



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“IMPACTO TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE REDUCIR LAS
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL”**

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO ELECTRICO ESPECIALIZACION POTENCIA

NOMBRES COMPLETOS

Ángel Joel Basurto Poveda

Joseph Segundo Maldonado Macas

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2019

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre Sra. Blanca Poveda por darme los consejos y forjar mi carácter que ahora son de mucha ayuda para mi vida profesional, sin ella no sería posible este proyecto y a mis hermanas Ivanna Basurto y Melany Zambrano por estar conmigo siempre, también agradezco al MSc. Jimmy Córdova por guiarme en este trabajo y estar siempre dispuesto a ayudarnos.

Angel Basurto

En primer lugar, agradezco a Dios, por no abandonarme nunca y ser mi guía en este trayecto, a mis padres Segundo Maldonado y Martha Macas que han sido una parte fundamental en mi vida personal y profesional, gracias por apoyarme incondicionalmente, por ustedes soy una persona con aspiraciones, propósitos y metas en la vida. A mis hermanos Gabriela Caiminagua y Diego Maldonado gracias por sus palabras de aliento en todo momento, por su constancia en ayudarme a mantener mi objetivos firmes.

Joseph Maldonado

DEDICATORIA

A todos los que formaron parte de mi vida académica y laboral que sumaron experiencias para mi vida, de igual manera dedico este estudio a toda mi familia demostrando que con perseverancia, carácter e inteligencia se logra todo, también dedico a futuras personas que requieran realizar estudios para el uso de energías renovables en el Ecuador.

Angel Basurto

El presente proyecto lo dedico primeramente a Dios, a mi familia debido que a lo largo de la trayectoria de mi vida me han brindado su afecto incondicional con ese calor de hogar que todo miembro de familia necesita, y que estando lejos siempre han velado por mí bienestar y mi futuro.

Joseph Maldonado

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

Ángel Joel Basurto Poveda

Joseph Segundo Maldonado Macas

RESUMEN

Las centrales termoeléctricas actualmente establecidas como la segunda fuente principal de generación de energía eléctrica en el Ecuador, cumplen con la eficaz tarea de dar inercia al sistema eléctrico y regular la frecuencia del sistema para que la mayor parte del tiempo la frecuencia sea 60 Hertz pero el tiempo de vida útil, el consumo de combustibles a gran escala y el impacto ambiental que estas generan son temas a tener en consideración sobre todo con el llamado de las energías renovables no convencionales, las cuales son fuentes limpias e inagotables. Debido a este aspecto se realiza el diseño de una central fotovoltaica de 2MW de potencia para ingresarla al sistema y analizar de manera técnica, económica y ambiental cuan viables es esta alternativa debido a que estas centrales carecen de inercia ya que dependen de condiciones meteorológicas.

El método usado para el análisis fue un estudio de estabilidad, generación y demanda al reducir estas centrales e ingresando la central fotovoltaica en el SNI usando el software DigSilent, del mismo modo en el aspecto técnico se usó el software PvSystem para el diseño y configuración de la central fotovoltaica mediante dos alternativas con dos inversores, obteniéndose el costo del diseño usando factores económicos como el VAN, TIR y recuperación del capital.

Se obtuvieron resultados satisfactorios con una energía anual entregada a la red de 2889 MWh, una reducción de 26395,40 toneladas de CO₂ equivalente a lo largo de la vida útil de la central fotovoltaica, una recuperación del capital en 7 años y un ingreso de la central en el sistema sin comprometer los parámetros de estabilidad.

Con este proyecto se plantea reducir el calentamiento global generado por las emisiones modificando la matriz energética dando paso a las energías renovables, concluyéndose como viable respetando las leyes descritas por la República del Ecuador.

Palabras clave: Termoeléctricas, Fotovoltaicas, Frecuencia, Demanda

ABSTRACT

Thermal plants are currently established as the second main source of generation in Ecuador performing two objectives giving inertia to electrical system and frequency system regulation to 60 hz.

The consumption of fuels on a large scale and the environmental impact are issues to be considered especially with the solution of renewables, which are clean and unlimited sources. Therefore, a 2MW photovoltaic power plant is designed to enter the system and analyse in a technical, economic and environmental way deciding if this alternative is profitable due to its lack of inertia depending on meteorological conditions. The method used for this analysis was a study of stability, generation and demand by reducing these plants and entering the photovoltaic power plant in the SNI using the DigSilent software. The technical aspect was carried out on PvSystem software using a design and configuration of the photovoltaic power plant developing two alternatives with two inverters, obtaining costs through economic factors such as, VAN, TIR and capital recovery. Finally results were obtained with an annual energy delivered to the grid of 2889 MWh, a reduction of 26395,40 tonnes of CO₂ equivalent over the lifetime of the photovoltaic power plant, a recovery of capital in 7 years and an income of the plant in the system without compromising the parameters of stability.

Keywords: Thermoelectric, photovoltaic, Frequency, Demand

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
CAPÍTULO 1.....	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Objetivos.....	2
1.2.1 Objetivo General	2
1.2.2 Objetivos Específicos.....	2
1.3 Marco Teórico.....	3
1.3.1 Generación Termoeléctrica.....	3
1.3.2 Estabilidad en el sistema eléctrico	6
1.3.3 Mercado Eléctrico Mayorista.....	11
1.3.4 Energías renovables	13
1.3.5 Recurso renovable de energía solar en Guayaquil y el Ecuador.	17
CAPÍTULO 2.....	20
2. DISEÑO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA y analisis tecnico.	20
2.1 Ubicación del proyecto de la central fotovoltaica.....	20
2.2 Irradiación en la localización.....	21
2.3 Características del módulo fotovoltaico.	23
2.4 Selección del inversor	26
2.5 Parámetros a considerar en el sitio.	28

2.6	Cálculos principales de la central fotovoltaica.	28
2.6.1	Cálculo aproximado total de paneles.	29
2.6.2	Cálculo aproximado de paneles en serie.	29
2.6.3	Cálculo aproximado de los paneles en paralelo.....	30
2.6.4	Selección del arreglo de los paneles según las características del inversor. 30	
2.6.5	Potencia total de salida del arreglo	32
2.6.6	Hora solar pico.....	32
2.6.7	Producción de energía anual.	33
2.7	Simulación de la central en PVSyst.	33
2.7.1	Simulación con inversor marca ABB modelo PVS800-57-0630kW-B	34
2.7.2	Inversor Marca SMA modelo Sunny central 630CP-JP	36
2.8	Aspecto ambiental y beneficios por la producción de energía de la central fotovoltaica.	37
2.9	Subestación eléctrica de la central fotovoltaica.	38
2.10	Análisis de estabilidad al ingresar la central fotovoltaica	41
CAPÍTULO 3.....		50
3.	ANÁLISIS DE Resultados.....	50
3.1	Costos por inversión de equipos.	50
3.1.1	Costo de inversión de la central con inversor ABB	50
3.1.2	Costo de inversión de la central con inversor SMA.....	51
3.2	Ingresos debidos a la reducción de CO ₂ eq.....	52
3.2.1	Ingresos anuales por bonos de carbono con inversor ABB	53
3.2.2	Ingresos anuales por bonos de carbono con inversor SMA.....	53
3.3	Flujos de caja de las alternativas.....	54
3.3.1	Flujo de caja para alternativa con inversor ABB	54
3.3.2	Flujo de caja para alternativa con inversor SMA.....	56

3.4	Evaluación de las alternativas	58
3.5	Toneladas de CO2 reducidas en la vida útil de la central.....	58
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	60
5.	Referencias.....	62
ANEXOS.....		64

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
STC	Condiciones de prueba estándar
NOTC	Temperatura de funcionamiento normal de la celda
Voc	Voltaje de circuito abierto
Isc	Corriente de corto circuito
Vmpp	Voltaje en el punto máximo de potencia
Impp	Corriente en el punto máximo de potencia
Pmpp	Potencia máxima pico
HSP	Hora Solar Pico
ACAR	Conductor de aluminio con refuerzo de aleación de aluminio
MCM	Mil Circular Mils
DY	Delta-Estrella
SNI	Sistema Nacional Interconectado

SIMBOLOGÍA

W/m ²	Vatios por metro cuadrado
°C	Grados centígrados
Wh/m ²	Vatios hora por metro cuadrado
m	metro
m ²	metro cuadrado
Wp	Vatios pico
W	Vatios
V	Voltio
A	Amperio
Kg	Kilogramos
Hz	Hercios

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama de una central a vapor	3
Figura 1.2 Diagrama operativo de una central a vapor [3]	4
Figura 1.3 Diagrama de una central a gas.....	5
Figura 1.4 Diagrama operativo de una central a gas [3]	5
Figura 1.5 Balance demanda – generación [4]	6
Figura 1.6 Frecuencia en estado estable del sistema [4].....	6
Figura 1.7 Pérdida súbita de carga [4].....	7
Figura 1.8 Perdida súbita de generación [4]	7
Figura 1.9 Respuesta inercial del sistema [4]	8
Figura 1.10 Primera regulación de frecuencia del sistema [4]	9
Figura 1.11 Segunda regulación de frecuencia del sistema [4]	9
Figura 1.12 Regulación Terciaria de frecuencia [4]	10
Figura 1.13 Mercado eléctrico mayorista [5]	11
Figura 1.14 Curva diaria en tiempo real de la página publica de la CENACE [6]	12
Figura 1.15 Proceso de transacciones técnicas-económicas [7]	13
Figura 1.16 Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red [8]	15
Figura 1.17 Mapa de insolación difusa promedio en el Ecuador [12]	18
Figura 1.18 Mapa insolación directa promedio en el Ecuador [12]	18
Figura 1.19 Mapa de insolación global promedio en el Ecuador [12]	19
Figura 2.1 Ubicación del predio en Chongón.....	21
Figura 2.2 Ubicación del predio en Puerto Azul.....	21
Figura 2.3 Localización del sitio Chongón en PVSyst	34

Figura 2.4 Configuración en el sistema de PVSyst con inversor ABB	34
Figura 2.5 Resultados principales en PV Syst con inversor ABB.	35
Figura 2.6 Configuración en el sistema de PVSyst inversor SMA.	36
Figura 2.7 Resultados principales en PV Syst con inversor SMA.	36
Figura 2.8 Esquema de los paneles y subestación para modelo de inversor marca ABB	39
Figura 2.9 Esquema de los paneles y subestación para modelo de inversor marca SMA	40
Figura 2.10 Demanda diaria del Ecuador	42
Figura 2.11 Unidades de CocaCodo Sinclair	42
Figura 2.12 Unidades de Paute	43
Figura 2.13 Diagrama unifilar Álvaro Tinajero y Aníbal Santos	43
Figura 2.14 Potencia, Reactivos, Frecuencia y Voltaje de la unidad AT1	44
Figura 2.15 Potencia, Reactivos, Frecuencia y Voltaje de la unidad Paute U1	45
Figura 2.16 Ingreso de la central fotovoltaica	46
Figura 2.17 Reacción al salir y reingresar la central fotovoltaica	46
Figura 2.18 Salida y reingreso de la central PV	47
Figura 2.19 Falla y despeje de la central fotovoltaica al ocurrir una falla	48
Figura 2.20 Respuesta de la AT1 al ocurrir una falla trifásica	48
Figura 2.21 simulaciones de fallas trifásicas en el sistema	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Irradiación promedio en el Ecuador [12]	19
Tabla 1.2 Irradiación promedio en la ciudad de Guayaquil [12]	19
Tabla 2.1 Sitios seleccionados para diseño de la central Fotovoltaica	20
Tabla 2.2 Datos de irradiación en base a Meteonorm 7.1	22
Tabla 2.3 Datos de irradiación en base a Nasa SSE.....	23
Tabla 2.4 Parámetros Eléctricos en condición STC Y NOCT [14]	24
Tabla 2.5 Parámetros en función de la temperatura [14].....	24
Tabla 2.6 Condiciones operativas de los paneles [14].....	25
Tabla 2.7 Dimensiones y peso del panel [14]	25
Tabla 2.8 Características del inversor PVS800-57-0630kW-B [15]	26
Tabla 2.9 Características del inversor Sunny Central 630CP-JP [16]	27
Tabla 2.10 Parámetros de orientación de campo	28
Tabla 2.11 Datos de la simulación para todo el sistema con inversor ABB.	35
Tabla 2.12 Datos de la simulación para todo el sistema con inversor SMA	37
Tabla 2.13 Características del transformador y conductor para inversor ABB.	39
Tabla 2.14 Características del transformador y conductor para inversor SMA.....	40
Tabla 2.15 Cargas máximas durante el año 2018	41
Tabla 3.1 Costo de los equipos de la central con inversor ABB.	50
Tabla 3.2 Costo de inversión de la central con inversor ABB	51
Tabla 3.3 Costo de los equipos de la central con inversor SMA.....	51
Tabla 3.4 Costo de inversión de la central con inversor SMA	51
Tabla 3.5 Degradación anual y costo del CO2	52
Tabla 3.6 Ingresos anuales por bono de carbono con el Inversor ABB	53

Tabla 3.7 Ingresos por bono de carbono con el Inversor SMA.....	53
Tabla 3.8 Energía anual e ingreso anual de la central con inversor ABB	54
Tabla 3.9 Valor actual neto, tasa interna de retorno y PRC con inversor ABB	54
Tabla 3.10 Tasa de descuento e inversión de la central con inversor ABB	54
Tabla 3.11 Flujo de efectivo para alternativa con inversor ABB	55
Tabla 3.12 Energía anual e ingreso anual de la central con inversor SMA	56
Tabla 3.13 Valor actual neto, tasa interna de retorno y PRC con inversor SMA	56
Tabla 3.14 Tasa de descuento e inversión de la central con inversor SMA	56
Tabla 3.15 Flujo de efectivo para alternativa con inversor SMA.....	57
Tabla 3.16 Evaluación de las alternativas	58
Tabla 3.17 Toneladas que se deja de emitir durante la vida útil de la central.	59

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad el uso de energías renovables no convencionales va tomando un mayor impacto hacia el futuro, la utilización excesiva de los llamados combustibles fósiles y los problemas que estos generan hacia el medio ambiente cada vez se realiza de manera más regulada y controlada, lo que se plantea como pronóstico a nivel mundial es terminar con el uso de fuentes de energía en donde el tiempo de su consumo es mucho más rápido que su regeneración.

Debido a esta circunstancia se plantea utilizar energías limpias y comenzar a desarrollar un plan para la disminución de las fuentes que provocan contaminación por los gases emitidos y el denominado calentamiento global, conservando como base la energía hidráulica y considerando a las energías no convencionales como posibles fuentes de incursión para ayudar reemplazar la generación faltante debido a la disminución de las termoeléctricas.

En el caso de la energía solar constituirá una fuente muy utilizada en los próximos años cumpliendo con el objetivo principal de reducir las emisiones de gases contaminantes, la reducción del consumo de fuentes no renovables promoviendo el ahorro invertido en los combustibles fósiles y llegando hasta lugares en donde el sistema de distribución no existe.

Aunque la matriz energética global aún está siendo dependiente de los combustibles fósiles en un porcentaje del 81% según la Agencia Internacional de Energía, en vista de esta situación, la reducción del consumo de los derivados de petróleo es inminente, principalmente realizando un cambio en la matriz eléctrica con la finalidad de reducir las emisiones de CO₂ [1]

1.1 Descripción del problema

La ciudad de Guayaquil, una de las más pobladas de la República del Ecuador y con gran presencia de centrales de generación termoeléctrica a gas y a vapor que son usadas prioritariamente para regulación de frecuencia y suplir la demanda en horas pico.

Estas centrales se caracterizan por funcionar con combustibles fósiles altamente contaminantes para el ecosistema debido a que utilizan bunker para centrales a vapor y diésel para centrales a gas, generando gases de efecto invernadero y contribuyendo al calentamiento global, los combustibles fósiles no son renovables y en un futuro cercano se agotarán para el año 2050 según la Comisión Europea, la cual está incentivando a varios países para que el 80% de generación eléctrica sea proveniente de las energías renovables [2]

El tiempo de vida de una central termoeléctrica no es largo y los daños ambientales son significativos, lo que origina a que se replantee alternativas en vista a la salida de las centrales y considerando el gran aporte que tendrán las energías renovables de tipo fotovoltaico como fuentes limpias e inagotables considerando las condiciones de irradiación en la ciudad de Guayaquil.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

- Analizar la reducción de generación de las centrales termoeléctricas en la ciudad de Guayaquil, el impacto que tendrá en el sistema nacional mediante el ingreso y reemplazo de centrales renovables de tipo fotovoltaicas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Implementar centrales fotovoltaicas en lugares propicios que presenten mayor radiación solar para generación eléctrica en la ciudad de Guayaquil, disminuyendo la generación termoeléctrica por generación fotovoltaica.

- Evaluar la estabilidad del sistema nacional interconectado por motivo de ingreso y disminución de las centrales termoeléctricas por las centrales fotovoltaicas.
- Análisis de viabilidad económica de la propuesta.
- Análisis de la disminución del impacto ambiental que tendrá la reducción con el ingreso de las centrales fotovoltaicas.

1.3 Marco Teórico

1.3.1 Generación Termoeléctrica

Estas centrales se caracterizan por aprovechar la energía liberada al quemar combustibles que luego se convierten en calor para convertir una masa de agua en vapor, o aprovechar los gases propios de la combustión, haciendo pasar estos fluidos por una turbina que a su vez está conectada al eje del rotor de un generador síncrono.

En Ecuador, convencionalmente usamos para generar, combustible diésel para las unidades a gas, y Bunker (fuel oil) para las unidades a vapor; A continuación, se explicará cómo funcionan estas centrales.

- **Centrales a vapor**

Estas centrales usan el calor liberado por el combustible para transformar el agua de la caldera en vapor a una determinada presión, para luego ser aprovechada por una turbina. Los principios que gobiernan estas centrales son el Ciclo Rankine, el cual es el ciclo ideal para las centrales eléctricas a vapor.

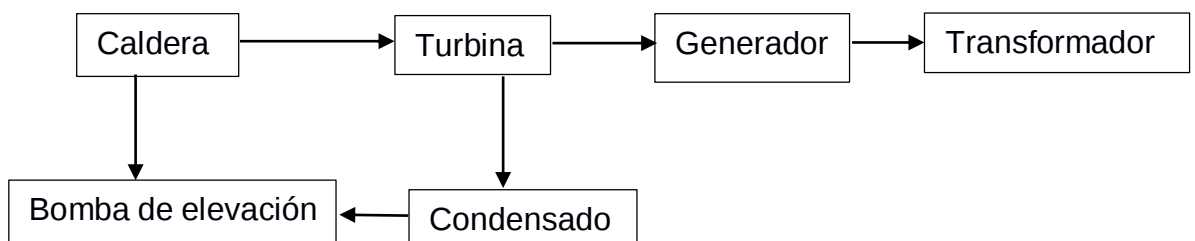


Figura 1.1 Diagrama de una central a vapor

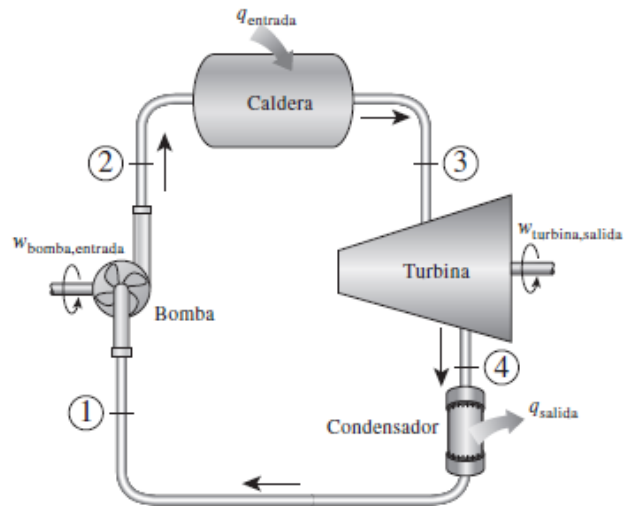


Figura 1.2 Diagrama operativo de una central a vapor [3]

En la Figura 1.2 se muestra el proceso que sigue una central a vapor

4-5Rechazo de calor a presión constante en un condensador

1-2El agua se presuriza a través de una bomba de alimentación y se vuelve a suministrar a la caldera de vapor

2-3El agua bajo presión se evapora mediante la alimentación de calor de una caldera de vapor

3-4El vapor se expande en la turbina

4-1El vapor expandido se condensa en agua mediante la cesión de calor en el condensador

- **Termoeléctricas a Gas**

Se caracterizan por aprovechar los gases que salen de la cámara de combustión, producto de quemar el combustible y pasan a la turbina a una determinada presión dando movimiento al eje como se puede apreciar en la figura 1.3

