

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA



**PROPUESTA DE MEJORA A LA NORMATIVA SIGET PARA
USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGIA CON
RECURSOS RENOVABLES DE EL SALVADOR**

PRESENTADO POR:

**CHICAS CHÁVEZ ERNESTO ANTONIO
ESPINOZA CHICA MANUEL ERNESTO
GOMEZ ALVARADO MELVIN ALEXIS**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA DR. FABIO CASTILLO FIGUEROA
ENERO DE 2023

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR INTERINO:

ING. WERNER DAVID MELENDEZ VALLE

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de graduación previo a la opción al grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**PROPUESTA DE MEJORA A LA NORMATIVA SIGET PARA USUARIOS
FINALES PRODUCTORES DE ENERGIA CON RECURSOS RENOVABLES DE
EL SALVADOR**

Presentado por:

**CHICAS CHÁVEZ ERNESTO ANTONIO
ESPINOZA CHICA MANUEL ERNESTO
GOMEZ ALVARADO MELVIN ALEXIS**

Trabajo de graduación aprobado por:

Docente Asesor:

ING. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGÍA

SAN SALVADOR, ENERO DE 2023

Trabajo de graduación aprobado por:

Docente Asesor:

ING. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGÍA

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 9 de diciembre de 2022, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 5:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

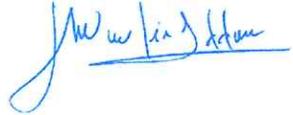
1. Ing. Werner David Meléndez Valle
Director Interino



Firma



MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario



Firma

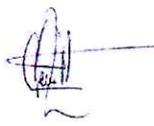
Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUIA
(Docente Asesor)



Firma

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS



Firma

- ING. JOSE ROBERTO RAMOS



Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

PROPUESTA DE MEJORA A LA NORMATIVA SIGET PARA USUARIOS FINALES
PRODUCTORES DE ENERGÍA CON RECURSOS RENOVABLES DE EL SALVADOR

A cargo de los Bachilleres:

- CHICAS CHÁVEZ ERNESTO ANTONIO
- ESPINOZA CHICA MANUEL ERNESTO
- GÓMEZ ALVARADO MELVIN ALEXIS

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.6
(Ocho punto Seis)

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a mis padres Gil Chicas y Maritza Chávez que siempre me han brindado su apoyo incondicional para poder cumplir todos mis objetivos personales y académicos, al igual que mis hermanas Marcela Chávez y María Elisa Chicas QEPD.

A todos mis docentes que han sido parte de este proceso, con mención especial al profesor José Erich Aguilar Gonzáles, quien me inculcó la vocación por las matemáticas desde bachillerato, y de quien aprendí mucho en aquella época.

Al ingeniero Jorge Vásquez por haberme brindado mi primera oportunidad laboral, de la cual aprendí cosas que me sirvieron para realización de esta tesis.

A la ingeniera Ana Figueroa, por habernos orientado como nuestra asesora de tesis.

Y en general, a todos los que me han acompañado en este proceso.

¡Gracias!

Ernesto Chicas

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre Mercedes Chica por brindarme todo su apoyo para poder culminar esta meta, por los buenos valores que me inculco desde joven y por motivarme siempre a ser un mejor estudiante para tener una mejor estabilidad económica de la que ella pudo tener.

Agradezco a mis hermanas Floriselda Chica y Jasmin Chica por apoyarme en todas las metas que he tenido y por motivarme a seguir adelante y ser mejor persona.

Agradezco a los amigos que hice en la universidad por haberme ayudado en este objetivo tan importante, por haberme explicado cada tema que no entendía, por aceptarme tal y como soy y por haber hecho de esta experiencia algo más ameno.

Agradezco a los catedráticos de la escuela de ingeniería eléctrica por la dedicación a la enseñanza para que seamos mejores profesionales y mejores personas. Y en especial a Ing. Ana María Figueroa por habernos asesorado en nuestro trabajo de graduación.

Manuel Espinoza

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Alicia Magdalena Alvarado QEPD, por confiar siempre en mí y motivarme a seguir adelante y desear siempre lo mejor para su hijo.

A mi padre Jorge Alberto Gómez QEPD por su apoyo incondicional durante mi formación académica y por los sacrificios que esto conllevó.

A mis hermanas Mayra Gómez y Claudia Gómez, por su motivación y apoyo en la etapa final de mi carrera.

A la Ing. Ana Figueroa por su apoyo y asesoría en nuestro trabajo de graduación.

