

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DESARROLLO DE MÉTODOS PARA GESTIÓN DE ACTIVOS EN
REDES CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA CONSIDERANDO EL INGRESO DE
ELECTROLINERAS”

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Presentado por:

JEANCARLO JOSUE ALVARADO ARIAS

JOSÉ LUIS PIEDRAHITA ICAZA

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Jeancarlo Josue Alvarado Arias y José Piedrahita Icaza 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”

Jeancarlo Josue
Alvarado Arias

Jose Luis
Piedrahita Icaza

EVALUADORES

Nombre del Profesor

Msc. Fernando Arturo Vaca Urbano

Nombre del Tutor

Msc. Iván David Endara Vélez

RESUMEN

En el presente Proyecto Integrador se analizarán las cargas residenciales Urbanas del área limítrofe de la ciudad de Guayaquil, donde se realizará la integración de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables no convencionales como son los sistemas fotovoltaicos y eólicos (Generación Distribuida), con el fin de reducir costos tanto en el mantenimiento de los equipos de transformación como en el reemplazo de éstos en caso de ser necesario. Para ello se plantearán varios escenarios donde se observará cómo afectan los puntos de carga para vehículos eléctricos a la demanda de energía desde la red, y la carga sostenida por los sistemas de generación fotovoltaica y eólica interconectados a la red.

La factibilidad económica y técnica de la implementación de una “Electrolinera” dependerá del ingreso de demanda de este servicio en el sector de análisis.

Una vez instalada la antes mencionada micro generación eléctrica se analizarán los costos y tiempo de recuperación del capital invertido. De esta manera se concluirá si el ingreso de Generación Distribuida en el área de estudio será o no factible.

ABSTRACT

In this Integrator Project, the Urban residential loads of the border area of the city of Guayaquil will be analyzed, where the integration of electricity generation will be carried out using non-conventional renewable sources such as photovoltaic and wind systems (Distributed Generation), in order to reduce costs both in the maintenance of the transformation equipment and in their replacement if necessary. For this, several scenarios will be proposed where it will be observed how the charging points for electric vehicles affect the demand for energy from the grid, and the load sustained by the photovoltaic and wind generation systems interconnected to the grid.

The economic and technical feasibility of the implementation of an “Electrolinera” will depend on the incoming demand for this service in the analysis sector.

Once the microelectric generation is installed, the costs and recovery time of the invested capital will be analyzed. In this way, it will be concluded whether the income of Distributed Generation in the study area will be feasible or not.

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad los países industrializados gozan de un continuo crecimiento económico gracias a la disposición y bajo costo del petróleo en los últimos años. Debido al rápido crecimiento de demanda energética y el consumo excesivo de petróleo y sus derivados, la disponibilidad de esta fuente de energía ha disminuido considerablemente lo que ha ocasionado incremento de precios, razón por la que la implementación de energías renovables como nuevas fuentes de abastecimiento energético es una gran oportunidad. [1]

El manejo y generación de energía ha sido siempre la principal fuente económica mundial, misma a la cual está sujeto el crecimiento industrial de cada país, por este motivo se buscan nuevas fuentes de generación de energía eléctrica que permitan disminuir el uso de derivados del petróleo. Además, el desarrollo tecnológico actual ha posibilitado el uso de energías renovables de forma más eficiente, este tipo de recursos son amigables con el ecosistema y por su versatilidad se pueden implementar en diversos entornos, incluso cerca o dentro de los puntos de consumo. [1]

Las energías renovables se dividen en energías renovables convencionales tales como hidroeléctricas a gran escala y nuclear; y no convencionales como la fotovoltaica, eólica, biomasa, geotérmica, entre otras. Las generaciones fotovoltaica y eólica son los más relevantes avances tecnológicos y generan la mayor reducción de costos posible [2]. La generación fotovoltaica muestra mayores ventajas con respecto a otras energías renovables por su capacidad de instalación a diferentes escalas y su utilización en la micro generación del sector residencial [3]. La tecnología de los generadores eólicos se ha desarrollado en los últimos años con turbinas de mayor tamaño y a mayores alturas para mejorar la obtención de viento. [4]

El Ecuador goza de grandes fuentes hídricas que han permitido la creación de hidroeléctricas a gran escala como fuentes base de energía eléctrica que tienen centrales térmicas como suplemento de generación.

El cambio en la matriz energética por razones de políticas públicas ha permitido el ingreso de nuevas tecnologías de energía renovable, siendo las principales y más utilizadas la solar fotovoltaica y la energía eólica a pequeña escala. [1]

El uso de fuentes renovables de energía ha dado mayor fiabilidad y calidad a los sistemas de distribución en todo el mundo, así como también ha intervenido en la mejora de calidad de vida a poblados sin acceso al sistema interconectado de energía eléctrica, por ende en el presente proyecto se busca modelar diferentes escenarios donde se incluyan fuentes renovables fotovoltaicas y eólicas para suplir parte de la demanda energética del sistema de distribución, logrando así un sistema de generación distribuida. Además se incluirá puntos de carga para vehículos eléctricos y posiblemente se implementará una electrolinera alimentada por el ramal principal de distribución y se analizarán los escenarios más convenientes tanto técnicos como económicos para su futura implementación.

Cabe mencionar que el ingreso de puntos de carga de vehículos eléctricos, supondrá un desafío para la red de distribución, ya que son nuevas tecnologías que se intenta implementar al diario vivir con el fin de evitar el daño constante al medio ambiente, por lo que se pretende realizar análisis de cargas para evaluar si las instalaciones y conductores podrán ser capaces de soportar puntos de cargas, y de ser el caso el ingreso de una electrolinera para el reabastecimiento de las baterías de los vehículos eléctricos.

1.1 Descripción del problema

El uso de energías renovables para abastecer parte de la demanda eléctrica en el Ecuador se desarrolla de manera significativa debido a la facilidad de recursos naturales como la luz solar y el viento. Se analiza la inclusión de micro generación en los puntos de carga creando así un sistema de generación distribuida que representa un desafío para el actual sistema de distribución de energía eléctrica, principalmente por el redimensionamiento de equipos de potencia utilizados para brindar un servicio constante y de calidad.

La generación distribuida permite mayor fiabilidad y disminuye las pérdidas de energía en su transporte, sin embargo la inclusión de la micro generación en la red provoca un cambio en la cantidad de energía que transforman los equipos de potencia para su consumo en el transcurso del diario vivir, esto indica que se debe considerar cambio de equipos por otros con capacidad de manejar las variaciones constantes de la demanda energética a la red de distribución convencional, como también analizar los efectos de la inclusión de las nuevas tecnologías y su producción de armónicos en la red.

1.2 Justificación del problema

La instalación de gran número de equipos de micro generación que cubran la demanda energética en conjunto a la red de distribución implica el desarrollo de un método de dimensionamiento para equipos de potencia capaces de cubrir los requerimientos de los puntos de carga de manera técnica y económica cumpliendo los estándares de calidad.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Generar una metodología de análisis aplicable a distintas situaciones para estudio en la planificación eléctrica en áreas de distribución que consideren alta penetración de micro generación, sus requerimientos técnicos y económicos derivados y presentación de políticas tarifarias acordes.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Determinar el efecto sobre los equipos de potencia por la aplicación de la generación distribuida.
- Analizar el impacto de la inclusión de vehículos eléctricos en el sistema de distribución.

- Definir un sistema de generación distribuida sostenible y económico.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Impacto a causa del ingreso de vehículos eléctricos y electrolinerías al sistema eléctrico.

Se conoce que desde el 2019 la cooperativa “Sausinc” opera con buses eléctricos dentro de la ciudad de Guayaquil, el Gerente general del proyecto de BYD aspira que Guayaquil se movilice con al menos 100 buses y 300 taxis [5], lo cual vislumbra un escenario en el que Guayaquil funcione mediante transportación eléctrica, sin embargo el transporte no solo incluiría buses y taxis eléctricos sino también vehículos particulares eléctricos que como podemos observar en la actualidad son una realidad en nuestro país. Es importante indicar que el ingreso masivo de vehículos eléctricos en la ciudad o a nivel nacional supondría problemas en la red de distribución eléctrica ya que éstos dependen de electricidad como fuente de energía por lo que necesitarán electrolinerías para lograr el correcto abastecimiento de batería en el momento de la descarga con el fin de prolongar la vida útil de la misma [6].

El sistema de distribución se verá afectado tanto en el aspecto técnico como económico por el uso masivo de los puntos de carga para vehículos eléctricos. Se estima que el impacto dependerá de cómo se realice la carga de las baterías de los VE, ya que estos usualmente se abastecen cuando están apagados y necesitan proveerse para otro ciclo de transportación, normalmente la carga de la batería de los vehículos eléctricos ocurre en el domicilio o lugar de trabajo, esto dependerá de la infraestructura existente, dado que la provisión de carga se puede dar tanto en parqueos públicos como centros comerciales o en su defecto en parqueos privados como los hogares de los propietarios de los vehículos [6], por este motivo existe la posibilidad de utilizar electrolinerías. Actualmente en la ciudad de Guayaquil solo existe una, cuya propietaria es la cooperativa Sausinc.

La problemática planteada en esta sección es que los picos de consumo eléctrico y carga de baterías de los VE coincidirán, dado que sus propietarios cargan las

baterías al llegar a sus domicilios y éstas se abastecen durante toda la noche, periodo en el cual ocurre el pico de consumo energético más alto del día, razón por la que se busca que las redes de distribución sean capaces de soportar este nuevo pico de consumo energético.

Para la inserción del sistema de carga de los VE es necesario optimizar el sistema de red de distribución, debido a que si no se tiene información de las capacidades de los centros de transformación y planificado el cambio de los mismos en la red de distribución, se verá reducida considerablemente la vida útil de los transformadores y conductores de la red cuando exista carga sin control de baterías de los VE.

Existen estrategias propuestas sobre modelos de carga de baterías que pueden lograr que las inversiones necesarias para que la red pueda soportar la alta penetración de electrolineras y puntos de carga para VE se reduzcan significativamente y que la red de distribución se mantenga en lo posible sin anomalías, las cuales se detallan a continuación:

Recarga en horas pico: Durante las horas 19H00 y 23H00 se produce el pico más alto de consumo energético, y sería cuando los VE ingresan a las viviendas y realizan su respectiva carga, lo que provocaría mayor índice de utilización de equipos de transformación.

Recarga en horas valle: Para este modelo sería posible contar con un temporizador o alarma, ya que las horas valle se dan alrededor de las 04H00 y 06H00, haciendo uso de tarifas energéticas económicas debido a que se tiene un consumo mínimo de energía y por ende un menor costo.

Recarga inteligente: Con el fin de conservar la curva de las horas valle lo más plana posible es necesario un sistema de comunicación hacia el VE que dé la orden de recarga de batería para asegurar la carga previo a su empleo. [6]

Para garantizar que la Empresa Eléctrica o quien hiciera sus veces así como los usuarios sean beneficiarios de la implementación de estas nuevas tecnologías es fundamental incorporar normativas legales que permitan la correcta regulación de su uso y eviten el incremento de pérdidas en la red de distribución.

Llevar a cabo estos nuevos ordenamientos tiene un alto grado de complejidad ya que implica la participación de varios entes reguladores como CELEC, CNEL, ARCONEL, municipios y propietarios de los VE.

Seguir estas medidas o desarrollar una nueva regulación deberá contribuir al ingreso de vehículos eléctricos al país y suprimir barreras que impidan su desarrollo. [6]

1.4.2 Tipos de recarga en coches eléctricos

En esta sección se hará referencia a la potencia consumida y la velocidad en la cual se cargarán las baterías de los VE en los puntos de cargas.

- **Recarga convencional:** Este tipo de carga se encuentra normalmente en hogares, parqueos de centros comerciales o parqueos públicos. Para que la batería de los VE se cargue de manera completa deberá permanecer conectado en un rango de tiempo que oscila entre 4 y 8 horas. Cuando se encuentra conectado en las viviendas generalmente se entrega en el punto de carga una potencia de 3.7 kW, ya que depende de la intensidad y voltaje eléctrico que se tiene contratado en la vivienda, por ejemplo 16 amperios a 220 V.
- **Recarga semirrápida:** Este método de recarga es útil cuando se lo tiene instalado en zonas de concurrencia limitada, dado que las baterías de los VE se cargarán de forma completa en un rango de tiempo de 1 a 3 horas, dependiendo del estado de la batería en cuanto al consumo que se haya tenido. Para esta carga se utiliza 32 A a 220 V, por lo tanto la capacidad que tiene de entregar potencia eléctrica hacia los puntos de carga tiene un rango de 7.4 kW hasta 22 kW.
- **Recarga rápida:** Para que este método resulte lo más eficiente posible, sería idóneo colocar los puntos de recarga en sectores urbanos ya sea restaurantes o cuando el VE se encuentre estacionado por periodos cortos de tiempo, entre 20 a 30 minutos. Esta carga rápida es capaz de entregar energía en CC, entregando una potencia que puede llegar hasta 50 kW, no obstante se pueden encontrar dispositivos que trabajan en AC, siendo capaces de entregar una potencia de 43 kW.

- **Recarga ultrarrápida:** Este método es el más cercano en periodo de tiempo que toma la carga de combustible para vehículos que se abastecen de derivados de petróleo, dado que el periodo de carga de las baterías de los vehículos eléctricos puede llegar a ser de 5 minutos, dependiendo del consumo que haya tenido el VE. Este dispositivo de carga entrega una potencia que parte de los 150 kW. [7]

1.4.3 Modos de carga

Existen modos de recarga que constan de mecanismos intercesores especializados que se encargan de tener la mejor comunicación entre el VE y el punto de carga, dependiendo del modo, se tendrá que observar los parámetros máximos y mínimos de voltaje, corriente y potencia eléctrica.

1.4.4 Características de los modos de carga

Modo 1

- Conexión directa entre VE y la red.
- Tomacorrientes normalizados con capacidad hasta 16 A a 220 V en corriente alterna monofásica o a 480 V a corriente alterna trifásica.
- Tierra de protección y conductores de fuerza del lado del sistema de alimentación.

Modo 2

- Conexión indirecta entre VE y la red.
- Tomacorrientes normalizados con capacidad hasta 32 A a 220 V en corriente alterna monofásica o 480 V a corriente alterna trifásica.
- Tierra de protección, conductores de fuerza y un sistema piloto de control del lado del sistema de alimentación.
- El control integrado debe estar ubicado a 30 cm del conector o en su defecto en el mismo conector.

Modo 3

- Conexión directa con la red.
- Tomacorriente con capacidad máxima de 64 A, que incluye un control piloto en el sistema de alimentación para el VE.

Modo 4

- Conexión entre la red y el VE mediante un cargador externo, incorporado con función de control piloto. [8]

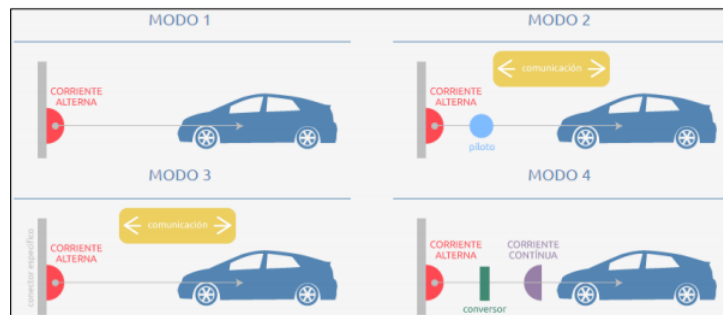


Ilustración 1: Modos de carga para vehículos eléctricos

1.4.5 Tipos de conectores

Estos dispositivos posibilitan la conexión entre el punto de carga y el VE, para esto existen varios artefactos con diversos parámetros para los contactos de potencia y comunicación que pueden ser empleados en uno de los modos mencionados anteriormente. A continuación se presentarán los dispositivos de mayor comercialización a nivel mundial.

