *NREL Software*, Disponible en: <https://sam.nrel.gov/>, Consultado en Diciembre de 2017.
- [23] Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Sistema estatal y municipal de bases de datos. *INEGI*, Disponible en: <http://sc.inegi.org.mx/cobdem/>, Consultado en Marzo de 2018.