



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE MICRO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS”**

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO/A EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZADO EN
POTENCIA**

WALTER STEEVEN MOSQUERA VÉLIZ

GEMA CECILIA ZAMBRANO LOZANO

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2019

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, queremos expresar nuestra gratitud a Dios por darnos la vida, las oportunidades y las capacidades, por ser nuestro motor e inspiración a lo largo de todo este camino.

A nuestros padres, por su apoyo, por su amor incondicional y por enseñarnos a ser perseverantes.

A nuestro tutor, Ing. Iván Endara, por confiar en nuestras capacidades y quien con su dirección, conocimientos y enseñanza hicieron el desarrollo de este proyecto posible.

A nuestros formadores, por los conocimientos impartidos en cada clase ayudándonos en nuestro desarrollo profesional.

A nuestros amigos y compañeros, quienes estuvieron presente y ayudaron directa e indirectamente, siendo partícipes de cada increíble momento.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por habernos brindado la oportunidad de formarnos académicamente.

DEDICATORIA

A Dios por ser el dueño y creador de todo, el que siempre ha sido mi ayuda, guía y fortaleza en mi diario vivir.

A mis padres Walter y Sonnia, por todo el amor, paciencia y por ser los mentores que siempre han estado junto a mí, motivándome siempre a alcanzar mis metas, sueños y anhelos.

A mi hermana Laura, ya que a pesar de todo quiero que veas en mi un ejemplo a seguir porque siempre querré lo mejor para ti.

A mis abuelos, por el apoyo incondicional que constantemente han demostrado hacia mí.

Walter Steeven Mosquera Véliz

DEDICATORIA

A Dios, por ser mi inspiración y la principal razón de estar aquí.

A mi madre, Cecilia Lozano, por su apoyo, entrega, confianza, amor y sobretodo, por inculcar en mí que con esfuerzo, perseverancia y valentía podré alcanzar todas las metas que me plantee y por formar la persona que soy junto a mi padre, Celso Zambrano.

A mis hermanas, Alejandra, Gabriela y Victoria, quienes son mi motivación para seguir siempre adelante y que puedan ver en mí un modelo a seguir.

A mi abuela, Gema Velásquez, por su amor incondicional y apoyo, por ser mi segunda mamá.

A mi amor, Ian Montero, por hacerme parte de su vida, darme su apoyo y amor en todo momento y por haber caminado conmigo hacia esta meta.

A mi amigo y profesor, Iván Endara, quien me brindó su confianza y valiosos consejos aportando a mi crecimiento personal y profesional, y que junto con mi compañero, fueron el mejor equipo para el desarrollo exitoso de este trabajo.

A mis amigos y compañeros, por aportar en el cumplimiento de este logro.

Gema Cecilia Zambrano Lozano

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"

Gema Cecilia
Zambrano Lozano

Walter Steeven
Mosquera Véliz

RESUMEN

La generación distribuida busca el desarrollo de la producción de energía a pequeña escala presentándose como un soporte para satisfacer la demanda del sistema donde los consumidores son capaces de generar su propia electricidad a través del uso de energías renovables.

El presente proyecto tiene el propósito de realizar un análisis técnico y económico para la implementación de sistemas de microgeneración fotovoltaica en base a la regulación ARCONEL Nro.003/18 y así, dar a conocer su factibilidad y rentabilidad para los usuarios regulados y para la compañía de red.

Se va a aplicar los métodos dinámicos de VAN y TIR, donde se analizarán los beneficios y los valores de inversión para conocer la rentabilidad para los usuarios regulados, además se va a analizar el impacto que se tendrá en la red a partir de la interconexión de la generación fotovoltaica bajo diferentes niveles de penetración a un alimentador real, mediante el uso de una herramienta de simulación de redes de distribución eléctrica, tal cual se detallaran las metodologías empleadas en el capítulo 2 para el desarrollo y obtención posterior de resultados.

Finalmente, los resultados obtenidos evidenciaron el rango de usuarios para quienes es rentable implementar estos sistemas de acuerdo a la regulación Nro. Arconel 003/18, y los cambios en el comportamiento de la red bajo la integración de sistemas fotovoltaicos a diferentes niveles de penetración.

Palabras Claves: Generación Distribuida, factibilidad, rentabilidad, sistemas fotovoltaicos, usuarios regulados, VAN, TIR, impacto a la red, caída de tensión.

ABSTRACT

The distributed generation seeks the development of current small-scale energy production by presenting as a support to meet the demand of the system where consumers are able to generate their own electricity through the use of renewable energy.

The purpose of this project is to carry out a technical and economic analysis for the implementation of photovoltaic microgeneration systems based on the ARCONEL regulation No. 003/18 and thus, to make known its feasibility and profitability for regulated users and for the company Network.

The dynamic methods of VAN and TIR will be applied, where the benefits and investment values will be analyzed to know the profitability for regulated users, in addition, the impact that will have on the network from the interconnection of the network will be analyzed. Photovoltaic generation under different levels of penetration to a real feeder, through the use of a power distribution network simulation tool, as detailed the methodologies used in Chapter 2 for the development and subsequent obtaining of results.

Finally, the results confirmed the range of users for whom it is profitable to implement these systems according to regulation No. Arconel 003/18, and the changes in the behavior of the network under the integration of photovoltaic systems at different levels of penetration.

Keywords: Distributed Generation, feasibility, profitability, photovoltaic systems, regulated users, VAN, TIR, network impact, voltage drop.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
CAPÍTULO 1	10
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1 Descripción del problema	11
1.2 Objetivos	12
1.2.1 Objetivo General	12
1.2.2 Objetivos Específicos	12
1.3 Marco Teórico	13
1.3.1 Generación distribuida	13
1.3.2 Micro red	15
1.3.3 Microgeneración	16
1.3.4 Sistema solar fotovoltaico	16
1.3.5 Net Metering	17
1.3.6 Radiación solar en el Ecuador	18
Tipos de radiación solar	
1.3.7 Categorías tarifarias en el ecuador	20
1.3.8 Regulación Nro. Arconel 003/18	21
1.3.9 Tipos de sistemas fotovoltaicos	22
1.3.10 Factor de potencia	23

CAPÍTULO 2	24
2. METODOLOGÍA.....	24
2.1 Descripción de la carga.....	24
2.2 Dimensionamiento del sistema Fotovoltaico	25
2.2.1 Energía real generada	26
2.2.2 Capacidad instalada necesaria.....	30
2.2.3 Dimensionamiento de los paneles	31
2.2.4 Características del inversor	33
2.2.5 Dimensionamiento de las protecciones	34
2.3 Balance de Energía.....	34
2.4 Factibilidad económica.....	35
2.4.1 Facturación de energía eléctrica.....	36
2.4.2 Presupuesto referencial	37
2.4.3 Análisis de índices financieros.....	38
2.5 Factibilidad técnica.....	39
2.5.1 Descripción de la Red.....	39
2.5.2 Casos de estudio	41
2.5.3 Software para simulación de red de distribución eléctrica	43
2.5.4 Flujo de carga	44
2.5.5 Análisis del factor de Potencia.....	44
2.5.6 Pérdidas de Transporte de energía	44
2.5.7 Análisis del factor de carga.....	45
2.5.8 Caídas de tensión.....	45
CAPÍTULO 3	47
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	47
3.1 Curva de carga residencial resultante de la implementación de generación Fotovoltaica.....	48

3.2	Resultados del Análisis Económico	49
3.2.1	Usuarios Rentables	50
3.2.2	Lineamientos para la instalación fotovoltaica	50
3.3	Impacto a la Red	51
3.3.1	Pérdidas de Transporte de energía	52
3.3.2	Factor de Potencia.....	55
3.3.3	Factor de carga.....	57
3.3.4	Caídas de tensión.....	58
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		66
Conclusiones.....		66
Recomendaciones		67
BIBLIOGRAFÍA		68

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
usFV	Microgeneración Fotovoltaica
P	Curva de Carga diaria
FV	Curva de carga Fotovoltaica
Fp	Factor de Potencia
Fc	Factor de carga
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno

SIMBOLOGÍA

kW	Kilovatio
kVA	Kilovoltios amperios
kVAR	Kilovoltios amperios reactivo
kV	Kilovoltio
A	Amperios
kWp	Kilovatio pico
kWh	Kilovatio hora

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Esquema de una Generación Distribuida	14
Figura 1.2. Esquema de microgeneración.....	16
Figura 1.3. Balance neto de energía	18
Figura 1.4. Radiación solar en el ecuador hasta el año 2008	19
Figura 1.5. Implementación técnica para la interconexión con la red.....	22
 Figura 2.1. Curva de Carga diaria promedio de usuario del Sector Residencial	25
Figura 2.2. Energía mensual Facturado de la vivienda de un usuario.....	25
Figura 2.3. Generación fotovoltaica diaria de un módulo fotovoltaico	27
Figura 2.4. Datos Meteorológicos de Guayaquil.....	28
Figura 2.5. Inclinación propuesta de paneles para el Ecuador.....	28
Figura 2.6. Diagrama de pérdidas de un módulo fotovoltaico	29
Figura 2.7. Producción y consumo anual de energía de un usuario residencial.....	35
Figura 2.8. Características generales del Alimentador del Geoportal CNEL EP	39
Figura 2.9. Visualización del Alimentador Belo Horizonte en el Geoportal CNEL EP40	
Figura 2.10. Curva de carga y aporte fotovoltaico.....	42
Figura 2.11 Alimentador “Belo Horizonte” en el software simulador.....	43
Figura 2.12 . Codificación por color para el análisis de Caídas de tensión en el software simulador.....	46
 Figura 3.1. Curva de carga residencial resultante	48
Figura 3.2. Curva de carga resultante para las penetraciones del 20% y 50%	51
Figura 3.3. Caída de tensión en el alimentador Belo Horizonte caso base	59
Figura 3.4. Caída de tensión en el alimentador Belo Horizonte con el 20% de penetración.....	60
Figura 3.5 . Caída de tensión en el alimentador Belo Horizonte con el caso 3A con 50% de penetración	62
Figura 3.6. Caída de tensión en el alimentador Belo Horizonte con el caso 3B 50% de penetración.....	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Irradiación horizontal y temperatura diarios de Guayaquil.....	27
Tabla 2.2. Energía real generada por un módulo fotovoltaico	29
Tabla 2.3. Capacidad máxima instalada	31
Tabla 2.4. Características técnicas de Paneles Solares	31
Tabla 2.5. Cálculo del dimensionamiento de Paneles.....	32
Tabla 2.6. Característica del inversor PowerSTAR W7	33
Tabla 2.7. Dimensionamiento de las protecciones.....	34
Tabla 2.8. Categorización de usuarios según su consumo	36
Tabla 2.9. Presupuesto Referencial para un usuario	37
Tabla 2.10. Características de los transformadores	41
Tabla 2.11. Casos con respecto a la Penetración fotovoltaica	41
Tabla 3.1. Flujo de caja	49
Tabla 3.2. Índices financieros de un sistema fotovoltaico	50
Tabla 3.3. Índices financieros de usuario K.....	50
Tabla 3.4. Lineamientos de Instalaciones fotovoltaicas	51
Tabla 3.5. Pérdidas de transporte de energía	54
Tabla 3.6. Resumen del Factor de Potencia para los casos de penetración.....	56
Tabla 3.7. Resumen de los factores de potencias mejorados y cálculo de capacitores	57
Tabla 3.8. Porcentaje de caída de tension del 0% al 0.3% en la red caso base	60
Tabla 3.9. Porcentaje de caída de tension del 0.3% al 0.7% en la red caso base	60
Tabla 3.10. Porcentaje de caída de tension en la red para el 20% de penetración...	61
Tabla 3.11. Porcentaje de caída de tension en la red para el 20% de penetración...	61
Tabla 3.12. Porcentaje de caída de tension en la red para el caso 3A 50% de penetración.....	63
Tabla 3.13. Porcentaje de caída de tension en la red para el caso 3A con el 50% de penetración.....	63
Tabla 3.14. Porcentaje de caída de tension en la red para el caso 3B con el 50% de penetración.....	64

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La generación distribuida busca el desarrollo de la producción de energía a pequeña escala, esto significa, que los usuarios que consumen electricidad también pueden ser capaces de generar la misma a través del uso de energías renovables para satisfacer sus necesidades energéticas, de una forma parcial o total, y de utilizar los recursos inagotables que se tiene a disposición.

El ahorro económico en la facturación de electricidad para el consumidor, la reducción de pérdidas por transmisión para la red y la disminución de emisiones de contaminantes para el ecosistema por utilizar energía limpia son parte de los grandes beneficios que aporta la inserción de generación distribuida para las personas, el sistema eléctrico y el medio ambiente en general.

Si bien es cierto, implementar un sistema fotovoltaico a nivel de distribución puede ser algo costoso, con la introducción de la regulación Nro. Arconel 003/18, la cual permitirá al usuario tener un balance entre la energía consumida y producida, reduciendo así los MWh facturados, se verá reflejado un ahorro económico mensual, pudiendo significar la rentabilidad para este tipo de sistemas.

El presente estudio tiene el propósito de realizar un análisis técnico y económico para la implementación de sistemas de microgeneración fotovoltaica y así, dar a conocer su factibilidad y rentabilidad para los usuarios regulados y para la compañía de red. Se van a establecer los criterios que nos ayuden a la aplicación de este tipo de sistemas a nivel de distribución en base a los lineamientos de la regulación mencionada para que sea aplicable a la ciudad de Guayaquil, y además analizar como la generación distribuida va a afectar de una manera directa a la red.

1.1 Descripción del problema

Este proyecto se centra en buscar los criterios técnicos y económicos para la implementación de sistemas de microgeneración fotovoltaico en base a la regulación Nro. Arconel 003/18.

En primer lugar, se pretende analizar el impacto que se tendrá en la red a partir de la interconexión con la misma, esto se logrará mediante la simulación de la presencia aleatoria de puntos de generación, mediante el uso de una herramienta de simulación de redes de distribución eléctrica, de un alimentador real de Guayaquil de acuerdo a la categoría residencial determinada como óptimo, para analizar parámetros como: Curvas de cargas, factor de potencia, factor de carga, pérdidas de energía y caídas de tensión.

Se elaborará el presupuesto referencial por componentes de equipos, materiales y mano de obra, detallando el análisis de precios unitarios y las especificaciones técnicas de los equipos más adecuados a utilizarse basados en precios del mercado local o de importación de acuerdo a las disponibilidades de los productos.

Para definir los usuarios a analizar se acogerá la clasificación de éstos de acuerdo a su nivel de consumo de la categoría residencial según lo detalla el pliego tarifario vigente. El análisis de valoración de inversiones será realizado a través de métodos dinámicos, donde se consideran los costos de inversión contra los costos de venta de energía eléctrica vigentes, y de esta manera se podrá determinar el tipo de consumidor residencial al que le resulta más rentable participar con sistemas de microgeneración.