- **Schuko:** Este conector se puede utilizar en los modos 1 y 2 de recarga mencionados anteriormente ya que soporta 16 A utilizado únicamente para carga lenta. Estos conectores son los que se encuentran en los hogares y pueden ser utilizados en tomacorrientes de tipo europeos.



Ilustración 2: Conector Shuko

- **SAE J1772:** Este conector, de estándar norteamericano, puede ser utilizado para el modo 3 de recarga anteriormente mencionado, puede ser utilizado tanto para carga lenta como para carga rápida, admitiendo respectivamente una corriente máxima hasta de 16 A y 80 A, en carga lenta trabaja con un nivel de voltaje de 120 V mientras que en carga rápida trabaja a un voltaje de 240 V.



Ilustración 3: Conector SAE J1772

- **Mennekes:** Este modelo de procedencia alemana, compatible con tomacorrientes tipo europeo, soporta una intensidad de 16 A para recarga lenta cuando se tiene distribución monofásica, mientras que en distribución trifásica soporta una intensidad de 63 A, entregando una potencia de salida de 3,7 kW y 43,5 kW respectivamente, este conector puede cumplir con el modo 3 de recarga mencionado anteriormente.



Ilustración 4: Conector Mennekes

- **Conector Scame:** Conector de alta calidad, elaborado por empresas como Schneider electric, Scame y Legrad, de origen alemán, italiano y francés respectivamente, son conectores que soportan 16 A en distribución monofásica y hasta 32 A en distribución trifásica, es idóneo para el modo 3 de recarga.



Ilustración 5: Conector Scame

- **Conector Chademo:** Con una potencia máxima entregada de hasta 62.5 kW, este conector de origen japonés, puede soportar corrientes de 200 A en corriente directa a 500 V, es utilizado para cargas rápidas y para el modo 4 de recarga.



Ilustración 6: Conector Chademo

Conector CCS o Combo 2: Este conector, posee 2 pines de alimentación que puede llegar a los 200 A en corriente continua a 850 V, que por lo general no alcanza los 125 A, es muy conveniente utilizarlo para el modo 4 de recarga, pero debido a que es basado en un conector Menneke, se puede utilizarlo para el modo 3 de recarga. [8]



Ilustración 7: Conector CCS o Combo 2

1.5 Armónicos

Las cargas no lineales, son la principal causa de generación de armónicos en el sistema, la presencia de estos puede ocasionar fallos, ya sea en motores, generadores, transformadores, capacitores, equipos de medición, etc. Cuando los armónicos se encuentran presentes en el sistema, estos hacen que la calidad de la potencia sea baja. [9]

El tipo de fallas más frecuentes que producen los armónicos pueden ser las siguientes:

- Pérdidas en el cobre.
- Interferencia electromagnética.

- Vibración en los motores y transformadores.
- Calentamiento en conductores.
- Pérdida de potencia de corriente continua.
- Interferencia en los circuitos de comunicación.
- Otros.

Todos estos efectos mencionados antes mencionados, acortan la vida útil del sistema de distribución eléctrica, y por consiguiente los equipos que se encuentran conectados aguas abajo se ven afectados, de igual manera acortando su vida útil. [10].

1.6 Distorsión armónica total (THD)

THD es la alteración de la forma de onda con relación a una curva sinusoidal impecable, es decir, la suma de todos los armónicos generados junto con la fundamental, cada armónico posee su frecuencia dependiendo de cual se detecte en la red (ejemplo: 3er armónico, 5to armónico, 7mo armónico, etc), de manera que se produce distorsión en la curva sinusoidal debido a los armónicos presentes. Así mismo cada armónico posee su propia magnitud y ángulo de fase, cabe recalcar que una forma fácil de expresarlo es porcentaje de distorsión armónica, THD, que se lo puede expresar de la siguiente manera: [8]

$$THDi = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H I_h^2}}{I_1} * 100\%$$

- THDi: Distorsión armónica total (expresada en porcentaje).
- h: Numero h-esimo armónico (ejemplo: 3er armónico, 5to armónico, 7mo armónico, etc).
- H: Armónico de mayor orden avistado.
- I_h : Valor RMS de la h-esima componente armónica de corriente.
- I_1 : Valor RMS de la corriente fundamental del sistema

1.7 Atributos de calidad

El ARCONEL ha dispuesto de la normativa 005/18, acerca de los atributos de calidad que debe mantener la distribuidora con el fin de garantizar un servicio estable. En éste se dispone que el nivel de voltaje y distorsión armónica de voltaje debe mantener ciertos límites como se presenta a continuación.

Nivel de voltaje	Rango admisible
Alto voltaje (grupo 1 y 2)	$\pm 5.0\%$
Medio voltaje	$\pm 6.0\%$
Bajo voltaje	$\pm 8.0\%$

Tabla 1: Rangos admisibles de voltaje propuestos por la norma 053/18

Se cumplirá con esta disposición cuando exista al menos un 95% de las mediciones tomadas durante una semana o más días. Se deben encontrar en los rangos mostrados en la **tabla 1**.

Los límites para el THD se presentan en la siguiente tabla.

Nivel de voltaje	Armónica individual %	THD %
Bajo voltaje	5.0	8.0
Medio voltaje	3.0	5.0
Alto voltaje (grupo 1)	1.5	2.5
Alto voltaje (grupo 2)	1.0	1.5

Tabla 2: Rangos admisibles de armónicos en la red propuestos por la norma 053/18

Para cumplir con la norma el 95% o más de las mediciones efectuadas de las variaciones de voltaje tomados en una semana o más deben estar en los rangos mostrados en la **tabla 2**. [11]

1.8 Generación distribuida

Se denomina generación distribuida al conjunto de pequeñas fuentes de generación eléctrica instaladas en la proximidad o dentro de los puntos de carga

o consumo. Se fundamenta en la interconexión de la red de distribución y la micro generación. [12]

Se caracteriza por la reducción de pérdidas de energía por su proximidad al consumidor, incrementa el índice de fiabilidad y la calidad energética, y por el uso de energías renovables para la micro generación por su capacidad de instalación dentro o cerca de los puntos de carga. [12]

Existen varios conceptos a nivel mundial por diferentes asociaciones que subrayan ideas similares en ciertos aspectos, pero no son definiciones exclusivas acerca de la generación distribuida, como las siguientes.

- **Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE):** Indica que la generación distribuida trabaja con generadores con aforo que se encuentra en un rango de 50 MW a 100 MW, ligados al sistema de distribución. Han sido diseñados y despachados descentralizadamente, esto quiere decir que los operadores de la red eléctrica no son capaces de controlar esta generación, dado que son parte de empresas particulares no pertenecientes al estado el operador de red no lo considera para realizar el despacho. [13]

Esta definición no puede ser considerada para Ecuador ya que todas las empresas generadoras que existen en el país les pertenecen a CELEC y CENACE que es la entidad que maneja el SNI, ambas empresas pertenecen al estado, es decir, los generadores se encuentran diseñados y despachos centralizadamente. [14]

- **Agencia internacional de la energía (IEA, International Energy Agency):** Establece que son producciones energéticas que se generan en las empresas distribuidoras, es decir, abastece energía de manera directa al sistema de distribución, específicamente en baja tensión. De igual manera es asociado a micro generación, ya sea centrales eólicas, centrales fotovoltaicas o algún método de energización por recursos renovables. [13]

- **Ackerman y asociados:** Establecen que la generación distribuida tiene como propósito ser fuente de potencia activa, por lo que deben ser situados en el sistema de distribución o en el sistema de baja tensión. El tamaño de la instalación depende de la potencia que generen: micro generación, pequeña, mediana o gran generación. La generación distribuida se suele asociar al uso de energías renovables, sin embargo no debe ser relevante a la definición. Así mismo estos sistemas no son controlados por un ente regulador ya que no son sistemas centralizados. La penetración de generación distribuida se determina por la siguiente expresión. [15]

$$Penetracion\ GD(\%) = \frac{P_{GD}}{P_{TR}} * 100$$

Donde P_{GD} , es la potencia de generación distribuida instalada, y P_{TR} , es la potencia total de la red.

Este último concepto es el más acertado, ya que es el más detallado y abarca mayores conceptos que se debe tomar en cuenta para mejorar el sistema de distribución.

La generación distribuida como reemplazo a la generación térmica es muy viable, pero, se deben tomar en cuenta características del sistema que no permitan el incremento de pérdidas. Existen dos tipos de micro generación fotovoltaica por su nivel de cobertura, el primero es el autoconsumo instantáneo que suplente un 40% de la demanda del usuario mientras que el excedente es cubierto por la red eléctrica de distribución convencional y el segundo es el autoconsumo diferido, en el cual la demanda del usuario es completamente suplida por el sistema de micro generación y la energía excedente queda almacenada de manera virtual en la red eléctrica. [16]

En la **Ilustración 8** podemos observar como las pérdidas han disminuido cuando se utiliza un autoconsumo instantáneo del 40% (reducción de pérdidas de hasta el 30% en media tensión y 39% en baja tensión). [16]

Autoconsumo Instantáneo

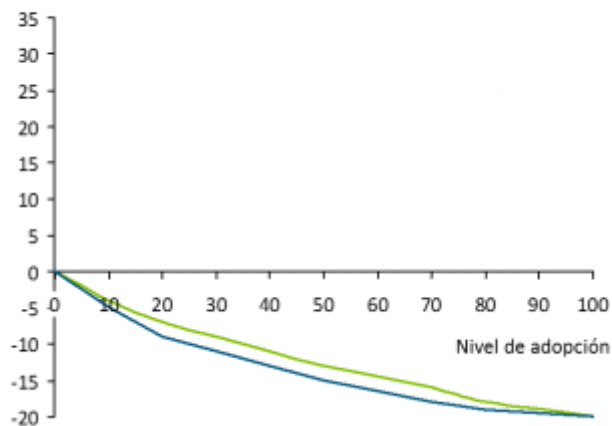


Ilustración 8 Comportamiento de Perdidas con Autoconsumo Instantáneo [16]

En la **Ilustración 9** se observa como las pérdidas disminuyen y luego se incrementan nuevamente con el autoconsumo diferido, esto es debido a la inserción de energía a la red por parte del sistema de micro generación. [16]

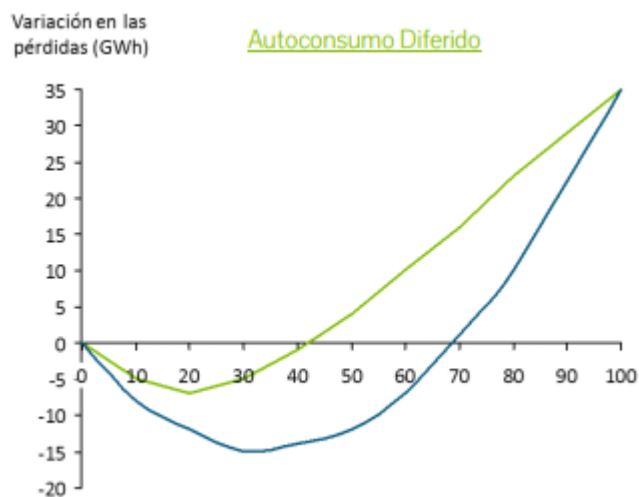


Ilustración 9: Comportamiento de Perdidas con Autoconsumo Diferido [16]

1.9 Impacto en pérdidas

La generación distribuida tiene gran capacidad de aumentar el rendimiento de la red de distribución pero uno de los principales problemas es que existen pérdidas en los alimentadores, por lo que establecer las localizaciones de estos puntos de generación distribuida es de gran importancia para lograr un sistema con menor pérdida. [17]

La ubicación de los sistemas de generación distribuida es semejante a colocar bancos de transformadores en un sistema de distribución, ya que ambos se los utilizan para reducir las pérdidas, sin embargo, la generación distribuida entrega potencia activa y reactiva, mientras que los bancos de transformadores solo entregan potencia reactiva. [18]

En comparación con las pequeñas centrales fotovoltaicas y eólicas como se suelen utilizar en residencias, los lugares donde realmente se encuentran los generadores y el nivel de penetración de la generación distribuida suele ser desconocido, por lo que una forma de realizar la colocación de generación distribuida es de manera aleatoria, utilizando un método llamado Monte Carlo [19]. Al llevar a cabo este método se pudo reducir las pérdidas en el alimentador, colocando centrales fotovoltaicas, ocasionando mejora en el factor de potencia e incremento en la regulación de voltaje. Se dice que si se suman un número de centrales de generación distribuida de pequeña capacidad, minimizarán en gran parte las pérdidas en el alimentador, siendo de gran ayuda para la red de distribución.

1.10 Impacto en la regulación de voltaje

Realizar conexión de centrales de generación distribuida puede ocasionar cambios en la regulación de voltaje, desde el punto de vista del alimentador, dado que estos pueden alterar la dirección y magnitud de los flujos de potencia activa y reactiva, sin embargo, esto puede ser un impacto tanto negativo como positivo, ya que estos aspectos están sometidos a la localización de la generación distribuida.

Existen estudios donde se insertan centrales fotovoltaicas en el sistema de distribución del lado de baja tensión ocasionando un impacto efectivo en la regulación de voltaje.

Se indica relacionar el nivel de penetración con la cantidad de potencia fotovoltaica instalada con la finalidad de que la generación de estos paneles fotovoltaicos cumpla con la demanda mínima durante la etapa de menor consumo y nivel de dispersión, teniendo como resultados niveles de tensión más homogéneos. [20]

1.11 Impacto en armónicos

Anteriormente se mencionó acerca de los daños que podrían producir en la red de distribución, pero los armónicos también pueden ser producidos por la misma central de generación distribuida. Con el afán de reducir estos efectos, puede hacerse uso de inversores de potencia o filtros para los armónicos.

1.12 Impactos en niveles de cortocircuito

Los niveles de cortocircuito se verán comprometidos en vista que existe generación distribuida en el sistema, ya que las corrientes de fallas están definidas por el sistema de distribución ya establecido, es decir estas se incrementarán afectando el sistema de protecciones y ocasionando que ocurran accionamientos no programados.

Existe un método que ofrece desplegar los métodos de análisis de fallas habituales, de manera que se obtenga un inversor interconectado con la generación distribuida con el cual se pueda estimar las fallas. Para esto se emplearon dos (2) esquemas de control, de voltaje, que conceden perfiles de corriente RMS de falla de interés.[21]

CAPITULO 2

2. METODOLOGIA

A fin de identificar si la red de distribución no se verá afectada por el ingreso de nuevas tecnologías y los activos con los que la Empresa Eléctrica cuenta actualmente son los adecuados para soportar la alta penetración de generación distribuida en la red, se han planteado varios escenarios con diferentes niveles de ingreso de generación fotovoltaica y eólica, así como el ingreso de VE.

Tomando en consideración la recopilación de datos históricos de cargas de la Urbanización Belo Horizonte de la ciudad de Guayaquil se obtuvo una carga promedio y con base a este promedio se estableció el factor de carga a fin de observar si cumple con la demanda máxima en el caso de que se inserten estas nuevas tecnologías.

2.1 Carga promedio

Para conseguir la demanda promedio se consideró la energía consumida por el usuario en un tiempo determinado y el tiempo en el que se observó esa carga consumida, como se muestra a continuación. [22]

$$D_p = \frac{\int_0^t CDT(t)dt}{T}$$

Donde:

D_p : Carga promedio en kW

$\int_0^t CDT(t)dt$: Energía consumida por el usuario en un tiempo T en kWh

T: Tiempo de análisis en horas.

2.2 Factor de carga

Una vez obtenida la carga promedio se la relacionó con la carga máxima del sistema que se tuvo en el mismo tiempo de análisis de la carga promedio, como se muestra en la siguiente ecuación. [22]

$$FC = \frac{D(t)_{prom}}{D(t)_{max}}$$

Donde:

FC: Factor de carga

D(t) prom: Demanda promedio en un tiempo de análisis.