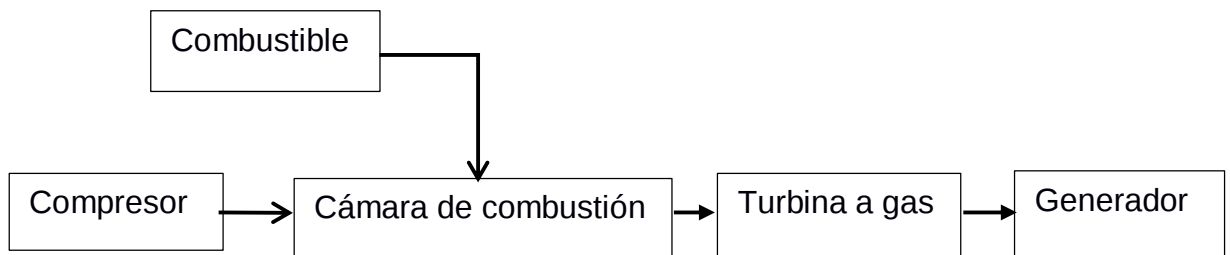


Figura 1.3 Diagrama de una central a gas

El principio que gobiernan estas centrales son el ciclo el Ciclo Brayton que es un ciclo ideal para las turbinas a gas y sigue el siguiente proceso descrito en la Figura 1.4

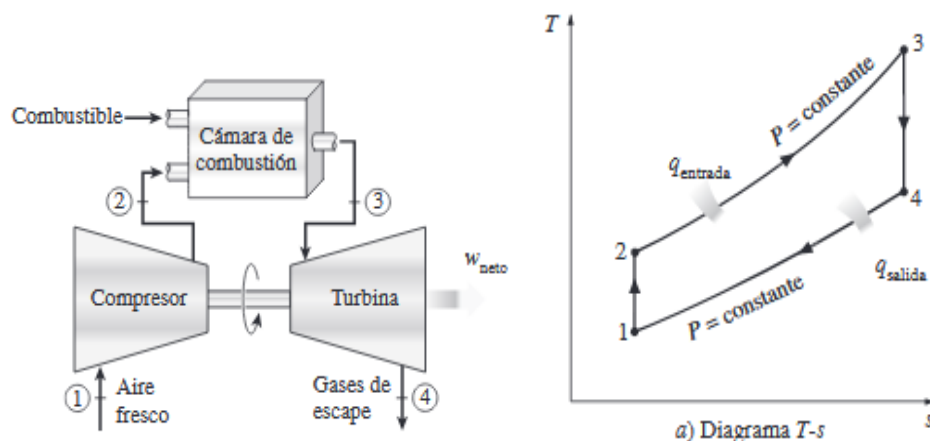


Figura 1.4 Diagrama operativo de una central a gas [3]

1-2 Compresión isentrópica (compresor)

2-3 Adición de calor a presión constante

3-4 Expansión isentrópica (turbina)

4-1 Rechazo de calor a presión constante

1.3.2 Estabilidad en el sistema eléctrico

A lo largo del tiempo han existido diferentes frecuencias en el mundo, sin embargo, los desarrollos de los sistemas eléctricos han unificado las frecuencias de operación en 50Hz y 60Hz. La frecuencia de un sistema de potencia es el indicador de primera mano que revela aspectos de la calidad de entrega de energía, tales como el balance carga-generación y la capacidad de control y coordinación en las diversas instancias del sistema que están garantizando la continuidad en la prestación del servicio como se muestra en la Figura 1.5

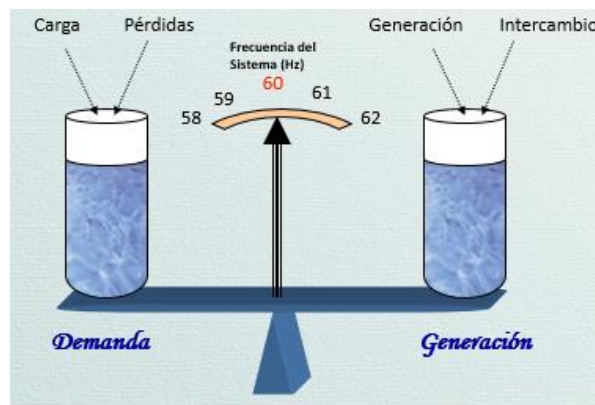


Figura 1.5 Balance demanda – generación [4]

En la figura 1.6 se muestra como, bajo condiciones normales la generación se encuentra balanceada con la demanda del sistema

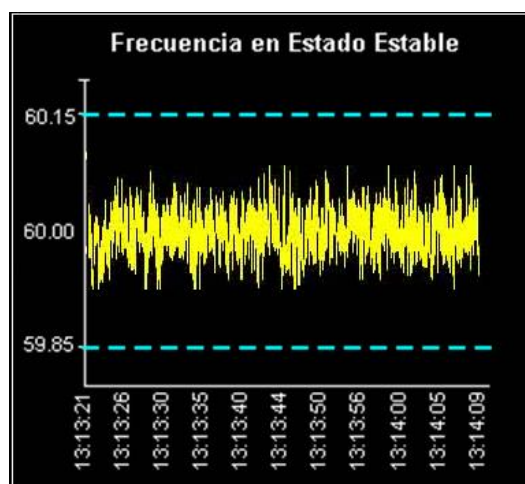


Figura 1.6 Frecuencia en estado estable del sistema [4]

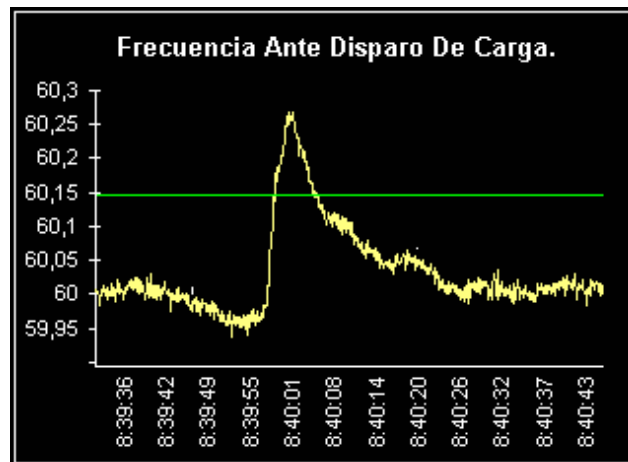


Figura 1.7 Pérdida súbita de carga [4]

La Figura 1.7 describe que sucede ante pérdida súbita de carga, el sistema detecta de forma instantánea un exceso de generación acelerando las unidades, lo que se ve reflejado en un incremento de frecuencia sobre el valor nominal de 60Hz.

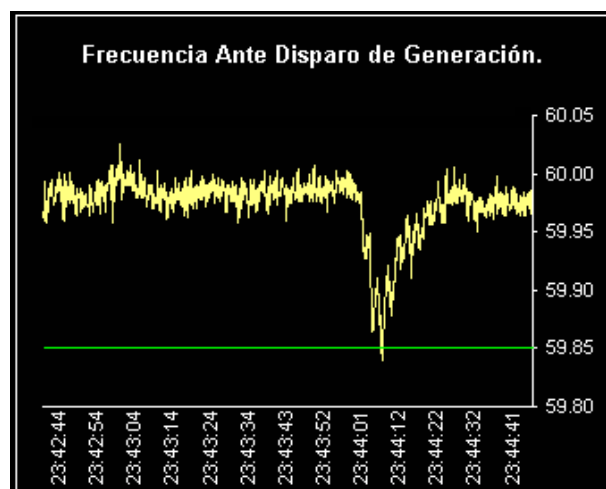


Figura 1.8 Perdida súbita de generación [4]

Ante disparo de generación en el sistema las unidades restantes, tienden a frenarse debido al exceso de carga momentáneamente, lo que se ve reflejado en un decremento de la frecuencia, como se muestra en la Figura 1.8.

- **Control de Frecuencia**

El control de frecuencia es importante en un sistema eléctrico ya que nos da un aviso de cómo está cambiando la generación y la carga durante el tiempo, para esto hay varios mecanismos para regular esta frecuencia cuando aumenta o decrece.

Respuesta natural o inercial, esta respuesta del sistema no puede ser controlada y depende solo del estatismo o inercia propia del sistema ante un evento de pérdida o aumento de frecuencia, esto se debe a que la demanda de un sistema está compuesta generalmente de elementos inductivos, capacitivos y resistivos, como se muestra en la Figura 1.9

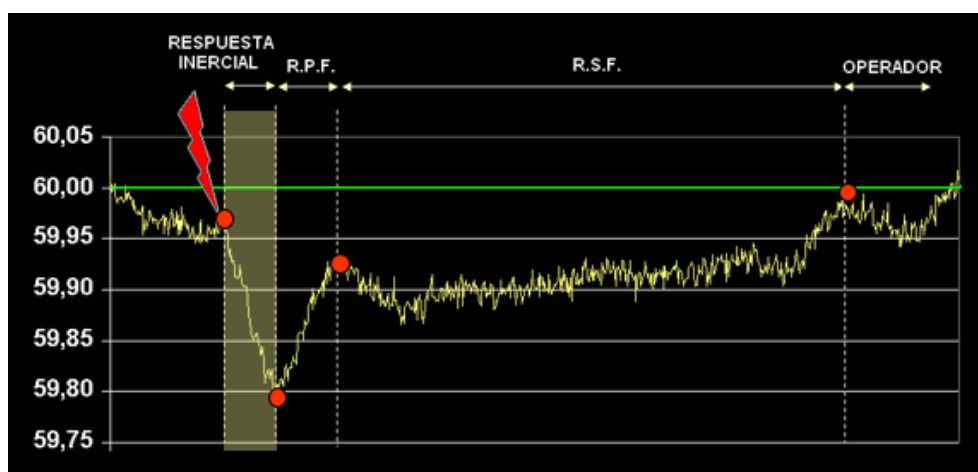


Figura 1.9 Respuesta inercial del sistema [4]

Regulación primaria de frecuencia (RPF), es la primera línea de defensa para contrarrestar el efecto de disturbios, esta acción es automática y absorbe inicialmente los desbalances tratando de estabilizar el sistema, normalmente esta regulación primaria la hacen las unidades térmicas dependiendo de la magnitud de su estatismo. El tiempo de respuesta es de 10 segundos, en la Figura 1.10 se muestra su comportamiento.

El estatismo es el fenómeno que tiene una máquina rotativa en cambiar su velocidad angular rápidamente ante un disturbio, así como acelerarse o desacelerarse.

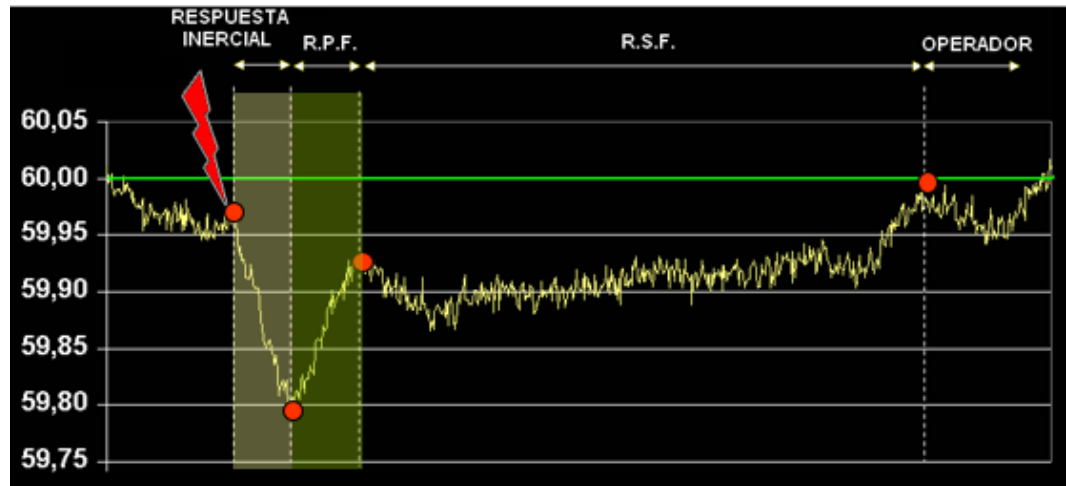


Figura 1.10 Primera regulación de frecuencia del sistema [4]

La regulación Secundaria de frecuencia (RSF), normalmente se la conoce como la acción del actuador sobre el gobernador, que permite cambiar la velocidad de la unidad e incrementar la potencia de salida necesaria para llevar al sistema al valor nominal de la frecuencia de operación (60Hz) y restablecer los valores de reserva asignados para la RPF, es decir, una o varias unidades designadas aumenten su generación. El tiempo de respuesta es de hasta 1 min, en la Figura 1.11 se muestra su comportamiento.

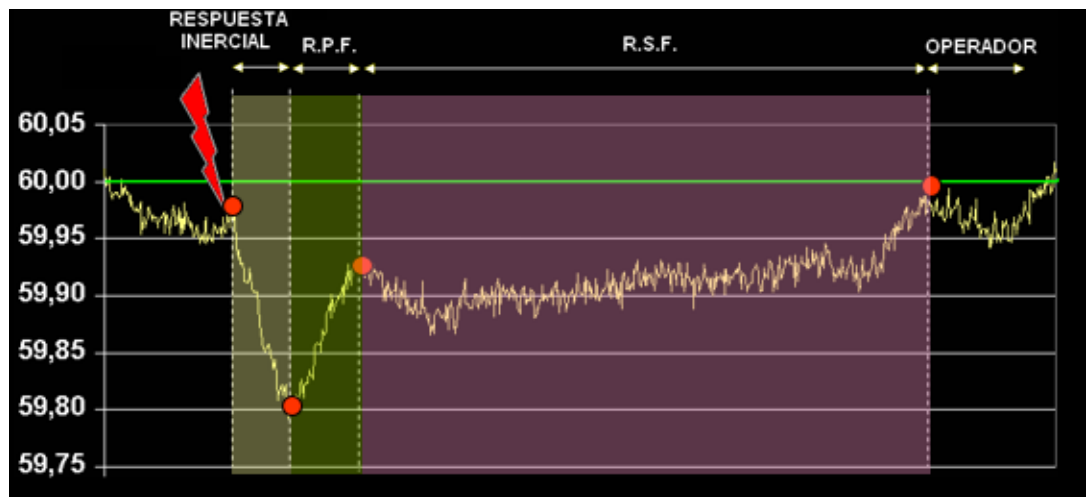


Figura 1.11 Segunda regulación de frecuencia del sistema [4]

Regulación Terciaria, consiste básicamente en la reprogramación del parque generador, que se hace en corto plazo para permitir la recuperación de los niveles de reserva secundaria, mostrada en la Figura 1.12.

Una vez se restablece el equilibrio y la frecuencia del sistema recupera su valor nominal, se da lugar a un reacomodamiento de la generación atendiendo a principios económicos, esto es, se usarán primero los recursos más baratos y por último los más costosos.

Como resultado del nuevo programa se obtiene un nuevo despacho de generación que se coordinara con el generador designado para tal fin.

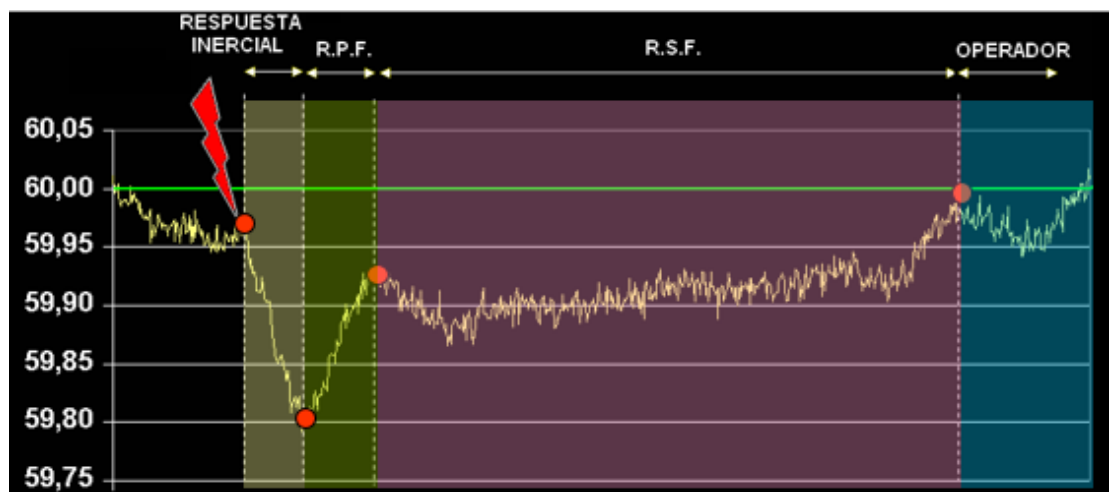


Figura 1.12 Regulación Terciaria de frecuencia [4]

1.3.3 Mercado Eléctrico Mayorista

La responsabilidad técnica y administrativa del MEM es del CENACE, y debe resguardar la integridad y seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado, siendo responsable por abastecer de energía al mercado, al mínimo costo como sea posible como se muestra en la Figura 1.13.

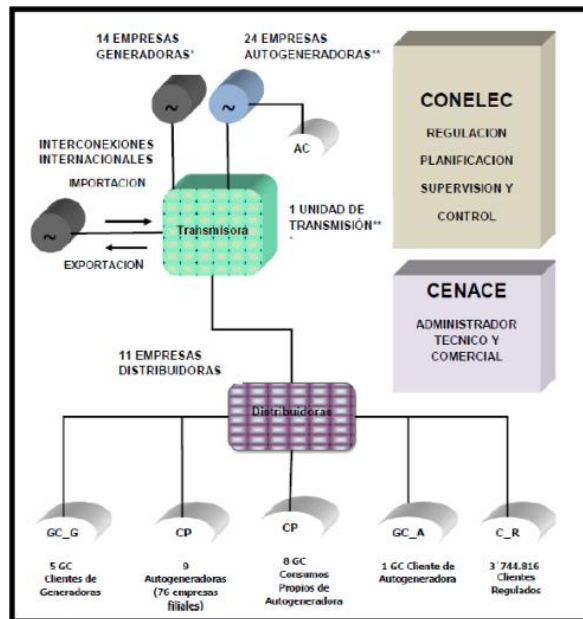


Figura 1.13 Mercado eléctrico mayorista [5]

- **Diferencias del mercado eléctrico con otros mercados**

Electricidad está intrincadamente amarrada a un sistema físico de entrega, es decir:

- ❖ En este sistema, la entrega opera más rápido comparado con otros mercados
- ❖ Generación y Carga siempre deben estar balanceados
- ❖ Colapso del sistema es debido a un desbalance
- ❖ El colapso tiene pérdidas cuantiosas
- ❖ Se debe permanecer el mismo costo en el balance
- ❖ El balance físico no lo debe manejar el mercado

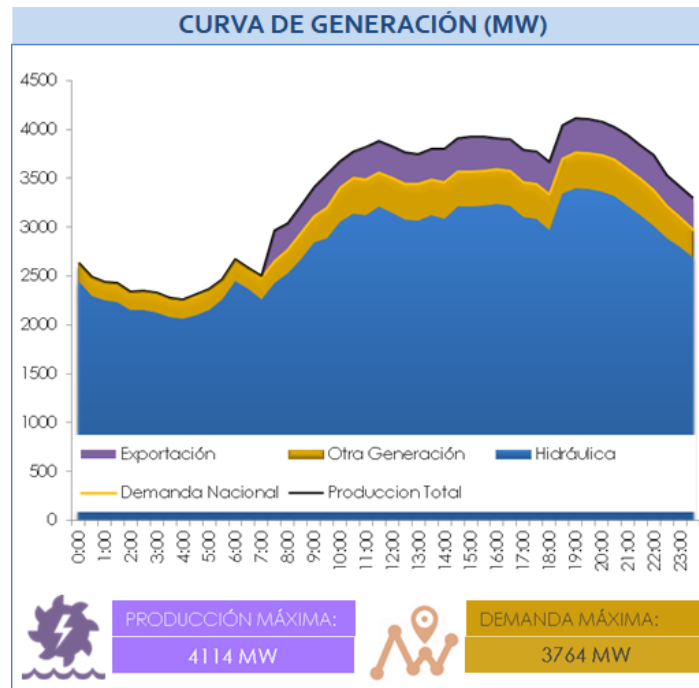


Figura 1.14 Curva diaria en tiempo real de la página publica de la CENACE [6]

En la Figura 1.14 se muestra cómo cambia la demanda a lo largo del tiempo

- **Spot Eléctrico**

- ❖ Generación/carga siempre deben estar igualados
- ❖ Lo ejecuta un “Operador de Sistema” (CENACE)
- ❖ Está pendiente de la seguridad del sistema
- ❖ Opera sobre una base económica

- **Precio de mercado**

Se denomina precio de mercado (λ) al que resulta de realizar el despacho económico de la oferta de generación en la barra de mercado, o también llamado en bornes de generación, el CENACE establece dicho precio en términos horarios en base al concepto de mínimo costo.

- **Prioridad de despacho de la unidad**

Prioritariamente se hace teniendo en cuenta el precio que le cuesta generar a esa unidad y la demanda que el sistema requiere debido a esto se ingresará los generadores en la cual su precio marginal (precio de mercado) sea menor, si este generador no abastece a la demanda sigue el siguiente más barato y así sucesivamente; el precio que se pagará a las centrales de

generación será igual para todos y será definido por el precio del ultimo generador en ingresar al sistema.