Se va a elaborar a modo de sumario las tablas donde se identifiquen claramente aspectos generales para la ejecución del proyecto, tales como la cantidad y capacidad de paneles solares que conviene colocar de tal manera que se cuantifique la rentabilidad de estos sistemas.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Establecer mediante un análisis de factibilidad técnica y económica, las condiciones para que la implementación de generación distribuida de acuerdo a la regulación Nro. Arconel 003/18 sea técnicamente factible para la red y económicamente rentable para los usuarios consumidores de energía eléctrica de la categoría residencial, promoviendo el desarrollo de un sistema eléctrico sostenible.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Evaluar el impacto que provocará en la Red la implementación de generación distribuida a partir de diferentes niveles de penetración fotovoltaica.
- Estimar el presupuesto referencial por componentes de equipos, materiales y mano de obra requeridos para el montaje del sistema fotovoltaico en el país.
- Determinar a qué categoría residencial le resulta rentable participar con sistemas de microgeneración de acuerdo a la regulación Nro. Arconel 003/18.
- Establecer lineamientos de instalación que sean amigables con el usuario indicando las condiciones de rentabilidad.

1.3 Marco Teórico

Un estudio de factibilidad es un medio por el cual se orienta al desarrollo y elección de propuestas o decisiones en la evolución de un proyecto. Para el ámbito económico esta ayuda a determinar los presupuestos de costos de los recursos ya sea humanos, técnicos y materiales, permitiendo analizar el costo-beneficio para poder concluir si dicho proyecto es factible económicamente, y en el entorno técnico nos ayuda a demostrar si el proyecto es rentable para ejecutarlo.

En la ciudad de Guayaquil, Ecuador, con el fin de incentivar el uso de las energías renovables y aprovechar el recurso solar que se posee, se ha creado una regulación introduciendo el concepto del Net Metering para que así los usuarios a nivel de distribución puedan convertirse en microgeneradores fotovoltaicos.

1.3.1 Generación distribuida

La generación distribuida o descentralizada se basa en generar energía eléctrica por medio de pequeñas fuentes de generación. Esta generación ayuda a reducir pérdidas en la red, y ante un fallo de una de las fuentes, esta no representa un problema para el sistema, debido a que es dirigida por pequeñas fuentes de generación. Además cabe mencionar que la generación distribuida es importante dentro de una Smart City porque reduce las emisiones de CO_2 . A continuación en la Figura 1.1 se puede observar un esquema básico de una generación distribuida.

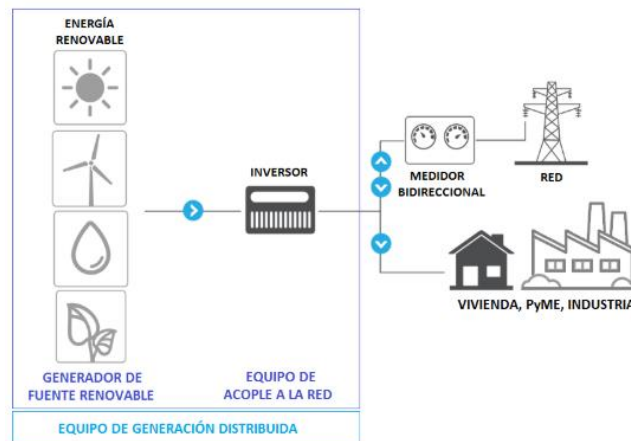


Figura 1.1. Esquema de una Generación Distribuida

Características

Se puede mencionar ciertas características que muestran ventajas y desventajas de este tipo de generación, entre estas tenemos:

- Ventajas

- Mejoramiento de la fiabilidad y calidad del sistema eléctrico.
- Reducción de potencias.
- Reducción de las pérdidas en la red.
- Uso de las energías renovables.

- Desventajas

- La conexión puede causar sobre voltaje, fluctuación y desbalance de voltaje si la coordinación con el sistema no es la apropiada.
- Aumento de las perdidas si se conectan varias unidades de generación a la red.
- Varían en el nivel de cortocircuito de manera que la coordinación de protecciones no podrían ser los correctos.

Impacto a la Red

El impacto de la generación distribuida al ser introducidas en una red eléctrica produce alteraciones en las características de los sistemas de distribución generando algunos problemas o cambios técnicos como los que se menciona a continuación:

- **Pérdidas**

- Pérdidas por efecto Joule.
- Pérdidas en función de la ubicación de la generación y topología de la red.
- Pérdidas en función del nivel de penetración.

- **Variación de los niveles de tensión**

- Variación del nivel de tensión en redes de distribución.
- La generación distribuida como regulador de voltaje.

- **Flujo de carga**

- Limite térmico.
- Flujo de carga inversa.
- Factor de utilización.

- **Contribución a niveles de cortocircuito**

- Comportamiento ante fallas de las tecnologías.

Factor de utilización

Es la relación que existe entre la demanda máxima y la capacidad instalada que es la potencial nominal del equipo de suministro (los transformadores).

1.3.2 Micro red

Una micro red es un sistema integrado de energía que consiste de cargas interconectadas y fuentes de energía distribuidas, las que como sistema integrado, pueden operar en paralelo con la red o independientemente como isla, siendo esta una opción para dar soporte a una parte de la creciente demanda energética.

Su principal objetivo es asegurar una fuente de energía local, económica y fiable para comunidades urbanas y rurales y puntos aislados. Como una fuente de energía renovable se ha servido de incorporar fuentes como solares, eólicas o hidráulicas teniendo un impacto reducido en el medio ambiente resultando rentables.

1.3.3 Microgeneración

La microgeneración también conocida como micro combinado de calor y energía, hace referencia a un sistema de generación de energía eléctrica que es de menor escala, siendo generalmente a potencias menores a 50 kW, la cual se logra a través del viento o del sol. Un esquema de una microgeneración es como se muestra en la siguiente Figura 1.2.



Figura 1.2. Esquema de microgeneración

1.3.4 Sistema solar fotovoltaico

Es aquel que se basa en la transformación de la luz solar en electricidad por medio de un conjunto de dispositivos (celdas fotovoltaicas) que aprovechan dicho recurso con ayuda de un inversor para luego ser utilizada en los hogares o en las industrias. Es necesario mencionar que la generación de energía se verá influenciado en las horas en el que el sol brille sobre el panel fotovoltaico.

Paneles fotovoltaicos

Los paneles o módulos fotovoltaicos están conformados por un conjunto de celdas fotovoltaicas, adoptando generalmente una forma cuadrada o rectangular.

El panel fotovoltaico, comúnmente llamado panel solar es el encargado de transformar de manera directa la energía de la radiación solar en electricidad, en forma de corriente continua.

Dimensionamiento de paneles fotovoltaicos

Las placas fotovoltaicas se encuentran compuestas entre 20 y 40 células solares las cuales generan electricidad en forma de corriente continua, es habitual que los módulos estén formados por 36 células para alcanzar la tensión necesaria para la carga de las baterías.

Para los proyectos fotovoltaicos, dependiendo de la instalación, es necesario asociar varias placas ya sea en conexión paralelo o serie con el objetivo de obtener los niveles de tensión y corriente deseados para alcanzar la capacidad nominal requerida.

Para el dimensionamiento de la capacidad nominal máxima del μ SFV se tiene la siguiente expresión:

$$Cap. Nom. Inst. = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} Emensual_i (kWh)}{Factor_{planta\ de\ diseño} * 8760 (h)} (kW) \quad (1.1)$$

Donde,

Emensual_i: Energía mensual facturada al consumidor

Factor_{planta de diseño}: será determinado en el estudio tecnico

En consideración se tiene que el facto de planta del μ SFV una vez instalado no podrá ser mayor que le factor de planta determinado en el diseño.

1.3.5 Net Metering

El Net Metering es un método de medición de electricidad dirigido para los consumidores que son también generadores la misma, consiste en la medida bidireccional del flujo de energía, es decir, hacia y desde el usuario.

Si el usuario excede en su generación de electricidad, lo que se espera que suceda en el día que son las horas donde el recurso solar es mayor, este exceso será inyectado a la red; mientras que en las noches, cuando no se tiene generación, el usuario consumirá directamente desde la red, así como lo ilustra la Figura 1.3.

En el momento de la facturación, el usuario deberá pagar la diferencia entre la energía consumida y la aportada a la red. Según lo establecido en la regulación, para la ciudad de Guayaquil esta medición se la realizará a través de un medidor de facturación bidireccional. Ver Figura 1.3.

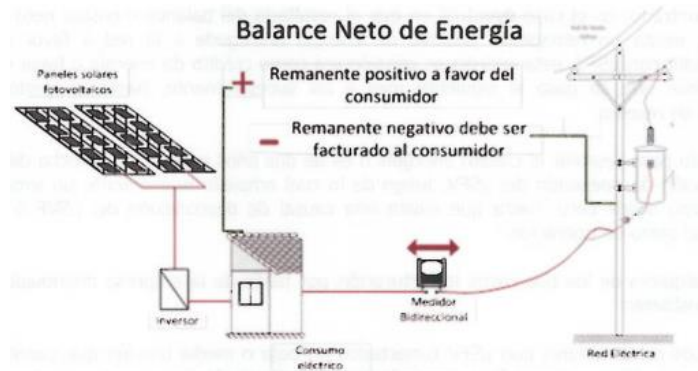


Figura 1.3. Balance neto de energía

1.3.6 Radiación solar en el Ecuador

La radiación solar es una variable significativa meteorológica que sirve como conocimiento de la porción de calor que se recibe del sol en la superficie de la tierra, la radiación solar presente en el Ecuador lo convierte en un país capaz en potenciar este tipo de recurso para su aplicación con fines de generación eléctrica. Un valor promedio aproximado de la radiación presente en el país es de 4.575 Wh/m²/día según se muestra en la Figura 1.4.

Con respecto a la radiación solar que se suma a la generación eléctrica en el país se tiene que es de 312GW, equivalente a 456 TWh por año, la cual significa que es un valor de quince veces el potencial hidroeléctrico técnico y económicamente aprovechable.

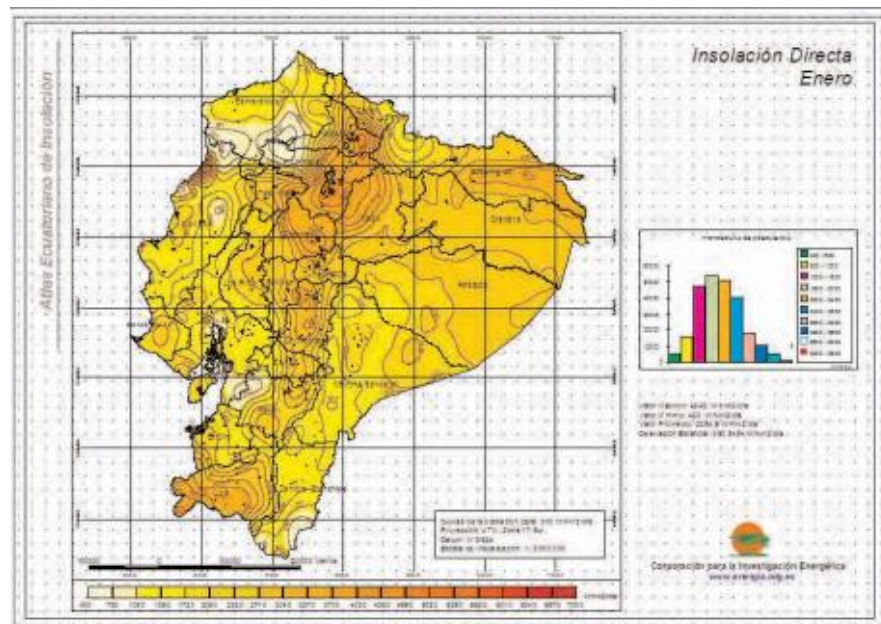


Figura 1.4. Radiación solar en el ecuador hasta el año 2008

Tipos de radiación solar

Los tipos de radiación solar están dados en función de cómo reciben la radiación los objetos que se encuentran en alguna superficie terrestre, para las cuales se tiene:

- Radiación directa, la cual es la que llega del sol sin tener algún cambio en su dirección.
- Radiación difusa, aquella radiación que traspasa la capa atmosférica y es reflejada o absorbidas por las nubes. Esta radiación va en todas las direcciones.
- Radiación reflejada, aquella que es reflejada por la superficie de la tierra.
- Radiación global, es la radiación total, es decir la suma de las tres radiaciones antes mencionadas.

1.3.7 Categorías tarifarias en el Ecuador

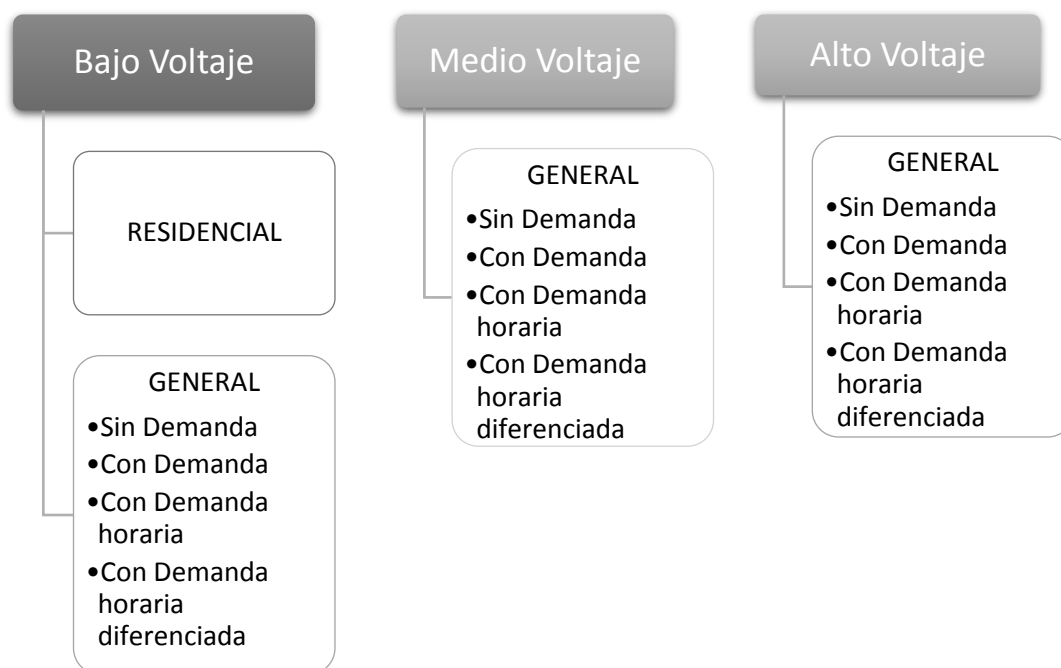
El pliego tarifario vigente clasifica al consumidor de energía eléctrica a nivel de distribución en dos categorías: Categoría Residencial y Categoría General; además, se establecen tres niveles de voltaje: bajo, medio y alto voltaje según sea la característica del punto de entrega.