D(t) max: Demanda máxima en el mismo tiempo de análisis que la demanda promedio

2.3 Factor de demanda

Se obtuvo relacionando la demanda máxima del sistema y la potencia instalada, siendo potencia instalada la capacidad que tiene una central de generar y entregar potencia en condiciones ideales, esto se representa de la siguiente manera. [23]

$$FdD = \frac{D_{max}}{P_{instalada}}$$

FdD: Factor de demanda.

Dmax: Demanda máxima.

Pinstalada: Potencia instalada.

2.4 Factor de utilización

Se obtuvo relacionando la potencia máxima del sistema y la capacidad instalada, refiriéndose a capacidad instalada a la potencia nominal de una unidad generadora o central, esto se lo representa de la siguiente manera. [23]

$$FdU = \frac{D_{max}}{CAP_{instalada}}$$

Fdu: Factor de utilización

Dmax: Demanda máxima

CAPinstalada: Capacidad instalada

Se recopilaron datos sobre la demanda energética de la Urbanización Belo Horizonte con los cuales se realizó el cálculo estadístico de carga promedio para su correcto uso. Mediante datos de una curva real de generación solar promedio

se realizó el cálculo de cuánta energía puede suplir la demanda al suponer dos escenarios en los cuales existe penetración de 30% para el primero y 60% para el segundo. Se utilizó base de datos de viento para el cálculo de generación de energía eólica y cálculo de la creciente demanda energética por la inclusión de puntos de carga para vehículos eléctricos. Al final se utilizaron estos escenarios para concluir qué cambios se deben hacer respecto a los equipos de potencia de la red.

2.5 Pliego tarifario CNEL-Guayaquil

Se implementó el pliego tarifario de consumo energético de la empresa de distribución eléctrica CNEL-Guayaquil para el cálculo económico del consumo de una vivienda promedio a la red antes y después del ingreso de micro generación al sistema.

PLIEGO TARIFARIO CNEL GUAYAQUIL			
Rango de Consumo	Energía (USD/kWh)	Comercialización Consumos kWh-mes	
1-50	0,078		
51-100	0,081		
101-150	0,083		
151-200	0,097		
201-250	0,099		
251-300	0,101	0-300	1,414
301-350	0,103	301-500	2,826
351-500	0,105	501-1000	4,24
501-700	0,105	mayor 1000	7,066
701-1000	0,145		
1001-1500	0,1709		
1501-2500	0,2752		
2501-3500	0,436		
Superior	0,6812		

Tabla 3: Pliego tarifario de CNEL-Guayaquil.

2.6 Descripción del sistema

La urbanización Belo Horizonte dispone de una red eléctrica de distribución soterrada constituida por 96 transformadores monofásicos de tipo Pad-Mounted, los cuales suministran de energía a 1050 viviendas dispuestas en 9 etapas.

Para este estudio se tomaron en consideración los datos obtenidos de 15 transformadores de la red, los que en mayor parte son de 50 KVA de capacidad nominal.

2.7 Ingreso de vehículos eléctricos en la red

Para la inclusión de la curva de carga de vehículos eléctricos en el área residencial se utilizó la data obtenida de estudios anteriores sobre el tema en Belo Horizonte donde se realiza una carga constante de 1,2 kW durante 8 horas por las noches cada dos días.

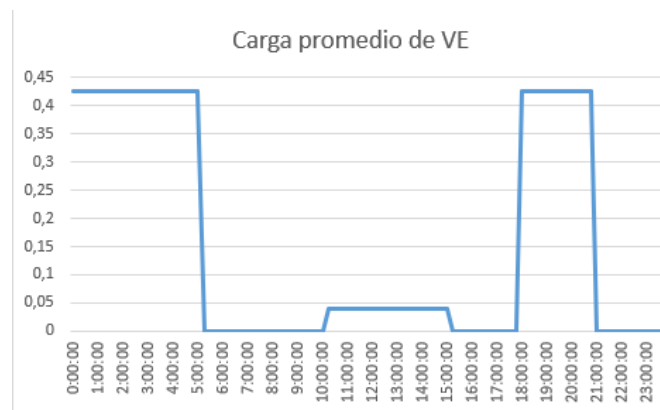


Ilustración 10: Carga promedio de VE por la noche

Para fines de estudio se creó una gráfica de carga de vehículos en el horario valle con tiempos de carga de 3 y 4 horas cada día en distintos momentos del día. Este comportamiento no permitió la carga completa de las baterías y por ese motivo el lapso de carga entre días se acortó.

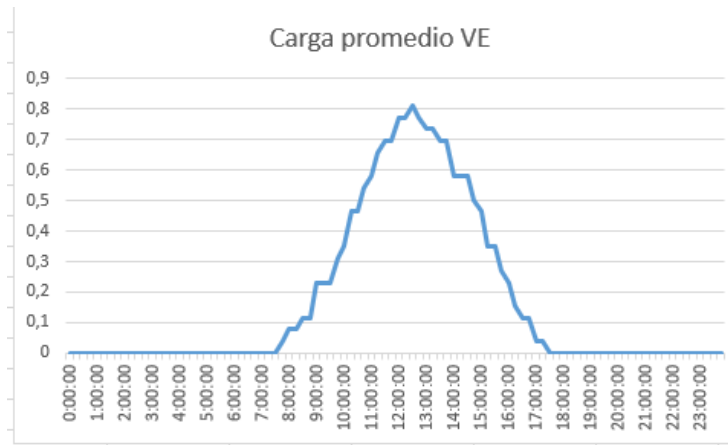


Ilustración 11: Carga promedio de VE por el día

2.8 Factor de utilización sin cambios en el sistema

Como punto de partida para el análisis del factor de utilización de los transformadores de distribución se utilizó la medición registrada en el medidor totalizador que incluye la energía perdida en el tendido hasta llegar al punto de carga antes del ingreso de los vehículos eléctricos y la micro generación fotovoltaica y eólica al sistema.

NUMERO	TRAFOS	Dmax [KW]	Dmax+Perdidas [KW]	Fp	Pinstalada [KVA]	FdU[%]
1	7935	23,52	25,87	0,92	50	51,13
2	7937	18	23,04	0,92	50	39,13
3	7939	25,96	31,15	0,92	50	56,43
4	7950	19,24	24,05	0,92	50	41,83
5	7951	17,28	21,60	0,92	50	37,57
6	7953	17,52	21,90	0,92	50	38,09
7	7954	19,12	23,90	0,92	50	41,57
8	7961	24,67	30,84	0,92	50	53,63
9	7962	15,32	19,15	0,92	50	33,30
10	7963	14,16	17,70	0,92	50	30,78
11	7967	17,96	22,45	0,92	50	39,04
12	7972	61,08	76,35	0,92	50	66,39
13	7973	13,88	17,35	0,92	50	30,17
14	7975	18,84	23,55	0,92	50	40,96
15	7976	20,88	26,10	0,92	50	45,39

Tabla 4: Factor de utilización de los transformadores analizados, sin generación distribuida.

2.9 Generación Fotovoltaica

El sistema de generación fotovoltaica que se implementó en los hogares consta de 7 paneles solares, modelo 150M de la compañía Zhejiang Huanhu Lighting, mismo que se visualiza en la ilustración 12 y se detallan sus características en la **Tabla 5**.

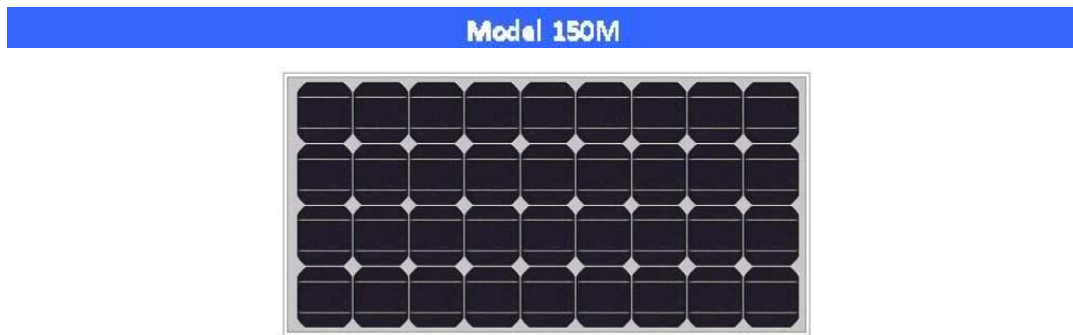


Ilustración 12: Panel modelo 150M, de la compañía Zhejiang Huanhu Lighting

Especificaciones	
Celda solar	36(4*9) 156*1256mm mono
Temperatura de operación	-40 a +85°C
Voltaje máximo del sistema	700 V en DC
Dimensiones del modulo	1482*670*35 mm
Peso	12 kg
Parámetros eléctricos	
Potencia pico nominal (Wp)	150
Voltaje de operación optimo	18 V
Corriente de operación optima	8.34 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	22.5 V
Corriente de cortocircuito	8.68 A
Coeficientes de temperatura	
Temperatura nominal de la celda de funcionamiento	48+/-2°C
Coeficiente de temperatura de voltaje (Vmp)	-0.347%/°C
Coeficiente de temperatura de corriente (Isc)	0.055%/°C
Coeficiente de temperatura de potencia (Pmpp)	-0.48%/°C

Tabla 5: Especificaciones generales de paneles fotovoltaicos.

Posteriormente se encontró el número de módulos necesarios para suplir la demanda de los hogares con el arreglo de generación fotovoltaica, como se muestra a continuación:

$$NP = \frac{E * 1,3}{HSP * W_P}$$

Donde:

- NP: Numero de paneles
E: Demanda energética
HSP: Horas solares pico
W_P: Potencia pico de cada panel solar

Obteniendo lo siguiente:

$$NP = \frac{5500 * 1,3}{7 * 150} = 6,81 \approx 7 \text{ paneles}$$

Se recomendó la instalación de 7 paneles fotovoltaicos para un sistema porque la demanda energética promedio de una casa en horas que existe radiación solar es de 5500 Vatios.

2.10 Conexión a la red

Como se observan en los datos mostrados en el anexo 1, la demanda a abastecer no supera los 1000 W, por lo que es suficiente un inversor de 1500 W – 12 V.

2.11 Producción fotovoltaica

Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico instalado en una residencia se utilizó el software PVsyst con el que se obtuvo la cantidad de paneles solares e inversores a utilizar y también la curva de generación diaria de los equipos.

PV Array Characteristics

PV module	Si-poly	Model	Poly 150 Wp 36 cells	
Original PVsyst database		Manufacturer	Generic	
Number of PV modules		In series	7 modules	In parallel 1 strings
Total number of PV modules		nb. modules	7	Unit Nom. Power 150 Wp
Array global power		Nominal (STC)	1050 Wp	At operating cond. 946 Wp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	113 V	I mpp 8.4 A
Total area		Module area	6.9 m²	Cell area 3.3 m ²

Inverter

		Model	StarInverter PVP 1100	
Original PVsyst database		Manufacturer	PV Powered	
Characteristics		Unit Nom. Power	1.10 kWac	Oper. Voltage 90-180 V
Inverter pack		Total power	1.1 kWac	Pnom ratio 0.95
		Nb. of inverters	1 units	
Total		Total power	1.1 kWac	Pnom ratio 0.95

Ilustración 13: Resultados del dimensionamiento del módulo fotovoltaico en PVsyst.

Con el uso de PVsyst se corroboró que los cálculos que se implementaron para la obtención del número de paneles utilizados para un módulo PV es de 7 paneles, que corresponde a la misma cantidad calculada en la sección 2.9.

Se obtuvo que el área ocupada por el arreglo es de $6,9 \text{ m}^2$ y es capaz de producir 946 Wpico. **Ilustración 13**

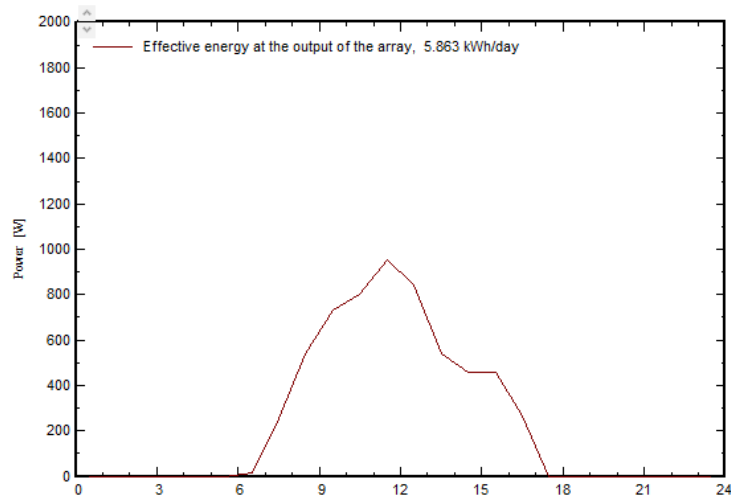


Ilustración 14: Generación eléctrica en un día obtenido de la simulación en PVsyst.

En la graficación de la potencia generada en un día por el sistema fotovoltaico simulado en PVsyst se verificó su valor máximo de 946 W, como se muestra en la Ilustración 13. **Ilustración 14**

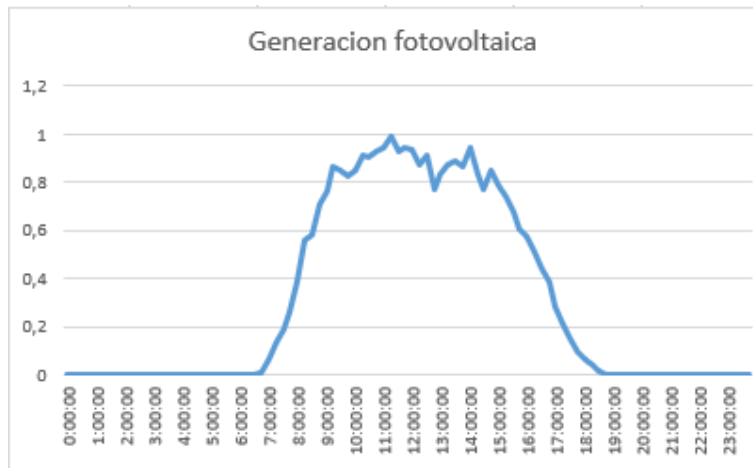


Ilustración 15: Generación promedio en un día del sistema fotovoltaico instalado por casa.

Para el presente estudio se utilizó la data de una central fotovoltaica con la cual se obtuvo una gráfica real de generación diaria de energía al ajustar sus niveles de producción (Anexo3) a los del sistema antes simulado. **Ilustración 15**

2.12 Generación eólica

Para fines de estudio se utilizó el equipo E30Pro de procedencia europea para la obtención de la curva de generación diaria del sistema de micro generación eólica residencial. Se eligió este equipo por sus características de aprovechamiento del rango de viento existente en la ciudad de Guayaquil.



Ilustración 16: Generador eólico Enair E30pro

Numero de palas	3
-----------------	---

Material de palas	Fibra de vidrio con resinas y núcleo de poliuretano
Generador	250rpm nominales / imanes de neodimio
Potencia	3000 W
Potencia nominal	1900 W (según IEC 61400-2)
Tensión	24/48/220V
Clase de viento	CLASS 1-IEC 61400-2/NVNI-A
Diámetro	3.80m
Sentido de giro	Horario
Área de barrido	11.34m ²
Peso	125kg
Aplicaciones	Carga de baterías 24 o 48V y conexión a red
Viento de arranque	2m/s
Vel. Regulación paso variable	12m/s
Velocidad de supervivencia	60m/s
Rango de generacion eficiente	De 2 a 60m/s
Tipo	Rotor de eje horizontal a barlovento
Orientación	Sistema pasivo con timón de orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo centrifugo con dos velocidades
Transmisión	Directa
Freno	<ul style="list-style-type: none"> • Electromagnético por cortocircuito • Mecánico (opcional) • Aerodinámico mediante paso variable • Manual o automático por viento o por tensión de baterías
Controlador	Carga de baterías y conexión a red
Inversor eólico	Eficiencia 97% algoritmo MPPT
Ruido	48dB / Reducción al mínimo gracias al diseño de las palas y a las bajas revoluciones 1% más que el ruido ambiente del viento
Protección anticorrosión	hermético, pintura epoxi de secado al horno de alta temperatura, generando un recubrimiento plástico
Torre	celosía, presilla y tubular, abatibles o fijas, altura variable

Tabla 6: Características técnicas, eléctricas y de funcionamiento.