- **Circuito transaccional técnico – económico**

Según el CENACE, las transacciones comerciales pertenecen al último proceso de cadena, luego le siguen la operación en tiempo real, la cual determina las remuneraciones y pagos que se efectúan a las empresas participantes del mercado eléctrico por su prestación en el servicio de energía eléctrica. En la Figura 1.15 se muestra su diagrama

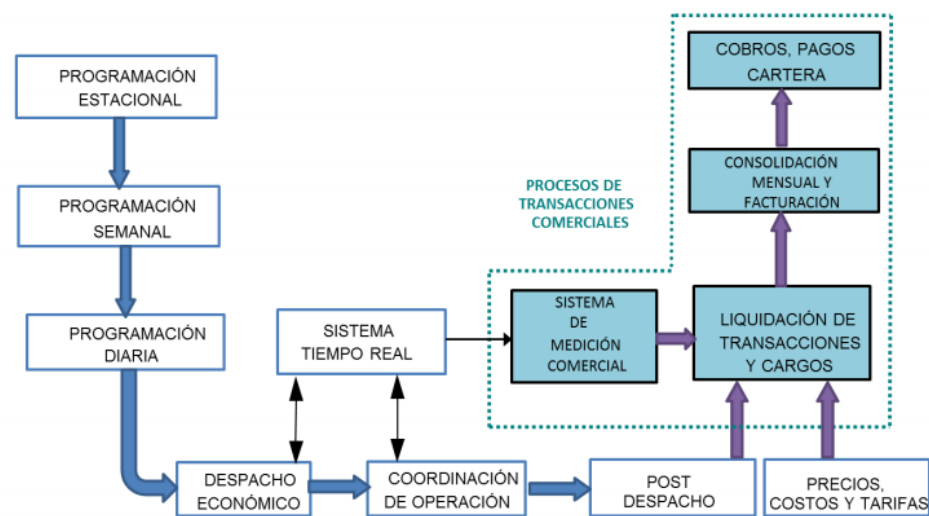


Figura 1.15 Proceso de transacciones técnicas-económicas [7]

1.3.4 Energías renovables

Se consideran aquellas fuentes de energías limpias e inagotables que no representan daño ni peligro hacia el ecosistema manteniendo un estado libre de contaminación por la liberación de gases peligrosos que provocan el efecto invernadero y el aumento de calentamiento global. Entre las energías renovables que se utilizan en el Ecuador se consideran las siguientes energías: hidráulica, fotovoltaica, eólica y geotérmica.

- **Hidráulica**

Se utiliza principalmente la fuerza del agua como energía mecánica para mover las turbinas las cuales estarán acopladas con el generador para producir energía eléctrica, por lo general se construyen en las centrales

embalses que contener el agua de esta manera se logra aprovechar la energía cinética y potencial.

- **Solar fotovoltaica**

La energía solar fotovoltaica es obtenida a través de la energía solar la cual es transformada en energía eléctrica mediante el fenómeno denominada efecto fotovoltaico, esta energía incide sobre los paneles solares las cuales están encargados de recibir la radiación del sol, se pueden crear desde pequeños sistemas para obtener generación eléctrica para autoconsumo o llegar a conformar grandes centrales fotovoltaicas capaces de abastecer grandes cargas.

Los paneles fotovoltaicos están conformados tanto por módulos en serie y paralelo que en conjunto constituye un arreglo, estos paneles producen energía eléctrica de corriente continua, debido a esto se incorpora al sistema los inversores que son los encargados de transformar a corriente alterna para cargas trifásicas.

- **Irradiancia e irradiación solar**

La Irradiancia se la denomina como densidad de potencia, las unidades de medición de la radiación solar están dadas en $[W/m^2]$, para condiciones estándares se ha establecido una radiación de $1000W/m^2$ a una temperatura de $25^{\circ}C$ y una masa de aire de 1,5AM.

La irradiación representa la densidad de energía y se la puede obtener por medio de la integración de la Irradiancia con respecto a un tiempo determinado sus unidades son Wh/m^2 .

- **Hora solar pico.**

Está definida como el intervalo de tiempo diario en horas, en donde se tiene una Irradiancia solar continua en condiciones estándares de $1000 W/m^2$, sus unidades son $h/día$.

- Sistemas conectado a la red

Para un sistema fotovoltaica conectada a la red, los elementos principales son los paneles solares, inversor, las protecciones y contadores los cuales permiten cuantificar la energía que se está entregando a la red eléctrica, necesariamente no contienen un banco de baterías, un claro ejemplo se puede visualizar en la Figura 1.16.

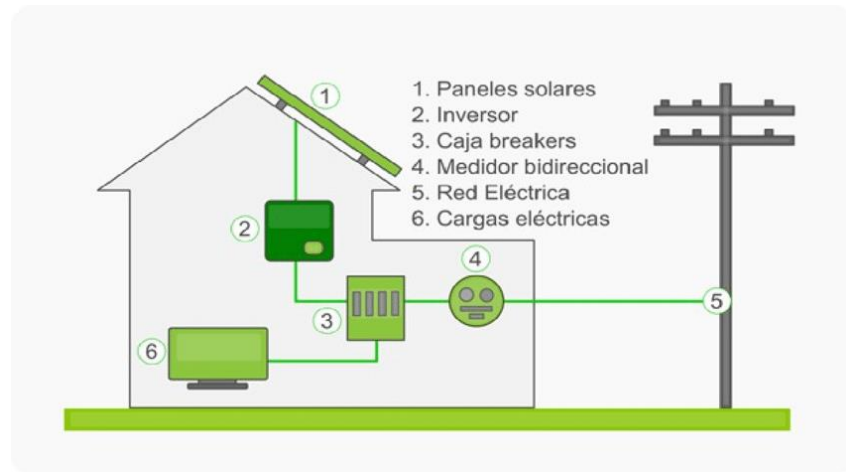


Figura 1.16 Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red [8]

Una de las principales ventajas de estos sistemas es que son de tipo generación descentralizada o llamado modelo distribuido ya que las pérdidas que se generan son menores en comparación a la generación centralizada que se efectúan grandes costos de pérdidas desde la generación hasta llegar al consumidor [9]

- Tipos de radiación incidente en los paneles.

La energía solar que es enviada a la tierra se puede clasificar en tipos de radiaciones que inciden en los paneles fotovoltaicos y son:

Radiación directa: radiación emitida directamente del sol atravesando la atmósfera del planeta y que no llega a incidir ni impactar con algún objeto.

Radiación difusa: radiación que no llega directamente hacia el suelo terrestre, debido a que impacta en las nubes y es reflejada hacia otras direcciones.

Radiación reflejada: este tipo de radiación es generada debido a la incidencia sobre superficies que tienen como capacidad un coeficiente de reflexión.

Radiación global: se considera como la composición de las radiaciones directa, difusa y reflejada [10]

- Condiciones estándar y operación nominal de los módulos.

En cuando a las características de los paneles fotovoltaicos se representan como parámetros que pueden variar dependiendo de las condiciones que este se encuentra, por lo general las características de los paneles se muestran en condiciones STC.

Condiciones STC

Irradiancia: 1000W/m²

Masa de aire: 1.5AM

Temperatura: 25C°

Existen otras condiciones denominadas NOCT, que difieren de las condiciones STC debido a trabajan con otros parámetros.

Condiciones NOCT

Irradiancia: 800W/m²

Velocidad el viento: 1m/s

Temperatura aire: 20C°

Temperatura célula: 45-48C°

Por lo general las condiciones STC son características de los paneles fotovoltaicas realizadas en el laboratorio, mientras las condiciones NOCT se asemejan mucho a un panel en operación real, esto influye en que la potencia obtenida es menor, debido a esto por lo general los inversores se pueden dimensionar con una potencia inferior a la potencia pico de los módulos.

- **Energía Eólica.**

Esta energía es convertida en energía eléctrica debido a que la energía cinética del viento logra mover las palas de las hélices de los aerogeneradores que a su vez están acoplados con el rotor del generador obteniendo energía más limpia y sostenible, con grandes ventajas en consideración a otras, al ser una fuente inagotable, la instalación de una central eólica necesita de poco espacio y tienen un bajo costo.

- **Energía Geotérmica**

Se la conoce como aquella energía proveniente por las altas temperaturas que provocan calor por debajo de la superficie terrestre, circulando material de rocas fundidas que se conoce como magma que se encuentra a grandes profundidades. Para una central geotérmica se transportará el fluido en este caso el agua, para que sea calentado hasta convertirse en vapor mediante la interacción con el calor de las rocas, este vapor viaja hacia las turbinas para producir energía eléctrica.

1.3.5 Recurso renovable de energía solar en Guayaquil y el Ecuador.

El Ecuador es un país que presenta gran variedad de climas, ambientes especiales y relieves muy variados, con sus regiones costa, sierra y oriente la cual cada una de ellas tienen mejores condiciones para poder explotar los recursos renovables. El Ecuador presenta una homogeneidad en la radiación solar durante todos los meses, es decir, no varía sus valores de manera aleatoria o abrupta llegando a ser este un sistema confiable y rentable [11].

Con respecto a la ciudad de Guayaquil es una de las más importantes de Ecuador con mayor porcentaje de población y demanda en el sector eléctrico. Guayaquil posee un clima cálido-húmedo alcanzando temperaturas máximas promedio de 32°C, y una irradiación aproximada de 4.500 kWh/m²/día, lo que hace viable la utilización de sistemas fotovoltaicos para aportar con generación al sistema.

Para conocer criterios acerca de la irradiación solar se elaboró el Atlas Solar de Ecuador, específicamente para generación eléctrica, las Figura 1.17, Figura 1.18, Figura 1.19 muestra los diferentes tipos de insolación o irradiación.

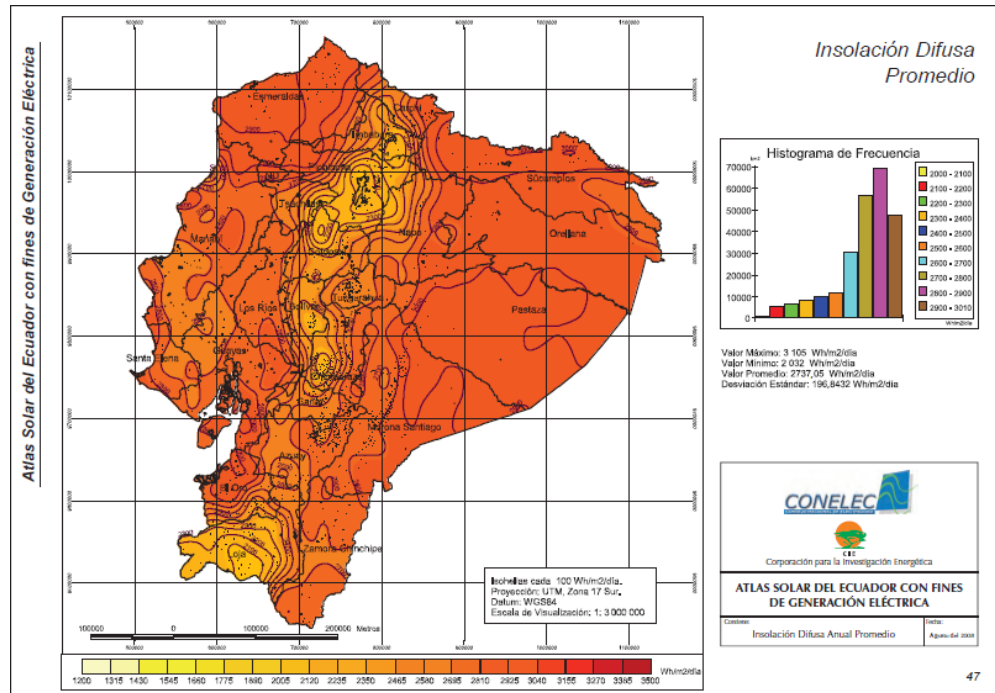


Figura 1.17 Mapa de insolación difusa promedio en el Ecuador [12]

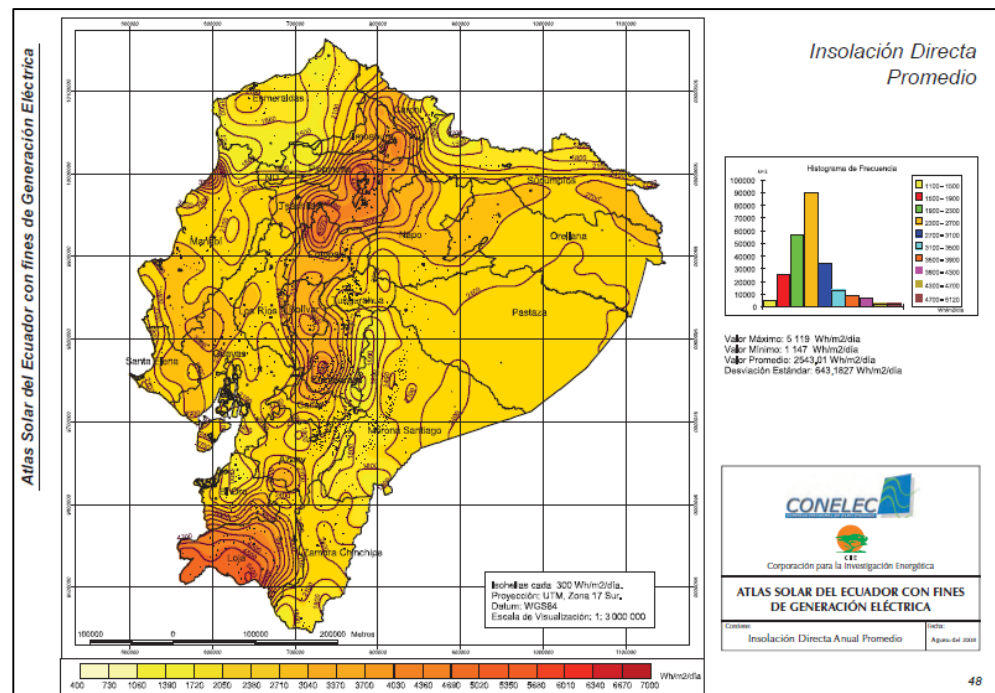


Figura 1.18 Mapa insolación directa promedio en el Ecuador [12]

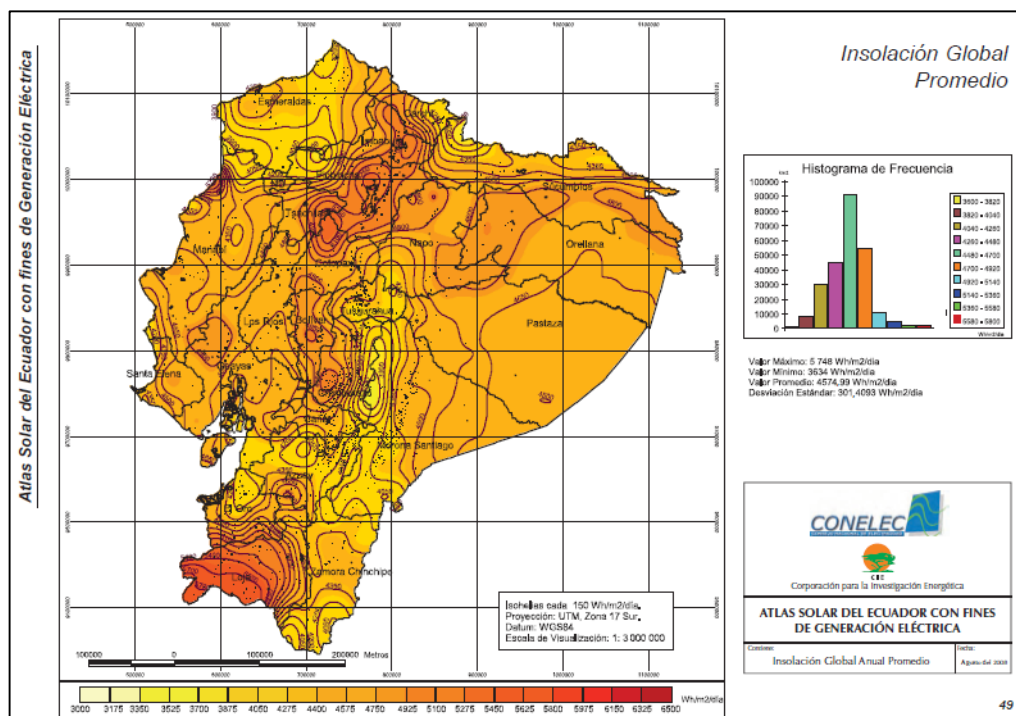


Figura 1.19 Mapa de insolación global promedio en el Ecuador [12]

En la Tabla 1.1 se muestra los valores de irradiación promedio en el Ecuador, mientras en la Tabla 1.2 los datos de irradiación en la ciudad de Guayaquil en la cual se estima una irradiación global promedio de 4800Wh/m² por día.

Irradiación en el Ecuador			
	Max	Min	Promedio
Irradiación difusa promedio [Wh/m ² / día]	3105	2032	2737,05
Irradiación directo promedio [Wh/m ² / día]	5119	1147	2543,01
Irradiación global promedio [Wh/m ² / día]	5748	3534	4574,99

Tabla 1.1 Irradiación promedio en el Ecuador [12]

Irradiación ciudad de Guayaquil	
Irradiación difusa promedio [Wh/m ² / día]	2800
Irradiación directo promedio [Wh/m ² / día]	2700
Irradiación global promedio [Wh/m ² / día]	4800

Tabla 1.2 Irradiación promedio en la ciudad de Guayaquil [12]

CAPÍTULO 2

2. DISEÑO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA Y ANALISIS TECNICO.

2.1 Ubicación del proyecto de la central fotovoltaica.

La central fotovoltaica estará situada en la ciudad de Guayaquil y se procederá a encontrar lugares en donde la irradiación solar sea mayor y presente condiciones óptimas del terreno, de tal manera que se pueda captar mayor energía. Para obtener los sitios más idóneos para el diseño se utilizará herramientas meteorológicas que registran datos promedios de irradiación solar anual como la herramienta Solar Gis [13].

En la Tabla 2.1 se muestran los lugares que obtuvieron mayor irradiación solar anual en la ciudad de Guayaquil y presentan condiciones amplias de terreno.

Lugares	Chongón	Puerto Azul
Irradiación global horizontal Promedio anual [kWh/m ²]	1652	1646
Irradiación directa normal Promedio anual [kWh/m ²]	965	960
Irradiación difusa horizontal Promedio anual [kWh/m ²]	942	938
Temperatura del aire promedio anual °C	25.2	25.1
Terreno m ²	42438.6	16538.19
Grados decimales	Latitud: -2.198065 Longitud: -79.95573	Latitud: -2.1873 Longitud: -79.96583
Altura sobre el nivel del mar [m]	5	5
Pendiente del terreno	0°	1°

Tabla 2.1 Sitios seleccionados para diseño de la central Fotovoltaica



Figura 2.1 Ubicación del predio en Chongón.



Figura 2.2 Ubicación del predio en Puerto Azul

De las localizaciones expuestas se escoge el predio de Chongón debido a que posee mayor irradiación y terreno para el diseño de la central fotovoltaica con una irradiancia de 1652 kWh/m^2 , este terreno se encuentra cercano a las centrales Álvaro Tinajero y Aníbal Santos, las características del terreno es uniforme y presenta una pendiente de 0° .

2.2 Irradiación en la localización.

Para obtener los datos de irradiación en el sitio donde se diseñará la central fotovoltaica se utilizará dos software computacionales como es el Meteonorm 7.1 y Nasa SSE, que permiten obtener datos mensuales meteorológicos, estos datos servirá para ingresar en el programa Pvsyst, de esta manera

realizar un análisis de cuanta energía solar se obtendrá en los paneles según las condiciones del terreno.

En la Tabla 2.2 se muestran los datos proporcionado por el programa Meteonorm 7.1, para el predio de Chongón.

	Irradiancia global kwh/m2	Irradiancia difusa kwh/m2
Enero	137,5	80,5
Febrero	140,8	72,3
Marzo	165,9	87,7
Abril	151,9	70,8
Mayo	148,8	72,5
Junio	129,5	70
Julio	121	78,8
Agosto	137,6	80,1
Septiembre	155,2	78,2
Octubre	156,8	80
Noviembre	139,6	82,1
Diciembre	144,3	86,4
Año	1728,9	939,4

Tabla 2.2 Datos de irradiación en base a Meteonorm 7.1

En la Tabla 2.3 se muestran los datos proporcionado por el programa Nasa SSE.

	Irradiancia global kwh/m2	Irradiancia difusa kwh/m2
Enero	139,2	68,2
Febrero	128,5	64,7
Marzo	156,2	72,2
Abril	147,3	64,2
Mayo	139,8	60,8
Junio	125,4	56,1
Julio	124,3	59,8
Agosto	139,5	64,2
Septiembre	142,2	67,5
Octubre	139,8	71,3
Noviembre	141,6	66
Diciembre	146	66,6
Año	1669,8	781,6

Tabla 2.3 Datos de irradiación en base a Nasa SSE.

2.3 Características del módulo fotovoltaico.

Para dimensionamiento de central fotovoltaica se utilizaran paneles solares monocristalino de la marca Tamesol modelo TM M660300 de 300 Wp, modelos que son fácilmente accesibles en el mercado Ecuatoriano, económicos, de alta eficiencia, con garantía y larga vida útil. A continuación se presentan las características del panel.