Dentro de la categoría Residencial están incluidos los consumidores de bajo consumo y de escasos recursos económicos, cuya actividad comercial o artesanal involucre una vivienda.

En la Categoría General se considera a los locales y establecimientos comerciales públicos o privados, establecimientos industriales públicos o privados destinados a la elaboración o transformación de productos, instalaciones de bombeo de Agua, entidades de asistencia social o beneficio público, oficiales, escenarios deportivos o religiosos, servicio comunitario, abonado especial y todo tipo de usuario que no pueda estar dentro de la categoría anterior.

Con respecto a los niveles de voltaje: como bajo nivel se considera a voltajes de suministro inferior a 600V, medio voltaje entre 800V y 40kV y para alto voltaje se subdivide en dos grupos: Grupo 1(AV1) para voltajes de entrega de 50kV hasta 138kV y Grupo 2(AV2) para voltajes superiores a 138kV.

El gráfico a continuación esquematiza las categorías tarifarias que se tienen en el país.



Gráfica 1.1. Categorías Tarifarias en el Ecuador

1.3.8 Regulación Nro. Arconel 003/18

Ante el problema de la falta de incentivo en la instalación de micro generación distribuida con el uso de energías renovables no convencionales se ha planteado la creación de un marco regulatorio en Ecuador para el desarrollo de la generación fotovoltaica, dicha regulación se caracteriza por establecer las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores con sistemas de microgeneración fotovoltaica, es decir la presente regulación es denominada como microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica la cual es aplicable a todas las empresas distribuidoras y para los usuarios regulados.

Para la presente regulación se aplica las siguientes características para los consumidores:

El proyecto se debe alimentar desde las redes de baja o media tensión de la empresa distribuidora como muestra la Figura 1.5.

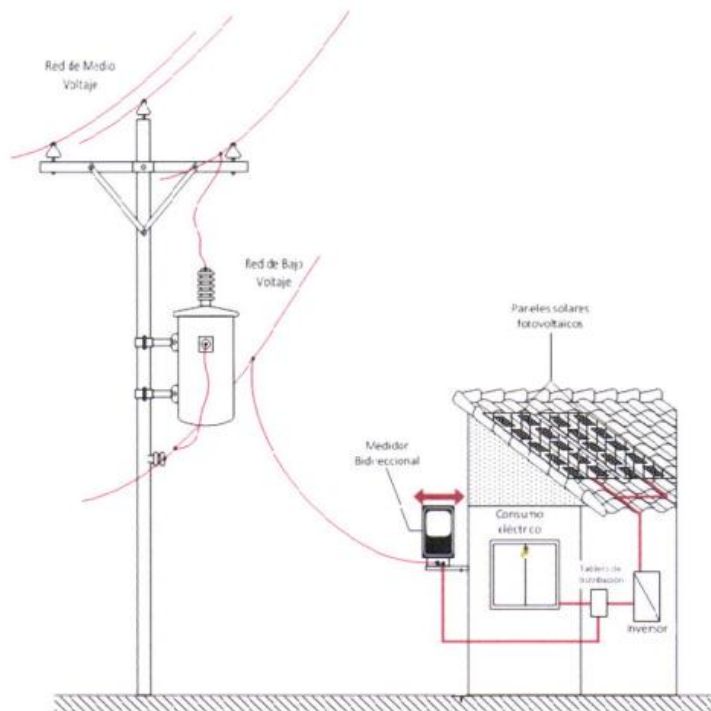


Figura 1.5. Implementación técnica para la interconexión con la red

- El usuario debe ser propietario del inmueble donde se vaya a instalar el μ SFV.
- El diseño tiene como objeto reducir el consumo de energía de la red.
- La instalación del μ SFV está condicionado a la emisión de factibilidad de conexión de la empresa distribuidora.
- La capacidad nominal instalada del μ SFV no puede ser mayor a 100 kW.
- La energía fotovoltaica se entrega a la carga y el excedente se inyecta a la red eléctrica.

1.3.9 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Existen diversos tipos de sistemas fotovoltaicos dependiendo de las distintas configuraciones. Entre los cuales se tiene:

- Sistemas conectados a la red
- Sistemas sin conexión a la red

- Sistemas híbridos o con respaldo de la red

Sistemas conectados a la red

Este tipo de sistema fotovoltaico es básicamente para autoconsumo, es decir para algún caso de que la producción supere al consumo, la energía sobrante será inyectada a la red y en caso de ser insuficiente la red proveerá la energía necesaria.

Sistemas sin conexión a la red

Este sistema no se encuentra conectado a ninguna red eléctrica de distribución, es decir el sistema es independiente desde la generación, distribución y reserva de energía eléctrica incluyendo baterías para el almacenamiento.

Sistemas híbridos o con respaldo de la red

La característica de este tipo de sistema es que es capaz de integrarse a otra fuente de energía externa a los paneles fotovoltaicos. Este sistema usa generalmente un inversor de potencia híbrido y además se usan para disminuir el número de equipos de manera que se reduzcan los costos.

1.3.10 Factor de potencia

El factor de potencia mide la eficiencia del consumo eléctrico al momento de convertirlo en potencia útil. Está dado por la relación entre la potencia activa en kW y la potencia aparente en kVA.

Mejoramiento del factor de potencia

El ajuste del factor de potencia se lo realiza mediante la conexión de banco de capacitores o inductancias con lo cual las corrientes a transportar serán menores al igual que las caídas de tensión de manera que se tenga un aprovechamiento más óptimo.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

En este capítulo se detallarán las operaciones, procedimientos y técnicas que se llevaron a cabo con la finalidad de obtener los criterios técnicos y económicos para la implementación de sistemas de microgeneración fotovoltaico en base a la regulación Nro. Arconel 003/18.

Para conocer el consumo eléctrico de los usuarios se definió curvas de cargas típicas de un sector, y posteriormente se la proyectó para las diferentes categorías de usuarios residenciales. El dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos se lo realizó considerando la demanda de cada usuario y su ubicación geográfica, además se obtuvieron simulaciones de los alimentadores en las que se consideran diferentes penetraciones de carga fotovoltaica, para conocer como la generación distribuida, puede afectar de una manera directa a la red.

Posteriormente, se desarrolló el respectivo análisis de factibilidad económica, donde se categorizó a los usuarios según su consumo mensual facturado con referencia a los precios de energía que indica del pliego tarifario vigente, para finalmente a través de índices financieros analizar la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos.

2.1 Descripción de la carga

Para dimensionar las instalaciones fotovoltaicas es necesario conocer la carga de la vivienda y su consumo energético. En la Figura 2.1, se muestra la curva de carga diaria promedio de un usuario del sector residencial, donde se destaca que el pico máximo de demanda está alrededor de las 6 am, el mínimo alrededor de las 7pm y la potencia promedio diaria es de 2315.22 W.



Figura 2.1. Curva de Carga diaria promedio de usuario del Sector Residencial

Para este análisis, se ha utilizado el historial de consumo mensual facturado de un usuario promedio, como lo detalla la Figura 2.2.

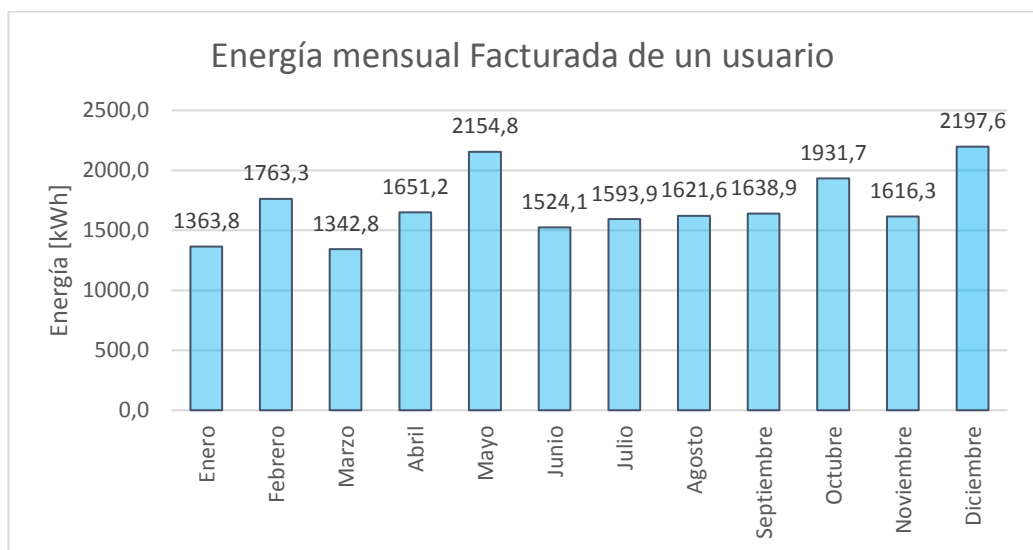


Figura 2.2. Energía mensual Facturado de la vivienda de un usuario

Se evidencia que existe un mayor consumo de energía en el mes de Diciembre, con 2197 kWh, mientras que el menor consumo se da en el mes de marzo, resultando en una energía total facturada anual de 20400 kWh.

2.2 Dimensionamiento del sistema Fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico conectado a la red a nivel de distribución es implementado con el propósito de alimentar de forma parcial a la carga, y está compuesto por:

- Módulos fotovoltaicos,

- Inversor,
- Medidor bidireccional,
- Tablero de protecciones.

Adicionalmente, existen varios factores que se deben considerar al momento de dimensionar sistemas fotovoltaicos, estos son: la energía real generada, la capacidad instalada necesaria y las características del inversor.

2.2.1 Energía real generada

La energía real generada corresponde a la energía efectiva que va a producir un módulo fotovoltaico, que depende de los datos meteorológicos de la zona donde se encuentra la instalación, de las pérdidas de los diferentes componentes, la conversión de energía y de la inclinación de los paneles.

Para este estudio, se usó la herramienta PVSYST, donde se ingresaron los datos meteorológicos tanto de temperatura e irradiación horizontal global y difusa para Guayaquil, obtenidos del Power Data Access Viewer de la Nasa; como lo muestra la Tabla 2.1.

El promedio de la irradiación solar global es de 3,959 kWh/m² al día, este valor nos indica las horas solares pico (HSP) de la ciudad de Guayaquil, es decir, el tiempo promedio que en un día exista una irradiación solar de 1000 W/m². En la Figura 2.3, se muestra la generación fotovoltaica diaria de un módulo de 275W del mes de abril obtenida de PVSYST.

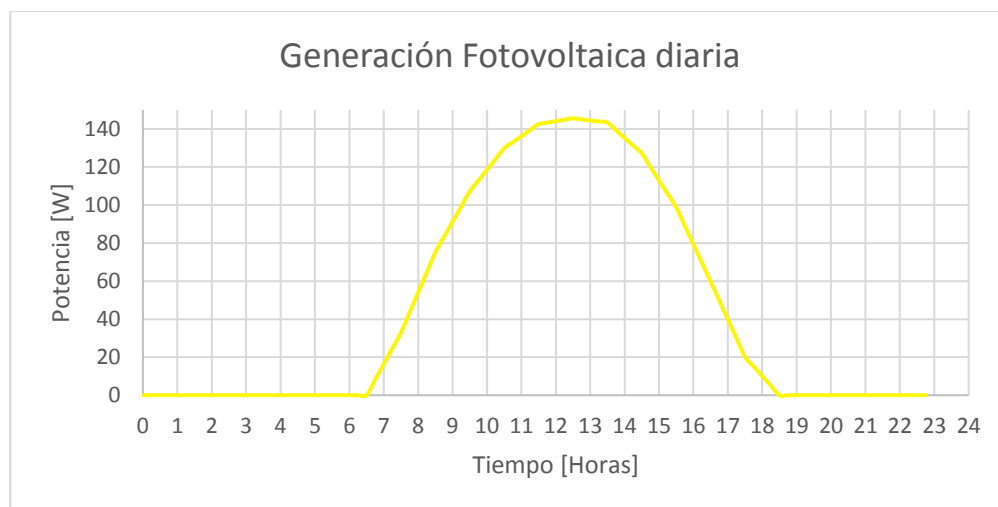


Figura 2.3. Generación fotovoltaica diaria de un módulo fotovoltaico

Así mismo, se tiene que el promedio anual de la irradiación horizontal difusa es de 2,15 kWh/m² y la temperatura promedio corresponde a 25°C.

	Irradiancia horizontal global	Irradiancia horizontal difusa	Temperatura
	[kwh/m2/día]	[kwh/m2/día]	[°C]
Enero	4,575	2,22	24,84
Febrero	3,627	2,31	24,17
Marzo	3,940	2,33	24,14
Abril	4,595	2,15	24,86
Mayo	3,325	1,97	25,08
Junio	3,555	1,88	24,99
Julio	3,509	1,94	25,20
Agosto	4,021	2,08	25,33
Septiembre	4,420	2,26	25,47
Octubre	3,967	2,31	24,47
Noviembre	3,846	2,22	25,00
Diciembre	4,126	2,16	25,37
Promedio	3,959	2,1525	24,91

Tabla 2.1. Irradiación horizontal y temperatura diarios de Guayaquil

Se calcularon los valores de irradiación solar mensual, observándose que se mantienen casi constantes a lo largo de los meses al igual que la temperatura, como se muestra en la Figura 2.4.

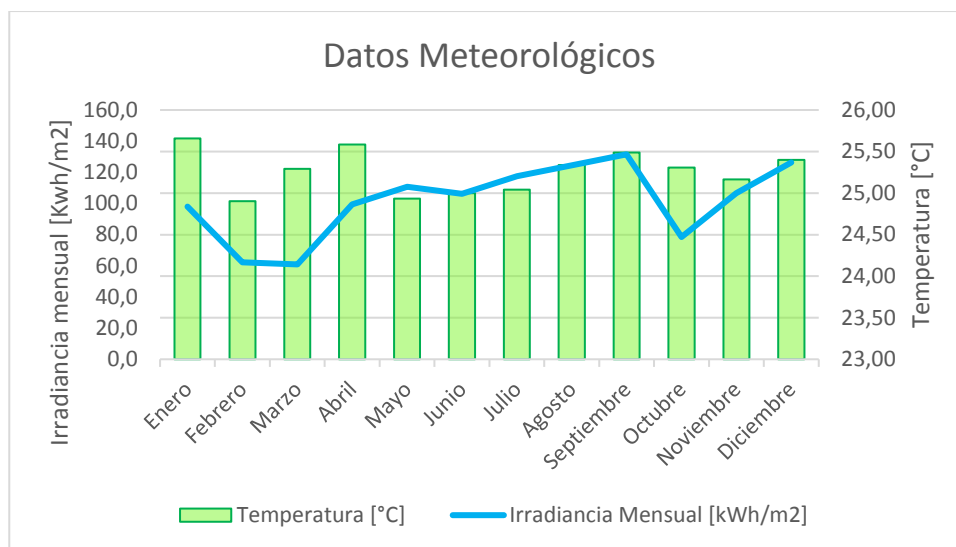


Figura 2.4. Datos Meteorológicos de Guayaquil

La irradiación total anual es de 1445 kWh/m². Se considera una inclinación promedio de los paneles de 10°, debido a que los techos de las viviendas tienen generalmente una inclinación de 8°. En la Figura 2.4, se muestra el total de la inclinación óptima del sistema.