Se tomó información acerca de los vientos que se generaron en un mes en la ciudad de Guayaquil, véase en anexos 2, medidos en nudos, ya que se necesita obtener la potencia generada por los aerogeneradores en KW, por ende, se debe realizar la conversión de nudos a m/s como se muestra a continuación.

$$1 \text{ nudo} = 0,5144 \text{ m/s}$$

Una vez obtenidos los datos de velocidad de viento de la ciudad de Guayaquil, y las dimensiones del aerogenerador se utilizó una estimación de la cantidad de potencia que se tuvo durante el mes en cuestión mediante los siguientes cálculos.

$$P = V_w k^3$$

Donde:

P	Potencia eólica.
V_w	Velocidad del viento.
K	constante K.

La constante K, se la obtiene mediante el siguiente calculo:

$$k = \frac{1}{2} \rho * n * (\pi * r^2)$$

Donde:

ρ	Densidad del aire.
n	Eficiencia del aerogenerador
r	Radio del aerogenerador.

La tabla que se muestra en el **ANEXO 2**, indica las velocidades de vientos que se tiene en la ciudad de Guayaquil [24]; y las características que se tiene del módulo eólico mediante un algoritmo realizado en Matlab, se puede obtener la producción eólica en un día promedio.

```
%Datos del módulo eolico
%densidad
ro=1.29;
%radio del sistema
r=1.9;
```

```

%eficiencia del aerogenerador
n=0.41;
%Constante K
k=0.5*ro*n*pi*r^2;
%Importar datos
matrizn=xlsread('Datos.xlsx','B3:H98');
%Convertir nudos --- m/s
matrizn1=matrizn*0.5144467;
%Tamaño matriz
[m,n] = size(matrizn1);
%Promedio diario
promedio = mean(matrizn1,2);
%Potencia generada
potencia= (promedio.^3)*k;
%Potencia generada [KW]
potencia2=potencia/1000

```

Código Matlab para generación eólica

Con la información obtenida a partir del algoritmo mencionado anteriormente, se pudo graficar la curva de generación eólica promedio diaria que alimentó las viviendas donde se realizaron las instalaciones de esta tecnología.

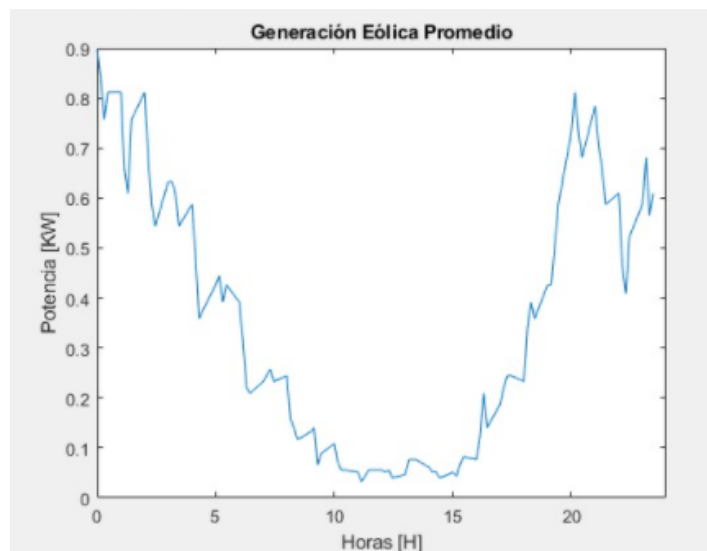


Ilustración 17: Generación diaria promedio de energía eléctrica por parte del sistema eólico obtenida de simulación en Matlab.

Con el fin de utilizar los resultados obtenidos, se exportaron a una hoja de Excel para facilitar su manipulación y compatibilidad con el resto de la data. **Ilustración**



Ilustración 18: Generación promedio diaria del sistema eólico instalado por casa

2.13 Conexión a la red

Para que la generación eólica pueda ser suministrada a la red el sistema de generación debe constar de un controlador y un inversor, el rotor al girar transforma la energía eólica en energía eléctrica de corriente continua, y mediante el inversor se transformará la corriente continua en corriente alterna, y de esta manera se pueda conectar a la red. [24]

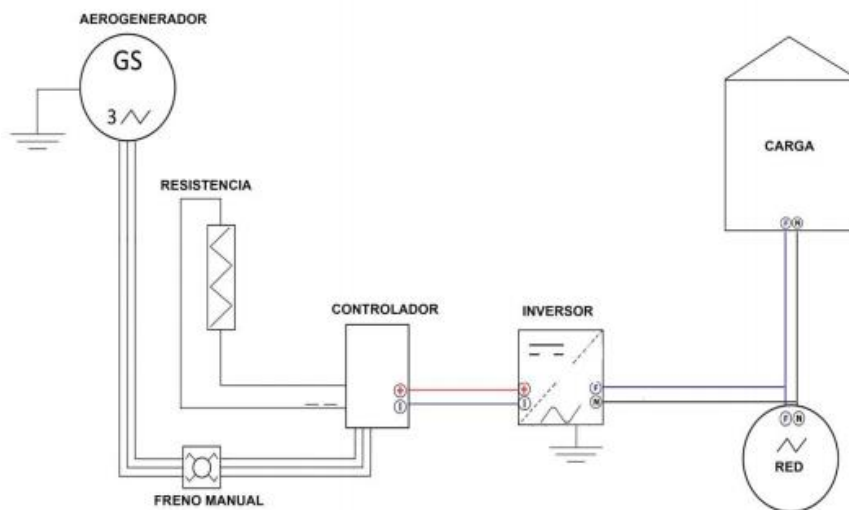


Ilustración 19: Conexión a la red del aerogenerador

2.14 Costos

Se entiende que el transformador es el activo más costoso en una red de distribución, por lo que se debe tener en cuenta el precio de estos.

- Transformador monofásico de 37,5 KVA, 13800 GRDY/7970 V, 120/240 V, \$2,054.50 c/u.
- Costos de mantenimiento preventivo transformador de 37.5 KVA, \$744.74
- Transformador monofásico de 50 KVA, 13800 GRDY/7970 V, 120/240 V, \$2900 c/u.
- Costos de mantenimientos para transformadores de 50 KVA, \$840.46
- Transformador trifásico de 100 KVA, \$16,167.43 c/u.
- Costos de mantenimientos para transformadores de 100 KVA, \$1,047.54.
- Transformador de potencia 18/24 MVA ONAN/ONAF 67 KV - 13.8 KV TIPO TANQUE SELLADO, \$329,205.84 c/u.
- Costos de mantenimientos para transformadores 18/24 MVA ONAN/ONAF 67 KV - 13.8 KV TIPO TANQUE SELLADO, \$119,334.51

2.15 Electrolinera

Se realizó una estimación para la implementación de una electrolinera, tomando como base la información adquirida de la electrolinera de Saucinc, la cual posee 20 puntos de carga con un factor de coincidencia del 60%. La electrolinera que entrará al sistema de Bello Horizonte tendrá 5 puntos de carga para los vehículos que cargaran sus baterías con el fin de ahorrar y no depender de los puntos de carga domésticos.

El dimensionamiento de la electrolinera a construir será de $\frac{1}{4}$ de la capacidad de la electrolinera de Saucinc, con un factor de coincidencia similar al de Saucinc, datos que se pueden observar en el **ANEXO 3**.

CAPITULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al incluir las cargas de vehículos eléctricos, la generación fotovoltaica, la generación eólica y el ingreso de una electrolinera a la curva de carga que soporta el transformador de potencia. Además, se analizó el cambio en la curva de demanda y como afectan estas variaciones en la utilización de los equipos de transformación en el sistema de distribución y en el punto de alimentación del sistema.

Se plantearon varios escenarios y se evaluaron cada uno de ellos para determinar cuál es el más viable para su implementación y como afectan a los equipos de transformación.

3.1 Transformador de distribución.

3.1.1 Inclusión de vehículos eléctricos en la vivienda.

La inclusión de vehículos eléctricos en el sector residencial aumenta el consumo energético nocturno de una vivienda en un 33%, este periodo de tiempo es también conocido como el horario pico de consumo del área residencial. Este aumento de demanda provoca una mayor utilización de los equipos de transformación y hace que el horario valle de consumo sea más perceptible según la **Figura 3.1**.

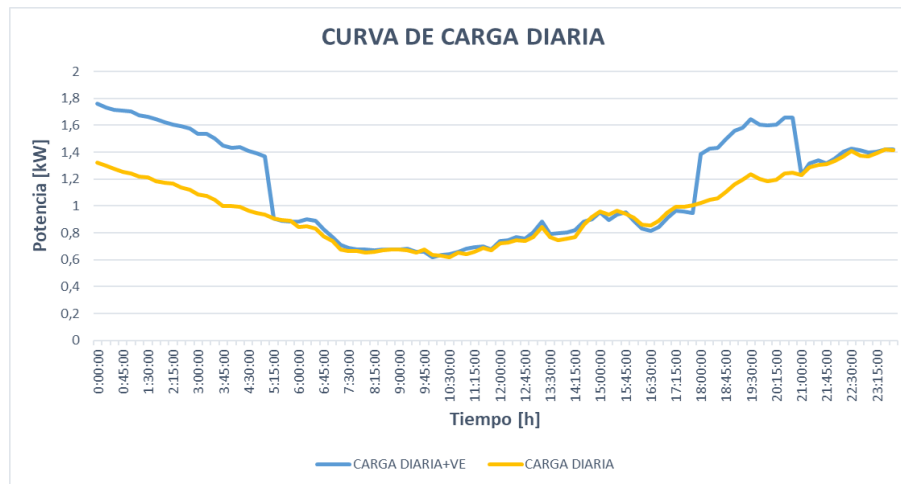


Ilustración 15: Curva de carga diaria de una casa sin vehículos eléctricos vs Curva de carga diaria de una casa con un vehículo eléctrico

En la **Ilustración 15** se observa el comportamiento de la curva de carga al ingresar un vehículo eléctrico que por facilidad y comodidad de los usuarios se carga en horas de la noche con una carga constante de 1.2 KW durante 8 horas.

3.1.2 Inclusión de micro generación fotovoltaica en la vivienda.

Para esta sección utilizamos como punto de partida la curva de carga de una residencia que incluye el horario de conexión convencional de un vehículo eléctrico.

El uso de micro generación fotovoltaica permite un descenso en el consumo de energía en el horario que existe presencia de luz solar, esta tecnología no es capaz de suplir energía para el consumo nocturno puesto que por la regulación Nro. ARCONEL-003/18 se limita a un funcionamiento sin la utilización de baterías para almacenar energía no utilizada en el día puesto que inyectarían energía reactiva a la red.

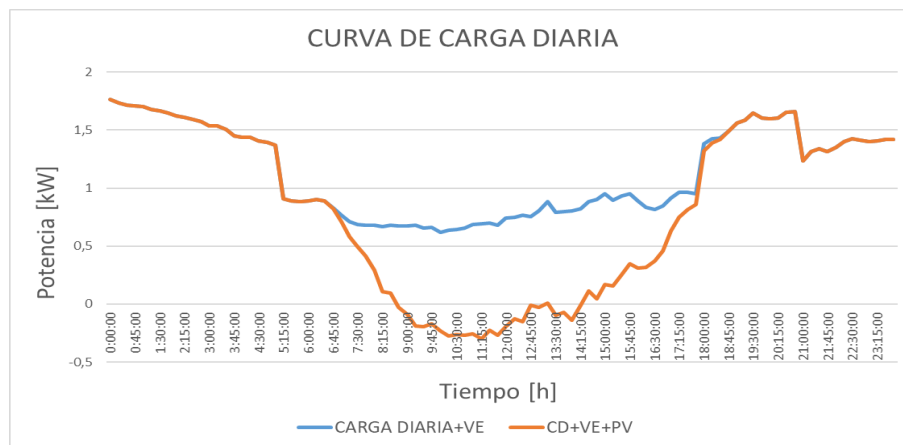


Ilustración 16: Curva de carga diaria con inserción de micro generación fotovoltaica.

En la **Ilustración 16** se observa la curva de demanda de una casa que cuenta con micro generación fotovoltaica (curva CD+VE+PV), se determinó que el ingreso de esta tecnología permite disminuir el consumo de energía en el día e incluso entregar energía a la red, así se disminuyó el consumo mensual del propietario.

Con el ingreso de la tecnología fotovoltaica se tiene un ahorro en el consumo de energía de hasta el 28% y un ahorro económico del 32%.

3.1.3 Inclusión de micro generación eólica en la vivienda.

Para esta sección, al igual que en la anterior, se utilizó como punto de partida para el análisis de consumo energético que incluye la presencia del vehículo eléctrico como carga en su horario convencional de conexión. Con los datos de velocidad de viento que corresponden a la ciudad de Guayaquil se realizó el cálculo de energía promedio que es producida por el equipo de micro generación eólica por día. En el Capítulo 2 se detalló que el horario nocturno es en el cual se presentan mayores corrientes de viento y por ende mayor producción de energía.

Se utilizó el equipo ENAIR 30 PRO que es capaz de trabajar y producir energía a partir de la velocidad de viento de 2 [m/s] hasta los 60 [m/s], este rango de trabajo va acorde a las velocidades de viento existentes en la zona de empleo y permite un aprovechamiento de producción de la producción de energía óptimo.

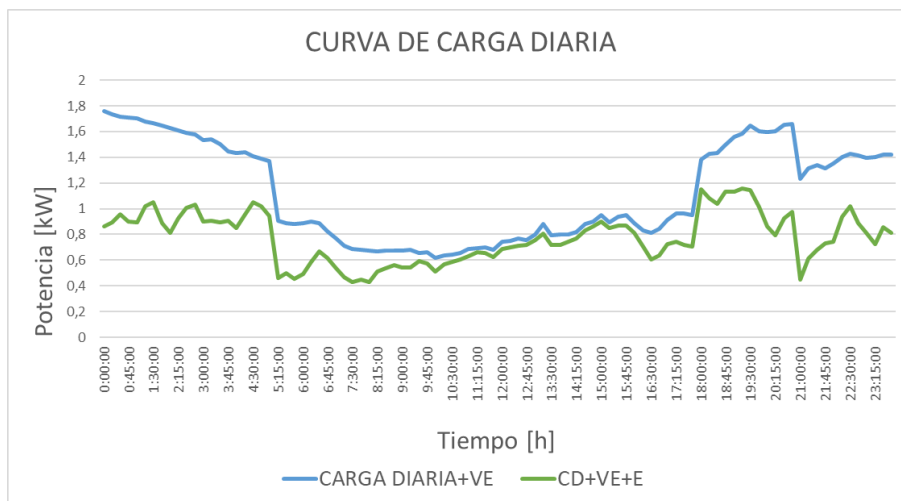


Ilustración 17: curva de carga diaria con inserción de micro generación eólica

La **Ilustración 17** muestra las curvas de carga diaria con la adición de vehículos eléctricos en azul y la curva dónde se ingresa la generación eólica a la vivienda en verde. Se determinó que el ingreso de la micro generación eólica es capaz de reducir los picos de carga existentes durante el horario nocturno producidos tanto por las cargas convencionales como la presencia de la carga de vehículos eléctricos. Este tipo de generación produce un ahorro de consumo energético del 31,48% que se tomaba de la red y un ahorro económico del 36,6%.