En la Tabla 2.4 se muestran los parámetros del panel fotovoltaico para condiciones STC y NOCT respectivamente:

Modelo	TM-M660300
STC	
Potencia máxima en STC (Pmax)	300 W
Voltaje de funcionamiento óptimo (Vmp)	32.60 V
Corriente de funcionamiento óptima (Imp)	9.19 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	39.90 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.77 A
Eficiencia del módulo	18.30 %
NOCT	
Potencia máxima en STC (Pmax)	223 W
Voltaje de funcionamiento óptimo (Vmp)	30.40 V
Corriente de funcionamiento óptima (Imp)	7.35 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	37.10 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	7.78 A

Tabla 2.4 Parámetros Eléctricos en condición STC Y NOCT [14]

NOCT	45 ± 2° C
Coeficiente de (Pmax)	-0.48 %/°C
Coeficiente de (Voc)	-0.34 %/°C
Coeficiente de (Isc)	+0.037 %/°C

Tabla 2.5 Parámetros en función de la temperatura [14]

En la Tabla 2.5 muestra cómo afecta por cada grado la temperatura en los parámetros de potencia, voltaje de circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel.

Tolerancia de potencia	0 / + 5W
Max. Voltaje del sistema	1.000 V / 1.500 V
Max. Serie de fusibles	15 A
Rango de temperatura de funcionamiento	-40° C a 85 °C
Max. Carga estática, delantera (nieve)	5400 Pa
Max. Carga estática, espalda (viento)	2400 Pa
Clasificación de Incendio	Clase A

Tabla 2.6 Condiciones operativas de los paneles [14]

Las condiciones operáticas permiten conocer parámetros de carga estática en condiciones de nieve y viento que puede soportar el módulo las cuales se muestran en la Tabla 2.6.

Otro de los parámetros importantes para dimensionar el área de la central fotovoltaica son las dimensiones del módulo.

Dimensiones	1640x992x35 mm
Peso	19 Kg.

Tabla 2.7 Dimensiones y peso del panel [14]

Las curvas representativas de I_{vs}V y de P_{vs}V del panel seleccionado, se muestran en los apéndices 1 y apéndice 2.

2.4 Selección del inversor

El inversor constituye un elemento principal del sistema de la central, para lo cual se realizarán dos casos con diferentes tipos de marcas de inversores conocidas, de modo que se escogerá la más óptima para el diseño.

Se utilizarán 3 módulos de inversores marca ABB modelo PVS800-57-0630kW-B, los cuales presentan un alto grado de fiabilidad, eficiencia y su fácil instalación para grandes instalaciones fotovoltaicas. Poseen un sistema de protecciones en AC Y CC, con un diseño compacto y modular, utiliza compensación de potencia reactiva. Las características del inversor se presentan a continuación:

MODELO	PVS800-57-0630kW-B
Entrada DC	
Rango de voltaje de CC, mpp (UDC, mpp)	525 to 825 V
Voltaje DC máximo (U _{max} (DC))	1100 V
Corriente DC máxima (I _{max} (DC))	1230 A
Número de entradas de CC protegidas	4 to 15 (+/-)
Salida AC	
Potencia nominal (P _n (AC))	630 kW
Maximum output power	700 kW
Potencia en cosØ = 0.95	600 kW
Corriente nominal de CA (I _n (AC))	1040 A
Tensión de salida nominal (U _n (AC))	350 V
Frecuencia de salida	50/60 Hz
Distorsión armónica, corriente	< 3%
Eficiencia	
Maxima	98.6%
Euro-eta	98.4%
Consum de energía	
Consumo propio en funcionamiento	490 W
Consumo en modo de espera	65 W
Tensión auxiliar externa	230 V, 50 Hz
Dimensiones y peso	
Anchura / Altura / Profundidad, mm	2630/2130/708
Peso	1800 kg

Tabla 2.8 Características del inversor PVS800-57-0630kW-B [15]

En segunda opción se utilizará 3 módulos de inversores marca SMA modelo Sunny Central 630CP-JP, el cual posee un sistema de refrigeración de alto rendimiento capaz de seguir suministrando energía a altas temperaturas del ambiente, con una eficiencia de 98,7%. Las características del inversor se presentan a continuación.

MODELO	Sunny Central 630CP-JP
Entrada DC	
Rango de voltaje de CC, mpp (UDC, mpp)	500 - 850 V
Voltaje DC máximo (U _{max} (DC))	1000 V
Corriente DC máxima (I _{max} (DC)))	1350 A
Número de entradas de CC protegidas	9
Voltaje nominal	529 V
Max. Corriente de cortocircuito	2500 A
Salida AC	
Potencia nominal (P _n (AC))	630 kVA
Max. Potencia de salida	713 kW
Rango de voltaje nominal	315 V / 284 V - 362 V
Corriente nominal de CA (I _n (AC))	1283/1350 A
Tensión de salida nominal (U _n (AC))	300 V
Frecuencia de salida	50/60 Hz
Distorsión armónica, corriente	< 3%
Factor de potencia nominal/ factor ajustable	1/0.9-0.9 atraso
Eficiencia	
Maxima	98.7%
Consumo de energía	
Consumo propio en funcionamiento	1900 W
Emision de ruido	53db
Tensión auxiliar externa	230 / 400 V
Dimensiones y peso	
Anchura / Altura / Profundidad, mm	2562 / 2272 / 1210
Peso	1800 kg

Tabla 2.9 Características del inversor Sunny Central 630CP-JP [16]

2.5 Parámetros a considerar en el sitio.

Según las coordenadas anteriormente descritas del sitio seleccionado, se necesitará conocer datos relevantes para proceder a realizar la simulación en el programa computacional PVsyst vers 6.8.1.

Para conocer el ángulo óptimo de inclinación anual de los paneles solares, de modo que los módulos se encuentren en posición fija para maximizar la incidencia de la irradiación, se podrá obtener mediante la siguiente ecuación:

$$\beta = 10 + \varnothing \quad (2.1)$$

Donde

β = ángulo de inclinación óptima de los paneles.

$\varnothing$ =latitud del lugar a ser instalado la central en valor absoluto.

$$\beta = 10 - 2.198065$$

$$\beta = 7.8^\circ$$

Otro factor a considerar es el azimut el cual se considerará un valor de 0° , por motivo de que la localización del terreno se encuentra aproximadamente en el centro de la tierra y se está mirando hacia el hemisferio sur.

Inclinación de los paneles	7.8°
Azimut	0°

Tabla 2.10 Parámetros de orientación de campo

2.6 Cálculos principales de la central fotovoltaica.

La potencia máxima a instalarse es 2MW, se han escogido 3 inversores cada uno tendría que aportar aproximadamente 666KW. Los cálculos están realizados para 1 solo inversor, para realizar un dimensionamiento de la central en cuento al área que requerirá, se deberá conocer algunos datos importantes detallados a continuación:

2.6.1 Cálculo aproximado total de paneles.

La potencia máxima a instalarse es 2MW, se han escogido 3 inversores cada uno tendría que aportar aproximadamente 666KW. Los cálculos están realizados para 1 solo inversor.

$$N^{\circ} \text{ total de paneles} = \frac{\text{Potencia salida}}{\text{Potencia panel}} \quad (2.2)$$

$$N^{\circ} \text{ total de paneles} = \frac{2MW}{300W} = 6666 \text{ paneles}$$

Es decir por cada inversor se deberá tener un arreglo total de 2222 paneles.

2.6.2 Cálculo aproximado de paneles en serie.

Para dimensionar el arreglo máximo y mínimo en serie se debe tener en cuenta el rango del voltaje que permite alcanzar el inversor.

- Inversor marca ABB modelo PVS800-57-0630kW-B

$$N^{\circ} \text{ máximo serie} = \frac{V_{max,inv}}{V_{oc \text{ panel}}} \quad (2.3)$$

$$N^{\circ} \text{ máximo serie} = \frac{825}{39,9} = 20 \text{ paneles serie}$$

$$N^{\circ} \text{ mínimo serie} = \frac{V_{min,inv}}{V_{mp \text{ panel}}} \quad (2.4)$$

$$N^{\circ} \text{ máximo serie} = \frac{525}{39,9} = 13 \text{ paneles serie}$$

Por lo tanto se podrá escoger entre 20 y 13 paneles en serie.

- Inversor marca SMA modelo Sunny Central 630CP-JP

$$N^{\circ} \text{ máximo serie} = \frac{V_{max,inv}}{V_{oc \text{ panel}}}$$

$$N^{\circ} \text{ máximo serie} = \frac{850}{39,9} = 21 \text{ paneles serie}$$

$$N^{\circ} \text{ mínimo serie} = \frac{V_{min,inv}}{V_{mp \text{ panel}}}$$

$$N^{\circ} \text{ máximo serie} = \frac{500}{32,6} = 13 \text{ paneles serie}$$

Por lo tanto se podrá escoger entre 21 y 13 paneles en serie.

2.6.3 Cálculo aproximado de los paneles en paralelo

- Inversor marca ABB modelo PVS800-57-0630kW-B

$$N^{\circ} \text{ max paneles paralelo} = \frac{I_{max,inv}}{I_{sc}} \quad (2.5)$$

$$N^{\circ} \text{ max. paneles paralelo} = \frac{1230}{9,77} = 125 \text{ paneles paralelo}$$

Es decir por cada inversor se podrán colocar máximo 125 paneles en paralelo, dependiendo de la potencia total deseada.

- Inversor marca SMA modelo Sunny Central 630CP-JP

$$N^{\circ} \text{ max paneles paralelo} = \frac{I_{max,inv}}{I_{sc}}$$

$$N^{\circ} \text{ max. paneles paralelo} = \frac{1350}{9,77} = 138 \text{ paneles paralelo}$$

Es decir por cada inversor se podrán colocar máximo 138 paneles en paralelo.

2.6.4 Selección del arreglo de los paneles según las características del inversor.

- Inversor marca ABB modelo PVS800-57-0630kW-B

Para este inversor el número máximo de paneles en serie son 20, como se tuvo en consideración el cálculo para el voltaje de circuito abierto, la corriente máxima del conjunto estará en el rango de la corriente máxima del inversor.

Se requieren 6666 paneles para los 3 inversores de modo que se deben dividir este número de paneles en arreglos iguales para cada inversor de esta misma marca, si se escogen 20 paneles en serie por lo tanto tendríamos aproximadamente 111 paneles en paralelo para cada inversor para calcular el voltaje de cortocircuito se tiene la ecuación 2.6.

Voltaje de circuito abierto máximo.

$$VOC = Voc.\textit{panel} * \textit{paneles serie} \text{ (2.6)}$$

$$VOC = 39.9 * 20 = 798 \text{ V}$$

Voltaje de máxima potencia.

$$VMP = Vmp.\textit{panel} * \textit{paneles serie} \text{ (2.7)}$$

$$VMP = 32.6 * 20 = 652 \text{ V}$$

Corriente de cortocircuito máximo.

$$ISC = Isc.\textit{panel} * \textit{paneles paralelo} \text{ (2.8)}$$

$$ISC = 9,77 * 111 = 1084,47A$$

Corriente de máxima potencia.

$$IMP = Imp.\textit{panel} * \textit{paneles paralelo} \text{ (2.9)}$$

$$IMP = 9,19 * 111 = 1020,09 \text{ A}$$

De los datos encontrados se puede verificar que tanto en voltaje como corriente el inversor de la marca ABB es capaz de operar sin problema alguno.

- Inversor marca SMA modelo Sunny Central 630CP-JP

Para este inversor el número máximo de paneles en serie son 21. Así mismo se requieren 6666 paneles para los 3 inversores, si se escogen 21 paneles en serie por lo tanto tendríamos aproximadamente 105 paneles en paralelo.

Voltaje de circuito abierto máximo.

$$VOC = Voc.\textit{panel} * \textit{paneles serie}$$

$$VOC = 39.9 * 21 = 837,9 \text{ V}$$

Voltaje de máxima potencia.

$$VMP = Vmp.\textit{panel} * \textit{paneles serie} \quad (2.10)$$

$$VMP = 32.6 * 21 = 684,6 \text{ V}$$

Corriente de cortocircuito máximo.

$$ISC = Isc.\textit{panel} * \textit{paneles paralelo} \quad (2.11)$$

$$ISC = 9,77 * 105 = 1025,85 \text{ A}$$

Corriente de máxima potencia.

$$IMP = Imp.\textit{panel} * \textit{paneles paralelo} \quad (2.12)$$

$$IMP = 9,19 * 105 = 964,95 \text{ A}$$

Con estos datos el inversor de la marca SMA es capaz de operar sin problema alguno.

2.6.5 Potencia total de salida del arreglo

$$Pn \textit{ FV} = N^{\circ} \textit{paneles serie} * N^{\circ} \textit{paneles paralelo} * N^{\circ} \textit{ Inv.} * P \textit{ panel} \quad (2.13)$$

- Inversor marca ABB modelo PVS800-57-0630kW-B

$$Pnominal \textit{ FV} = 20 * 111 * 3 * 300 \textit{ Wp} = 1998000 \textit{ Wp}$$

- Inversor marca SMA modelo Sunny Central 630CP-JP

$$Pnominal \textit{ FV} = 21 * 105 * 3 * 300 \textit{ Wp} = 1984500 \textit{ Wp}$$

2.6.6 Hora solar pico

Irradiancia en la ciudad de Guayaquil= 1728.9 kWh/m²*mes

$$HSP = \frac{\textit{Irradiancia}}{365} \quad (2.14)$$

$$HSP = \frac{1728.9}{365} = 4.73 \text{ h diarias}$$

Lo que quiere decir que en la ciudad de Guayaquil se tendrá un total de 4.73 horas diarias de sol con una irradiación de 1000W/m².

2.6.7 Producción de energía anual.

Para obtener la energía anual que entregará la central fotovoltaica a la red, se deberá tener en cuenta la irradiación en condiciones estándares de 1kWh/m², el factor de pérdidas por sombreado FS=1 y el índice de rendimiento del sistema PR=0.83.

$$E = Pn_{FV} * \frac{Irradiancia}{I_{STC}} * FS * PR \quad (2.15)$$

- Inversor marca ABB modelo PVS800-57-0630kW-B

$$E = 1998000 \text{ Wp} * \frac{\frac{1728.9kWh}{m^2}}{\frac{1kWh}{m^2}} * 1 * 0.83$$

$$E = 2867,1 \text{ MWh/año}$$

El sistema estaría entregando 2867 MWh anuales.

- Inversor marca SMA modelo Sunny Central 630CP-JP

$$E = 1984500 \text{ Wp} * \frac{\frac{1728.9kWh}{m^2}}{\frac{1kWh}{m^2}} * 1 * 0.83$$

$$E = 2847,73 \text{ MWh/año}$$

El sistema estaría entregando 2848 MWh anuales.

Como se puede verificar con el inversor marca ABB se estaría obteniendo mayor energía suministrada anualmente con respecto al inversor SMA.

2.7 Simulación de la central en PVSyst.

En el programa PVSyst se simulará el diseño de la central fotovoltaica para un solo inversor, es decir la energía anual obtenida global se obtendrá más la suma de los otros dos inversores, de modo que todos los parámetros de latitud, longitud, inclinación y azimut serán datos necesarios. Se debe seleccionar el sitio según las coordenadas como se muestra en la figura 2.3.

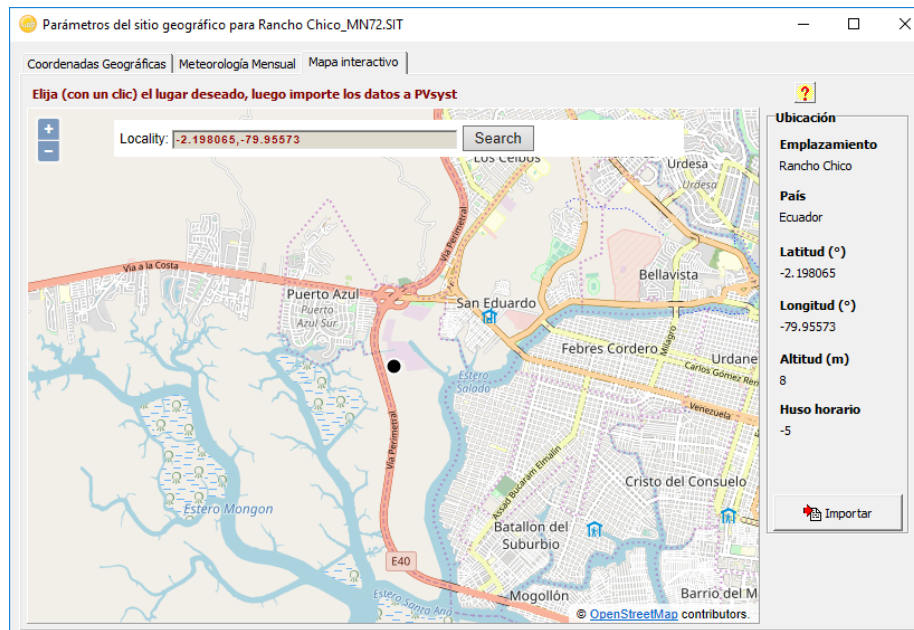


Figura 2.3 Localización del sitio Chongón en PVSyst

2.7.1 Simulación con inversor marca ABB modelo PVS800-57-0630kW-B

Definición de un sistema red, Variante "Nueva variante de simulación"

Configuración global sistema
 1 Núm. de tipos de sub-conjuntos
 Esquema Simplificado

Resumen sistema global

Núm. de módulos	2220	Potencia nominal FV	666 kWp
Superficie módulos	3612 m ²	Potencia máxima FV	640 kWdc
Núm. de inversores	1	Potencia nominal CA	630 kWac

Conjunto FV
Nombre y orientación del sub-conjunto
 Nombre: Conjunto FV
 Oriente: Plano Inclinado Fijo
 Inclinación: 8°
 Acimut: 0°

Selección del módulo FV
 Disponible actualmente: Tamesol 300 Wp 27V Si-mono TM-M-660300 Since 2017
 Módulos necesarios aprox. 2220
 Dimensionamiento de voltajes: 28.2 V
 Voc (-10°C) 44.1 V

Selección del inversor
 Disponible actualmente: ABB 630 kW 525 - 825 V TL 50/60 Hz PVS800-57-0630kW-B Since 2012
 Núm. de inversores: 1
 Voltaje de funcionam.: 525-825 V
 Voltaje máx. de entrada: 1000 V
 Potencia global inv. 630 kWac

Dimensionamiento del conjunto
Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 20 entre 19 y 22
 Núm. de cadena: 111 entre 105 y 111
 Pérdida sobrecarga 0.0 %
 Relación Pnom 1.06
 Núm. módulos 2220 Superficie 3612 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C)	563 V
Vmpp (20°C)	663 V
Voc (-10°C)	881 V

Irradiancia plano 1000 W/m²

Imp (STC)	1026 A	Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m ² y 50°C	603 kW
Isc (STC)	1084 A		
Isc (en STC)	1084 A	Potencia nom. Conjunto (STC)	666 kWp

Figura 2.4 Configuración en el sistema de PVSyst con inversor ABB

Resultados principales	
Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados
Producción del sistema	963 MWh/año
Producción específica	1446 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento	0.837
Producciones normalizadas	3.96 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.70 kWh/kWp/día
Pérdidas sistema	0.07 kWh/kWp/día

Figura 2.5 Resultados principales en PV Syst con inversor ABB.

Como se muestra en la Figura 2.4 la configuración global del sistema, se necesitará un área aproximado de 3612 m² para un arreglo con un inversor, se deberá tener en cuenta el área de los otros arreglos para los demás inversores más el área necesaria de la subestación y cuartos de equipos, el área disponible según el sitio seleccionado es de 42438.6 m². Para obtener 666KW con paneles de 300 Wp según la simulación realizada, se necesitará de 2220 paneles con una configuración de 20 paneles en serie con 111 paneles en paralelo, mismos datos obtenidos según el análisis de cálculos realizados anteriormente, para el caso del inversor de 630Kw garantizará confiabilidad suficiente para abastecer una potencia en funcionamiento de los paneles de 603 KW debido a la eficiencia y perdidas en los paneles. El reporte completo de la simulación se adjunta en el anexo 3.

	Con un inversor ABB	Con tres inversores ABB
#Paneles serie	20	20
#Paneles paralelo	111	333
# Paneles totales	2220	6660
Superficie de terreno	3612 m ²	10836 m ²
Índice de rendimiento	0.837	
Perdidas del consumo	0.7 KWh/KWp/día	
Energía anual total	963 MWh/año	2889 MWh/año

Tabla 2.11 Datos de la simulación para todo el sistema con inversor ABB.

En la tabla 2.11 se muestra el resultado de la simulación de la energía anual entregado a la red por parte de la central fotovoltaica con un total de 2889 MWh por año.