0° (Quito)	0.0
2° (Guayaquil)	1.9
5° (Bogotá)	4.4
10° (Caracas)	8.7
15° (Dakar)	13.1
20° (Mérida)	17.4
25° (Key West, Taipei)	22.1
30° (Houston, Cairo)	25.9
35° (Albuquerque, Tokyo)	29.7
40° (Denver, Madrid)	33.5
45° (Minneapolis, Milano)	37.3
50° (Winnipeg, Prague)	41.1

Figura 2.5. Inclinación propuesta de paneles para el Ecuador

A partir de esta información, con la ayuda del Software PVSYST, se obtuvo la energía real generada anual por un módulo fotovoltaico de superficie de 1.6 m² y una eficiencia del 16.92%, considerando las pérdidas que se muestran en la Figura 2.5.

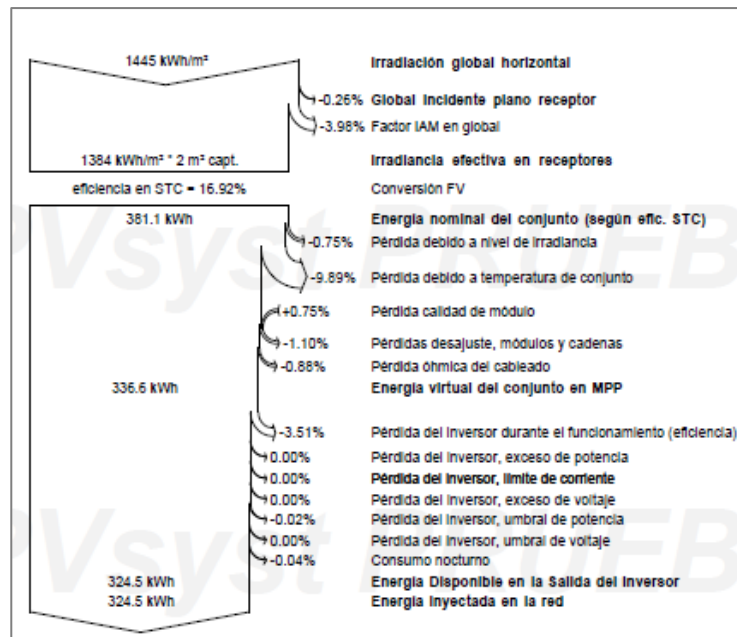


Figura 2.6. Diagrama de pérdidas de un módulo fotovoltaico

Por lo tanto, a partir de un módulo con las características mencionadas se va a obtener una energía real producida de 324.5 kWh. En la Figura 2.6, se muestran los resultados mensuales obtenidos en PVSYST.

	GlobHor	DiffHor	Tamb	GlobInc	GlobEff	EArray	EGrid	PR
	[kwh/m2]	[kwh/m2]	[°C]	[kwh/m2]	[kwh/m2]	[kwh]	[kwh/m2]	
Enero	141,8	68,80	24,80	132,5	126,7	30,83	29,76	0,817
Febrero	101,6	64,70	24,00	98,1	93,9	23,18	22,34	0,828
Marzo	122,2	72,20	24,10	121,2	116,3	28,31	27,31	0,819
Abril	137,8	64,50	24,90	141,8	136,9	33,09	31,94	0,819
Mayo	103,1	61,10	25,10	107,1	102,9	24,87	23,95	0,813
Junio	106,7	56,40	25,00	114,2	109,9	26,92	25,96	0,827
Julio	108,8	60,10	25,20	115,0	110,6	27,03	26,07	0,825
Agosto	124,6	64,50	25,30	129,4	124,7	30,11	29,06	0,816
Septiembre	132,6	67,80	25,50	133,5	128,5	30,92	29,83	0,812
Octubre	123,0	71,60	24,50	120,3	115,2	28,04	27,02	0,817
Noviembre	115,4	66,60	25,00	109,4	104,7	25,48	24,54	0,816
Diciembre	127,9	67,00	25,40	119,1	113,3	27,78	26,78	0,818
AÑO	1445,4	785,30	24,90	1441,6	1383,6	336,56	324,56	0,819

Tabla 2.2. Energía real generada por un módulo fotovoltaico

Donde:

- GlobHor: Irradiación global horizontal
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal
- TAmb: Temperatura ambiente
- GlobInc: Global incidente plano receptor
- GlobEff: Global efectivo
- EArray: Energía efectiva en la salida del sistema
- EGrid: Energía inyectada a la red
- PR: índice de rendimiento

En la Tabla 2.2, se observa que la energía a la salida del panel es de 336.59kWh, mientras que la energía que se inyecta a la red es de 324.55 kWh, esto es porque se consideran las pérdidas del inversor, componente que nos permitirá estar sincronizados a la red.

2.2.2 Capacidad instalada necesaria

La capacidad nominal máxima instalada que puede tener el sistema se la determinará en base a la regulación Nro. Arconel 003/18.

$$Cap. Nom. Inst = \frac{\sum_{i=1}^{12} E \text{ mensual (kWh)}}{Factor \text{ de planta de diseño} * 8760 (h)} (kW)$$

Donde:

- *E mensual*: Energía mensual facturada del consumidor
- *Factor de planta de diseño*: Relación entre la energía real generada y la de diseño.

Para el cálculo de factor de planta, se considera que un módulo tiene una energía real generada de 324.55 kWh, dato que se obtuvo en la sección anterior. Mientras que, la energía de diseño corresponde a la energía obtenida si el panel se encontrara generando las 8760h de un año. Se debe considerar que se utilizará un panel de potencia nominal de 275W.

Considerando los valores de la Tabla 2.3 se obtiene que la capacidad máxima que puede tener el sistema es de 17,29 kW.

$\sum_{i=1}^{12} E \text{ mensual}$	Energía real generada	Energía de diseño	Factor de planta	Capacidad máxima Instalada
[kWh]	[kWh]	[kWh]	%	[kW]
20400	324,55	2409	13,47	17,29

Tabla 2.3. Capacidad máxima instalada

Para el dimensionamiento de los paneles se considerará una potencia instalada máxima de 10 kWp, debido a que el espacio disponible es limitado.

2.2.3 Dimensionamiento de los paneles

Para este análisis se utilizó paneles que se pueden encontrar dentro del mercado ecuatoriano, con las características técnicas que se muestran en la Tabla 2.4.

Tecnología	Celdas Policristalinas
Fabricante	Eco Green Energy
No. Celdas	60
Peso [kg]	18,8
Dimensión: largo [mm]	1640
Dimensión: ancho [mm]	992
Potencia [Wp]	275
Eficiencia [%]	16,9
Máximo Voltaje [Vmp]	31,7
Máxima Corriente [Imp]	8,68
Voltaje de circuito abierto[Voc]	38,75
Corriente de corto circuito[Isc]	9,11

Tabla 2.4. Características técnicas de Paneles Solares

El número de paneles N_p requeridos deberá cumplir la siguiente expresión:

$$N_p = \frac{W_{p-sistema}}{W_{p-paneles}} \quad (2.1)$$

La potencia de diseño del sistema es 10kWp, por lo tanto el número de paneles requeridos es de 36.

Para determinar la configuración del arreglo, es decir, el número de paneles en serie y paralelo, se va a seguir las siguientes expresiones:

$$N_{PS} = \frac{V_D}{V_P} \quad (2.2)$$

$$N_{PP} = \frac{N_p}{N_{PS}} \quad (2.3)$$

Donde:

- N_{PS} : número de paneles en serie
- N_{PP} : número de paneles en paralelo
- V_D : Voltaje de diseño escogido para el sistema
- V_P : Voltaje de fabricante del panel

Luego de aplicar estas expresiones considerando un voltaje de diseño del sistema de 24V_{DC}, se obtiene que el número de paneles en serie requerido es de 1 y el número de paneles en paralelo es de 36 paneles. Los resultados se resumen en la Tabla 2.5.

Potencia de diseño del sistema [kWp]	Voltaje de diseño del sistema [V _{DC}]	Número de paneles en serie	Número de paneles en paralelo	Número de paneles del sistema
10	24	1	36	36

Tabla 2.5. Cálculo del dimensionamiento de Paneles

2.2.4 Características del inversor

La consideración de inversores para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico es de suma importancia debido a que la corriente suministrada por los paneles es de forma continua, pero la utilizada por los equipos eléctricos es alterna. Este equipo permite convertir la corriente alterna a continua y viceversa según sea el requerimiento. Para la selección de los inversores en el proyecto se debió considerar los niveles de tensión alterna y continua, y las frecuencias en la cual se encontrara trabajando el sistema, que para esta situación es de 120V y 60Hz.

Para este análisis se utilizaron inversores que se pueden encontrar dentro del mercado ecuatoriano con las características técnicas que se muestran en la Tabla 2.6.

Fabricante	PowerStar W7
Voltaje de entrada	24vdc
Voltaje mínimo	20vdc
Alarma Sobrevoltajes	32vdc
Voltaje AC entrada	195-254 V
Corriente de carga	35 A – 70A
Potencia de salida continua	5kW
Tipo de onda	Sinusoidal pura
Eficiencia nominal	>88%
Modo de línea eficiencia	>95%
Factor de potencia	0.9-1.0

Tabla 2.6. Característica del inversor PowerSTAR W7

La cantidad de inversores que se utilizaran en el sistema fotovoltaico dependerá de tal manera que sea capaz de transferir la potencia

fotovoltaica instalada. Para este análisis, la potencia de diseño del sistema fotovoltaico es de 10kWp, por lo que se necesitarán dos inversores.

2.2.5 Dimensionamiento de las protecciones

Las protecciones para los equipos que intervienen en el sistema fotovoltaico se las realizó de manera que se incorporen todas las consideraciones para una buena operación del sistema.

La corriente de protección que se consideró es de 1.25 veces la corriente nominal y el dimensionamiento se lo realizó para los tres subcircuitos del sistema, como se detalla en la Tabla 2.7.

Subcircuito	P _n	V _n	I _n	I _{protección}	Protección
Paneles-Inversor	5000W	24 V _{DC}	208.03A	260.42A	300A
Inversor- Tablero	5000W	240 V _{AC}	20.83A	26.03A	30A
Tablero- Acometida	10000W	240 V _{AC}	41.67A	52.09A	60A

Tabla 2.7. Dimensionamiento de las protecciones

2.3 Balance de Energía

El resultado del balance neto (ΔE) es la energía que será facturado al usuario; y se lo calcula en base a lo que indica la regulación según la siguiente expresión:

$$\Delta E = \text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada en la red} \quad (2.4)$$

Si se tiene un resultado de balance neto menor que cero significa que el usuario estará entregando energía a la red, mientras que si el resultado es mayor que cero indica que el usuario consumió energía de la red.

En la Figura 2.7, se muestra la producción y consumo del usuario residencial con consumo propuesto en la Figura 2.2, con una potencia fotovoltaica instalada de 10kWp.

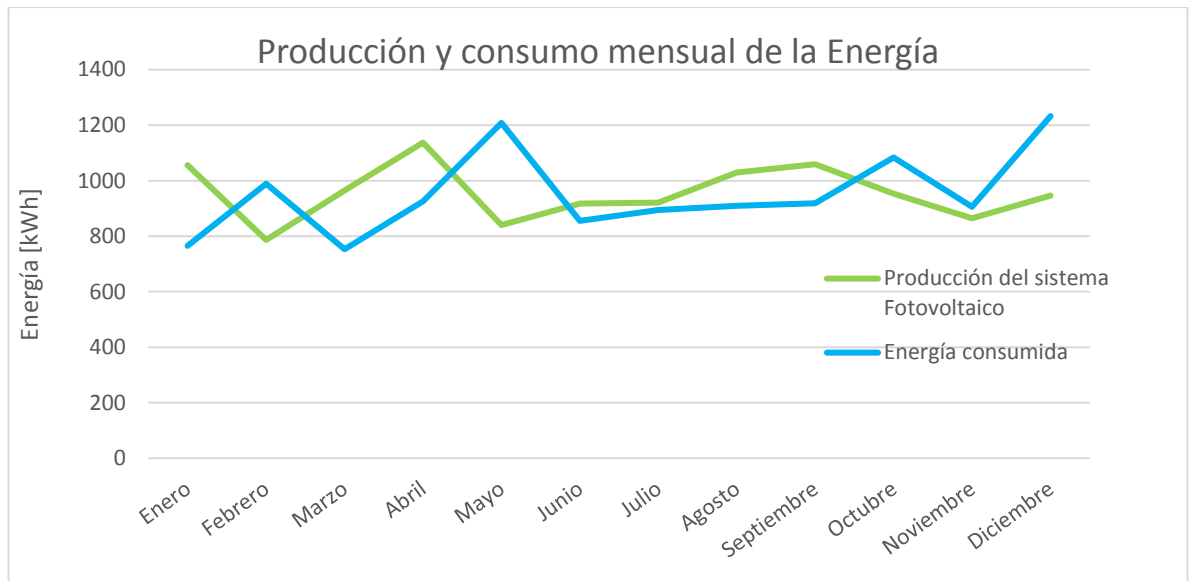


Figura 2.7. Producción y consumo anual de energía de un usuario residencial

2.4 Factibilidad económica

La factibilidad económica de la instalación del sistema fotovoltaico para el usuario en análisis se basa en la rentabilidad de la aplicación y puesta en operación del proyecto con el objetivo de que el usuario obtenga beneficios como el ahorro en la facturación. Además de brindarle al hogar que sea autosuficiente en las horas de sol, sus excedentes los vendan a la red y que sea amigable con el medio ambiente.

En esta sección se analizó el costo del consumo energético del usuario aplicando los criterios del pliego tarifario vigente, también se propone el presupuesto referencial de implementar el sistema fotovoltaico.

Se realiza el análisis a través de los índices financieros, como el VAN y TIR, para conocer así el periodo de recuperación de la inversión. Se plantearon diferentes alternativas a partir de la potencia máxima instalada que pueda disponer el usuario; para finalmente concluir cual es la opción que muestre mayor factibilidad económica para la implementación de estos sistemas.