3.1.4 Inclusión de micro generación fotovoltaica y eólica en la vivienda.

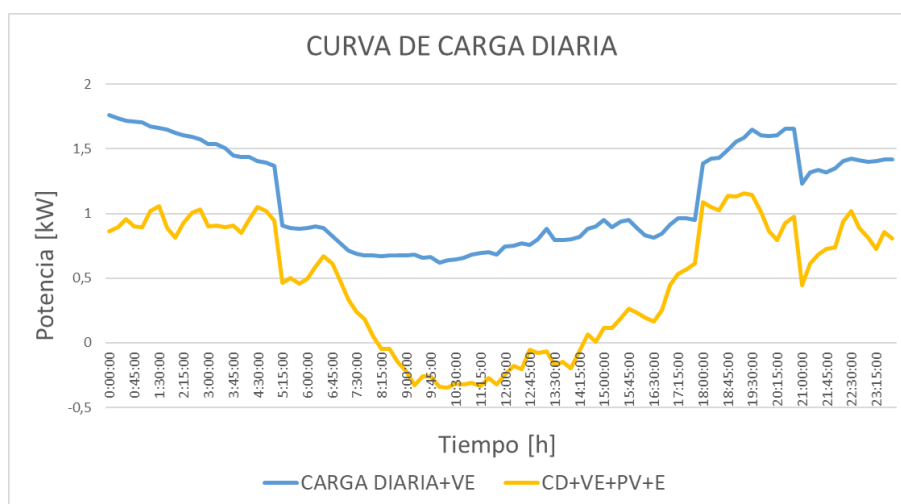


Ilustración 18: Curva de carga diaria con inserción de micro generación fotovoltaica y eólica

La **Ilustración 18** muestra la comparación entre la curva de carga inicial y la curva de carga con la inclusión tanto de generación fotovoltaica como eólica en color amarillo. Se determinó que el consumo energético soportado por la red bajó considerablemente, teniendo un ahorro de energía del 58,68%.

3.1.5 Ahorro económico por reducción de consumo a la red al ingresar la micro generación.

Se utilizó el pliego tarifario de la empresa de distribución eléctrica CNEL-Guayaquil que rige el cobro de consumo energético en la urbanización Belo Horizonte.

Los kWh-mes que consumió una casa de la red de distribución antes de la inclusión de cada tipo de micro generación y luego de su ingreso se detalla en la **Tabla 7**.

	Consumo kWh-mes			
	Consumo+ VE	Consumo+ VE+PV	Consumo+ VE+Eol	Consumo+ VE+PV+Eol
	807,626804	586,168663	551,414977	329,9568354
Costo por consumo	88,696	61,1377096	57,4885726	32,86155404
% de Ahorro	0,0%	32,1%	36,2%	65,3%

Tabla 7: Comparación en el consumo de energía a la red, gasto y porcentaje de ahorro con el ingreso de la micro generación.

El consumo energético de la casa disminuyó considerablemente cuando se ingresó la generación fotovoltaica y eólica en conjunto y el ahorro económico fue del 65,3 %. La diferencia en porcentajes de ahorro cuando se utilizaron los dos tipos de micro generación por separado se debe al sistema de cobro por rangos de consumo, esto permitió obtener un menor cobro por energía demandada a la red cuanto más energía se produjo por parte de los sistemas fotovoltaico y eólico.

SISTEMA FOTOVOLTAICO	
COSTO DE INSTALACIÓN [\$]	5123,86
ENERGÍA AHORRADA [KWH]	221,46
AHORRO MONETARIO [\$]	27,558

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL [AÑOS]	15,49
---	-------

Tabla 8: Datos de recuperación de capital por instalación de sistema fotovoltaico.

En la **Tabla 8** observamos que se ahorraron en promedio 221,46 KWh al mes, esto representa ahorro económico de \$27,558, y la recuperación del capital invertido se da luego de 15 años y medio; esto da un tiempo de beneficio económico por parte del usuario de 4 años y medio hasta cumplir el tiempo de vida útil de los paneles.

SISTEMA EÓLICO	
COSTO DE INSTALACIÓN [\$]	9767,5
ENERGÍA AHORRADA [KWH]	256,212
AHORRO MONETARIO [\$]	31,207
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL [AÑOS]	26

Tabla 9: Datos de recuperación de capital por instalación de sistema eólico.

Existe mayor ahorro económico por la instalación del sistema eólico con respecto al fotovoltaico, aunque poco evidente dado que la recuperación del capital es muy lenta, siendo esta de 26 años. Esta lentitud se debe a que esta tecnología no se encuentra en el país y se debe ser importada, además del inconveniente que representa su falta de regulación gubernamental en la actualidad.

3.2 Análisis de consumo diario que soporta el transformador de distribución.

Con la premisa que un transformador soporta la carga de 10 viviendas y cada una de ellas solo puede incluir un equipo de cada tipo de tecnología, realizamos las siguientes suposiciones.

3.2.1 Caso uno: Ingreso de vehículos eléctricos en sistema con generación fotovoltaica predominante.

Como se mencionó anteriormente, un circuito está conformado por 10 viviendas y para este caso 4 de ellas cuentan con un vehículo eléctrico cada una, 3 viviendas cuentan con la instalación de un sistema fotovoltaico de 7 paneles cada una y 1 casa tiene un sistema de generación eólica.

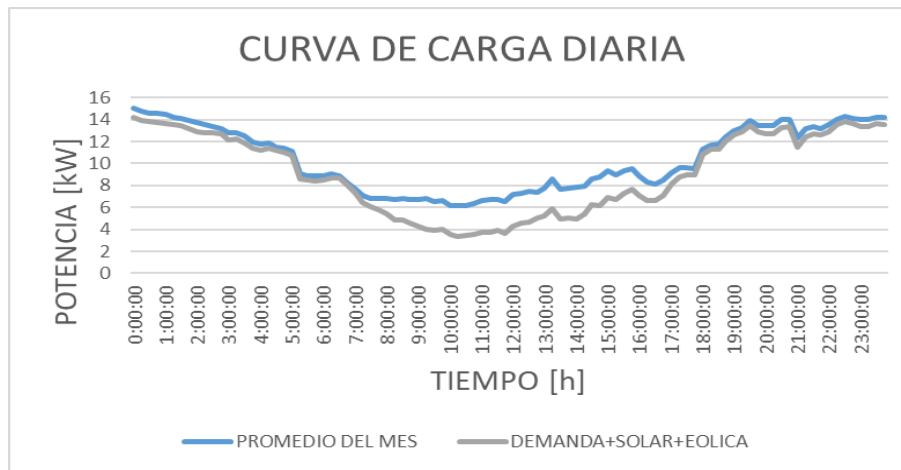


Ilustración 19: Consumo de energético en el análisis del caso 1

En la **Ilustración 19** se muestra la reducción de 12,33% del consumo energético promedio al ingresar la micro generación tanto fotovoltaica como eólica a la carga que soporta el transformador, notamos que la reducción en los picos de carga que se contemplan en el horario nocturno es mínima y se debe a la inclusión de la generación eólica. Donde existe mayor reducción es durante el día cuando operan los equipos fotovoltaicos. El valle de carga baja aún más, esto provoca un tiempo prolongado de subutilización del elemento de transformación que repercute en su tiempo de vida útil.

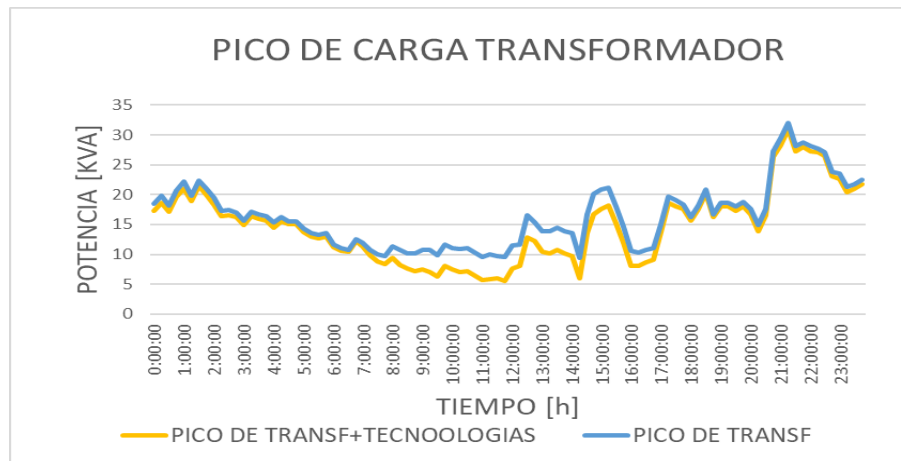


Ilustración 20: Pico de carga del transformador en caso 1

La **Ilustración 20** nos muestra que la reducción del pico de utilización del transformador es mínima, esto se debe a que la micro generación instalada opera a su mayor producción de potencia en horas del día que es el horario valle de consumo energético.

Una vez obtenidos los picos de carga de los transformadores analizados se encontró el factor de utilización para el primer caso como se muestra a continuación en la **Tabla 10**.

#	TRAFOS	Dmax [Kw]	Dmax+S [Kw]	Dmax S+E [Kw]	Fp	Pinstal	FdU Dmax+VE	Dmax VE+S	Dmax VE+S+E
1	7935	25,87	25,87	25,10	0,92	50	56,24	56,24	54,56
2	7937	24,17	23,41	23,11	0,92	50	52,54	50,89	50,24
3	7939	33,41	31,24	31,14	0,92	50	72,63	67,91	67,70
4	7950	29,05	29,05	28,54	0,92	50	63,15	63,15	62,04
5	7951	25,40	23,98	23,06	0,92	50	55,22	52,13	50,14
6	7953	19,07	19,07	18,34	0,92	50	41,46	41,46	39,86
7	7954	26,35	24,65	24,57	0,92	50	57,28	53,59	53,41
8	7961	33,89	32,20	31,97	0,92	50	73,67	70	69,49
9	7962	19,25	17,08	16,99	0,92	50	41,85	37,14	36,93
10	7963	19,95	18,10	18,05	0,92	50	43,37	39,36	39,24
11	7967	23,23	23,23	22,47	0,92	50	50,50	50,5	48,84

12	7972	25,10	22,93	22,84	0,92	50	54,57	49,86	49,65
13	7973	24,55	21,78	21,73	0,92	50	53,37	47,35	47,24
14	7975	28,30	26,15	25,39	0,92	50	61,52	56,85	55,19
15	7976	28,40	28,40	27,67	0,92	50	61,74	61,74	60,14

Tabla 10: Factor de utilización de los transformadores en el primer caso.

La **Tabla 10** muestra los resultados obtenidos acerca del índice de utilización de los equipos de transformación por circuito antes y después del ingreso de la micro generación. Se usó como mínimo índice de utilización el 50% de su capacidad para determinar qué equipos se encontraban subutilizados. Por la tasa de crecimiento de demanda energética del sector residencial del 12% anual no se consideró el cambio de equipos que superaron el índice anteriormente mencionado. Se determinó que los transformadores 6, 9 y 10 se encontraban subutilizados antes del ingreso de la micro generación. Luego de la incorporación de las tecnologías de generación fotovoltaica y eólica el factor de utilización de los equipos antes mencionados se redujo aún más y se integraron a este grupo los transformadores 11, 12 y 13.

3.2.1.1 Estimación económica con respecto a los equipos de transformación.

Para el caso 1 se consideró realizar el mantenimiento preventivo de los equipos de transformación que superan un factor de utilización del 50% porque se encuentran en un rango de utilización aceptable donde las pérdidas de energía son pocas y el tiempo de vida útil de los equipos no se ve comprometido. El precio de mantenimiento preventivo de un equipo de 50 KVA se valoró en \$840,46, que dio un total de \$5883,22 sin incluir IVA por los 7 transformadores. En el caso de los transformadores 6, 9, 10, 11, 12 y 13 se tuvo que considerar su subutilización que degenera al equipo y reduce su tiempo de vida útil, además que en caso de falla el costo del mantenimiento correctivo es de \$1193.29 por cada equipo afectado; por este motivo se consideró el cambio a equipos de 37.5 KVA capaces de soportar la demanda energética de su circuito y que tienen un costo de \$1300 sin incluir IVA.

3.2.2 Caso dos: Compartición de carga de vehículos entre horarios del día y la noche, aumento de generación eólica y disminución de fotovoltaica.

El 40% de los abonados del circuito tienen un vehículo eléctrico cada uno, pero la mitad de ellos realizan la carga de su vehículo en el horario nocturno y la otra mitad en el día cuando aún se encuentran en casa, se reduce a un 20% los usuarios de micro generación fotovoltaica y aumenta a un 20% los usuarios de energía eólica.

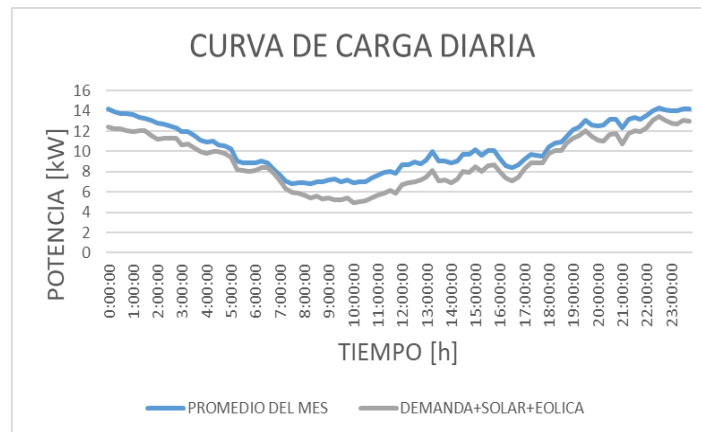


Ilustración 21: Consumo energético en el análisis del caso 2

La **Ilustración 21** muestra la incorporación de las tecnologías de micro generación según el caso 2 y cómo estas afectan a la curva de demanda energética que suministra la red. Se tiene una reducción de consumo promedio de energía del 12,76% por el aumento de generación eólica que se encarga de suplir energía con mayor intensidad. En horas de la noche se observó una reducción en el consumo durante las horas pico, además los picos se redujeron con respecto al caso 1 puesto que, se redujo a la mitad la cantidad de vehículos que se cargan por la noche y horas de la madrugada. La incorporación de vehículos eléctricos que se cargan en horas del día y la disminución de la generación fotovoltaica permitieron que el valle de consumo sea menor, es decir, existe un mayor consumo de energía en horas del día que es suministrada por la red y permite que el índice de subutilización del transformador en este horario disminuya.

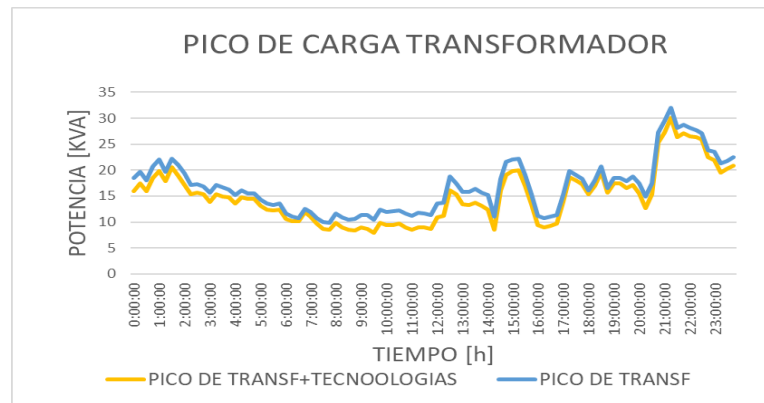


Ilustración 22: Pico de carga del transformador en caso 2

La **Ilustración 22** muestra que la potencia requerida por el sistema está dentro de la capacidad de transformación del equipo de distribución y que la utilización del transformador en horas del día ha aumentado. El pico de energía transformada sigue siendo alto y se tuvo una reducción de este del 5,72%, esto indica que el transformador utilizado no puede ser cambiado por uno de menor capacidad puesto que sigue dentro de su margen de utilización normal.

De igual manera que en el primer caso, ahora que se tienen las demandas máximas de los transformadores en el segundo caso, se obtuvo el factor de utilización de los equipos en el segundo caso como se observa en la **Tabla 11**.