2.7.2 Inversor Marca SMA modelo Sunny central 630CP-JP

The screenshot displays the 'Definición de un sistema red, Variante "Nueva variante de simulación"' window in PVsyst. It is divided into several sections:

- Configuración global sistema:** Shows '1' for the number of sub-systems and a simplified schematic icon.
- Resumen sistema global:** A summary table:

Núm. de módulos	2205	Potencia nominal FV	662 kWp
Superficie módulos	3587 m²	Potencia máxima FV	636 kWdc
Núm. de inversores	1	Potencia nominal CA	630 kWac
- Conjunto FV:**
 - Nombre y orientación del sub-conjunto:** 'Conjunto FV', 'Plano Inclinado Fijo', Inclination: 8°, Azimuth: 0°.
 - Ayuda al dimensionamiento:** 'Sin pre-dim.' selected, 'Entrar Pnom deseada' set to 666.0 kWp, 'superficie disponible(módulos)' set to 3612 m².
 - Selección del módulo FV:** Filter 'All PV modules', 'Tamesol' selected, '300 Wp 27V Si-mono TM-M-660300' selected, 'Since 2017' selected. 'Módulos necesarios aprox. 2220'. 'Use Optimizer' checked. 'Dimensionamiento de voltajes: 28.2 V, Voc (-10°C) 44.1 V'.
- Selección del inversor:** 'SMA' selected, '630 kW 500 - 850 V TL 50/60 Hz Sunny Central 630CP XT' selected, 'Since 2010' selected. 'Núm. de inversores' set to 1. 'Output voltage 315 V Tri 50Hz'. 'Voltaje de funcionam.: 500-850 V, Voltaje máx. de entrada: 1000 V'. 'Potencia global inv. 630 kWac'.
- Dimensionamiento del conjunto:**
 - Núm. de módulos y cadenas:** 'Mód. en serie' set to 21, 'Núm. de cadena' set to 105. 'Pérd. sobrecarga 0.0 %', 'Relación Pnom 1.05'.
 - Cond. de funcionamiento:** 'Vmpp (60°C) 591 V', 'Vmpp (20°C) 696 V', 'Voc (-10°C) 925 V'. 'Irradiancia plano 1000 W/m²'. 'Imp (STC) 971 A', 'Isc (STC) 1026 A'. 'Pmáx en funcionamiento 599 kW en 1000 W/m² y 50°C'.
 - Final Summary:** 'Núm. módulos 2205', 'Superficie 3587 m²', 'Potencia nom. Conjunto (STC) 662 kWp'.

Figura 2.6 Configuración en el sistema de PVSyst inversor SMA.

Resultados principales	
Tipo de sisNo hay escenario 3D, no hay sombreados	
Producción del sistema	956 MWh/año
Producción específica	1445 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento	0.836
Producciones normalizadas	3.96 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.70 kWh/kWp/día
Pérdidas sistema	0.08 kWh/kWp/día

Figura 2.7 Resultados principales en PV Syst con inversor SMA.

Como se muestra en la Figura 2.6, la configuración global del sistema, se necesitará un área aproximado de 3612 m2 para un arreglo con un inversor, Para obtener 666KW con paneles de 300 Wp según la simulación realizada, se necesitará de 2205 paneles con una configuración de 21 paneles en serie con 105 paneles en paralelo, mismos datos obtenidos según el

análisis de cálculos realizados anteriormente, para el caso del inversor de 630KW abastecerá una potencia en funcionamiento de los paneles de 599 KW debido a la eficiencia y pérdidas en los paneles. El reporte completo de la simulación se adjunta en el anexo 4.

	Con un inversor SMA	Con tres inversores SMA
#Paneles serie	21	21
#Paneles paralelo	105	315
# Paneles totales	2220	6615
Superficie de terreno	3612 m ²	10836 m ²
Índice de rendimiento	0.836	
Pérdidas del consumo	0.7 KWh/KWp/día	
Energía anual total	956 MWh/año	2868 MWh/año

Tabla 2.12 Datos de la simulación para todo el sistema con inversor SMA

2.8 Aspecto ambiental y beneficios por la producción de energía de la central fotovoltaica.

Una central fotovoltaica no produce emisiones de CO₂ a la atmosfera, al contrario está ayudando al medio ambiente en eliminar gran parte de la contaminación que las térmicas lo producen por la quema de su combustible. Para cálculos se tomarán en cuenta los obtenidos en la simulación, con la energía suministrada a la red anual se calcula cuantas toneladas estaríamos evitando expulsar al ecosistema, según el estudio realizado en el Ecuador sobre la evaluación del ciclo de vida de la electricidad ecuatoriana, el potencial de calentamiento global asociado a 1kwh de electricidad distribuida es de $K=3.51E-01$ kg CO₂ equivalentes [17]

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ evitadas anualmente} = E_{\text{anual}} * K \quad (2.16)$$

- Inversor marca ABB modelo PVS800-57-0630kW-B

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ evitadas al año} = 2889 \text{ MWh} * 3.51E - 01 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kwh}}$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ evitadas al año} = 1014039 \text{ kg}$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ evitadas al año} = 1014,04 \text{ toneladas de CO}_2$$

Con respecto al ámbito ambiental se estarían reduciendo 1014,04 toneladas de CO₂ en la ciudad de Guayaquil, durante el primer año de

entrega de energía de la central fotovoltaica a la red, con el objetivo de evitar gases de efecto invernadero.

- Inversor marca SMA modelo Sunny Central 630CP-JP

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ evitadas al año} = 2868 \text{ MWh} * 3.51\text{E} - 01 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kwh}}$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ evitadas al año} = 1006668 \text{ kg}$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 \text{ evitadas al año} = 1006,668 \text{ toneladas de CO}_2$$

Se estarían reduciendo 1006,668 toneladas de CO₂ en la ciudad de Guayaquil, durante el primer año de entrega de energía de la central fotovoltaica a la red.

2.9 Subestación eléctrica de la central fotovoltaica.

Para establecer la conexión de la central fotovoltaica a la red, necesitará exclusivamente de un transformador elevador, que va desde la tensión de salida del inversor hasta la tensión de la red.

- Inversor marca ABB modelo PVS800-57-0630kW-B

De las características de la Tabla 2.8, muestra que el inversor opera a una tensión nominal de salida de 350 V y 1040 A por cada inversor dando un total de 3120 A por todo el sistema. La potencia a instalarse es de 2 MW por lo tanto la tensión de red a conectarse es a 13.8KV, de esta forma se necesitará un transformador elevador de 0.35/13.8KV con capacidad 2 MVA, conexión DY para evitar que los armónicos se inyecten a la red.

Para conexión del sistema fotovoltaico al transformador se utilizará 6 conductores ACAR calibre 500 MCM por cada fase, los cuales estarán conectados a la parte baja del transformador a través 2 conectores talón de 3 orificios cada uno, las características del conductor se muestra en el anexo 5, mientras en la figura 2.3 se muestra un esquema de los elementos más importantes de la central fotovoltaica.

Características del transformador	
Voltaje de entrada	350 V
Voltaje de salida	13.8KV
Capacidad	2MVA
Conexión	DY
Conductor	
BAJA	ACAR 6 x 500 MCM

Tabla 2.13 Características del transformador y conductor para inversor ABB.

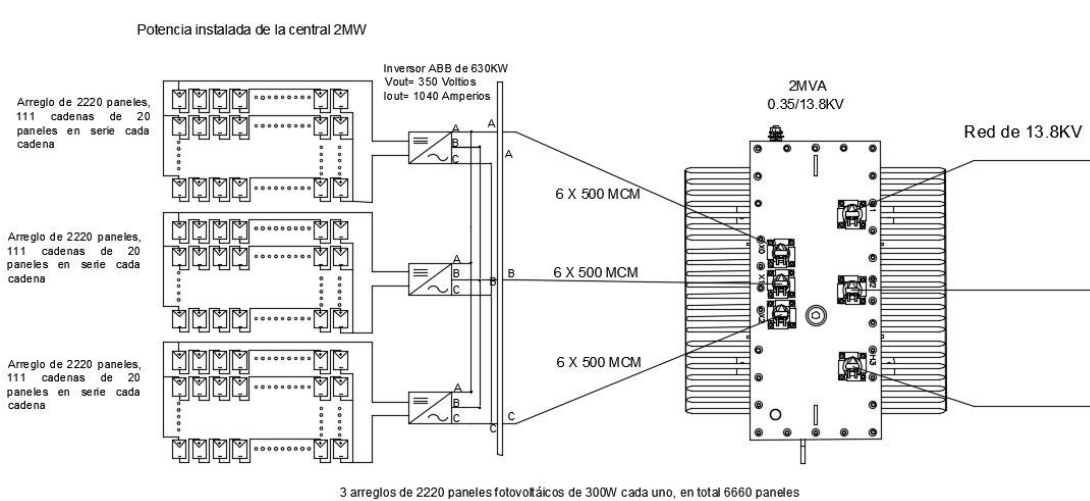


Figura 2.8 Esquema de los paneles y subestación para modelo de inversor marca ABB

- Inversor marca SMA modelo Sunny Central 630CP-JP

En la Tabla 2.9 muestra que el inversor opera a una tensión nominal de salida de 300 V y 1283 A por cada inversor dando un total de 3849 A en el sistema. La potencia a instalarse es de 2 MW por lo tanto la tensión de red a conectarse es a 13.8KV, de esta forma se necesitará un transformador elevador de 0.3/13.8KV con capacidad 2 MVA conexión DY.

Para conexión del sistema fotovoltaico al transformador se utilizará 6 conductores ACAR calibre 600 MCM por cada fase, así mismo conectados a la parte baja del transformador a través 2 conectores talón de 3 orificios cada uno, las características del conductor se muestran en el anexo 6, en la figura

2.4 se muestra los elementos principales de la central fotovoltaica utilizando el inversor modelo SMA.

Características del transformador	
Voltaje de entrada	300 V
Voltaje de salida	13.8KV
Capacidad	2MVA
Conexión	DY
Conductor	
BAJA	ACAR 6 x 600 MCM

Tabla 2.14 Características del transformador y conductor para inversor SMA.

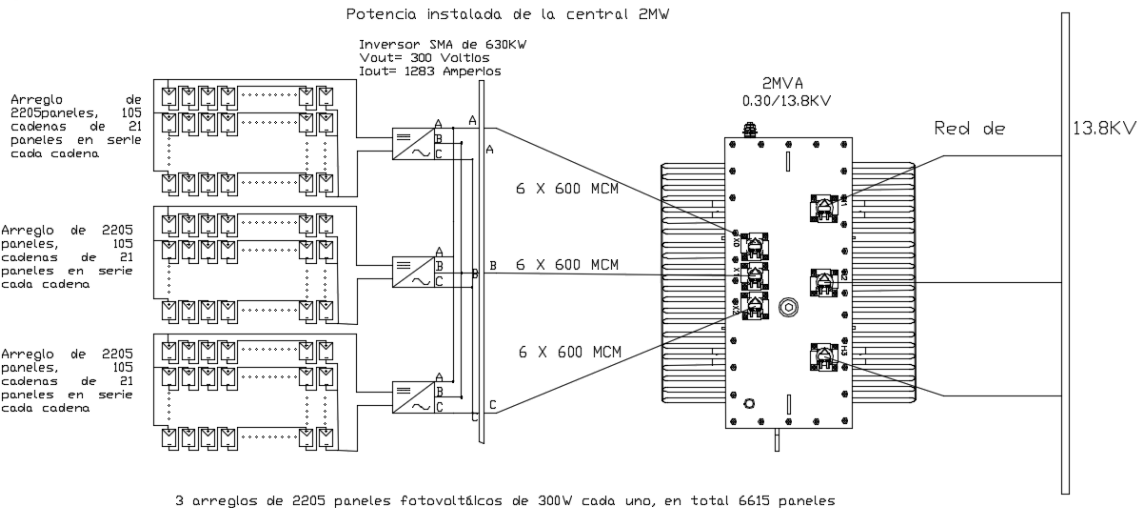


Figura 2.9 Esquema de los paneles y subestación para modelo de inversor marca SMA

2.10 Análisis de estabilidad al ingresar la central fotovoltaica

Para el estudio de la estabilidad del SNI, se tomará en consideración el peor de los casos, esto es, tiempos de estiaje (hidroeléctricas con baja generación) y cargas máximas en la ciudad de Guayaquil específicamente en la zona de salitral. En la Tabla 2.15 se muestra las cargas máximas durante todo un año.

Alimentadora (sub transmisión)	Carga (MW)
Portete	23.367
Chambers	40.86
Cemento	25.55
Prosperina	49.8
Ceibos	49.57
Norte	53.38
Sur	27.23
Garay	34.68

Tabla 2.15 Cargas máximas durante el año 2018

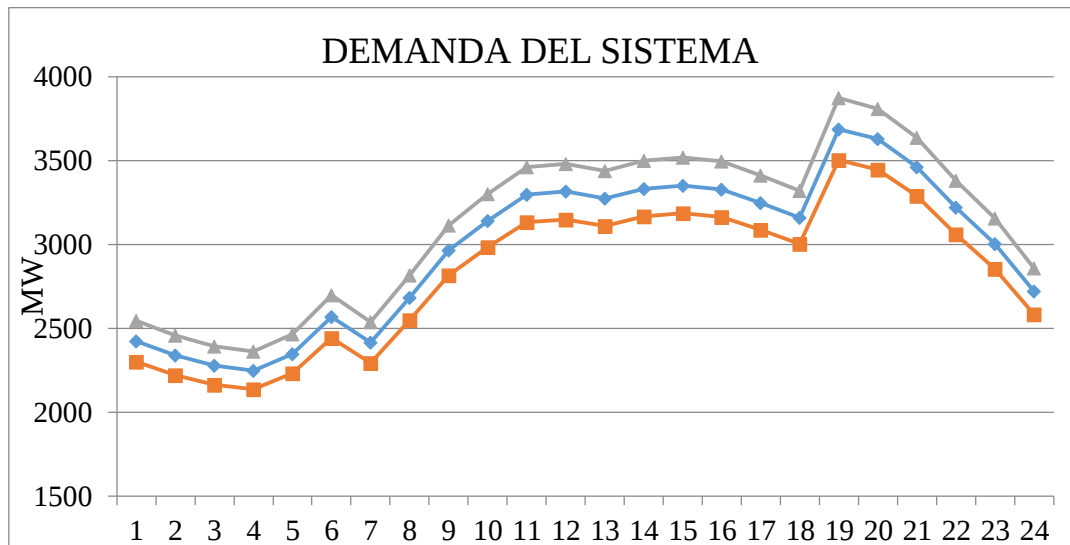


Figura 2.10 Demanda diaria del Ecuador

Como observamos en la Figura 2.10 hay dos picos de demanda, una a las 6AM y el otro pico a las 8PM, para hacer el estudio de estabilidad nos situaremos cuando la demanda sea máxima y observaremos como la frecuencia y el voltaje cambian cuando ingresa o sale un generador, o cuando ocurre una falla.

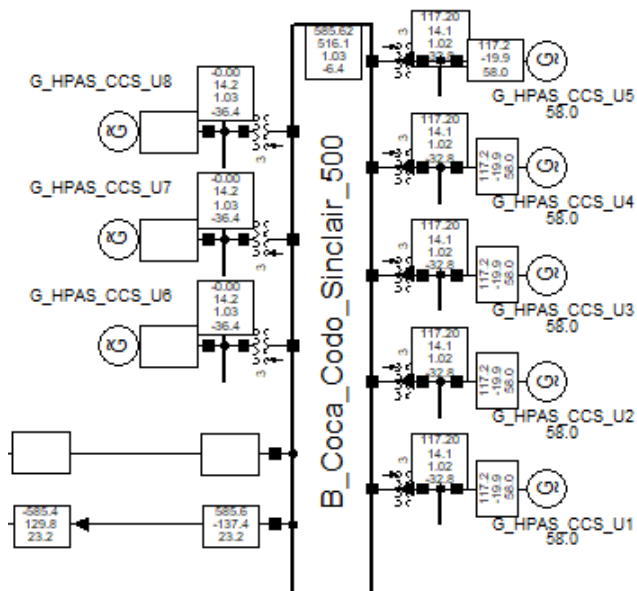


Figura 2.11 Unidades de CocaCodo Sinclair

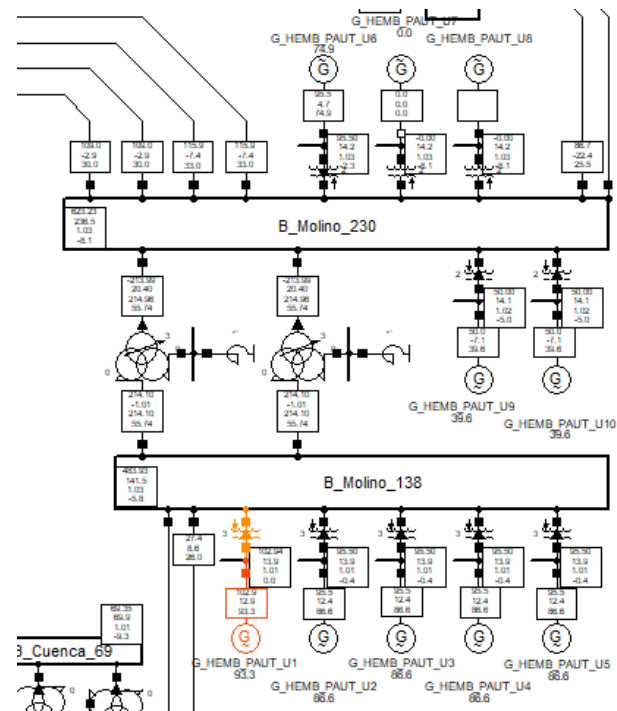


Figura 2.12 Unidades de Paute

CocaCodoSinclair con dos unidades fuera (Figura 2.11) y Paute con una unidad fuera (Figura 2.12), como se aprecia la unidad 1 de Paute es la barra slack de nuestro sistema y está cargada con 93.3%, esto deteriora su vida útil reduciendo sus años de disposición para la generación.

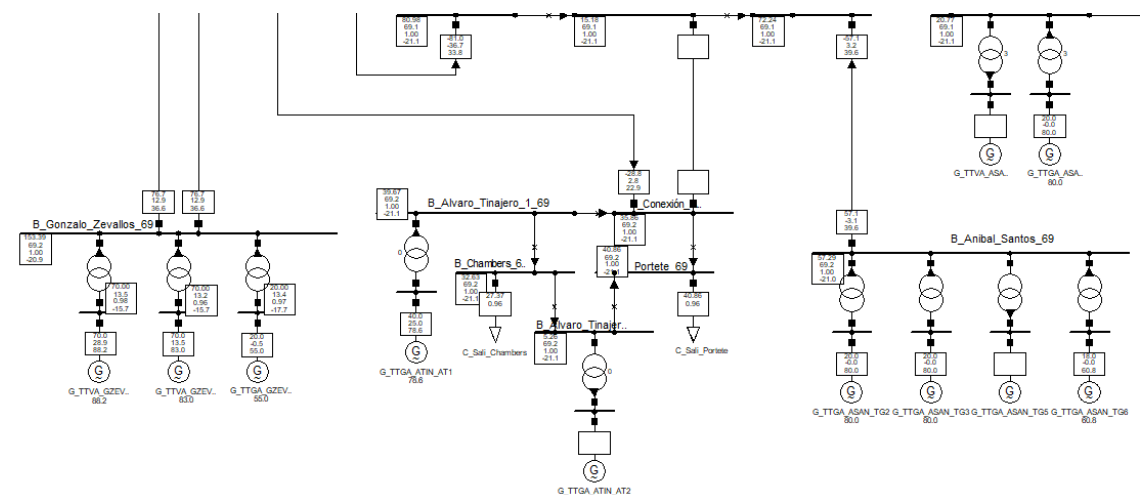


Figura 2.13 Diagrama unifilar Álvaro Tinajero y Aníbal Santos

Como vemos en la Figura 2.13 las termoeléctricas de las centrales Álvaro Tinajero, Aníbal Santos y Gonzalo Zevallos se encuentran activas (exceptuando la AT2 de la Álvaro Tinajero, y la TG5 y TV1 de la Aníbal Santos por problemas desde el 2017)

Aun así, vemos que nuestro sistema es estable, analizaremos como cambia la frecuencia al salir la unidad AT1 de servicio a los 5 segundos y reingresarla a los 6, durante un tiempo de simulación de 15 segundos.

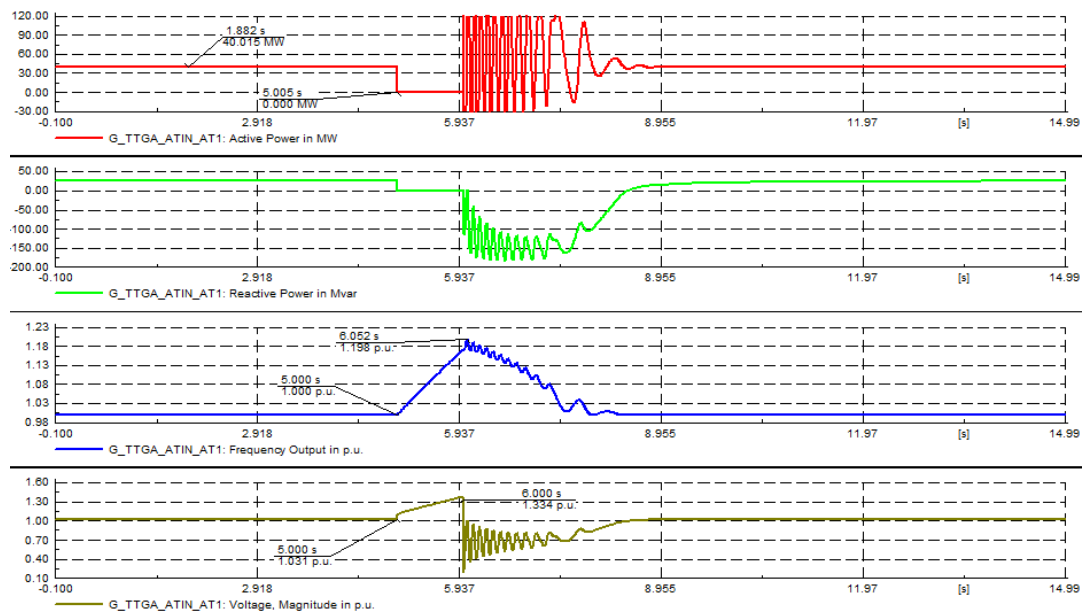


Figura 2.14 Potencia, Reactivos, Frecuencia y Voltaje de la unidad AT1

Se puede apreciar en la Figura 2.14 que al segundo 5 la unidad AT1 sale de línea y observamos como el sistema tiene un desbalance, la frecuencia del sistema se ve afectada en gran medida incrementándose y el voltaje de igual manera, hasta el segundo 6 donde reingresa y el sistema tiende a estabilizarse.