2.4.1 Facturación de energía eléctrica

Según el Pliego Tarifario vigente la tarifa en el sector residencial varía dependiendo del consumo energético mensual, así para CNEL Guayaquil se tienen usuarios cuyo precio de energía van desde los 0.078 \$/kWh hasta los 0.6812 \$/kWh.

Para facilidad de análisis se ha categorizado a los usuarios por letras alfabéticas utilizando estos rangos de consumo, como se lo muestra Tabla 2.8. Para luego comparar el ahorro mensual que se tendrá en los kWh facturados implementando estos sistemas.

Tipo Usuario	Rango de consumo, KWh		USD/kWh	Alumbrado Público
				USD/cosumidor
A	0		0	0,11
B	1	50	0,078	0,13
C	51	100	0,081	0,53
D	101	150	0,083	0,77
E	151	200	0,097	0,98
F	201	250	0,099	1,48
G	251	300	0,101	2,56
H	301	350	0,103	3,77
I	351	500	0,105	5,80
J	501	700	0,1285	7,97
K	701	1000	0,1450	21,16
L	1001	1500	0,1709	44,92
M	1501	2500	0,2752	79,24
N	2501	3500	0,4360	124,11
O	3501	Superior	0,6812	179,54

Tabla 2.8. Categorización de usuarios según su consumo

Los criterios para el cálculo del precio de la facturación se realiza en base a lo expresado en el pliego tarifario de las empresas distribuidoras del Ecuador.

2.4.2 Presupuesto referencial

Dentro del presupuesto referencial se consideraron rubros de equipos y materiales, instalación y costos por ingeniería.

Los precios de los materiales y equipos son considerados respecto al mercado ecuatoriano, los costos de instalación se refiere a la mano de obra por la instalación de los paneles, y adicionalmente se tiene en cuenta un 10% para costos de ingeniería debido a que se debe cumplir con diferentes requerimientos técnicos para la aprobación del proyecto por parte de la empresa distribuidora. Se presenta el presupuesto para una potencia fotovoltaica instalada de 10kWp en la Tabla 2.9.

PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL			
	Cantidad	Precio Unitario	TOTAL
Equipos y Materiales			
Módulos FV	36	\$270,00	\$9.720,00
Inversor 5kW 24/120V	2	\$800,00	\$1.600,00
Protecciones	3	\$15,00	\$45,00
Panel para protecciones	1	\$33,00	\$33,00
Estructura de soporte(6 paneles)	6	\$287,70	\$1.726,20
Puesta a Tierra	1	\$6,00	\$6,00
Cable Paneles	36	\$1,23	\$44,28
Cable Tablero-Inversor	3	\$1,23	\$3,69
Cable Inversor- Tablero	3	\$1,95	\$5,85
Cable Tablero- Acometida	3	\$2,50	\$7,50
	Total Materiales		\$13.191,52
Instalación			
Instalación (c/10pv)	3,6	\$300,00	\$1.080,00
	Total Instalación		\$1.080,00
	TOTALES		
	TOTAL		\$14.271,52
	INGENIERÍA 10%		\$1.427,15
	TOTAL SIN IVA		\$15.698,67
	IVA 12%		\$1.883,84
	TOTAL		\$17.582,51
	Precio KWp \$/kWp		\$1.758,25

Tabla 2.9. Presupuesto Referencial para un usuario

2.4.3 Análisis de índices financieros

Los índices financieros que se utilizaron para analizar la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), los cuales nos permite indicar e interpretar la inversión del proyecto fotovoltaico.

El VAN es un procedimiento que ayuda a conocer la cantidad que se va a ganar o perder en base una inversión inicial propuesta. Si se tiene un valor de VAN con signo positivo o incluso el valor sea cero se dirá que la inversión presenta rentabilidad, mas si se obtiene lo contrario no será rentable. En otras palabras se tiene:

- $VAN > 0$: Se generará rentabilidad
- $VAN = 0$: No se generará rentabilidad y ni perdidas
- $VAN < 0$: Se generará perdidas

En el caso que se obtengan varios valores de VAN positivos se puede concluir con el valor de VAN más alto que exista será el más rentable.

El TIR es el porcentaje que indica el beneficio o pérdida de una inversión de un proyecto. Para poder concluir si el proyecto es rentable se debe comparar con una tasa de descuento mínima aplicada, esto quiere decir:

- $TIR > \text{tasa de descuento mínima}$: Es rentable
- $TIR < \text{tasa de descuento mínima}$: NO es rentable

Para el caso del usuario descrito inicialmente, el estudio de factibilidad económica se desarrolló a partir de una tasa de descuento base de 10% tomada como referencia de del Banco del Ecuador.

Se realizó un flujo de caja donde los costos de inversión serán considerados en el presupuesto referencial que se presenta en la Tabla 2.9; y los beneficios se consideran en base a la disminución del consumo energético, lo que representa la reducción del costo de la facturación a lo largo de la vida útil de estos proyectos, en este caso 20 años. Se considera que cada cinco años, se tiene un incremento de carga del 3% y un incremento de \$0.01 del precio de la energía para todas las categorías del pliego tarifario en base a un análisis de carga previo de las distribuidoras y políticas económicas en el sector energético.

2.5 Factibilidad técnica

El análisis de la factibilidad técnica se realiza con el fin de evaluar la integración de generación fotovoltaica a la red de distribución. Se inició con la simulación de un alimentador real donde se determinaron las condiciones iniciales de carga en las líneas y transformadores, pérdidas de energía y factor de potencia.

Finalmente, se discuten y comparan los resultados una vez agregados diferentes niveles de penetración fotovoltaicas, con el fin de analizar estos impactos y discutir medidas de mitigación en caso de presentarse problemas.

2.5.1 Descripción de la Red

La red de estudio es el alimentador Belo Horizonte ubicado al Norte de Guayaquil en la urbanización del mismo nombre, misma que se indica en la Figura 2.8.

Alim	S/E BELO HORIZONTE - BELO HORIZONTE 164
Codigo Empresa	CNELEP-GUAYAQUIL
Provincia	GUAYAS
Canton	GUAYAQUIL
Parroquia	*CHONGÓN
Subtipo	Reconectador
Codigo Puesto	CABECERA ALIM
Etiqueta	
Fase Conexion	ABC
Voltaje	13.8 kV

Figura 2.8. Características generales del Alimentador del Geoportal CNEL EP

El alimentador está compuesto por 92 transformadores con niveles de tensión de 13.8 kV / 120V distribuidos a lo largo de la urbanización y se consideró un total de 771 clientes residenciales; posee además líneas aéreas, subterráneas, monofásicas, bifásicas, y trifásicas. Se muestra la visualización del alimentador en el Geoportal CNEL-EP en la Figura 2.9.

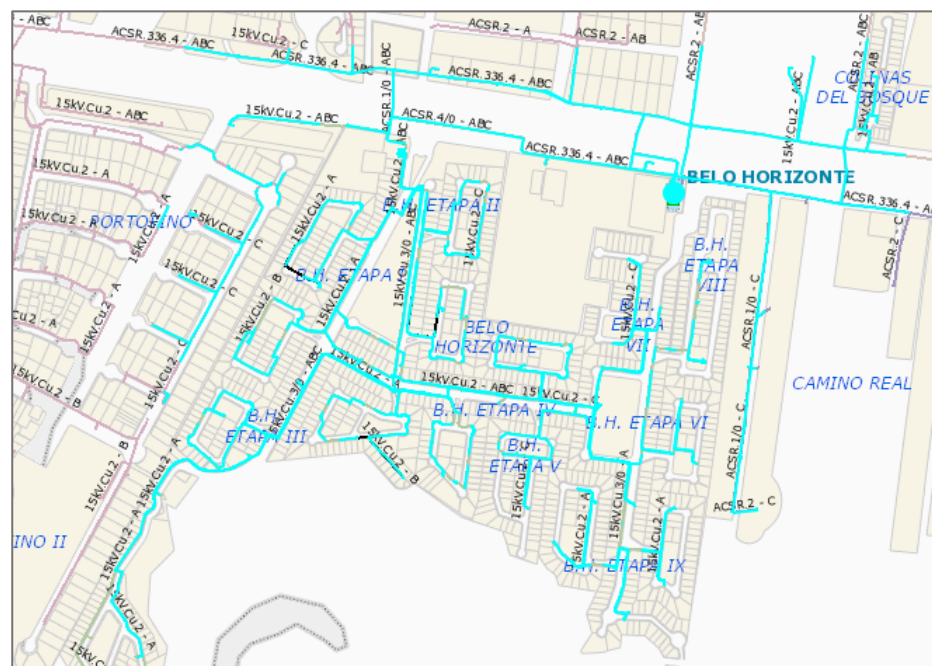


Figura 2.9. Visualización del Alimentador Belo Horizonte en el Geoportal CNEL EP

Se utilizaron cargas reales de 19 transformadores de la urbanización y fueron distribuidos aleatoriamente en todo el alimentador, las características generales de los mismos se muestran en la Tabla 2.10.

Transformador	Cantidad	Capacidad [kVA]	No. Casas / Transformador
7935	6	75	10
7937	5	75	6
7939	5	75	8
7950	5	50	7
7951	5	75	8
7953	4	50	6
7954	5	50	7
7961	5	75	9
7962	5	50	7
7963	6	50	8
7967	5	50	7
7972	5	50	7
7973	5	75	7
7975	5	75	11
7976	5	50	10
7977	5	75	8
7952	6	75	9
7909	5	75	15
Total	92		

Tabla 2.10. Características de los transformadores

2.5.2 Casos de estudio

El caso base corresponde a la situación inicial del alimentador con las cargas residenciales como se encuentra actualmente operando. A partir de la cual luego se analizaron dos casos definidos en función a diferentes niveles de penetración, tal como se indica en la Tabla 2.11, con el fin de conocer cómo se verá afectada la red con respecto a la cantidad de generación fotovoltaica que se integre a esta.

Casos	Nivel de Penetración Fotovoltaica
1	No
2	20%
3	50%

Tabla 2.11. Casos con respecto a la Penetración fotovoltaica

Para el análisis de los diferentes casos se toman valores constantes promedios de las horas donde interviene la generación fotovoltaica, es decir, donde el recurso solar está disponible desde las 6:30 hasta las 18:30. El Caso 1 se analiza con la curva de carga diaria (P) de un transformador en condiciones normales, mientras que los Casos 2 y 3, se genera una curva resultante entre la carga y el aporte fotovoltaico (FV) dependiendo del nivel de penetración, obteniendo la curva P-FV.

En la Figura 2.10, de color azul se observa la curva de carga diaria promedio del mes de abril de un transformador con 10 usuarios conectados, la de color amarillo corresponde al aporte fotovoltaico del mismo mes con un nivel de penetración del 50%, es decir, si 5 usuarios optan por instalar estos sistemas, mientras que la curva naranja, muestra el aporte fotovoltaico del 20% de los usuarios.

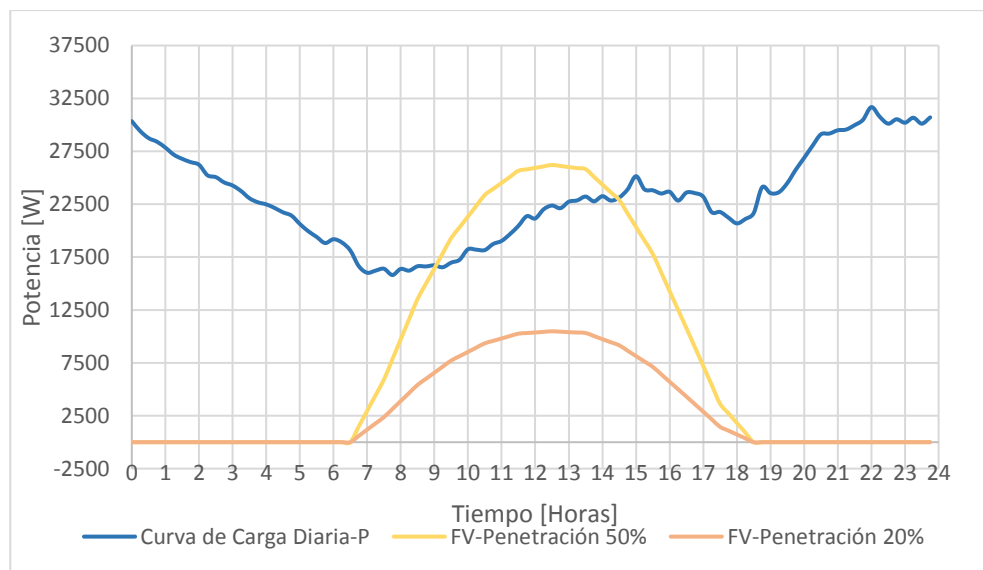


Figura 2.10. Curva de carga y aporte fotovoltaico

Si la curva entre la carga y la generación fotovoltaica diaria -curva P-FV- se obtienen valores menores que cero, significaría que en este rango de horas el transformador está entregando energía a la red, mientras que si se obtienen valores positivos, se dirá que el transformador estará consumiendo energía de la red. Por lo que se procedió a seccionar este

análisis en dos secciones, tomando los valores promedios de esta curva en el rango de horas dependiendo si se está consumiendo o entregando energía a la red.

2.5.3 Software para simulación de red de distribución eléctrica

Se utilizó un software de simulación que nos ayude a analizar la red de distribución eléctrica “Belo Horizonte”, como se visualiza en la Figura 2.11, a partir de la base de datos obtenida de la Corporación Eléctrica del Ecuador, que van a ser utilizados todos los casos antes mencionados.

A través de este software, se realizaron simulaciones como:

- Flujos de cargas;
- Pérdidas por efecto Joule;
- Caídas de tensión.

A partir de cuyos resultados de estas simulaciones se podrá analizar el impacto que va a tener en la red de distribución la integración de sistemas fotovoltaicos, y así poder proponer medidas de mitigación en caso de identificar problemas o inconvenientes para la red.



Figura 2.11 Alimentador “Belo Horizonte” en el software simulador

2.5.4 Flujo de carga

La finalidad de obtener el flujo de carga es para analizar el desempeño de la red de distribución en régimen permanente. Generalmente, el alimentador está diseñado para flujos de carga unidireccionales, lo que se espera en la simulación del caso base, pero la integración de generación fotovoltaica podría provocar un flujo de carga inverso, es decir, inyecta energía hacia el sistema de distribución. Este es el comportamiento que se espera en los casos siguientes.

2.5.5 Análisis del factor de Potencia

Para esta sección se analiza el factor de potencia (fp) en los transformadores, con el fin de que al integrar generación fotovoltaica no se violen los límites operativos propuestos en la regulación del Arconel 004/18, donde se indica que el factor de potencia mínimo es 0.92. Se conoce que mientras el fp se acerque más a la unidad se garantiza la eficiencia y mejor aprovechamiento del sistema, por lo que el objetivo de este análisis es proponer medidas de mitigación ante violaciones en los límites del fp y llevarlo a un valor lo más cercano a uno.