#	TRAFOS	Dmax[Kw]	Dmax+S	Dmax+S+E	Fp	Pinstal	FdU	Dmax	Dmax	Dmax
								Dmax+VE	VE+S	VE+S+E
1	7935	25,87	25,87	24,32	0,92	50	56,24	56,24	52,87	
2	7937	24,20	23,63	23,36	0,92	50	52,60	51,37	50,79	
3	7939	34,06	32,61	32,42	0,92	50	74,04	70,90	70,47	
4	7950	29,05	29,05	28,03	0,92	50	63,15	63,15	60,93	
5	7951	25,46	24,56	24,49	0,92	50	55,35	53,40	53,23	
6	7953	18,90	18,90	18,12	0,92	50	41,09	41,09	39,40	
7	7954	26,42	25,57	25,49	0,92	50	57,44	55,59	55,42	
8	7961	33,92	32,92	32,45	0,92	50	73,74	71,56	70,54	
9	7962	19,30	18,58	18,48	0,92	50	41,95	40,38	40,18	
10	7963	20,02	19,10	19,05	0,92	50	43,53	41,52	41,41	

11	7967	23,08	23,08	22,31	0,92	50	50,17	50,17	48,51
12	7972	25,14	24,42	24,32	0,92	50	54,66	53,09	52,88
13	7973	24,61	23,69	23,64	0,92	50	53,50	51,50	51,38
14	7975	28,45	27,30	27,23	0,92	50	61,84	59,35	59,20
15	7976	28,40	28,40	27,67	0,92	50	61,74	61,74	60,14

Tabla 11: Factor de utilización de los transformadores en el segundo caso.

En la **Tabla 11** se observa que los transformadores subutilizados fueron el 6, 9 y 10 antes de la inclusión de los sistemas de micro generación, luego de instalarlas se incluyó a los equipos subutilizados el 11. Esta reducción de equipos subutilizados con respecto al caso anterior indica que se mejoró el factor de utilización de los equipos en general al aumentar la generación eólica, reducción de la generación fotovoltaica y pasar a cargar una porción de VE al horario valle. El costo por cambio de equipos se redujo a \$8218,00

3.2.3 Caso 3: Carga de vehículos eléctricos en el día y aumento en I micro generación eólica.

En este caso el 40% de las viviendas cuenta con un vehículo eléctrico que es cargado en horas del día en varios horarios y a cargas cortas, el 10% y el 40% cuentan con micro generación fotovoltaica y eólica respectivamente.

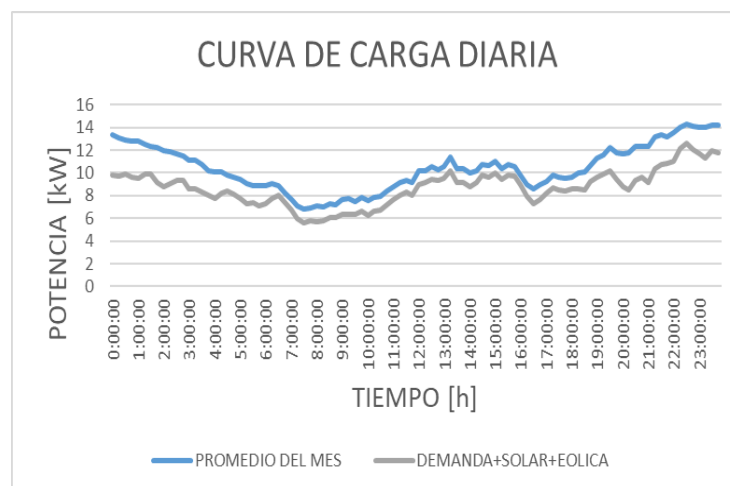


Ilustración 23: Consumo energético en el análisis del caso 3

La **Ilustración 23** muestra la curva de carga con el arreglo de tecnologías de micro generación y la carga de vehículos eléctricos descritos para el caso 3, reduciendo el consumo un 16,60%. Se obtuvo una curva con una variación menor de potencia demandada, el mayor número de generadores eólicos en el sistema permitió una mayor reducción de los picos de demanda existentes en las noches y horas de la madrugada. La carga de vehículos eléctricos en el día y la reducción de producción de energía por parte de equipos fotovoltaicos permitieron un aumento de consumo de carga a la red en las horas valle del día, acercándose más a los valores pico y mejorando el índice de utilización del transformador.

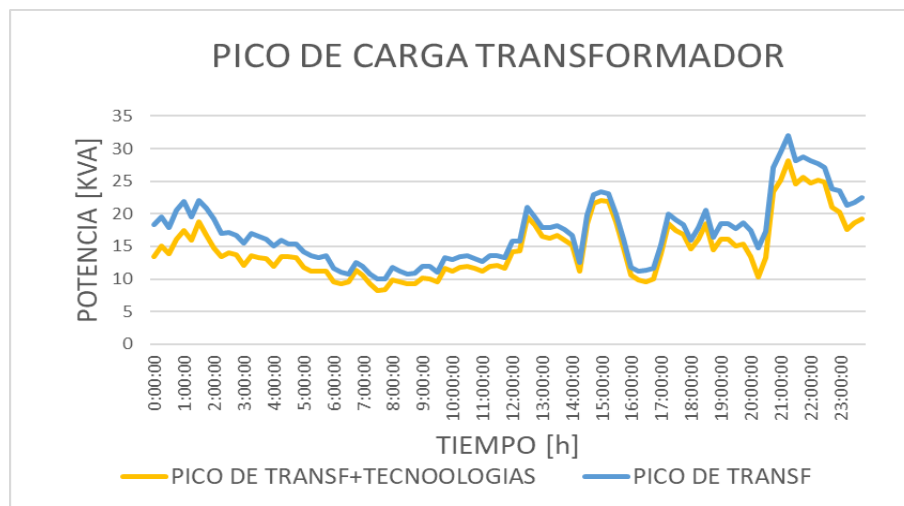


Ilustración 24: Pico de carga del transformador en el caso 3

En la **Ilustración 24** observamos el comportamiento de la potencia transformada por el equipo de distribución con las demandas máximas registradas incluyendo las tecnologías de micro generación. En este caso de análisis se obtuvo una mejor utilización del equipo de transformación puesto que los valles de demanda no entran al rango de subutilización del equipo, se redujo el pico máximo de demanda un 12% de su valor antes del ingreso de la micro generación eólica, pero no se redujo lo suficiente para implementar un cambio de transformador con menor capacidad por subutilización.

Así como se observa en los dos primeros casos con los picos de cargas que se tiene cuando ingresan las nuevas tecnologías, se encontró el factor de utilización para el tercer caso, como se observa en la **Tabla 12**.

#	TRAFOS	Dmax[Kw]	Dmax+S	Dmax+S+E	Fp	Pinstal	FdU	Dmax Dmax+VE	Dmax VE+S	Dmax VE+S+E
1	7935	25,87	25,87	22,77	0,92	50	56,24	56,24	49,49	
2	7937	24,23	23,66	23,12	0,92	50	52,54	50,89	50,24	
3	7939	35,82	35,06	34,76	0,92	50	77,86	76,22	75,55	
4	7950	29,05	29,05	27,52	0,92	50	63,15	63,15	59,82	
5	7951	25,59	24,69	24,50	0,92	50	55,62	53,67	53,27	
6	7953	18,90	18,90	16,55	0,92	50	41,09	41,09	35,97	
7	7954	26,50	25,65	25,48	0,92	50	57,60	55,75	55,40	
8	7961	33,95	33,40	32,35	0,92	50	73,81	72,61	70,33	
9	7962	19,40	18,67	18,39	0,92	50	42,16	40,59	39,97	
10	7963	20,10	19,17	19,07	0,92	50	43,69	41,68	41,45	
11	7967	23,00	23,00	20,71	0,92	50	50,00	50,00	45,03	
12	7972	25,24	24,50	24,22	0,92	50	54,86	53,27	52,64	
13	7973	24,74	23,81	23,65	0,92	50	53,78	51,77	51,42	
14	7975	28,74	27,59	27,38	0,92	50	62,47	59,98	59,53	
15	7976	28,40	28,40	21,55	0,92	50	61,74	61,74	46,84	

Tabla 12: Factor de utilización de los transformadores en el tercer caso.

En la **Tabla 12** observamos que como en los casos anteriores, antes de la inclusión de la micro generación los transformadores 6, 9 y 10 se encuentran subutilizados, y los equipos 1, 11 y 15 se incluyen luego del ingreso de la generación distribuida. En este caso se incrementó el número de equipos subutilizados pero se consiguió una curva de carga más uniforme.

3.3 Análisis de consumo diario que soporta el transformador de potencia.

En esta sección se presentan los resultados del análisis que se realizó sobre el cambio en la carga que soporta el transformador de potencia que alimenta el sector residencial de estudio con los mismos casos porcentuales del apartado anterior, más un cuarto caso donde se realiza el ingreso de una electrolinera en la zona.

3.3.1 Caso 1: Ingreso de carga de vehículos eléctricos por la noche y predominancia de generación fotovoltaica.

Al igual que en el caso uno del apartado anterior se analizó que el 40% de las viviendas conectadas a la red cuentan con un vehículo eléctrico y la recarga de sus baterías se la realiza en el horario nocturno, el 30% y el 10% cuenta con micro generación fotovoltaica y eólica respectivamente.

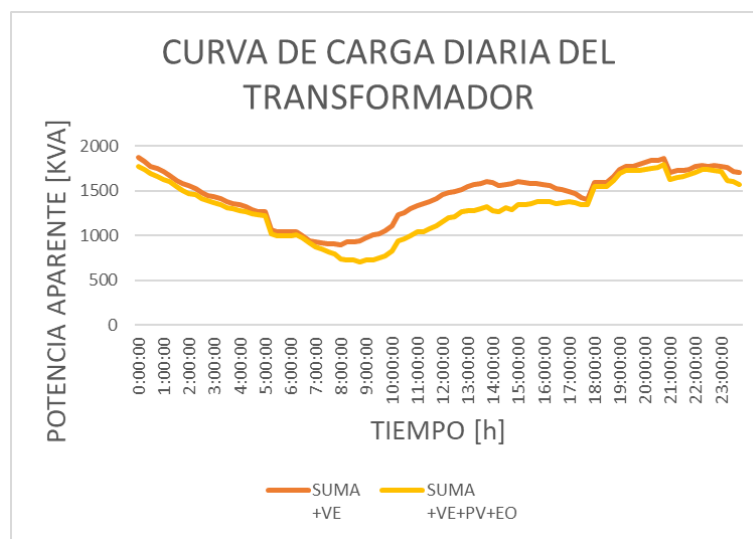


Ilustración 25: Carga soportada por el transformador de potencia en el caso 1

Se encontró que el ingreso de nuevas cargas como son los vehículos eléctricos provocó un incremento de consumo energético en el horario nocturno que posteriormente se reduce gracias a la presencia de la generación eólica. En el día se reduce el consumo por la presencia de la generación fotovoltaica lo que hizo que el valle de carga sea más pronunciado y se produzca un menor consumo energético durante el día como se observa en la **Ilustración 25**. El incremento en el valle de la curva representa una reducción en el factor de utilización del equipo entre las 7:00 y 11:00 horas del día, que provoca un mayor desgaste del equipo.

3.3.2 Caso 2: Reducción de vehículos que se cargan en la noche y aparición de vehículos que cargan en el día.

En este también existe 40% de viviendas que cuenta con un vehículo eléctrico pero la mitad carga sus baterías en horario nocturno y la otra

mitad la carga de manera parcial en distintas horas del día, el 20% incorpora la generación fotovoltaica y otro 20% la eólica.

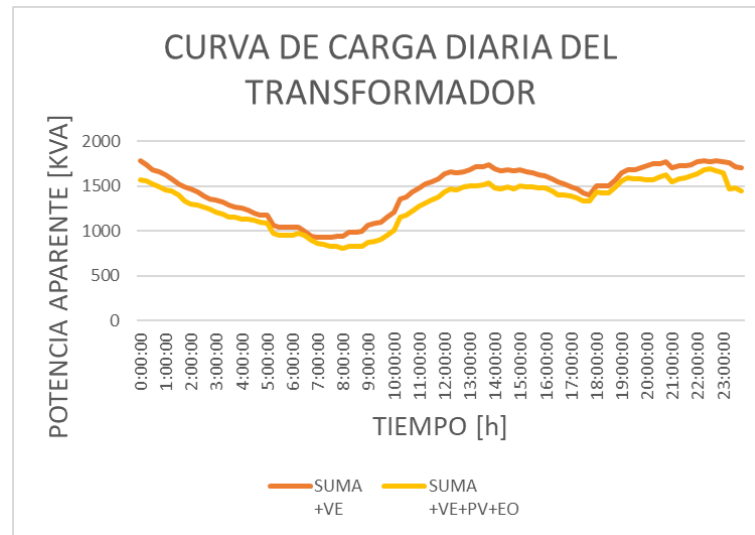


Ilustración 26: Carga soportada por el transformador de potencia en el caso 2

El aumento de generación eólica cuyo pico de generación se dio en el horario nocturno y la reducción de los vehículos cargados por la noche disminuyeron el pico de carga visto en el caso anterior y así también la inclusión de vehículos que cargaron sus baterías en el día con la disminución de generación fotovoltaica permitió que el valle de carga se asemeje al de la carga que soportaba el transformador por parte del conjunto residencial antes del ingreso de las nuevas tecnologías. Todo esto lo observamos en la **Ilustración 26**. Este arreglo permitió que el factor de utilización del equipo mejore en un 3%

3.3.3 Caso 3: Aumento de generación eólica e implementación de carga de vehículos eléctricos en el día.

El 40% de viviendas incorpora los vehículos eléctricos y realiza su carga en horas del día, el 10% de casas cuenta con generación fotovoltaica y el 40% con generación eólica.

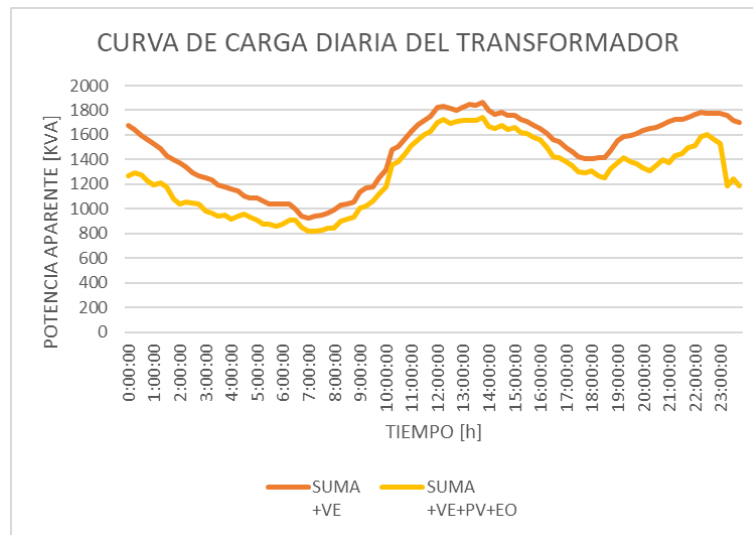


Ilustración 27: Carga soportada por el transformador de potencia en el caso 3

El aumento de generación eólica y la ausencia de carga de vehículos eléctricos en el horario nocturno permitieron reducir aún más los picos de consumo de la curva de carga original. La disminución de generación fotovoltaica y el aumento de la carga de vehículos en horas del día hicieron que el valle de la curva original ya no exista, al contrario, llegue a valores pico que ayudan a que la utilización del equipo mejore, reduciendo las pérdidas de energía por subutilización. **Ilustración 27**

3.3.4 Caso 4: Inserción de electrolinera en caso 3.

Al caso 3, por ser técnicamente el más beneficioso, se le incorporó una electrolinera y se analizó el cambio en el comportamiento de la curva.