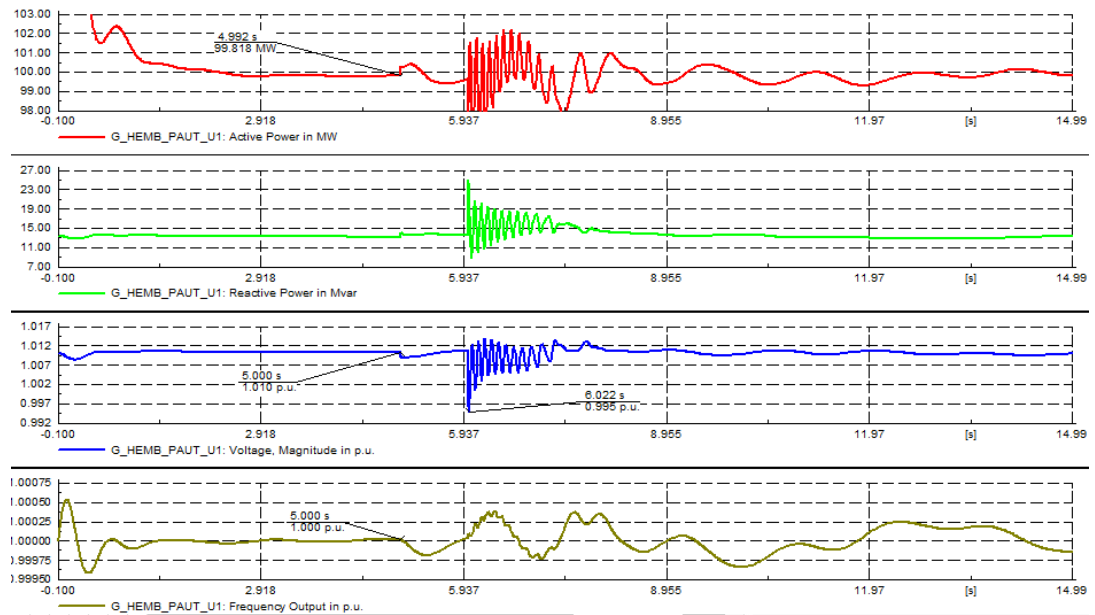


Figura 2.15 Potencia, Reactivos, Frecuencia y Voltaje de la unidad Paute U1

En la Figura 2.15 se observa como la unidad de Paute tiene que suplir el flujo de potencia en el segundo 5 para tratar de estabilizar el sistema, como se observa la frecuencia y voltaje tiende a bajar y la unidad quiere recuperar estas señales aumentando su generación.

Por esto es importante las regulaciones de frecuencia y control de voltaje en el SNI, recordando que la primera regulación de frecuencia la realizan las unidades térmicas y la segunda regulación de frecuencia las unidades hidroeléctricas, por esto al reducir centrales térmicas a gas estamos comprometiendo a que el sistema sea inestable.

Al ingresar la central fotovoltaica tenemos que aclarar que, aquella central estará disponible solo para suplir demanda, más no para regulación de frecuencia, dicho esto se procederá a simular la entrada de la central.

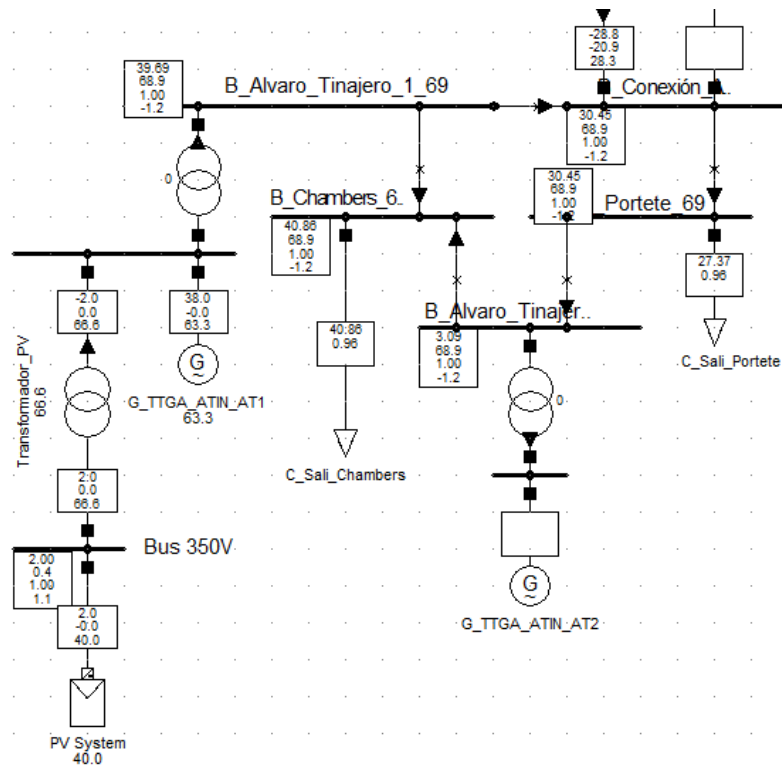


Figura 2.16 Ingreso de la central fotovoltaica

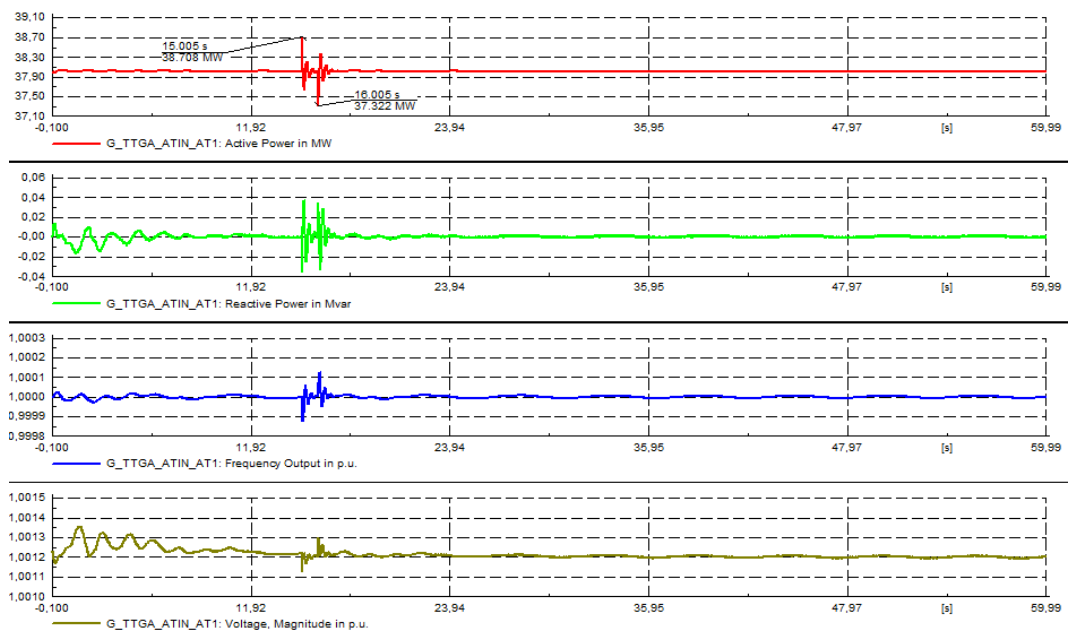


Figura 2.17 Reacción al salir y reingresar la central fotovoltaica

En la Figura 2.17 se observa la estabilidad de la unidad AT1 por la salida de 2MW por parte de la central fotovoltaica, esta unidad tiende a aumentar su potencia para suplir la energía faltante para que el sistema no colapse, como

se aprecia la frecuencia y el voltaje se ve afectado, pero se estabiliza muy rápido.

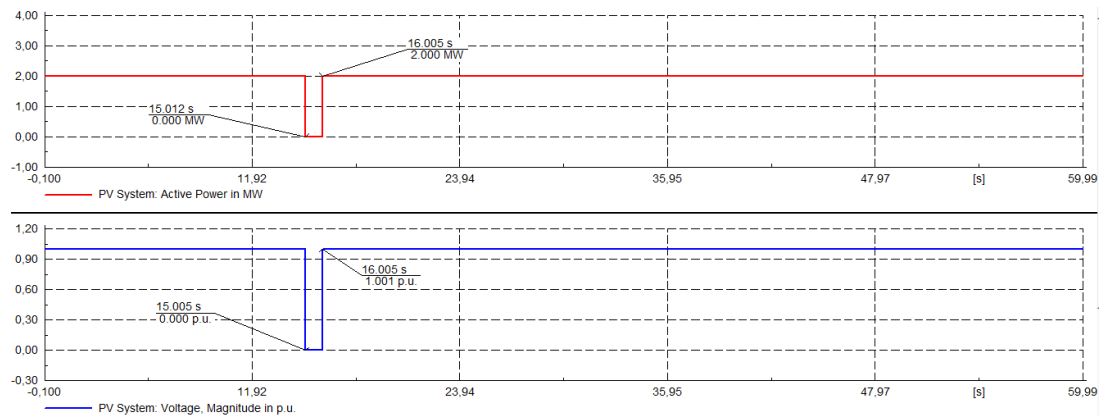


Figura 2.18 Salida y reingreso de la central PV

Como se muestra en la Figura 2.18 la potencia de la central PV en el segundo 15 cae a 0 MW ya que se desconecta de la red y vuelve a ingresar en el segundo 16, la termoeléctrica responde a esta variación de voltaje y frecuencia.

Supongamos ahora, una falla en nuestro sistema, por ejemplo, un cortocircuito trifásico, analizaremos cómo reacciona la unidad térmica y como nuestro panel fotovoltaico vuelve a ingresar, el tiempo de despeje será de 1 segundo

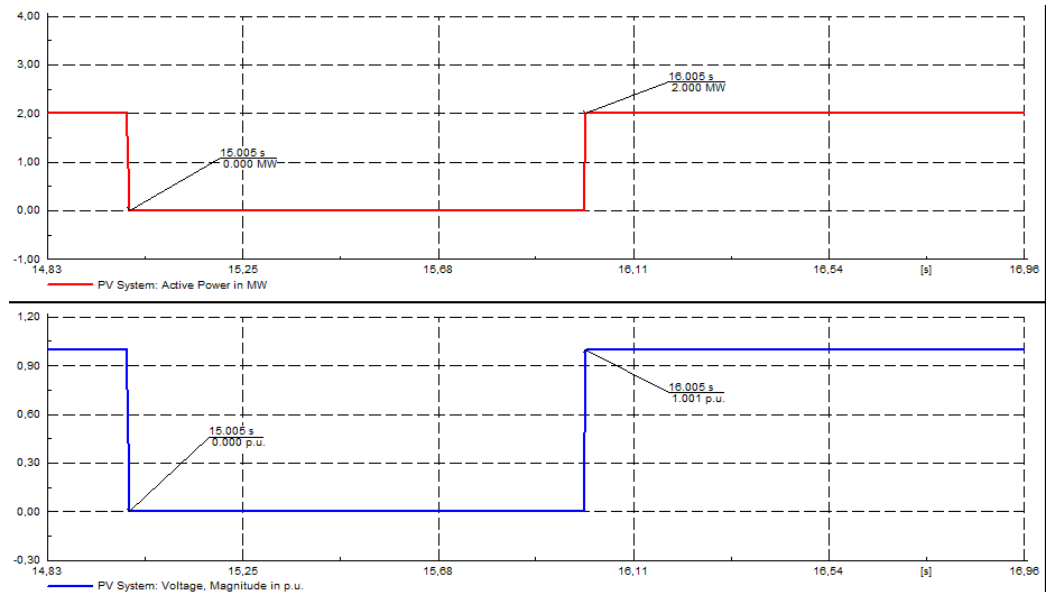


Figura 2.19 Falla y despeje de la central fotovoltaica al ocurrir una falla

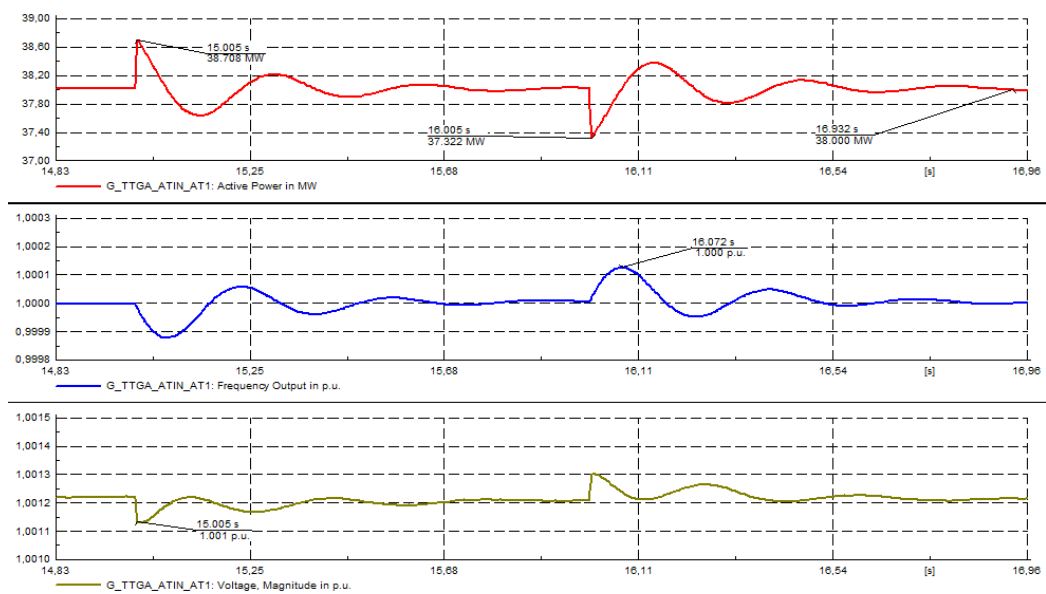


Figura 2.20 Respuesta de la AT1 al ocurrir una falla trifásica

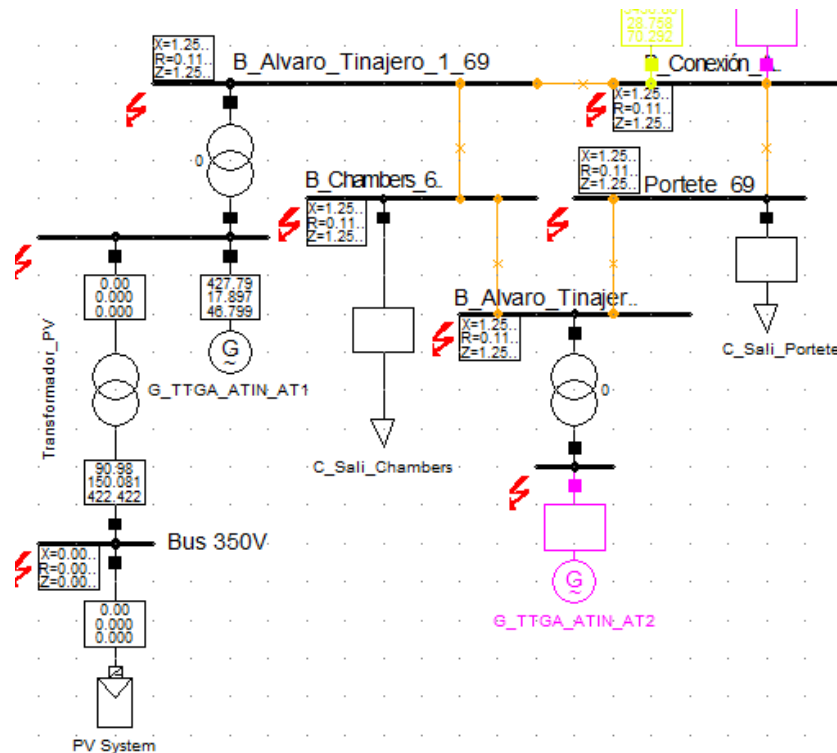


Figura 2.21 simulaciones de fallas trifásicas en el sistema

Como se observa en la Figura 2.21 toda la falla la sufre la central termoeléctrica por la salida de la central fotovoltaica descrita en la Figura 2.19, por eso la importancia de tener buena regulación de frecuencia en el sistema recordando que las térmicas dan la RPF.

Al ingresar la central fotovoltaica, el sistema responde de manera natural y amigable con esta nueva energía, el SNI en tiempo de estiaje las hidroeléctricas no generen toda su potencia declarada, por eso el ingreso de las térmicas y por consecuente el estudio de estabilidad al ingresar una nueva fuente de generación amigable con el medio ambiente.

El sistema se comporta de una manera estable frente al ingreso de la nueva central y simulando una falla en el sistema, recordando que este análisis fue hecho con mínima generación (estiaje) y máximas cargas.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 Costos por inversión de equipos.

Se han definido costos estándares para las centrales de energías renovables y están comprendidas por dos tipos: el denominado costo inicial o costo de inversión definido como único y los costos de operación y mantenimiento los cuales van a estar involucrados por periodos anuales

Los costos de inversión contemplan el costo de los equipos a ser implementados, costo de los trámites y permisos necesarios, manos de obra que intervienen en el trabajo civil, eléctrico y mecánico, transporte de maquinaria y materiales, etc. Los costos de mantenimiento y operación contemplan los costos que se establecen durante la vida útil de la central referente a daños y reparaciones de los equipos.

3.1.1 Costo de inversión de la central con inversor ABB

Equipos			
Descripción	Cantidad	Precio	Total
Módulos	6660	\$ 350,00	\$ 2.331.000,00
Inversor ABB	3	\$ 100.000,00	\$ 300.000,00
Transformador	1	\$ 16.000,00	\$ 16.000,00
Estructuras y soportes	6660	\$ 50,00	\$ 333.000,00
Protecciones eléctricas	1	\$ 40.000,00	\$ 40.000,00
			\$ 3.020.000,00

Tabla 3.1 Costo de los equipos de la central con inversor ABB.

En la Tabla 3.1 muestra los equipos y precios a utilizar, estos rubros constarán como un porcentaje del costo de inversión, en la Tabla 3.2 se han establecido los demás porcentajes para obtener el costo de inversión total.

Descripción	Costo	Porcentaje
Equipos y módulos	\$ 3.020.000,00	70
Trámites y permisos	\$ 120.800,00	4
Obra civil	\$ 362.400,00	12
Obra eléctrica	\$ 241.600,00	8
Puesta en marcha	\$ 181.200,00	6
	\$ 3.926.000,00	100

Tabla 3.2 Costo de inversión de la central con inversor ABB

De los datos mostrados indican que para el sistema de la central con el inversor ABB se necesita un costo de inversión de \$ 3.926.000,00.

En cuanto a los costos de operación y mantenimiento según la IEA 2012, indica un valor de 25USD/KW [18], la planta tiene una potencia instalada de 2MW por lo cual el costo será de \$ 50,000 anuales.

3.1.2 Costo de inversión de la central con inversor SMA

Equipos			
Descripción	Cantidad	Precio	Total
Módulos	6615	\$ 350,00	\$ 2.315.250,00
Inversor	3	\$ 130.000,00	\$ 390.000,00
Transformador	1	\$ 16.000,00	\$ 16.000,00
Estructuras y soportes	6615	\$ 50,00	\$ 330.750,00
Protecciones eléctricas	1	\$ 40.000,00	\$ 40.000,00
			\$ 3.092.000,00

Tabla 3.3 Costo de los equipos de la central con inversor SMA.

Descripción	Costo	Porcentaje
Equipos y modulos	\$ 3.092.000,000	70
Tramites y permisos	\$ 123.680,00	4
Obra civil	\$ 371.040,00	12
Obra eléctrica	\$ 247.360,00	8
Puesta en marcha	\$ 185.520,00	6
	\$ 4.019.600,00	100

Tabla 3.4 Costo de inversión de la central con inversor SMA

En la Tabla 3.3 se muestran los equipos y precios de la central con el inversor SMA, en la Tabla 3.4 muestra los porcentajes para estimar el costo de inversión total el cual tiene un valor de \$ 4.019.600,00.

Así mismo para obtener el costo de operación y mantenimiento la potencia a ser instalada es de 2 MW y su costo es de \$50,000 anuales.

3.2 Ingresos debidos a la reducción de CO₂eq.

Estos ingresos son conocidos como “bonos de carbono” en la cual se venden las emisiones de CO₂eq que se dejan de emitir, esta es una opción para grandes compañías de generación que tienen que reducir su huella de carbono, para evitar ser multados, ya que según el protocolo de Kioto se basó en el principio de “quien contamina, paga” , para que así cada año se reduzca el 2% de los gases de efecto invernadero; un ejemplo de esta venta a grandes generadoras de países desarrollados es la empresa KOICA de Corea, que financia proyectos en Galápagos.