Actualmente, para el Caso1, el sistema está operando con un factor de potencia de 97.17% en atraso y posteriormente se va a analizar los cambios del fp en los diferentes casos a través del software de simulación.

2.5.6 Pérdidas de Transporte de energía

Mediante la herramienta de simulación se realizó el flujo de potencia para obtener las pérdidas de energía existentes en el alimentador Belo Horizonte para cada caso descrito anteriormente. En caso de que la carga esté generando su propia energía de forma parcial, como es el caso con la integración de sistemas de generación fotovoltaicos, el flujo de electrones disminuye desde las grandes centrales de generación hacia la carga, lo que se traduce en la reducción de las pérdidas por transmisión.

2.5.7 Análisis del factor de carga

El factor de carga (fc) es una medida que indica la tasa de utilización o eficiencia del uso de la energía, y se define como la relación entre la carga promedio y la carga máxima en un periodo de tiempo, como se lo indica en la ecuación.

$$fc = \frac{\text{Carga promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad (2.5)$$

El factor de carga puede tomar valores entre 0 y 1, determinándose que un fc bajo indica una mayor variación entre la demanda promedio en comparación a la demanda máxima, mientras que un fc igual a 1 es cuando la demanda máxima y promedio son iguales. El sistema consta de 98 transformadores, y a partir de la simulación del flujo de potencia se obtuvieron los valores del factor de carga para cada equipo.

2.5.8 Caídas de tensión

Con la herramienta de simulación se procedió a simular las caídas de tensión en un nodo específico del alimentador Belo Horizonte para analizar el comportamiento del sistema con respecto al voltaje y las perturbaciones que se presenten y puedan afectar al suministro de energía eléctrica en la red de distribución.

Según sea el caso se evidenciarán las caídas de tensión que pueden ser consideradas influyentes en la red a partir de los resultados obtenidos; estos valores permitirán valorar el nivel de huecos de tensión en nudos específicos del alimentador. Para la interpretación de resultados a partir de la simulación de las caídas de tensión en el software se tendrá la Figura 2.12.












Mayor que	Menor que	Color
0.00	0.10	
0.10	0.20	
0.20	0.30	
0.30	0.40	
0.40	0.50	
0.50	0.60	
0.60	0.70	
0.70	0.80	
0.80	0.90	
0.90	1.00	
1.00	99.00	

Figura 2.12 . Codificación por color para el análisis de Caídas de tensión en el software simulador

La codificación por color de las caídas de tensión representa el porcentaje de caídas de tensión en el alimentador.

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se analizan los resultados obtenidos a partir de los cálculos y metodologías aplicadas en el Capítulo 2 con el fin de lograr los objetivos planteados inicialmente. La información que se obtendrá será fundamental para llegar a las conclusiones de rentabilidad y factibilidad a la cual está orientado el proyecto.

Para analizar la factibilidad económica, se elaboran flujos de económicos estableciendo los beneficios netos de implementar los sistemas fotovoltaicos que se verán reflejados en la facturación mensual que tendrá el usuario. Se hará uso de los índices financieros VAN y TIR para cuantificar la rentabilidad de estos sistemas y posteriormente saber a partir de qué tipo de usuarios será rentable este proyecto.

Para evaluar la factibilidad técnica de la integración de los sistemas fotovoltaicos se hará uso del software para la simulación respectiva de la red de distribución eléctrica, donde se simularán los casos propuestos en el capítulo anterior para poder comparar el impacto que va a tener en la red la generación distribuida en diferentes niveles de penetración. Finalmente, se proponen medidas de mitigación para los futuros problemas detectados que puede tener el sistema de distribución con la implementación de la generación distribuida.

3.1 Curva de carga residencial resultante de la implementación de generación Fotovoltaica

Al implementar sistemas fotovoltaicos la curva de carga residencial cambia, pues el usuario ya no estará solo consumiendo energía de la red, si no también inyectando energía a la misma.

En la Figura 3.1 se observa de color azul la curva de carga diaria original del usuario (P), de color amarillo la curva de generación fotovoltaica (FV) de un sistema de 10kWp y la gris representa la curva de carga resultante de la diferencia de P-FV.

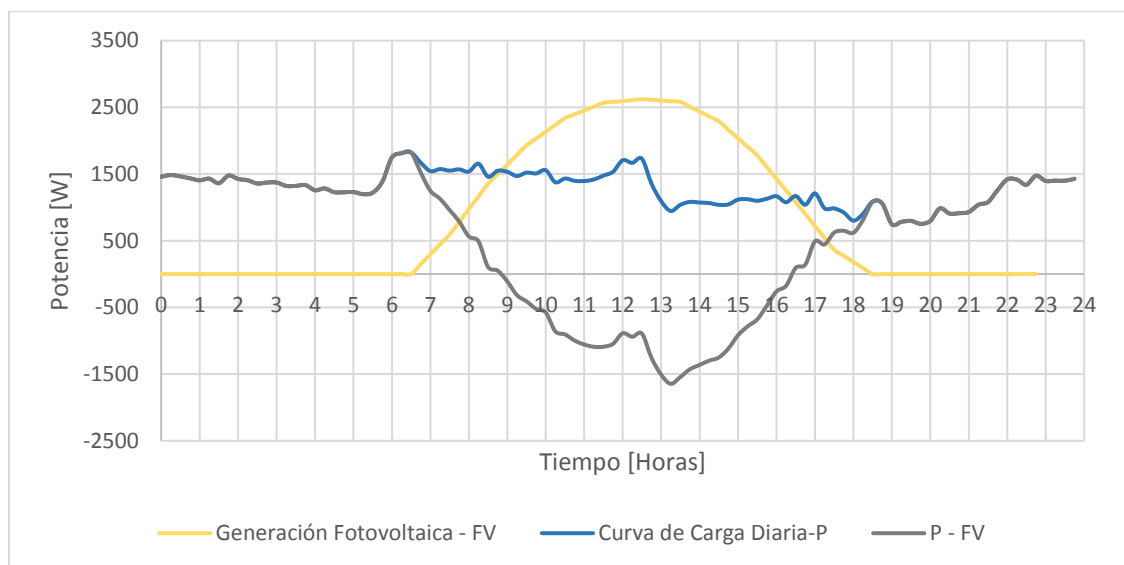


Figura 3.1. Curva de carga residencial resultante

En la curva P-FV, se obtiene como resultante un flujo de energía en sentido de la red hacia el usuario a partir de las 16:30 hasta las 9:30, mientras que se dará el flujo inverso se dará entre las 9:30 y las 16:30, esto provocará un alivio en el sistema de distribución durante estas horas.

3.2 Resultados del Análisis Económico

Los resultados del análisis económico permitirán establecer la rentabilidad de integrar sistemas fotovoltaicos a los diferentes usuarios residenciales. Los beneficios que se obtendrán se reflejan en el ahorro mensual de la facturación de energía eléctrica, que se detallan en el flujo de caja que se observa en la Tabla 3.1.

Año	Consumo	Energía facturada mensual con UsFV	Factura anual sin usFV	Factura anual con usFV	Beneficio Neto
0					\$ 17.582,51
1	1700	743,81	\$ 5.123,52	\$ 1.501,95	\$ 3.621,57
2	1700	743,81	\$ 5.123,52	\$ 1.501,95	\$ 3.621,57
3	1700	743,81	\$ 5.123,52	\$ 1.501,95	\$ 3.621,57
4	1751	794,81	\$ 5.502,06	\$ 1.686,07	\$ 3.816,00
5	1751	794,81	\$ 5.502,06	\$ 1.686,07	\$ 3.816,00
6	1751	794,81	\$ 5.502,06	\$ 1.686,07	\$ 3.816,00
7	1751	794,81	\$ 5.502,06	\$ 1.686,07	\$ 3.816,00
8	1751	794,81	\$ 5.502,06	\$ 1.686,07	\$ 3.816,00
9	1804	847,34	\$ 5.898,26	\$ 1.885,45	\$ 4.012,81
10	1804	847,34	\$ 5.898,26	\$ 1.885,45	\$ 4.012,81
11	1804	847,34	\$ 5.898,26	\$ 1.885,45	\$ 4.012,81
12	1804	847,34	\$ 5.898,26	\$ 1.885,45	\$ 4.012,81
13	1804	847,34	\$ 5.898,26	\$ 1.885,45	\$ 4.012,81
14	1858	901,4459	\$ 6.312,85	\$ 2.100,76	\$ 4.212,09
15	1858	901,4459	\$ 6.312,85	\$ 2.100,76	\$ 4.212,09
16	1858	901,4459	\$ 6.312,85	\$ 2.100,76	\$ 4.212,09
17	1858	901,4459	\$ 6.312,85	\$ 2.100,76	\$ 4.212,09
18	1858	901,4459	\$ 6.312,85	\$ 2.100,76	\$ 4.212,09
19	1913	957,174977	\$ 6.746,55	\$ 2.332,65	\$ 4.413,90
20	1913	957,174977	\$ 6.746,55	\$ 2.332,65	\$ 4.413,90
					\$ 79.897,00

Tabla 3.1. Flujo de caja

A partir del presupuesto que se detalla en 2.4.2., se obtuvo que la inversión inicial para implementar el sistema es de \$17.582,5, y a partir de esta información se calculó los índices financieros que se detallan en Tabla 3.2.

INVERSIÓN	\$ 17.582,51
BENEFICIO	\$ 79.897,00
TASA DE DESCUENTO	10,00%
VAN	\$ 15.391,33
TIR	21,04%

Tabla 3.2. Índices financieros de un sistema fotovoltaico

Estos resultados garantizan y cuantifican la rentabilidad de implementar sistemas fotovoltaicos conectados a la red para el sector residencial, ya que se podrá obtener un VAN positivo y un TIR mayor a la tasa de descuento considerada.

3.2.1 Usuarios Rentables

A partir del procedimiento aplicado en la sección anterior, se evaluó para todos los usuarios regulados categorizados en Tabla 2.8, donde se obtuvo que a partir del usuario L aplicar estos proyectos es rentable, como se lo muestra en la Tabla 3.3.

Tipo de Usuario	Inversión	VAN	TIR
L	\$ 7.939,79	\$ 2.307,74	13,91%

Tabla 3.3. Índices financieros de usuario L

Mientras más costosa sea el kWh para el usuario mayor será la rentabilidad del proyecto debido a que el ahorro mensual en la facturación será más significativo. Se puede alcanzar un TIR de hasta el 40% para usuarios de la categoría O, que son aquellos que mayor consumo energético poseen.

3.2.2 Lineamientos para la instalación fotovoltaica

Se elaboró tablas a modo de sumario donde estén establecidos los lineamientos generales para que los usuarios puedan implementar el sistema de generación fotovoltaica en sus hogares; esto se muestra en la Tabla 3.4.

Consumo mensual [kWh]		Potencia de diseño del usFV [kWp]	No. Paneles	Conexión	Área necesaria [m ²]	Inversión
1501	2500	8	29	Paralelo	47,18	\$ 16.242,18
2501	3500	10	36	Paralelo	58,57	\$ 18.578,43
3501	Superior	13	47	Paralelo	87,85	\$ 27.321,85

Tabla 3.4. Lineamientos de Instalaciones fotovoltaicas

3.3 Impacto a la Red

La Figura 3.2 es la gráfica resultante entre la diferencia de la potencia y la generación fotovoltaica para las penetraciones al 20% y 50%. El promedio de la potencia graficada entre las 6:30 y las 18:30 corresponde al dato ingresado al software tomando en cuenta la curva de carga promedio de cada transformador. Se evidencia que para la penetración del 20% la curva toma todo el tiempo valores mayores que cero; en cambio para la penetración del 50% se tiene parte de la curva que se encuentra por debajo de la recta, por ende se analizó para dos casos, siendo estos: parte positiva (Caso 3A) y parte negativa (Caso 3B).

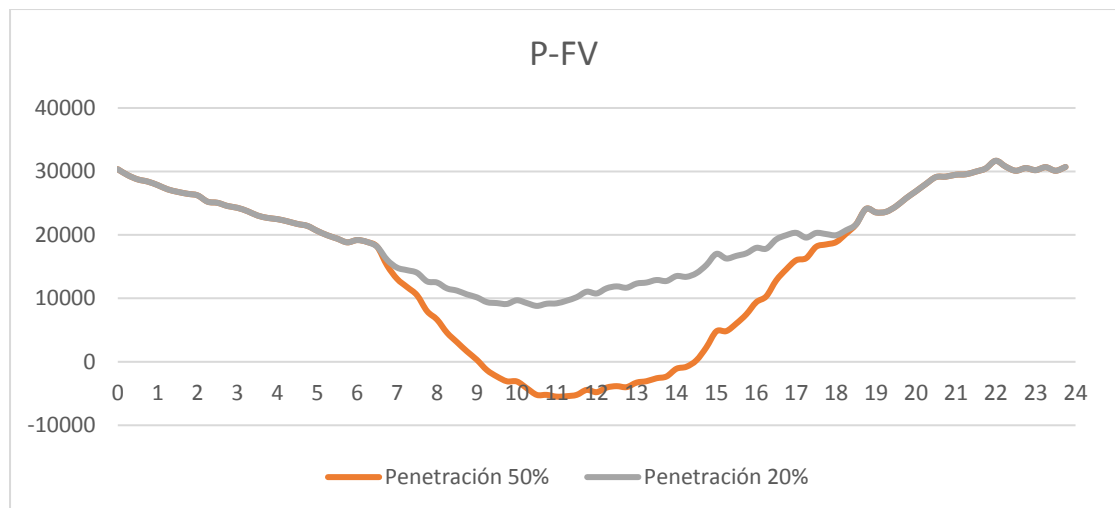


Figura 3.2. Curva de carga resultante para las penetraciones del 20% y 50%

3.3.1 Pérdidas de Transporte de energía

Las pérdidas de energía que se obtuvieron a partir de la simulación se muestran a continuación en la Tabla 3.5. Para cada uno de los casos se analizan los resultados de las pérdidas en las líneas, pérdidas en los cables, pérdidas de carga del transformador y pérdidas en vacío del transformador.

En el Caso 1 se tiene como resultado unas pérdidas totales de 19.5 kW, desglosado de la siguiente forma: 0.22 kW de pérdidas en las líneas y 0.44 kW de pérdidas en los cables por efecto de que la resistencia propia el conductor que se distribuye a lo largo de la línea de distribución, se tiene además las respectivas pérdidas de carga del transformador con 0.97 kW y pérdidas de vacío del transformador con 17.86 kW, estas pérdidas están relacionadas a las cargas específicas que están conectadas a los respectivos transformadores incluyendo las pérdidas en los bobinados y equipos de protección.