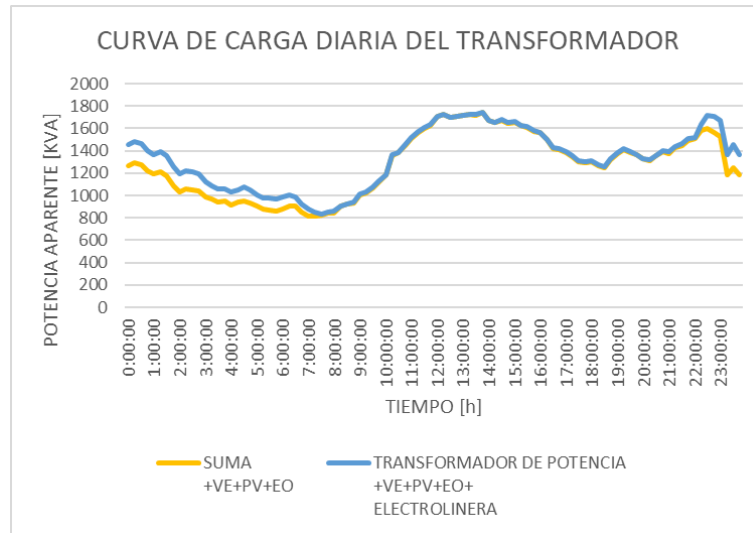


Ilustración 28: Carga soportada por el transformador de potencia en el caso 4

Al incluir una electrolinera al sistema se observó que los picos de carga nocturnos vuelven a aumentar, en este caso el aumento de demanda a la red permitió un pequeño incremento en el factor de utilización del transformador, que para el presente análisis es beneficioso dado que ayuda a que el equipo transforme una cantidad de energía más uniforme durante el día. **Ilustración 28**

3.3.5 Caso 5: determinación de conservación de equipo de transformación.

	PICO	SUMA +VE	SUMA +VE+PV	SUMA +VE+PV+EO	TRANSFORMADOR DE POTENCIA +VE+PV+EO+ ELECTROLINERA
Dmax	4672,853516	5183,05612	5166,75177	5161,7828	5167,545871
CAP_INST	18000	18000	18000	18000	18000
FdU	25,96029731	28,7947562	28,7041765	28,6765711	28,70858817

Tabla 13: Factor de carga de transformador de potencia.

En la tabla 13 observamos que el transformador de potencia se encuentra subutilizado y por ende es factible realizar un cambio de equipo para reducir

costos de mantenimiento y hacer un mejor uso al trasladar el transformador a un sector con mayor demanda energética.

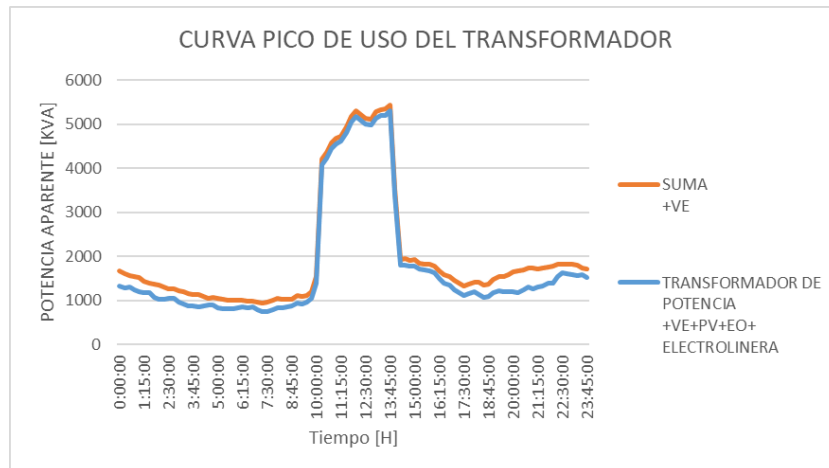


Ilustración 29: Curva pico de demanda energética a la red.

En la **Ilustración 29** se observa que generalmente la carga del transformador es baja y por ende se encuentra en subutilización, pero en ciertas épocas del año, ya sea por mantenimiento de alimentadores o fallas en el sistema de circuitos vecinos, normalmente alimentados por otras subestaciones, se realiza una migración de carga a este transformador, aumentando la carga pico que soporta en un 250%. Esta migración de carga permite mantener el servicio en el sector vecino afectado, lo que no hace posible un cambio de transformador de Bello Horizonte dado que la reducción en la capacidad del equipo conlleva a la limitación de carga que se podría transferir por el aumento de consumo que se daría por el incremento residencial que alimenta normalmente.

3.4 Eliminación de costos por el peaje de energía.

Bajo las resoluciones Nro. ARCONEL-034/19 y Nro. ARCONEL-023/19 se encuentra el costo de peaje de energía transmitida a los puntos de carga en Guayaquil. La Tabla 15 especifica el costo por uso de líneas y equipos de la energía en el sector analizado en USD/KWh.

	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN		
	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA
CNEL- GUAYAQUIL	0,0002	0,0003	0,0014	0,0027	0,0044

Tabla 14: Tabla tarifaria de peaje energético en USD/KWh

Por el uso de micro generación fotovoltaica y eólica se tiene una generación de 4576,56 KWh que representan un ahorro en el uso del sistema de distribución de \$41,19 USD.

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

4.1 Conclusiones.

- La implementación de micro generación fotovoltaica al sistema de distribución en el sector residencial beneficia principalmente al consumidor por la reducción representativa en el costo de consumo energético y la recuperación del capital invertido por su implementación en un lapso de 15 años por su bajo costo y la facilidad de compra que existe en Ecuador, pero podría ser contraproducente para la empresa de distribución por el aumento de la subutilización de los equipos de transformación de distribución y reducción de voltaje al incrementar el valle de consumo energético por tiempos prolongados del día; esto provocaría la reducción del tiempo de vida útil de los equipos de transformación.
- El ingreso de vehículos eléctricos al mercado ecuatoriano es una realidad en la actualidad y la demanda de estos vehículos aumentará a corto y mediano plazo; puesto que la facilidad para cargar sus baterías en áreas residenciales se da en horario nocturno los picos de consumo que existen seguirán aumentando. Esto nos indica que el cambio de equipos de distribución a unos de mayor capacidad se dará a mediano plazo.
- La instalación de micro generación eólica no es viable en la actualidad puesto que su costo es demasiado elevado y aun no se encuentra disponible en el mercado ecuatoriano. En el caso de acceder a esta tecnología al comprarla en el extranjero la recuperación de lo invertido se daría en un lapso de 23 años como mínimo, esto hace que no sea atractivo para el consumidor, aunque si necesario para la empresa de distribución.
- La inversión de crear una electrolinera en la actualidad es innecesaria puesto que su costo es elevado comparado con la demanda energética que existe por parte de los vehículos eléctricos operativos en este momento, pero con el aumento de estos automóviles al

mediano plazo, la creación de este tipo de establecimientos se hará necesaria dentro de 10 a 15 años.

- Debido al constante crecimiento de demanda energética por parte del sector residencial se proyecta que se alcanzará un pico de uso del transformador de potencia de al menos el 65% de su capacidad, por este motivo no se recomienda un cambio del equipo instalado.

4.2 Recomendaciones

- Iniciar un plan de desarrollo e instalación de centrales eólicas para pequeña demanda en sectores residenciales donde se proyecta el ingreso de grandes cantidades de vehículos eléctricos en los próximos años para evitar el cambio de equipos de transformación de distribución con un costo extra en el planillaje del sector para la recuperación de la inversión.
- Incentivar la carga de vehículos eléctricos en horas del día en el sector residencial mediante descuentos en el planillaje que los beneficien por hacer uso de los cargadores en el horario valle del día.
- Para la creación de una electrolinera en el sector residencial es necesario realizar la instalación de un nuevo alimentador para evitar la sobrecarga del ya existente que cubre la carga residencial actual y tener holgura para la creciente demanda de estos establecimientos a futuro.

5. REFERENCIAS

- [1] M. G. Cárdenas Calle, «Estudio técnico económico de la energía solar fotovoltaica y mini eólica a pequeña escala,» Universidad de Cuenca, Cuenca, 2019.
- [2] IEA, «IEA,» 29 Nayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>.
- [3] IEA, «IEA,» 3 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/solar>.
- [4] IEA, «IEA,» 3 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/wind>.
- [5] El Telégrafo, «Cooperativas proyectan 100 buses eléctricos hasta fines de 2019,» *El telégrafo*, 22 08 2018.
- [6] C. M. y. J. I. P.-A. Pablo Frias, «Evaluacion del impacto de la integracion del coche electrico en las redes de distribucion de energia electrica,» *LYCHNOS*, pp. 56-61, 2011.
- [7] E. X, «Tipos de recarga en coches eléctricos,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.endesax.com/es/recursos/historias/tipos-carga-coche-electrico>.
- [8] J. C. R. G. César Camilo Paipa Bocanegra, «Análisis y evaluación del comportamiento del THDi a causa de la conexión masiva de vehículos eléctricos en una estación de carga,» Bogotá, 2016.
- [9] IEEE, «Prácticas recomendadas por IEEE y requisitos para el control de armónicos en sistemas de energía eléctrica,» 2014. [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6826459>.
- [10] B. S. Radha kushwaha, «Un convertidor PFC basado en la calidad de energía mejorada para el cargador de batería EV,» 2017. [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7914427>.
- [11] ARCONEL, «Regulacion No. ARCONEL 053/18 "Calidad del servicio de distribucion y comercializacion de energia electrica",» Guayaquil, 2018.

- [12] Fundación ENDESA, «Fundación ENDESA,» 1 Septiembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-generacion-distribuida>.
- [13] C. Santos, «DEFINICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA,» de *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*, Madrid, 2015, pp. 20-38.
- [14] CENACE, «Operador Nacional de Electricidad-CENACE,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.gob.ec/cenace>.
- [15] G. A. L. S. Thomas Ackermann, «Distributed Generation: a definition,» Elsevier S.A., 2001, pp. 195-204.
- [16] Energía y Sociedad, «El autoconsumo no siempre reduce las pérdidas en la red de distribución,» 2016.
- [17] R. D. M. P. Barker, «Determinación del impacto de la generación distribuida en los sistemas de energía. I. Sistemas de distribución radial,» IEEE, Seattle, WA, EE.UU, 2000.
- [18] L. X. Á. Quito, «Impacto de la Generación Distribuida en la Red de Distribución,» Leira, 2017.
- [19] A. P. A. R. D. N. M. Begovic, «Impacto de la generación distribuida renovable en los sistemas de energía,» 2001. [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/926265>.
- [20] M. F. V. M. D. Federico A. Moran, «COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN UNA VIVIENDA RESIDENCIAL CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN,» Argentina, 2014.
- [21] I. E.-M. ME Baran, «Análisis de fallas en alimentadores de distribución con generadores distribuidos,» IEEE, 2005.
- [22] P. A. R. P. Israel Alberto Orellana Malavé, «Determinación de los factores de carga y pérdidas en transformadores de distribución por estratos de consumo en el área de concesión de la empresa eléctrica regional del sur S.A.,» Cuenca, 2017.
- [23] D. P. H. Naranjo, «Mejora del factor de utilización de transformadores de distribución de la EEQ,» Quito, 2015.

[24] R. H. Neira González y M. V. Velecela Zhindón, «ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE GENERACION ELECTRICA MEDIANTE ENERGIA EOLICA Y ENERGIA FOTOVOLTAICA PARA EL SECTOR DE GARAUZHÍ DE LA PARROQUIA QUINGUEO PERTENECIENTE A LA CIUDAD DE CUENCA,» CUENCA, 2014.

6. ANEXOS

6.1 Anexo 1: Datos de carga promedio de un transformador con todos sus medidores.

MEDIDOR	1083 211	1083 213	1083 606	1083 607	1083 609	1083 619	1083 620	1084 692	1083 212	1083 269	PROMEDIO
0:00:00	2,24	1,88	1,84	0,68	0,72	0,32	1,68	2,52	0,68	0,92	13,48
0:15:00	2,48	1,96	1,56	0,64	0,72	0,24	1,76	2,64	1,56	0,84	14,4
0:30:00	2,24	1,8	1,28	0,64	0,72	0,12	1,84	2,76	1	0,8	13,2
0:45:00	2,16	0,68	1,4	0,68	3,48	0,28	2,92	2,6	0,2	0,72	15,12
1:00:00	2,24	0,6	1,4	0,68	4,2	0,36	3,08	2,72	0,04	0,8	16,12
1:15:00	2,16	0,6	1,2	0,92	3,56	0,28	2,12	2,64	0,12	0,8	14,4
1:30:00	2,24	0,8	1,52	2,96	3,04	0,4	2	2,6	0,08	0,6	16,24
1:45:00	2,12	0,76	1,28	4,84	0,48	0,52	1,8	2,92	0,04	0,56	15,32
2:00:00	2	0,72	1,16	4,56	0,44	0,36	2	2,36	0,08	0,48	14,16
2:15:00	2,56	0,68	1,2	4,36	0,48	0,32	1,72	0,6	0,12	0,52	12,56
2:30:00	2,64	0,56	1,24	4,52	0,48	0,44	1,96	0,28	0,04	0,48	12,64
2:45:00	2,8	0,64	1,04	4,52	0,44	0,44	1,44	0,32	0,08	0,6	12,32
3:00:00	2,44	0,72	1,2	3,68	0,44	0,28	1,52	0,32	0,08	0,72	11,4
3:15:00	2,96	0,8	1,12	3,96	0,44	0,36	1,56	0,24	0,08	0,96	12,48
3:30:00	2,84	0,68	1,08	3,6	0,48	0,48	1,48	0,4	0,08	1,04	12,16
3:45:00	2,92	0,56	1,24	3,52	0,44	0,32	1,64	0,24	0,08	0,92	11,88
4:00:00	2,68	0,6	1	3,32	0,44	0,32	1,44	0,32	0,08	0,88	11,08
4:15:00	2,72	0,8	1,28	3,12	0,44	0,44	1,68	0,32	0,04	0,92	11,76
4:30:00	2,68	0,8	0,96	3,2	0,48	0,44	1,52	0,24	0,12	0,84	11,28
4:45:00	2,72	0,72	1,28	3,16	0,44	0,28	1,68	0,28	0,08	0,64	11,28
5:00:00	2,8	0,36	1	2,88	0,44	0,4	1,56	0,2	0,04	0,72	10,4
5:15:00	2,44	0,2	1,12	2,84	0,44	0,44	1,44	0,36	0,08	0,64	10
5:30:00	2,64	0,36	1,16	2,64	0,44	0,32	1,24	0,28	0,08	0,6	9,76
5:45:00	2,52	0,48	0,72	2,8	0,48	0,48	1,52	0,28	0,04	0,64	9,96
6:00:00	2,28	0,72	0,44	2,6	0,44	0,32	1,24	0,28	0,12	0,16	8,6
6:15:00	1,36	0,96	0,4	2,68	0,44	0,32	1,36	0,24	0,08	0,24	8,08
6:30:00	0,64	1,12	0,36	2,48	0,6	0,44	1,36	0,56	0,04	0,32	7,92
6:45:00	0,92	1,04	0,32	3,72	0,68	0,4	1,32	0,52	0,08	0,24	9,24