Se obtuvo las toneladas de CO₂eq que se dejan emitir, también se asumió una degradación del 1% cada año de la central debido a la disminución de la eficiencia del panel expuesto por el mismo fabricante.

El costo de bonos de carbono en Ecuador es conocido como “impuesto verde” y se simuló dos impuestos, del cual se tomó el valor de 15\$ por tonelada de CO₂ [19]

Degradación anual	1%
Costo por tonelada de CO ₂ eq	15 \$/CO ₂

Tabla 3.5 Degradación anual y costo del CO₂

3.2.1 Ingresos anuales por bonos de carbono con inversor ABB

ABB		
Año	Toneladas CO2eq anuales	Ingreso por tonelada
1	1014,039	\$ 15.210,59
2	1003,898	\$15.058,48
3	993,859	\$14.907,89
4	983,921	\$14.758,82
5	974,084	\$14.611,23
6	964,340	\$14.465,11
7	954,697	\$14.320,46
8	945,150	\$14.177,26
9	935,699	\$14.035,49
10	926,342	\$13.895,13
11	917,078	\$13.756,18
12	907,907	\$13.618,62

Tabla 3.6 Ingresos anuales por bono de carbono con el Inversor ABB

En la tabla 3.6 se muestran las toneladas de CO2 que se dejarían de emitir anualmente por concepto de aporte de energía fotovoltaica a la red, tomando en consideración la degradación anual del panel y el costo de los bonos de carbono.

3.2.2 Ingresos anuales por bonos de carbono con inversor SMA.

SMA		
Año	Toneladas CO2eq anuales	Ingreso por tonelada
1	1006,668	\$15.100,02
2	996,601	\$14.949,02
3	986,635	\$14.799,53
4	976,769	\$14.651,53
5	967,001	\$14.505,02
6	957,331	\$14.359,97
7	947,758	\$14.216,37
8	938,280	\$14.074,21
9	928,898	\$13.933,46
10	919,609	\$13.794,13
11	910,412	\$13.656,19
12	901,308	\$13.519,63

Tabla 3.7 Ingresos por bono de carbono con el Inversor SMA

En la tabla 3.7 se muestra así mismo las toneladas de CO2 anuales evitadas que se expulsan al ambiente como también los ingresos obtenidos como bonos de carbono.

3.3 Flujos de caja de las alternativas

Los ingresos que se tendrán por la venta de energía fotovoltaica está regida por la ARCONEL en su regulación No. 009/06, que tiene como valor 52.04 ¢/KWh para las centrales fotovoltaicas [20].

3.3.1 Flujo de caja para alternativa con inversor ABB

Con una energía anual de 2889000 KWh se adquieren ingresos al año de \$1'503,435.60 detallado en la tabla 3.8.

Energía anual entregada por la central	2889000
Costo de venta de la energía fotovoltaica	0.5204
Ingreso anual	\$ 1,503,435.60

Tabla 3.8 Energía anual e ingreso anual de la central con inversor ABB

Se obtuvo un valor actual neto de \$ 6'413,345.80 y una tasa interna de retorno del 37% con un flujo de caja de 12 años y una recuperación del capital a los 7 años, descrito en la Tabla 3.9

VAN	\$ 6,413,345.80
TIR	37%
PRC	7años

Tabla 3.9 Valor actual neto, tasa interna de retorno y PRC con inversor ABB

Se ha utilizado una tasa de descuento de 9.33%, el cual está establecido en el banco central del Ecuador para inversiones públicas [21]

Tasa de descuento	9.33%
Inversión	-\$ 3,926,000.00

Tabla 3.10 Tasa de descuento e inversión de la central con inversor ABB

Año	Ingreso por bonos de carbono	Ingreso anual por venta de energia	Mantenimiento	Flujo efectivo	Flujo descontado	Acumulado
0	\$ -		\$ -	-\$ 3,926,000.00	-\$ 3,926,000.00	
1	\$ 15,210.59	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,468,646.19	\$ 1,343,314.90	-\$ 5,269,314.90
2	\$ 15,058.48	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,468,494.08	\$ 1,228,551.89	-\$ 4,040,763.02
3	\$ 14,907.89	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,468,343.49	\$ 1,123,594.54	-\$ 2,917,168.48
4	\$ 14,758.82	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,468,194.42	\$ 1,027,604.92	-\$ 1,889,563.56
5	\$ 14,611.23	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,468,046.83	\$ 939,816.72	-\$ 949,746.84
6	\$ 14,465.11	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,467,900.71	\$ 859,529.12	-\$ 90,217.72
7	\$ 14,320.46	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,467,756.06	\$ 786,101.18	\$ 695,883.46
8	\$ 14,177.26	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,467,612.86	\$ 718,946.75	\$ 1,414,830.21
9	\$ 14,035.49	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,467,471.09	\$ 657,529.77	\$ 2,072,359.98
10	\$ 13,895.13	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,467,330.73	\$ 601,359.99	\$ 2,673,719.97
11	\$ 13,756.18	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,467,191.78	\$ 549,989.07	\$ 3,223,709.04
12	\$ 13,618.62	\$ 1,503,435.60	\$ 50,000.00	\$ 1,467,054.22	\$ 503,006.95	\$ 3,726,715.99

Tabla 3.11 Flujo de efectivo para alternativa con inversor ABB

3.3.2 Flujo de caja para alternativa con inversor SMA

Con una energía anual de 2868000KWh se adquieren ingresos al año de 1'492,407.20\$ descrita en la Tabla 3.12.

Energía anual entregada por la central	2868000
Costo de venta de la energía fotovoltaica	0.5204
Ingreso anual	\$ 1,492,407.20

Tabla 3.12 Energía anual e ingreso anual de la central con inversor SMA

Se tuvo un valor actual neto de \$ 6'242,029.76, una tasa interna de retorno del 35% con un flujo de caja de 12 años y una recuperación del capital a los 7 años, descrito en la tabla 3.13

VAN	\$ 6,242,029.76
TIR	35%
PRC	7años

Tabla 3.13 Valor actual neto, tasa interna de retorno y PRC con inversor SMA

Se ha utilizado una tasa de descuento es de 9.33%, descrito en el banco central del Ecuador para inversiones públicas [21]

Tasa de descuento	9.33%
Inversión	-\$ 4,019,600.00

Tabla 3.14 Tasa de descuento e inversión de la central con inversor SMA

Año	Ingreso por bonos de carbono	Ingreso anual por venta de energia	Mantenimiento	Flujo efectivo	Flujo descontado	Acumulado
0	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 4,019,600.00	-\$ 4,019,600.00	
1	\$ 15,100.02	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,457,607.22	\$ 1,333,217.98	-\$ 5,352,817.98
2	\$ 14,949.02	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,457,456.22	\$ 1,219,317.54	-\$ 4,133,500.44
3	\$ 14,799.53	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,457,306.73	\$ 1,115,149.07	-\$ 3,018,351.37
4	\$ 14,651.53	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,457,158.73	\$ 1,019,880.93	-\$ 1,998,470.44
5	\$ 14,505.02	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,457,012.22	\$ 932,752.57	-\$ 1,065,717.87
6	\$ 14,359.97	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,456,867.17	\$ 853,068.43	-\$ 212,649.45
7	\$ 14,216.37	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,456,723.57	\$ 780,192.39	\$ 567,542.94
8	\$ 14,074.21	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,456,581.41	\$ 713,542.72	\$ 1,281,085.66
9	\$ 13,933.46	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,456,440.66	\$ 652,587.37	\$ 1,933,673.03
10	\$ 13,794.13	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,456,301.33	\$ 596,839.78	\$ 2,530,512.81
11	\$ 13,656.19	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,456,163.39	\$ 545,854.98	\$ 3,076,367.79
12	\$ 13,519.63	\$ 1,492,507.20	\$ 50,000.00	\$ 1,456,026.83	\$ 499,226.00	\$ 3,575,593.80

Tabla 3.15 Flujo de efectivo para alternativa con inversor SMA

3.4 Evaluación de las alternativas

Indicador	Alternativa1	Alternativa2
VAN	\$ 6,413,345.80	\$ 6,242,029.76
TIR	37%	35%
PRC	7años	7años

Tabla 3.16 Evaluación de las alternativas

Con una tasa interna de retorno y un valor actual neto mayor, la alternativa 1 diseño de la central fotovoltaica con 3 inversores ABB de 630KW es la mejor para invertir, es decir con este inversor se tiene más ganancia y mayor valor a futuro comparado con el inversor SMA, como se muestra en la Tabla 3.16.

El periodo de recuperación de capital es de 7 años, luego de este año los ingresos serán ganancia neta para su uso a futuro en nuevas expansiones de la central o una posible repotenciación.

3.5 Toneladas de CO2 reducidas en la vida útil de la central.

Las toneladas de CO2 que se estarían dejando de emitir a lo largo de la vida útil de los paneles fotovoltaicos detallados por el fabricante (30 años), se detallan en la Tabla 3.17.

Energía Anual [MWh]	Año	Toneladas CO2 evitadas
2889	1	1014,04
	2	2017,94
	3	3011,80
	4	3995,72
	5	4969,80
	6	5934,14
	7	6888,84
	8	7833,99
	9	8769,69
	10	9696,03
	11	10613,11
	12	11521,02
	13	12419,85
	14	13309,69
	15	14190,63
	16	15062,76
	17	15926,17
	18	16780,95
	19	17627,18
	20	18464,95
	21	19294,34
	22	20115,43
	23	20928,32
	24	21733,07
	25	22529,78
	26	23318,52
	27	24099,38
	28	24872,42
	29	25637,74
	30	26395,40

Tabla 3.17 Toneladas que se deja de emitir durante la vida útil de la central.

En el periodo de 30 años se estarían evitando expulsar 26395,4 toneladas de CO2, siendo el compuesto más emitido por las centrales térmicas.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes llamadas energías limpias, que no requieren costos por combustible ni emiten contaminantes al ecosistema por lo tanto permiten disminuir y controlar las emisiones de CO₂ producidas por la quema de combustible de las termoeléctricas, es decir para mejorar los índices de contaminación se debería realizar un cambio en la matriz energética, a su vez se pueden obtener ingresos por medios de bonos de carbono que son los denominados pagos por cada tonelada de CO₂ que se deja de emitir. El poder procurar aportar con alternativas más ecológicas para disminuir los índices de contaminación siempre son alternativas viables para mejorar la vida en el planeta.

En primera instancia y de manera utópica se pensaría que al retirar la generación termoeléctrica de la ciudad de Guayaquil y sustituirla por energías de fuentes renovables, sería ambientalmente viable sin embargo se tiene que tener en cuenta que, a pesar de que las centrales térmicas son contaminantes, también le dan inercia al sistema nacional interconectado como la regulación primaria de frecuencia que la realizan las centrales térmicas, esto se hace por que no dependen de la meteorología o el clima si no prácticamente del operador del sistema y de la unidad, ya que al aumentar carga o disminuirla se necesita abrir válvulas de paso de combustible a la cámara de combustión y así aumentar el flujo de gases hacia la turbina; no obstante se puede optar por crear fuentes de energías renovables como una opción para suplir demanda aprovechando la irradiancia proveniente del sol, y trabajar en conjunto con centrales térmicas.

Al retirar abruptamente las centrales térmicas, se tiene un sistema inestable y poco confiable, haciendo un buen estudio del terreno y la irradiancia, se puede optar por retirar poco a poco, las centrales térmicas más contaminantes e instalar centrales con fuentes de energía renovable para disminuir el uso de combustibles fósiles, esto puede tardar años, pero con un buen estudio se puede lograr un equilibrio entre generación térmica y generación de fuentes renovables.

El impacto ambiental como ya se sabe afecta a todo el planeta, por esto es recomendable incentivar a la población y altos mandos del país sobre la importancia de generar con energía limpia, en este proyecto se reducirán a lo largo de la vida útil de la central 26,395.40 toneladas de CO₂eq.

En cuanto a la viabilidad económica, se obtuvo una energía e ingreso anual de 2,889 Mwh y 1'503,435.60 \$, con una recuperación del capital a los 7 años, luego de que se recupere la inversión se podría hacer una repotenciación de la central o incentivar el uso de energías renovables.

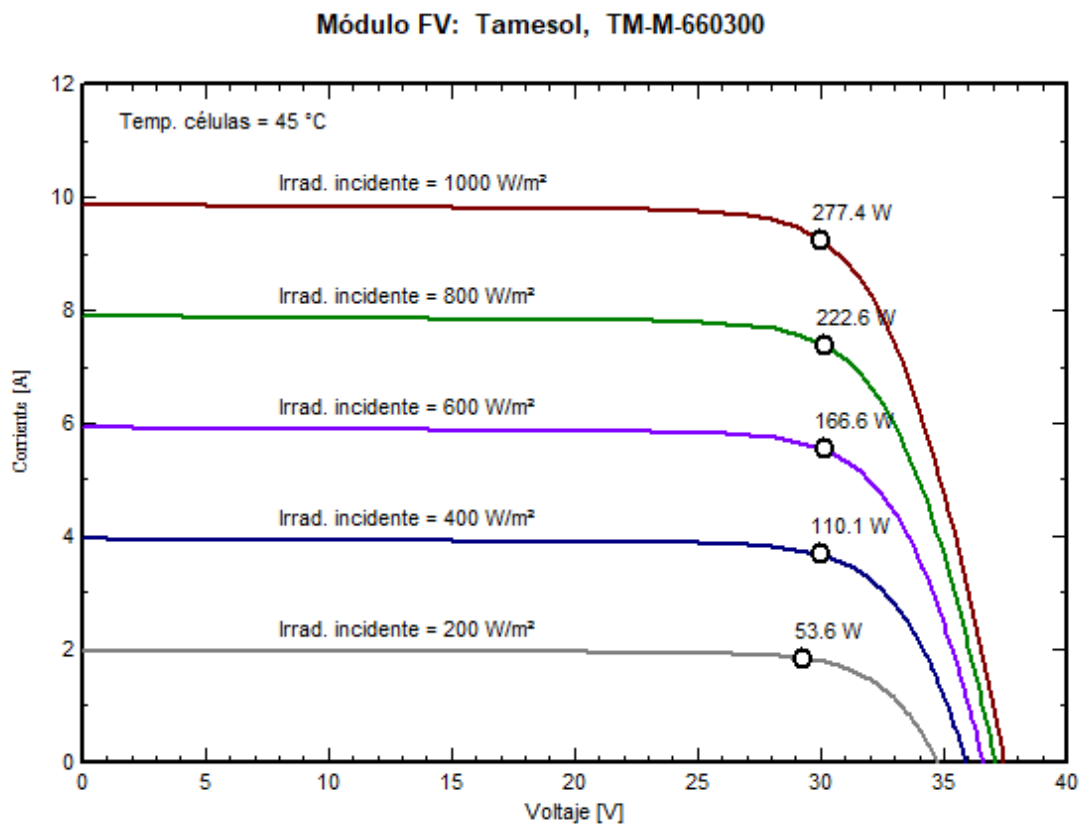
5. REFERENCIAS

- [1] IEA, «IEA Statistics 2013,» *CO2 Emissions from Fuel Combustion, Highlights*, vol. 1, p. 125, 2014.
- [2] J. Masdeu, «La vanguardia,» 28 Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.lavanguardia.com/natural/cambio-climatico/20181128/453217377485/la-comision-europea-presenta-su-plan-para-la-neutralidad-climatica-en-el-2050.html>. [Último acceso: 31 Julio 2019].
- [3] Cengel Yunes y Boles Michael, *Termodinámica*, 7ma edicion, 2011.
- [4] Dirección de Operaciones CENACE, «Control Automático de Generación,» Guayaquil, Julio 2012.
- [5] Gerson A. Aguirre,, «Mercado Eléctrico Mayorista,» Septiembre 2014. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/238968206/Mercado-Elctrico-Mayorista>.
- [6] CENACE, «Informe anual 2018,» Quito- Ecuador , Marzo 2019.
- [7] CENACE, «Información Operativa en Tiempo Real,» 2019. [En línea]. Available: <http://www.cenace.org.ec/docs/InformacionOperativa.htm>.
- [8] Juan Carlos Lata, «Estimación del potencial urbano de sistemas fotovoltaicos en la ciudad de Guayaquil,» Tesis de Maestria, Inst. de Tecnología Microelectrónica, Uni. del Pais Vasco, Lejona, España, 2013.
- [9] Inarquia, «¿Cómo funciona el sistema eléctrico? Generación centralizada vs. distribuida?,» 5 Mayo 2014. [En línea]. Available: <https://inarquia.es/como-funciona-el-sistema-electrico-generacion-centralizada-vs-distribuida>.
- [10] Ecured, «Radiación solar,» Marzo 2016. [En línea]. Available: https://www.ecured.cu/Radiaci%C3%B3n_solar.

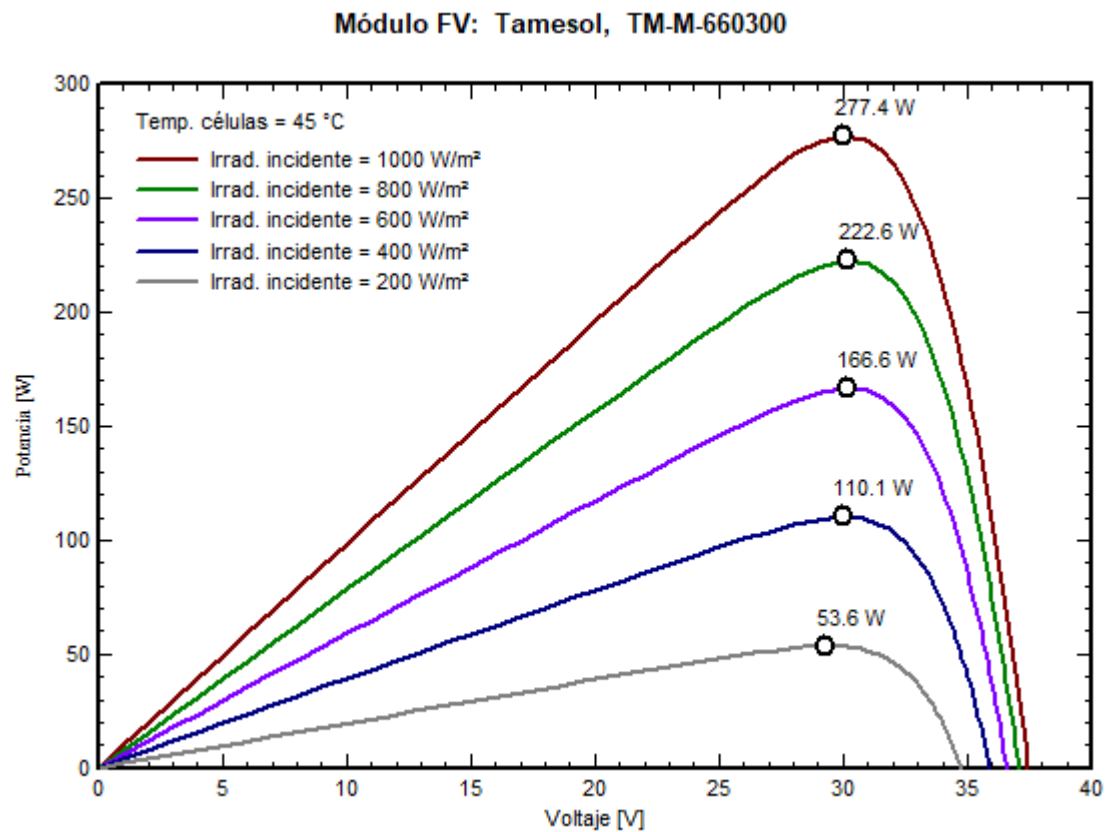
- [11] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013-2022,» *Aspectos de sustentabilidad y sostenibilidad social*, vol. 4, p. 184, 2013.
- [12] CONELEC, «Atlas Solar del Ecuador Con Fines de Generación Eléctrica,» *Corporación para la Investigación Energética*, vol. 1, pp. 11- 49, Agosto 2018.
- [13] Solar Gis, «Mapa Mundial Solar,» 2010. [En línea]. Available: <https://solargis.info/>.
- [14] Tamesol, «TM-Series Paneles Solares Monocristalinos,» [En línea]. Available: <https://www.tamesol.com/es/productos/paneles-fotovoltaicos/paneles-solares-monocristalinos/>.
- [15] ABB, «ABB Central Inverters,» [En línea]. Available: <https://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/central/pvs800>.
- [16] SMA, «Sunny Central 630 CP-JP,» [En línea]. Available: <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-central-500cp-jp-630cp-jp-800cp-jp-1000cp-jp.html>.
- [17] Angel D. Ramirez, Beatriz Rivelab, Andrea Boeroa, Ana Melendresa, Sebastian, «Life cycle assessment of the electricity network in Ecuador,» Univ. ESPOL, Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias, Guayaquil, Julio 2015.
- [18] IEA, «World Energy Model,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/>.
- [19] Asociación de Economía Ecológica en España y Servicios de Rentas Internas, «Impuestos Verdes ¿Una alternativa viable para el Ecuador?,» Quito- Ecuador, Abril 2011.
- [20] REGULACIÓN No. CONELEC – 009/06, «Precios de la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales,» Quito, 2007.
- [21] B. C. d. Ecuador, «Tasas de interes Activas Efectivas Para los Dierentes Sectores,» Agosto 2019. [En línea]. Available: <https://www.bce.fin.ec/>.