Caso 1			
Resumen total	kW	kvar	kVA
Pérdidas en las líneas	0,22	0,57	0,62
Pérdidas en los cables	0,44	0,24	0,5
Pérdidas de carga del transformador	0,97	3,92	4,04
Pérdidas en vacío del transformador	17,86	0	17,86
Pérdidas totales	19,5	4,74	20,07
Caso 2 - 20%			
Pérdidas en las líneas	0.12	0.30	0.32
Pérdidas en los cables	0.22	0.12	0.26
Pérdidas de carga del transformador	0.56	2.24	2.31
Pérdidas en vacío del transformador	17.87	0.00	17.87
Pérdidas totales	18.77	2.66	18.96
Caso 3A- 50% (+)			
Pérdidas en las líneas	0,07	0,18	0,19
Pérdidas en los cables	0,13	0,07	0,15
Pérdidas de carga del transformador	0,37	1,48	1,53
Pérdidas en vacío del transformador	17,88	0	17,88
Pérdidas totales	18,45	1,73	18,53
Caso 3B - 50% (-)			
Pérdidas en las líneas	0,02	0,05	0,05
Pérdidas en los cables	0,06	0,03	0,07
Pérdidas de carga del transformador	0,34	1,39	1,43
Pérdidas en vacío del transformador	17,91	0	17,91
Pérdidas totales	18,33	1,47	18,38

Caso 1			
Resumen total	kW	kvar	kVA
Pérdidas en las líneas	0,22	0,57	0,62
Pérdidas en los cables	0,44	0,24	0,5
Pérdidas de carga del transformador	0,97	3,92	4,04
Pérdidas en vacío del transformador	17,86	0	17,86
Pérdidas totales	19,5	4,74	20,07
Caso 2 - 20%			
Pérdidas en las líneas	0,12	0,30	0,32
Pérdidas en los cables	0,22	0,12	0,26
Pérdidas de carga del transformador	0,56	2,24	2,31

Pérdidas en vacío del transformador	17,87	0,00	17,87
Pérdidas totales	18,77	2,66	18,96
Caso 3A- 50% (+)			
Pérdidas en las líneas	0,07	0,18	0,19
Pérdidas en los cables	0,13	0,07	0,15
Pérdidas de carga del transformador	0,37	1,48	1,53
Pérdidas en vacío del transformador	17,88	0	17,88
Pérdidas totales	18,45	1,73	18,53
Caso 3B - 50% (-)			
Pérdidas en las líneas	0,02	0,05	0,05
Pérdidas en los cables	0,06	0,03	0,07
Pérdidas de carga del transformador	0,34	1,39	1,43
Pérdidas en vacío del transformador	17,91	0	17,91
Pérdidas totales	18,33	1,47	18,38

Tabla 3.5. Pérdidas de transporte de energía

En el Caso 2 se tiene como resultado 18.77 kW de pérdidas totales en el sistema, siendo un poco menor con respecto al Caso 1. Además las pérdidas en las líneas y cables tienen un valor 0.12 kW y 0.22 kW respectivamente, pérdidas que son ocasionadas por la resistencia que posee el conductor y la corriente que recorre en el alimentador.

Las pérdidas de carga del transformador tiene un valor de 0.56 kW y en vacío del transformador tiene un valor de 17.87 kW, dichas pérdidas son ocasionadas por las cargas conectadas a los transformadores.

A diferencia con el Caso 1, se evidencia que estas pérdidas son menores, por lo que indica que el impacto a la red con penetración al 20% es menor al caso normal.

Así, para el Caso 3 se lo ha dividido en 3A y 3B, los mismos que se refieren al promedio positivo de carga visto por el alimentador cuando ya han entrado en funcionamiento los paneles, y el promedio negativo de flujo de carga visto por el alimentador resultante de una generación fotovoltaico mayor que el consumo de los usuarios locales. Para el Caso 3A se tiene unas pérdidas totales de 18.45 kW y para el caso 3B 18.33 kW de pérdidas

totales. Para el análisis global del Caso 3 de manera que se tenga el conocimiento de la afectación total de las pérdidas en la red se debe calcular la energía para cada caso, esto se obtiene al multiplicar la potencia por el periodo de tiempo que se encuentra trabajando.

El resultado para el Caso 3A una energía de 350.55 kWh y para el Caso 3B una energía de 91.65 kWh teniendo un total de 442.2 kWh para esto se utilizó la Figura 3.1 la cual nos permitió realizar por parte el análisis de las curvas con los respectivos valores de potencia promedios. Finalmente se tiene que las pérdidas totales son de 18.42 kW, lo cual evidencia una diferencia con respecto al caso base.

3.3.2 Factor de Potencia

Los resultados que se muestran en la Tabla 3.6 son sobre el cambio en el factor de potencia obtenido a partir de la simulación inicial del flujo de carga y comparado con los demás casos.

Para el primer caso, que es el caso normal donde no existe la aplicación de los sistemas fotovoltaicos, se tiene un factor de potencia de 97.17%. Evidenciando que el sistema eléctrico se encuentra operando sin problemas dentro del límite del factor de potencia dado por la Arconel 004/18.

Caso 1	
Resumen total	FP(%)
Carga leída (no regulada)	97,17
Carga utilizada (regulada)	97,17
Cargas totales	97,17
Caso 2 - 20%	
Carga leída (no regulada)	94,96
Carga utilizada (regulada)	94,96
Cargas totales	94,96
Caso 3A- 50% (+)	
Carga leída (no regulada)	91,71

Carga utilizada (regulada)	91,71
Cargas totales	91,71
Caso 3B - 50% (-)	
Carga leída (no regulada)	-73,45
Carga utilizada (regulada)	-73,45
Cargas totales	-73,45

Tabla 3.6. Resumen del Factor de Potencia para los casos de penetración

Para el Caso 2, donde existe una penetración del 20% de usuarios que usan los sistemas fotovoltaicos, se tiene un factor de potencia de 94.96% como resultado. Este resultado nos refleja que con una penetración pequeña de los sistemas fotovoltaicos en la red de estudio no hay afectación significativa en el sistema eléctrico, encontrándose dentro del límite de la regulación con el sistema que se mantiene operando de manera segura.

En el siguiente caso, se tiene que para el caso 3A con una penetración del 50%, se evidencia un valor de 91.71% de factor de potencia como resultado de la simulación del flujo de carga. Cabe mencionar que para esta primera sección se ingresó valores positivos de la curva de potencia menos generación fotovoltaica, como se muestra en la Figura 3.2, en el simulador. Este resultado muestra que se viola el límite permitido por parte del Arconel, de ahí el objetivo de mejorar el factor de potencia para garantizar la eficiencia del sistema.

El resultado del Caso 3B presenta un -73.45% de factor de potencia. El valor negativo de este factor de potencia solo indica que se encuentra operando en el tercer cuadrante, ya que los valores ingresados fueron valores negativos de la curva de potencia menos generación fotovoltaica mostrado en la Figura 3.2. Cabe mencionar que se hizo este procedimiento para ambos casos de forma tal que se pueda facilitar el análisis. El valor del factor de potencia de -73.45% se encuentra muy por debajo del límite permitido por lo cual es evidente que ocasiona problemas afectando a la red, ya sea en el alto o bajo voltaje y en los equipos eléctricos. La solución

para los casos que se ven afectados por los valores que se encuentran por debajo del límite es la instalación de banco de capacitores para mitigar el problema, de manera que se tenga un mejor aprovechamiento del sistema.

Caso 2 - 20%	
Capacitores	10 kVAR/fase
FP obtenido	96,9%
Caso 3A -50% (+)	
Capacitores	30 kVAR/fase
FP obtenido	99,57%
Caso 3B -50% (-)	
Capacitores	30 kVAR/fase
FP obtenido	-98,32%

Tabla 3.7. Resumen de los factores de potencias mejorados y cálculo de capacitores

La Tabla 3.7 nos muestra el resultado del cálculo de capacitores que se tendrán que instalar en el sistema para cada caso con el objetivo de mejorar el perfil de distribución del sistema eléctrico, evitando pérdidas de energía, generando un ahorro económico.

Para el Caso 2 se tiene que el factor de potencia paso de 94.96% a 96.9%, evidenciando una mejora de 1.94% con capacitores de 10kVAR/fase. Para el Caso 3A se tiene una mejora mayor en el factor de potencia que en el caso mencionado anteriormente, porque pasó de un valor de 91.71% a 99.57%, casi cercano a la unidad, haciendo que para esa penetración el sistema llegue a trabajar eficientemente. El Caso 3B muestra que la mejora alcanzada es enorme, ya que pasó de -73.45% a -98.32%. Para los últimos dos casos se tiene que los capacitores necesarios calculados son 30kVAR/fase.

3.3.3 Factor de carga

Al integrar sistemas fotovoltaicos la carga promedio va a disminuir debido a que el usuario está produciendo su propia energía, esto provocará cambios en el factor de carga como se muestran en la Tabla 3.8.

		Curva P		Curva P-FV			
		CASO 1		CASO 2		CASO 3	
Transformador	Carga Max	Carga Prom	Factor de carga	Carga Prom	Factor de carga	Carga Prom	Factor de carga
	[W]	[W]		[W]		[W]	
7935	31680	25146,00	79,38%	19916,70	62,87%	15045,01	47,49%
7937	10420	10420,00	100,00%	7058,68	67,74%	5434,78	52,16%
7939	10410	8140,00	78,19%	6646,28	63,85%	4210,43	40,45%
7950	8780	7410,00	84,40%	5725,24	65,21%	4101,34	46,71%
7951	10870	9170,00	84,36%	7220,55	66,43%	4784,70	44,02%
7953	8950	6830,00	76,31%	5282,11	59,02%	3658,21	40,87%
7954	7080	5400,00	76,27%	3722,74	52,58%	2098,84	29,64%
7961	14670	10870,00	74,10%	9461,18	64,49%	7025,33	47,89%
7962	10070	7950,00	78,95%	6306,90	62,63%	4683,01	46,50%
7963	6330	5540,00	87,52%	4229,51	66,82%	1793,66	28,34%
7967	9360	9360,00	100,00%	5879,20	62,81%	4255,30	45,46%
7972	11250	8850,00	78,67%	7022,74	62,42%	5398,84	47,99%
7973	9930	8720,00	87,81%	6349,72	63,94%	4725,82	47,59%
7975	9660	8310,00	86,02%	5512,98	57,07%	3077,13	31,85%
7976	10790	8770,00	81,28%	4777,98	44,28%	2342,13	21,71%
3979	10410	8140,00	78,19%	6646,28	63,85%	4210,43	40,45%
7952	14140	14140,00	100,00%	10118,68	71,56%	7682,83	54,33%
7909	12490,00	9710,00	77,74%	5759,57	46,11%	2511,77	20,11%
		PROMEDIO	83,84%		61,32%		40,75%

Tabla 3.8. Factor de carga de todos los casos analizados

Un factor de carga bajo podría alargar la vida útil de los transformadores, sin embargo, para niveles penetraciones del 50%, se podría decir que quedarían sobredimensionados, reduciendo así la eficiencia del sistema.

3.3.4 Caídas de tensión

Caso 1 base

Como se sabe las caídas de tensión son un problema de calidad de energía, por lo cual en esta sección se analizó el alimentador Belo Horizonte para los distintos casos de penetración antes mencionados.

Como caso inicial se tiene la situación normal de la red, para lo cual se muestra la Figura 3.3, en la que se tiene gráficamente los porcentajes de huecos de tensión en el alimentador.

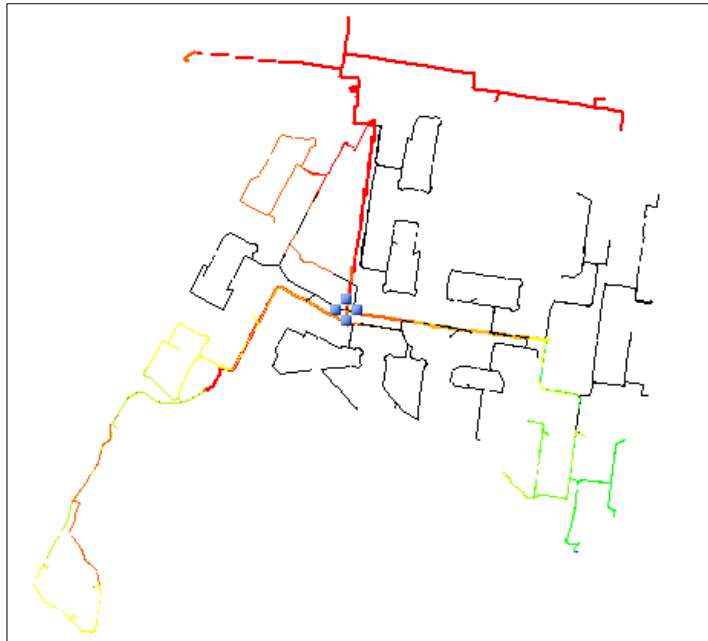


Figura 3.3. Caída de tensión en el alimentador Belo Horizonte caso base

Se observa que parte del alimentador tiene una afectación del 0% al 0.3% de porcentaje de caída de tensión, tal como se evidencia en la Tabla 3.8 y Tabla 3.9, con otra porción con valores entre 0.3% al 0.7%.

Mayor que	Menor que	Color
0.00	0.10	
0.10	0.20	
0.20	0.30	

Tabla 3.8. Porcentaje de caída de tensión del 0% al 0.3% en la red caso base

Mayor que	Menor que	Color
0.30	0.40	
0.40	0.50	
0.50	0.60	
0.60	0.70	

Tabla 3.9. Porcentaje de caída de tensión del 0.3% al 0.7% en la red caso base

Caso 2 con 20% de penetración

A continuación se muestra la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** con la simulación para el caso 2A con una penetración del 20%.