7:00:00	1,16	0,52	0,32	4,16	0,2	0,32	1,4	0,36	0,08	0,24	8,76
7:15:00	1,04	0,28	0,32	3,84	0,2	0,36	1,24	0,32	0,04	0,28	7,92
7:30:00	1,04	0,2	0,28	2,56	0,48	0,48	1,52	0,44	0,12	0,2	7,32
7:45:00	0,84	0,12	0,32	2,08	0,48	0,32	1,24	0,84	0,76	0,2	7,35483871
8:00:00	0,8	0,12	0,32	1,76	1,88	0,4	1,48	1,04	0,36	0,2	8,669677419
8:15:00	0,24	0,2	0,32	1,44	2,56	0,52	1,32	0,8	0,32	0,16	8,189677419
8:30:00	0,36	0,28	0,32	1,08	2,64	0,36	1,36	0,76	0,12	0,2	7,944516129
8:45:00	0,96	0,16	0,48	0,88	2,64	0,32	1,24	0,4	0,24	0,2	7,984516129
9:00:00	1,08	0,12	0,36	0,96	2,64	0,44	0,76	0,36	1	0,16	8,809032258
9:15:00	1,12	0,12	0,32	1,04	2,52	0,44	0,76	0,6	0,72	0,24	8,809032258
9:30:00	0,96	0,2	0,28	1,08	2,56	0,28	0,64	0,44	0,6	0,2	8,169032258
9:45:00	1,24	0,28	0,28	1,04	2,52	0,36	0,84	0,52	1,2	0,24	9,758709677
10:00:00	1,08	0,2	0,28	0,88	2,6	0,48	0,88	0,36	1,2	0,16	9,513548387
10:15:00	1,04	0,08	0,28	1	2,76	0,36	0,52	0,24	1,48	0,24	9,858064516
10:30:00	0,52	0,12	0,24	0,96	3,24	0,44	0,72	0,28	1,4	0,16	9,938064516
10:45:00	0,48	0,2	0,28	0,96	3,16	0,44	0,36	0,24	1,24	0,16	9,687741935
11:00:00	0,48	0,28	0,28	0,72	3,2	0,28	0,36	0,16	1,08	0,2	9,362580645
11:15:00	0,36	0,2	0,28	0,88	3,24	0,36	0,32	0,56	0,88	0,24	9,952258065
11:30:00	0,32	0,12	0,24	0,8	3,2	0,48	0,24	0,24	0,96	0,56	9,947096774
11:45:00	0,44	0,08	0,6	0,68	3,24	0,36	0,2	0,2	0,96	0,24	9,787096774
12:00:00	0,92	0,2	0,4	0,76	3,2	0,28	0,28	0,32	1	1,12	11,57677419
12:15:00	1,04	0,28	0,48	1,04	3,24	0,44	0,52	0,24	0,8	0,48	11,65677419
12:30:00	1,36	0,2	0,4	1,24	6,72	0,48	1,24	0,16	0,16	0,24	15,4516129
12:45:00	1,16	0,12	0,32	0,8	6,88	0,32	0,84	0,32	0,16	0,4	14,41677419
13:00:00	1,08	0,12	0,28	0,84	5,88	0,32	0,68	0,2	0	0,8	13,14193548
13:15:00	0,64	0,16	0,32	1	6,2	0,44	0,52	0,16	0,12	0,64	13,14193548
13:30:00	0,6	0,28	0,32	1,16	6,28	0,44	0,52	0,32	0,08	0,64	13,42709677
13:45:00	0,56	0,24	0,28	0,8	5,56	0,28	0,48	0,16	0,08	1,72	12,94709677
14:00:00	0,56	0,12	0,32	0,92	5,28	0,4	0,36	0,2	0,04	1,8	12,32258065
14:15:00	0,76	0,08	0,32	0,92	2,96	0,48	0,32	0,2	0,08	0,8	9,242580645
14:30:00	1,28	0,16	0,28	0,88	5,52	0,44	0,64	0,16	0,08	2,84	14,60258065
14:45:00	1,4	0,28	0,32	0,84	6,6	0,32	0,8	0,24	0,04	4	16,85290323
15:00:00	1,32	0,28	0,32	0,8	6,08	0,44	0,88	0,28	0,12	4,8	17,17806452

15:15:00	1,04	0,08	0,32	0,84	7,36	0,48	0,84	0,12	0,08	4,44	16,99354839
15:30:00	1,08	0,12	0,32	0,84	6,84	0,32	0,6	0,2	0,04	2,96	14,71354839
15:45:00	0,72	0,12	0,48	0,92	3,92	0,48	0,48	0,88	0,08	2,64	11,80387097
16:00:00	0,92	0,28	0,36	0,96	1,16	0,36	0,6	0,52	0,08	2,52	8,689032258
16:15:00	0,92	0,24	0,32	0,92	0,28	0,28	0,76	1,6	0,04	2,24	8,219354839
16:30:00	0,88	0,16	0,32	0,92	0,32	0,44	0,92	1,64	0,08	2,2	8,344516129
16:45:00	1,44	0,12	0,28	1,48	0,28	0,48	0,92	1,56	0,08	1,44	8,544516129
17:00:00	2,24	0,08	0,32	2	0,32	0,32	0,72	1,6	0,96	2,52	11,23483871
17:15:00	2,36	0,28	0,32	1,28	0,32	0,32	0,56	1,8	4,96	2,32	14,67483871
17:30:00	2,08	0,28	0,32	1,16	0,28	0,44	0,68	1,8	4,76	2,2	14
17:45:00	2,08	0,12	0,32	1,4	0,36	0,44	0,64	1,76	4,16	2,16	13,44
18:00:00	2,08	0,12	0,28	1,44	0,28	0,36	0,36	0,8	4,08	1,96	11,76
18:15:00	3,64	0,12	0,32	1,4	0,32	0,44	0,36	0,84	4,04	1,72	13,2
18:30:00	8	0,24	0,32	1,44	0,28	0,32	0,28	0,48	2,2	1,6	15,16
18:45:00	2,2	0,28	0,32	2,12	0,36	0,32	2,36	0,52	2,12	1,52	12,12
19:00:00	2,12	0,16	0,28	2,12	0,28	0,44	4,04	0,44	2,08	1,6	13,56
19:15:00	2,16	0,12	0,28	1,88	0,32	0,44	4,6	0,56	1,84	1,36	13,56
19:30:00	2,28	1,12	0,32	2,48	0,52	0,28	3,84	0,36	0,6	1,28	13,08
19:45:00	1,72	1,64	0,28	2,72	1,36	0,36	3,6	0,24	0,04	1,72	13,68
20:00:00	1,84	1,64	0,28	1,76	1,36	0,48	3,36	0,28	0,12	1,68	12,8
20:15:00	1,8	2,04	0,28	1,36	1,32	0,32	3,12	0,12	0,04	0,44	10,84
20:30:00	1,68	3,28	0,28	1,88	1,44	0,44	2,96	0,24	0,08	0,44	12,72
20:45:00	3,92	3,96	0,8	1,24	1,04	4,36	3,16	0,2	0,08	1,16	19,92
21:00:00	1,36	4,36	2,48	1,08	0,64	6	3,36	0,64	0,08	1,64	21,64
21:15:00	2,44	4,24	2,52	1,04	1,24	5,68	4,04	0,84	0,04	1,44	23,52
21:30:00	2,36	4,16	2,48	1	1,24	3,04	4,28	0,68	0,08	1,44	20,76
21:45:00	2,64	3,92	2,44	1,12	1,2	3	4,32	1,12	0,08	1,32	21,16
22:00:00	2,48	4,04	1,96	1,16	0,84	2,92	3,8	1,48	0,04	1,96	20,68
22:15:00	2,68	3,72	2,56	1,44	0,64	2,36	3,44	1,64	0,08	1,8	20,36
22:30:00	2,6	3,76	1,88	1,72	1,16	2,44	3,08	1,6	0,12	1,56	19,92
22:45:00	2,6	2,92	1,92	1,32	1,2	2,04	2,68	1,48	0	1,4	17,56
23:00:00	2,44	2,52	2,12	1,32	1,16	2,24	2,48	1,6	0,08	1,32	17,28
23:15:00	2,6	2,56	1,88	1,24	1,16	1,84	1,88	1,44	0,12	1	15,72

23:30:00	2,96	2,56	1,92	1,56	1,2	1,84	1,76	1,52	0,04	0,64	16
23:45:00	2,76	2,48	1,92	2,08	1,28	2,12	1,6	1,56	0,12	0,68	16,6

6.2 Anexo 2: Carga promedio del generador eólico ENAIR 30 PRO

	PROMEDIO	W	kW
0:00:00	6,69	897,110674	0,89711067
0:15:00	6,54	839,252032	0,83925203
0:30:00	6,32	757,212114	0,75721211
0:45:00	6,47	811,278478	0,81127848
1:00:00	6,47	811,278478	0,81127848
1:15:00	6,03	656,532219	0,65653222
1:30:00	5,88	609,524882	0,60952488
1:45:00	6,32	757,365648	0,75736565
2:00:00	6,47	811,277941	0,81127794
2:15:00	6,10	680,987348	0,68098735
2:30:00	5,81	587,082831	0,58708283
2:45:00	5,66	543,492736	0,54349274
3:00:00	5,95	632,668777	0,63266878
3:15:00	5,95	632,806343	0,63280634
3:30:00	5,88	609,658629	0,60965863
3:45:00	5,66	543,740151	0,54374015
4:00:00	5,81	586,952408	0,58695241
4:15:00	5,44	482,525019	0,48252502
4:30:00	4,93	358,332534	0,35833253
4:45:00	5,00	374,517783	0,37451778
5:00:00	5,22	426,295574	0,42629557
5:15:00	5,29	444,452119	0,44445212
5:30:00	5,07	391,18222	0,39118222
5:45:00	5,22	426,295574	0,42629557
6:00:00	5,07	391,281733	0,39128173
6:15:00	4,70	312,077252	0,31207725
6:30:00	4,19	220,536319	0,22053632

6:45:00	4,12	209,067514	0,20906751
7:00:00	4,26	232,487397	0,2324874
7:15:00	4,34	244,572211	0,24457221
7:30:00	4,41	257,218669	0,25721867
7:45:00	4,26	232,347217	0,23234722
8:00:00	4,34	244,644731	0,24464473
8:15:00	3,75	157,972551	0,15797255
8:30:00	3,60	140,058942	0,14005894
8:45:00	3,38	115,920683	0,11592068
9:00:00	3,53	131,705622	0,13170562
9:15:00	3,60	140,058776	0,14005878
9:30:00	2,79	65,3540884	0,06535409
9:45:00	3,09	88,2736715	0,08827367
10:00:00	3,31	108,482457	0,10848246
10:15:00	2,87	70,6181319	0,07061813
10:30:00	2,65	55,5430179	0,05554302
10:45:00	2,65	55,570014	0,05557001
11:00:00	2,57	51,0672844	0,05106728
11:15:00	2,20	32,1429918	0,03214299
11:30:00	2,43	42,7822919	0,04278229
11:45:00	2,65	55,5431078	0,05554311
12:00:00	2,65	55,5431078	0,05554311
12:15:00	2,57	51,0418522	0,05104185
12:30:00	2,65	55,5429279	0,05554293
12:45:00	2,35	39,0096209	0,03900962
13:00:00	2,50	46,7906027	0,0467906
13:15:00	2,94	76,2239382	0,07622394
13:30:00	2,94	76,1908324	0,07619083
13:45:00	2,94	76,1908324	0,07619083
14:00:00	2,72	60,3013227	0,06030132
14:15:00	2,57	51,0418522	0,05104185
14:30:00	2,57	51,0672844	0,05106728
14:45:00	2,35	39,0096209	0,03900962

15:00:00	2,57	51,0418522	0,05104185
15:15:00	2,43	42,7822919	0,04278229
15:30:00	2,79	65,3240097	0,06532401
15:45:00	3,01	82,0491377	0,08204914
16:00:00	2,94	76,2240494	0,07622405
16:15:00	3,45	123,599338	0,12359934
16:30:00	4,12	209,19795	0,20919795
16:45:00	4,12	209,328658	0,20932866
17:00:00	3,97	187,518423	0,18751842
17:15:00	4,19	220,536319	0,22053632
17:30:00	4,34	244,499463	0,24449946
17:45:00	4,34	244,499705	0,2444997
18:00:00	4,26	232,276915	0,23227691
18:15:00	4,85	342,258032	0,34225803
18:30:00	5,07	391,083385	0,39108338
18:45:00	4,93	358,332846	0,35833285
19:00:00	5,22	426,295224	0,42629522
19:15:00	5,22	426,19021	0,42619021
19:30:00	5,51	502,350236	0,50235024
19:45:00	5,81	587,082398	0,5870824
20:00:00	6,25	731,253903	0,7312539
20:15:00	6,47	811,277941	0,81127794
20:30:00	6,25	731,103418	0,73110342
20:45:00	6,10	680,699876	0,68069988
21:00:00	6,39	784,092236	0,78409224
21:15:00	6,17	705,601879	0,70560188
21:30:00	6,03	656,532219	0,65653222
21:45:00	5,81	587,212841	0,58721284
22:00:00	5,88	609,525771	0,60952577
22:15:00	5,37	463,449692	0,46344969
22:30:00	5,15	408,538615	0,40853862
22:45:00	5,59	522,592479	0,52259248
23:00:00	5,81	586,952841	0,58695284

23:15:00	6,10	680,699876	0,68069988
23:30:00	5,73	564,944633	0,56494463
23:45:00	5,88	609,525326	0,60952533

6.3 Anexo 3: Generación promedio del sistema fotovoltaico al interpolar la central PV con valores acordes a la capacidad del arreglo con los paneles modelo 150M, de la compañía Zheijiang Huanhu Lighting

	W	Kw
0:00:00	0,00	0
0:15:00	0,00	0
0:30:00	0,00	0
0:45:00	0,00	0
1:00:00	0,00	0
1:15:00	0,00	0
1:30:00	0,00	0
1:45:00	0,00	0
2:00:00	0,00	0
2:15:00	0,00	0
2:30:00	0,00	0
2:45:00	0,00	0
3:00:00	0,00	0
3:15:00	0,00	0
3:30:00	0,00	0
3:45:00	0,00	0
4:00:00	0,00	0
4:15:00	0,00	0
4:30:00	0,00	0
4:45:00	0,00	0
5:00:00	0,00	0
5:15:00	0,00	0
5:30:00	0,00	0

5:45:00	0,00	0
6:00:00	0,00	0
6:15:00	0,00	0
6:30:00	0,08	7,6999E-05
6:45:00	4,36	0,00435926
7:00:00	58,61	0,05861129
7:15:00	132,78	0,13278029
7:30:00	191,37	0,19136928
7:45:00	262,03	0,26203149
8:00:00	384,00	0,38400252
8:15:00	561,34	0,56133576
8:30:00	584,20	0,58420372
8:45:00	706,49	0,70648906
9:00:00	765,63	0,76563366
9:15:00	868,26	0,86825849
9:30:00	853,12	0,85312111
9:45:00	829,54	0,82954334
10:00:00	852,39	0,85239488
10:15:00	911,86	0,91185968
10:30:00	904,83	0,90483366
10:45:00	927,30	0,92730421
11:00:00	940,16	0,9401615
11:15:00	992,13	0,99212945
11:30:00	924,84	0,9248392
11:45:00	946,09	0,94608829
12:00:00	935,55	0,93555337
12:15:00	876,80	0,87679797
12:30:00	915,11	0,91511466
12:45:00	767,93	0,76793352
13:00:00	831,95	0,83195133
13:15:00	875,18	0,8751831
13:30:00	890,39	0,89039453
13:45:00	868,59	0,8685913

14:00:00	940,47	0,94047013
14:15:00	831,93	0,8319305
14:30:00	768,59	0,76859327
14:45:00	853,38	0,85338282
15:00:00	784,15	0,78414635
15:15:00	738,24	0,73824194
15:30:00	679,14	0,6791392
15:45:00	602,56	0,60256136
16:00:00	577,71	0,57770912
16:15:00	512,40	0,51240189
16:30:00	442,80	0,44280316
16:45:00	386,43	0,3864263
17:00:00	282,24	0,28224446
17:15:00	213,84	0,21384467
17:30:00	146,14	0,14614439
17:45:00	94,01	0,09401424
18:00:00	61,30	0,06130203
18:15:00	35,40	0,03539705
18:30:00	13,57	0,01356564
18:45:00	0,49	0,00048682
19:00:00	0,00	0
19:15:00	0,00	0
19:30:00	0,00	0
19:45:00	0,00	0
20:00:00	0,00	0
20:15:00	0,00	0
20:30:00	0,00	0
20:45:00	0,00	0
21:00:00	0,00	0
21:15:00	0,00	0
21:30:00	0,00	0
21:45:00	0,00	0
22:00:00	0,00	0

22:15:00	0,00	0
22:30:00	0,00	0
22:45:00	0,00	0
23:00:00	0,00	0
23:15:00	0,00	0
23:30:00	0,00	0
23:45:00	0,00	0