ANEXOS

Anexo A1 Curva de I VS V del panel Tamesol TM-M 660300

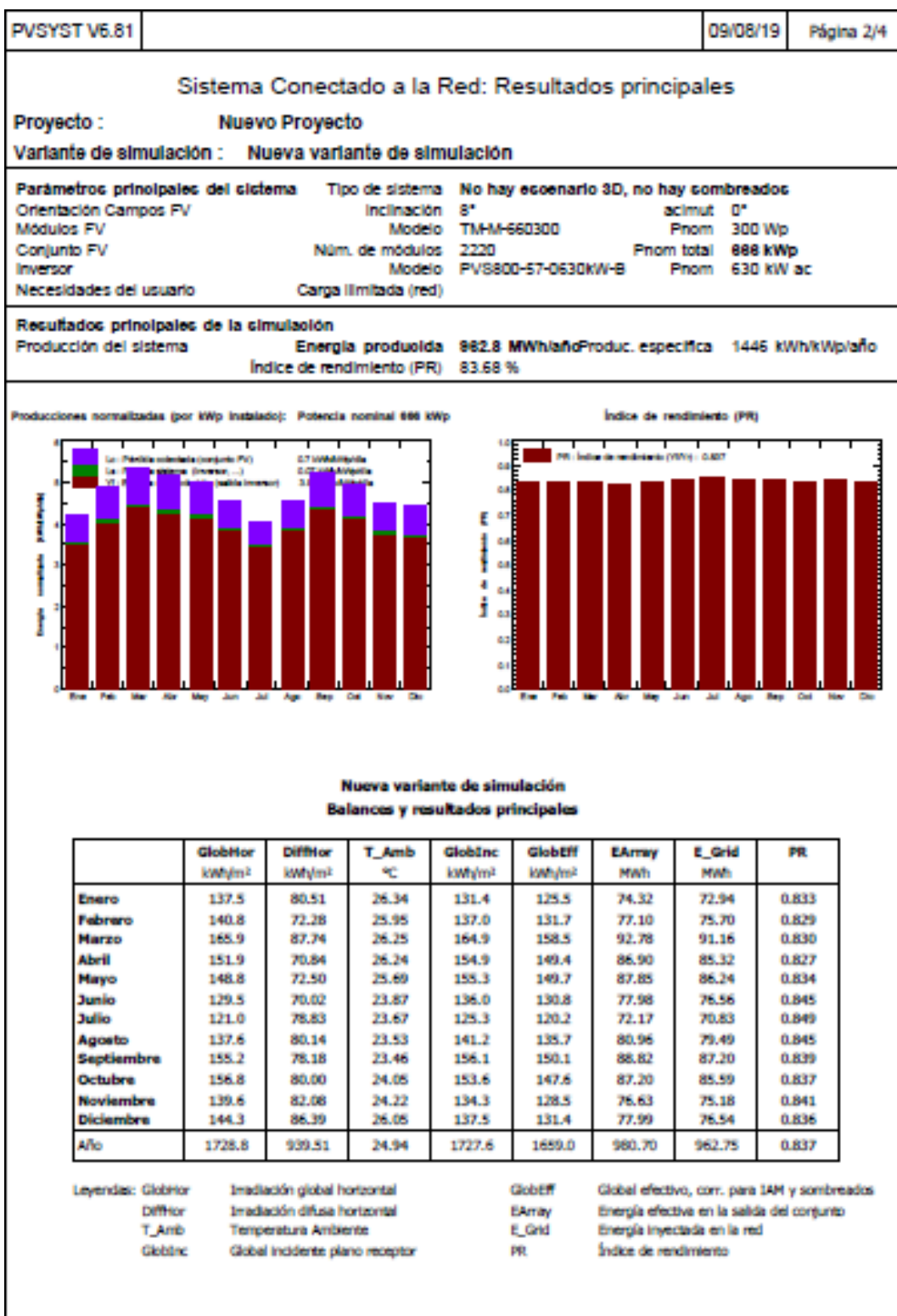


Anexo A2 Curva de P VS V del panel Tamesol TM-M 660300



Anexo A3 Simulación con inversor marca ABB en PVSYST.

PVSYST V6.81			09/08/19	Página 1/4					
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación									
Proyecto : Nuevo Proyecto									
Sitio geográfico	Rancho Chileo		País	Ecuador					
Ubicación	Latitud	-2.20° S	Longitud	-79.96° W					
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-5	Altitud	8 m					
Datos meteorológicos:	Rancho Chileo	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Sintético							
Variante de simulación : Nueva variante de simulación									
Fecha de simulación 09/08/19 13h20									
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados							
Orientación plano captador	Inclinación	8°	Acimut	0°					
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm					
Horizonte	Sin horizonte								
Sombreados cercanos	Sin sombreado								
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)								
Características del conjunto FV									
Módulo FV	Si-mono	Modelo	TM-M-880300						
Base de datos PVSyst original		Fabricante	Tamesol						
Número de módulos FV		En serie	20 módulos	En paralelo 111 cadenas					
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	2220	Pnom unitaria 300 Wp					
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	888 kWp	En cond. de funciona. 603 kWp (50°C)					
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	588 V	I mpp 1026 A					
Superficie total		Superficie módulos	3812 m²	Superficie célula 3255 m²					
Inversor									
Base de datos PVSyst original		Modelo	PV8800-67-0830kW-B						
Características		Fabricante	ABB						
		Voltaje de funcionam.	525-825 V	Pnom unitaria 630 kWac					
				Potencia máx. (<=25°C) 693 kWac					
Paquete de inversores		Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total 630 kWac					
				Relación Pnom 1.06					
Factores de pérdida del conjunto FV									
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s					
Pérdida óhmica en el cableado	Res. global conjunto	9.6 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC					
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.4 %					
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP					
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %					
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel, vidrio normal, n = 1.526									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.998	0.981	0.948	0.882	0.776	0.636	0.403	0.000



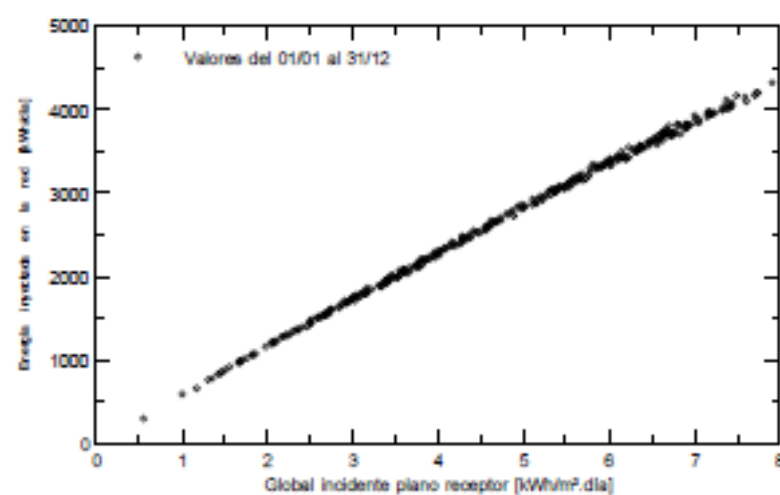
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Nuevo Proyecto

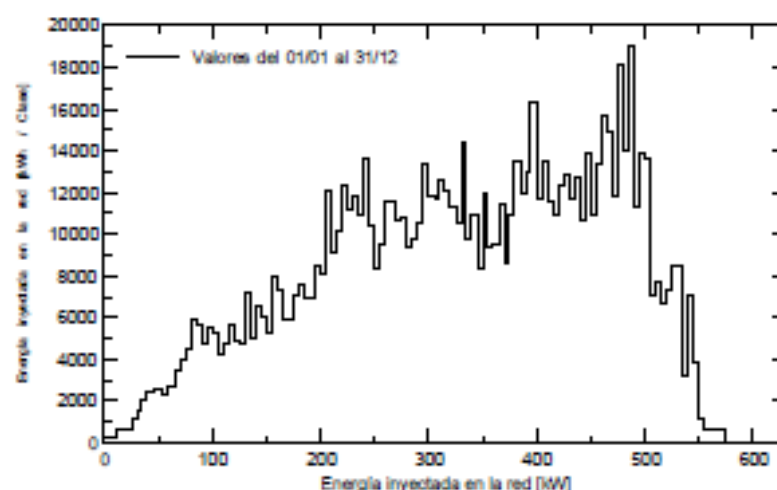
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	Inclinación	8°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	TM-M-660300	Pnom 300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	2220	Pnom total 666 kWp
Inversor	Modelo	PVS800-57-0630kW-B	Pnom 630 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



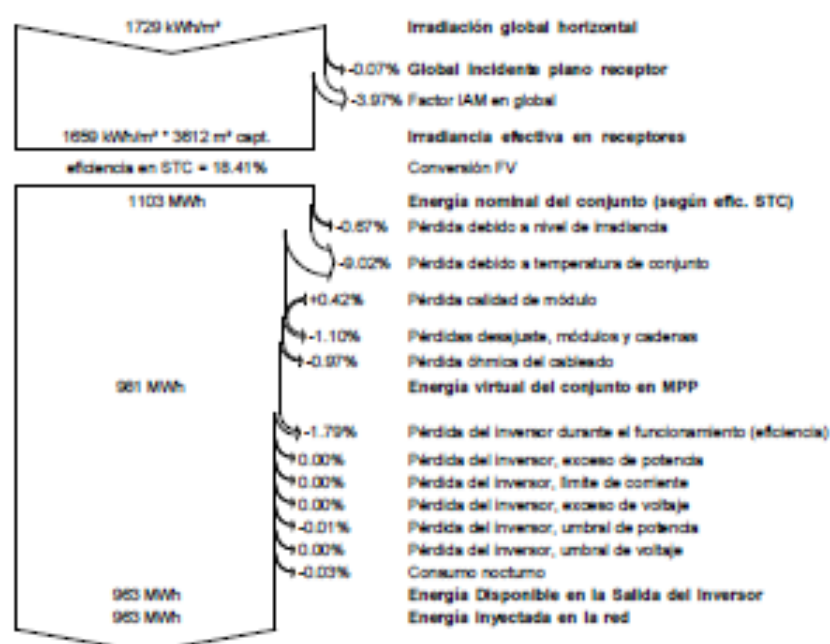
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	Inclinación	8°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	TM-M-660300	Pnom	300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	2220	Pnom total	666 kWp
Inversor	Modelo	PV800-57-0630kW-B	Pnom	630 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Anexo A4 Simulación con inversor marca SMA en PVSYST.

PVSYST V6.81			09/08/19	Página 1/4					
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación									
Proyecto : Nuevo Proyecto									
Sitio geográfico	Rancho Chilo		País	Ecuador					
Ubicación	Latitud	-2.20° S	Longitud	-79.96° W					
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-5	Altitud	8 m					
Datos meteorológicos:	Rancho Chilo	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Sintético							
Variante de simulación : Nueva variante de simulación									
Fecha de simulación 09/08/19 17h40									
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados							
Orientación plano captador	Inclinación	8°	Acimut	0°					
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm					
Horizonte	Sin horizonte								
Sombreados cercanos	Sin sombreado								
Neocidades del usuario :	Carga ilimitada (red)								
Características del conjunto FV									
Módulo FV	Si-mono	Modelo	TM-M-680300						
Base de datos PVSyst original		Fabricante	Tamesol						
Número de módulos FV		En serie	21 módulos	En paralelo 105 cadenas					
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	2205	Pnom unitaria 300 Wp					
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	882 kWp	En cond. de funciona. 599 kWp (50°C)					
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	617 V	I mpp 971 A					
Superficie total		Superficie módulos	3687 m²	Superficie célula 3233 m²					
Inversor									
Base de datos PVSyst original		Modelo	Sunny Central 830CP XT						
Características		Fabricante	SMA						
	Voltaje de funcionam.	500-850 V	Pnom unitaria	630 kWac					
			Potencia máx. (>25°C)	700 kWac					
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	630 kWac					
			Relación Pnom	1.05					
Factores de pérdida del conjunto FV									
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s					
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	11 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC					
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.4 %					
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP					
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %					
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel, vidrio normal, n = 1.526									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	0.998	0.981	0.948	0.882	0.776	0.636	0.403	0.000

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Nuevo Proyecto**

Variante de simulación : **Nueva variante de simulación**

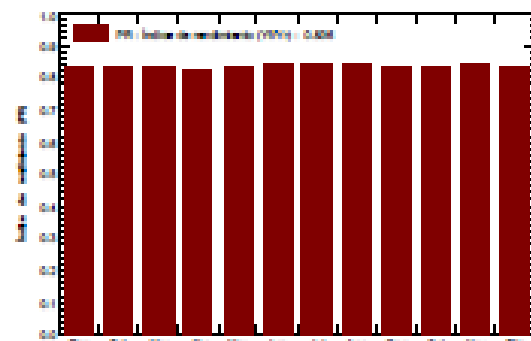
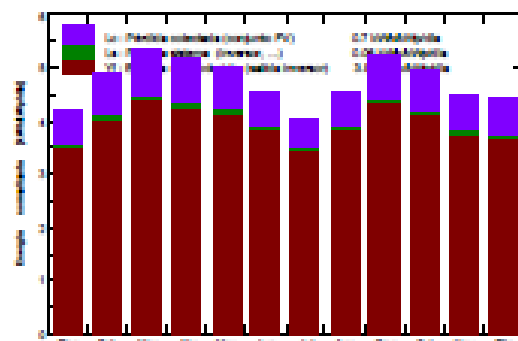
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	Inclinación	8°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	TMHM-660300	Pnom 300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	2205	Pnom total 882 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 630CP XT	Pnom 630 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	866.7 MWh/año	Produc. específica	1445 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	83.63 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 882 kWp

Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	137.5	80.51	26.34	131.4	125.5	73.82	72.41	0.833
Febrero	140.8	72.28	25.95	137.0	131.7	76.58	75.15	0.829
Marzo	165.9	87.74	26.25	164.9	158.5	92.15	90.52	0.830
Abril	151.9	70.84	26.24	154.9	149.4	86.31	84.71	0.827
Mayo	148.8	72.50	25.69	155.3	149.7	87.26	85.61	0.833
Junio	129.5	70.02	23.87	136.0	130.8	77.46	76.02	0.845
Julio	121.0	78.83	23.67	125.3	120.2	71.68	70.32	0.848
Ago	137.6	80.14	23.53	141.2	135.7	80.41	78.93	0.845
Septiembre	155.2	78.18	23.46	156.1	150.1	88.22	86.56	0.838
Octubre	156.8	80.00	24.05	153.6	147.6	86.61	84.95	0.836
Noviembre	139.6	82.08	24.22	134.3	128.5	76.11	74.60	0.840
Diciembre	144.3	86.39	26.05	137.5	131.4	77.46	75.96	0.835
Año	1728.6	909.51	24.94	1727.6	1659.0	974.08	955.72	0.836

Leyenda:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

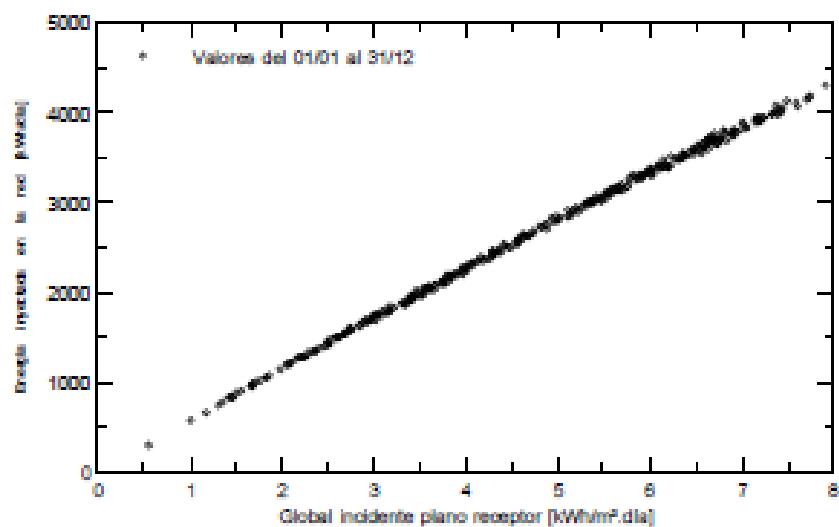
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Nuevo Proyecto

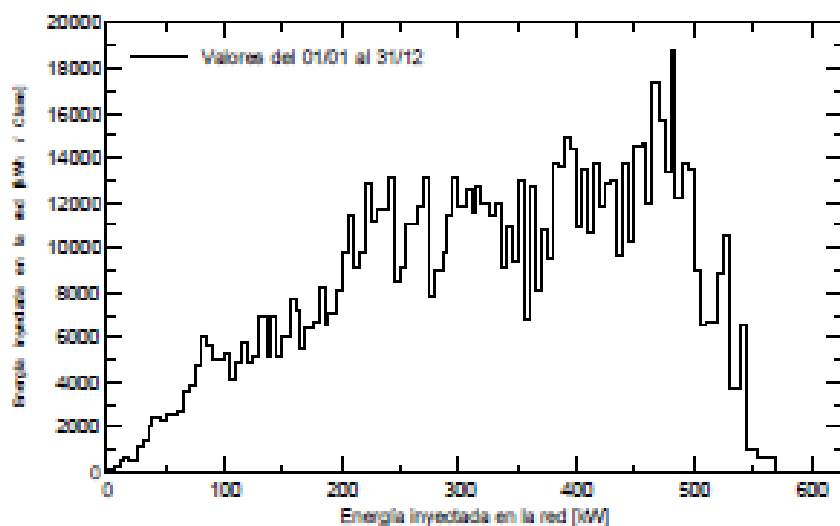
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay combreados	
Orientación Campos PV	Inclinación	8°	acimut 0°
Módulos PV	Modelo	TMHM-660300	Pnom 300 Wp
Conjunto PV	Núm. de módulos	2205	Pnom total 882 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 630CP XT	Pnom 630 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



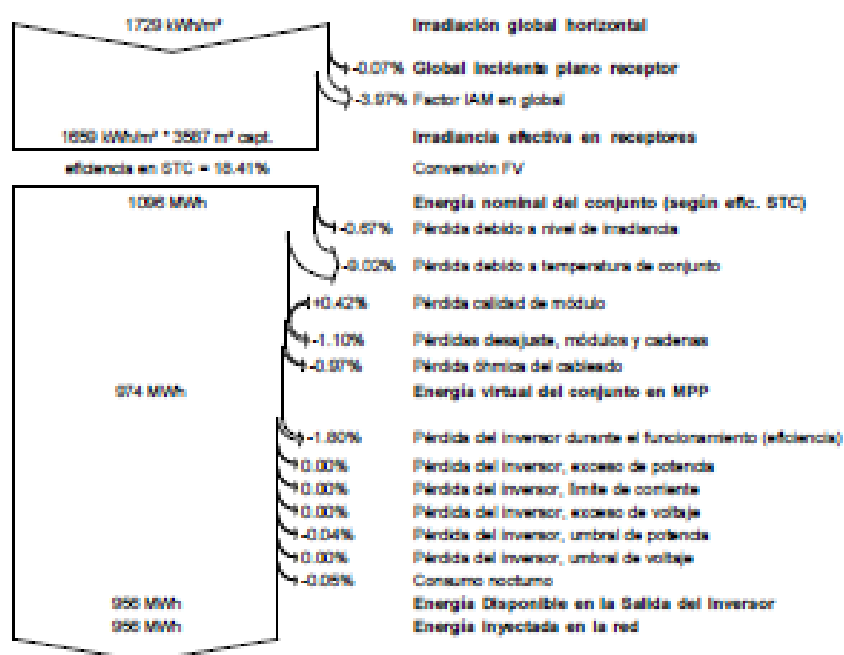
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Nuevo Proyecto**

Variante de simulación : **Nueva variante de simulación**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	Inclinación	8°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	TMH-660300	Pnom 300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	2205	Pnom total 882 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 630CP XT	Pnom 630 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Anexo A5. CONDUCTOR 500 MCM ACAR

Calibre AWG	500
Numero de hilos de Al	12
Numero de hilos de aleación de Al:	7
Diámetro conductor[mm]	20.6
Peso[kg]	697.6
Resistencia Electrica [ohm/km]	0.12
Carga a la rotura [kg]	5344
Capacidad de corriente [A]	563
Radio medio geométrico [mm]	7.81
Reactancia inductiva [ohm/km]	0.2763
Reactancia capacitiva [Mohm-km]	0.1617

Anexo A6. CONDUCTOR 600 MCM ACAR

Calibre AWG	600
Numero de hilos de Al	12
Numero de hilos de aleación de Al:	7
Diámetro conductor[mm]	22.57
Peso[kg]	837.1
Resistencia Electrica [ohm/km]	0.0997
Carga a la rotura [kg]	6413
Capacidad de corriente [A]	631
Radio medio geométrico [mm]	8.55
Reactancia inductiva [ohm/km]	0.2694
Reactancia capacitiva [Mohm-km]	0.1573