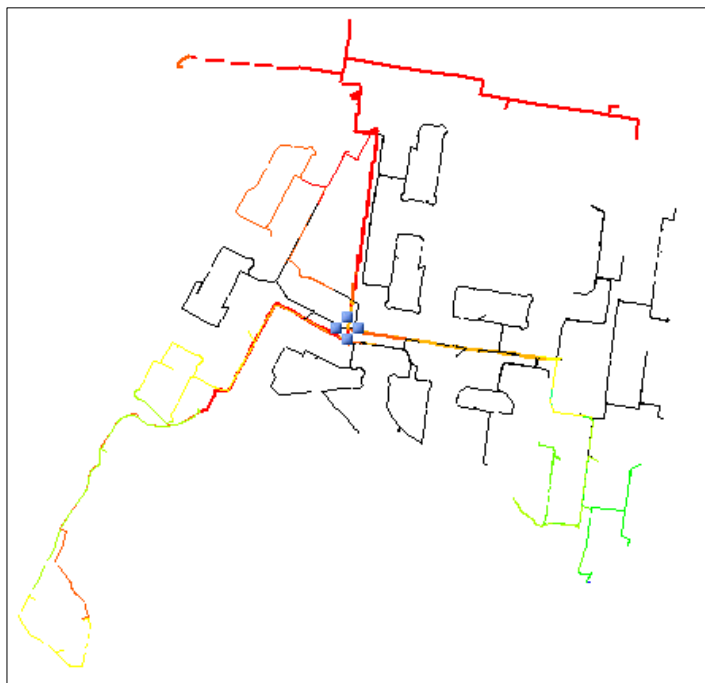


Figura 3.4. Caída de tensión en el alimentador Belo Horizonte con el 20% de penetración

Los resultados de la simulación permiten evidenciar la existencia de diferentes afectaciones de tensión en la red a partir de la selección de un nodo base como se ve en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Se tiene que, el porcentaje de caída de tensión para la parte superior del alimentador identificado con el color rojo, se encuentra entre 0% y 0.3% tal como se muestra en la Tabla 3.10, siendo este el porcentaje de la caída de tensión para esta sección del alimentador, pudiéndose considerar que dicho valor no perjudica a la red porque se encuentra dentro de los límites operativos.

Mayor que	Menor que	Color
0.00	0.10	
0.10	0.20	
0.20	0.30	

Tabla 3.10. Porcentaje de caída de tension en la red para el 20% de penetración

Para la parte inferior del alimentador se tiene lo que se obtienen los resultados mostrados visualmente en la Tabla 3.11, que nos indica que existe un porcentaje entre 0.3% al 0.7% de caída de tensión en la red, debido a la distancia en la que se encuentra conectado el transformador de alimentación más cercano, esto como resultado de que a mayor distancia de la línea eléctrica mayor caída de tensión.

Mayor que	Menor que	Color
0.30	0.40	
0.40	0.50	
0.50	0.60	
0.60	0.70	

Tabla 3.11. Porcentaje de caída de tension en la red para el 20% de penetración

Finalmente, nos indica que con ese nivel de porcentaje se tendría daños parciales o totales en los hogares generando gastos en un futuro.

Caso 3A con 50% de penetración

En la Figura 3.5 se muestra la caída de tensión en el alimentador con la penetración del 50%.

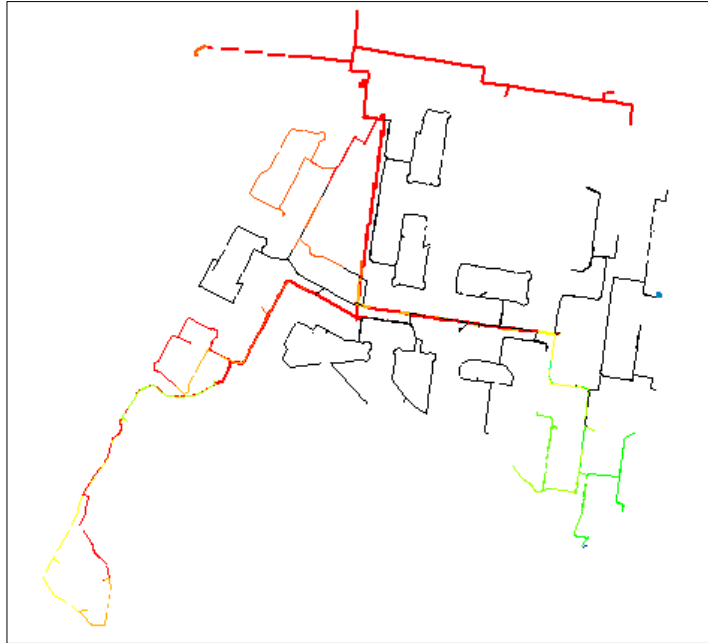


Figura 3.5 . Caída de tensión en el alimentador Belo Horizonte con el caso 3A con 50% de penetración

Para este caso con penetración del 50%, se tiene que en la parte superior y cierta porción de la parte inferior del alimentador las redes tienen un porcentaje de caída de tensión de 0% a 0.2%, lo cual indica que esta afectación no sería capaz de causar daños debido a que la tensión perdida es pequeña.



Mayor que	Menor que	Color
0.00	0.10	
0.10	0.20	

Tabla 3.12. Porcentaje de caída de tensión en la red para el caso 3A 50% de penetración

En la parte inferior derecha del alimentador se encuentra una excepción, por lo que en este sector existe un alto porcentaje de caída de tensión cuyo valores se encuentra en el rango de 0.3% a 0.7%, siendo esta una considerable afectación que pueda llevar a causar problemas en la misma red que conecta a los hogares; esto es debido a posibles sobrecargas de dicho sector. Ver Tabla 3.13.

Mayor que	Menor que	Color
0.30	0.40	
0.40	0.50	
0.50	0.60	
0.60	0.70	

Tabla 3.13. Porcentaje de caída de tensión en la red para el caso 3A con el 50% de penetración

Caso 3B con 50% de penetración

Para esta sección se analiza los resultados obtenidos, para lo cual se tiene el alimentador con la condición mostrada en la Figura 3.6.

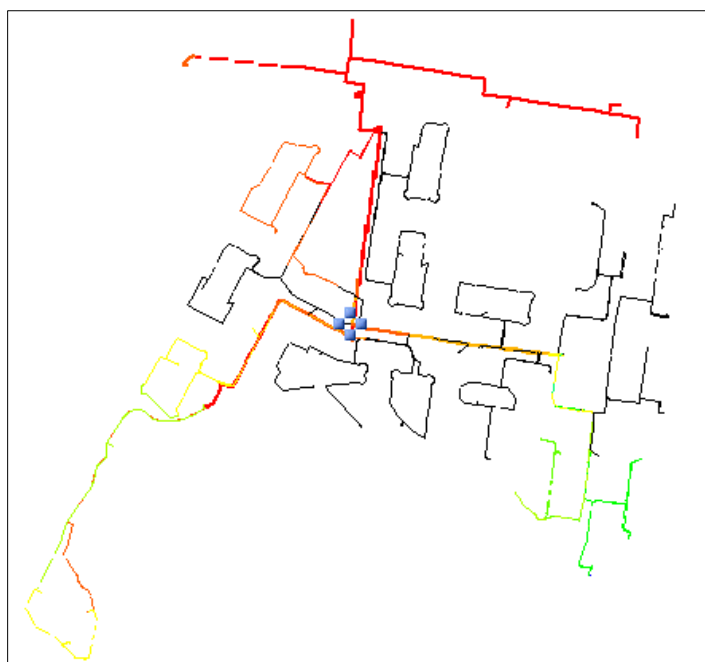


Figura 3.6. Caída de tensión en el alimentador Belo Horizonte con el caso 3B 50% de penetración

En la Tabla 3.14 se observa como la afectación de la caída de tensión está dentro de los valores:

Mayor que	Menor que	Color
0.00	0.10	Rojo
0.10	0.20	Naranja
0.20	0.30	Amarillo
0.30	0.40	Verde claro
0.40	0.50	Verde medio
0.50	0.60	Verde oscuro
0.60	0.70	Verde muy oscuro

Tabla 3.14. Porcentaje de caída de tensión en la red para el caso 3B con el 50% de penetración

De igual manera se tiene que para la sección superior del alimentador el porcentaje de caída de tensión se encuentra entre el 0% a 0.3%, concluyendo que para esta parte no existe sobrecarga que afecte de gran manera a la red y a los consumidores. En la parte inferior ocurre el caso contrario, puesto que se tiene un porcentaje de caída de tensión de 0.3%

al 0.7%, de forma que este porcentaje ocasionará daños graves en el funcionamiento de la red y a los usuarios conectados a esta.

Finalmente, con los resultados obtenidos a partir de la simulación se logra apreciar que del Caso 3 el cual tiene una penetración del 50% de sistemas fotovoltaicos presenta un menor impacto en la red a diferencia del Caso 2 que al tener una penetración del 20% la afectación en la red es mayor, esto se evidencia en la sección inferior izquierda de las figuras respectivas ya que en el Caso 1 se tiene un 0.3% al 0.7% de caídas de tensión al igual que el Caso 2, pero a diferencia del Caso 3 que apenas tiene una caída de 0% al 0.10% en dicho sección del alimentador, concluyendo que con este escenario a dicha cantidad de penetración de sistemas fotovoltaicos en la red el impacto de la caída de tensión es mucho menor a que si no exista la instalación de estos sistemas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

La implementación de generación distribuida dará paso a cambios en el comportamiento de la red de distribución que dependen del nivel de penetración fotovoltaica que se integre a esta. A partir de un análisis del 20% y 50% de participación fotovoltaica, se concluye que el impacto que provocará integrar estos sistemas a la red consisten en:

- Cambios en el flujo de potencia del sistema debido a que la red no solo será la encargada de entregar energía a los usuarios como está originalmente diseñado, si no también, absorberá energía de ellos dando lugar a un flujo de potencia inverso.
- Mejorará la eficiencia de la red al reducirse las pérdidas por transmisión de energía, esto sucede debido a que el usuario será autogenerador parcial de su electricidad y el flujo de energía desde las centrales de generación será menor.
- Existirán cambios en el factor de potencia. Un elevado nivel de penetración fotovoltaica causará violaciones de los límites de operatividad regulados del factor de potencia para las empresas distribuidoras.
- El factor de carga de los equipos disminuirá conforme se aumente el nivel de penetración fotovoltaica, lo que conlleva a una menor participación de los equipos permitiendo así, alargar la vida útil de los mismos.

El presupuesto referencial para la implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red fue elaborado a partir de precios y componentes que se encuentran dentro del mercado ecuatoriano, dando como resultado un costo de \$1800/kWp fotovoltaico, donde fueron considerados rubros como equipos y materiales, mano de obra e ingeniería.

Analizando la factibilidad económica, se determinó que a partir de la categoría de usuarios tipo L les resulta rentable participar con sistemas fotovoltaicos conectados a la red, considerando las tarifas del pliego tarifario vigente.

Recomendaciones

Se recomienda realizar estudios de cortocircuito y análisis de armónicos para distintos niveles de penetración fotovoltaica y analizar el impacto que provoca en estos aspectos implementar la generación distribuida en la red de distribución.

Para el dimensionamiento de equipos en nuevas instalaciones a futuro, se sugiere analizar el nivel de penetración fotovoltaica que se permitirá en el alimentador y así evitar que estos equipos queden sobredimensionados.

Se recomienda analizar los precios de los componentes de manera global y tomar tomando en cuenta su importación, esto podría bajar el valor de instalación del kWp, debido a que en otros países como China o USA estas tecnologías están mucho más desarrolladas y su costo de producción es menor.

Con respecto a las empresas distribuidoras, se deberá tener en cuenta el nivel de penetración fotovoltaica en la red para colocar los capacitores propuestos y evitar daños en el sistema de energía debido a que la red actual no está preparada para la integración masiva de la generación distribuida.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. Vercelli, «Energías como Bienes Comunes,» 17 Octubre 2012. [En línea]. Available: <http://www.energias.bienescomunes.org/2012/10/17/que-es-la-microgeneracion-de-energias-renovables/>.
- [2] M. F. Tituaña, «Microgeneración en sistemas de generación distribuida y su impacto a la red de baja tensión,» Guayaquil, 2014.
- [3] D. Lezana, «Sites Google - Concepto de Personalidades,» 8 Diciembre 2011. [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/conceptodepersonalidades/proyecto/estudio-de-factibilidad/estudio-de-factibilidad/03-3-factibilidad-economica>.
- [4] ARCONEL, «Agencia de Regulación y Control de Electricidad,» 7 Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulacion-para-microgeneracion-fotovoltaica-para-autoabastecimiento-de-consumidores/>.
- [5] P. G. Christian Jara, «DSpace UPS,» 21 Diciembre 2015. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/11353/1/UPS-CT005557.pdf>.
- [6] INEEL, «Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red,» Mexico.
- [7] P. A. Edgar, «Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de generación distribuida conectada a red para autoconsumo con sistema de almacenamiento de energía en una vivienda unifamiliar en la provincia del guayas y análisis de viabilidad técnica y económica,» Guayaquil, 2015.
- [8] «Diseño de un sistema eléctrico residencial con energía solar para suministrar energía a la red eléctrica de una vivienda unifamiliar en Yopal-Casanare».
- [9] Ikastaroak, «Ikastaroak,» [En línea]. Available: https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF05/es_IEA_ISF05_Contenidos/web site_21_diseo_y_dimensionado_de_sistemas_fotovoltaicos_conectados_a_red.html#.
- [10] J. O. Luis Buele, «DSpace ESPOL,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/101638/D-84550.pdf>.

- [11] Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, «Servicio Meteorológico,» [En línea]. Available: http://www.serviciometeorologico.gob.ec/Lotaip/AdminFinan/mapas/3%20Irradiacion%20global_A0.pdf.
- [12] Chile Renovables, «Chile Renovables,» 23 Mayo 2011. [En línea]. Available: <https://www.chilerenovables.cl/sepa-lo-que-es-el-factor-de-planta-de-una-central-electrica/>.
- [13] Banco Central del Ecuador, «Banco Central del Ecuador,» Septiembre 2019. [En línea]. Available: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>.
- [14] Instituto Mexicano para la Competitividad, «Análisis costo-beneficio de la instalación de paneles solares en las viviendas de la población mas marginada de México,» IMCO, Mexico, 2019.
- [15] CYMDIST , «Scribd,» 2010. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/349533879/204048417-Manual-de-Capacitacion-CYMDIST-Ejercicios-y-Soluciones>.
- [16] R. H. Gallegos, «ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE ENERGÍA LIMPIA MEDIANTE CELDAS FOTOVOLTAICAS PARA LA ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA DEL EDIFICIO 4 EN EL ITSLV.,» CIRTEQ, México, 2017.
- [17] D. F. L. Gonzalez, «Prezi,» 17 Marzo 2015. [En línea]. Available: https://prezi.com/zpyxbs3itjk_/pruebas-de-perdidas-de-un-transformador-con-carga/.
- [18] Anónimo, «SIN Energías Soluciones,» [En línea]. Available: <http://www.sinergiasoluciones.com.mx/SiteAssets/Paginas/tipos-de-proyectos/2-por-que-corregir-el-factor-de-potencia.pdf>.
- [19] J. Pozuelos, «Scribd,» [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/doc/96471351/Caida-de-Tension>.

- [20] Sun Supply, «Sun Supply,» [En línea]. Available:
<https://www.sunsupplyco.com/tipos-de-sistemas-solares/>.
- [21] MONSolar, «MONSolar,» [En línea]. Available:
<https://www.monsolar.com/blog/tipos-sistemas-solares-fotovoltaicos/>.