Melvin Gómez

INDICE GENERAL

I. INTRODUCCION	1
II. OBJETIVOS	3
OBJETIVO GENERAL.....	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
III. ALCANCES	4
IV. ANTECEDENTES.....	5
V. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	6
VI. JUSTIFICACION.....	7
VII. ANALISIS DE NORMATIVAS	8
1. EL SALVADOR.....	8
NORMA PARA USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGÍA CON RECURSOS RENOVABLES.....	8
2. PANAMÁ.....	13
PROCEDIMIENTO PARA AUTOCONSUMO CON FUENTES NUEVAS, RENOVABLES Y LIMPIAS.....	13
3. ECUADOR.....	16
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO DE CONSUMIDORES FINALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	16
4. ESPAÑA	20
REAL DECRETO 244/2019.....	20
VIII. TIEMPO DE LEGALIZACIÓN POR PAÍS.	25
IX. RESUMEN COMPARATIVO DE LAS DISTINTAS NORMATIVAS DE CADA PAÍS.....	28
X. ANÁLISIS DE DEBILIDADES NORMATIVA UPR	36
XI. PROPUESTAS DE MEJORA A SER APLICADAS.....	39
XII. PROPUESTA DE NORMATIVA NACIONAL	48
XIII. COMPARATIVA Y PROPUESTA DE MEJORA DE FORMULARIO	72
1. FORMULARIO AES.....	72
2. FORMULARIO DELSUR	73
3. COMPARATIVA ENTRE FORMULARIOS	74
4. PROPUESTA DE FORMULARIO.....	75
XIV. IMPACTO DE LAS INYECCIONES DE ENERGÍA POR GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS PÉRDIDAS DE RED.	79

XV. CONCLUSIONES.....	100
XVI. BIBLIOGRAFÍA.....	103

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de flujo del proceso de conexión de unidad generadora fotovoltaica de usuarios UPR para El Salvador.....	12
Figura 2. Diagrama de flujo del proceso de conexión de unidad generadora fotovoltaica de usuarios UPR para Panamá.....	15
Figura 3. Diagrama de flujo del proceso de conexión de unidad generadora fotovoltaica de usuarios UPR para Ecuador.....	19
Figura 4." Time Line" del proceso de legalización de un sistema de autoconsumo conectado a red en El Salvador.	26
Figura 5." Time Line" del proceso de legalización de un sistema de autoconsumo conectado a red en Ecuador.	26
Figura 6." Time Line" del proceso de legalización de un sistema de autoconsumo conectado a red en España.....	27
Figura 7." Time Line" del proceso de legalización de un sistema de autoconsumo conectado a red en Panamá.	27
Figura 8: Diagrama unifilar para circuito de generación distribuida.....	83
Figura 9. Perfil de carga sector residencial en un periodo de 10 días.....	85
Figura 10. Perfil de carga sector industrial en un periodo de 10 días.....	85
Figura 11. Perfil de carga de toda la red a 10 días considerando fines de semana.	86
Figura 12. Perfil de generación para 3 días en sistemas fotovoltaicos.....	86
Figura 13. Demanda y pérdida de la red sin generación distribuida.....	87
Figura 14. Pérdidas de potencia en la red a simular, sin generación distribuida...	88
Figura 15. Resultados de simulación con GD aplicada al bus 2.....	90
Figura 16. Resultados de simulación con GD aplicada al bus 3.....	92
Figura 17. Resultados de simulación con GD aplicada al bus 6.....	94
Figura 18. Resultados de simulación con GD aplicada al bus 9.....	96
Figura 19. Reducción de las pérdidas en función de la distancia de la GD.....	98

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de referencia normativa entre El Salvador, Panamá, España y Ecuador.	28
Tabla 2. Comparación de entidad que rige normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.	28
Tabla 3. Comparación de modalidades de autoconsumo entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.	29
Tabla 4. Comparación de autoconsumo colectivo entre normas de El salvador, Panamá, España y Ecuador.	29
Tabla 5. Comparación de renovación entre normas de El salvador, Panamá, España y Ecuador.	30
Tabla 6. Comparación de compensaciones entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.	30
Tabla 7. Comparación de periodo de reseteo de compensación entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.	31
Tabla 8. Comparación de requisito de medida y gestión de la energía entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.	32
Tabla 9. Comparación del criterio de dimensionamiento del sistema entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.	34
Tabla 10. Comparación de fallo de dispositivos de monitoreo entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.	34
Tabla 11. Comparación de sistemas sin necesidad de permiso de conexión entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.	35
Tabla 12. Ejemplo de consumo e inyección a red	42
Tabla 13. Aspectos positivos y negativos de formulario AES.	72
Tabla 14. Aspectos positivos y negativos de formulario DELSUR	73
Tabla 15: Datos de la carga, demanda y sector de la red a simular, mostrada en la figura 8	84
Tabla 16. Reducción de pérdidas tras inyección de GD en el bus 2.	89
Tabla 17. Reducción de pérdidas tras inyección de GD en el bus 3.	91
Tabla 18. Reducción de pérdidas tras inyección de GD en el bus 6.	93
Tabla 19. Reducción de pérdidas tras inyección de GD en el bus 9.	95

I. INTRODUCCION

La proyección en la escasez de los combustibles fósiles ya hace unas décadas atrás, ha motivado a la sociedad a explorar otras formas de generación de energía eléctrica, tan importante y clave para el desarrollo del ser humano. El uso de las energías renovables como la eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, hidráulica, biomasa y biogás, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, Bioetanol y Biodiesel entre otras han servido como punto de partida para la búsqueda de no dependencia de los combustibles fósiles y otras formas de generación eléctrica contaminantes o peligrosas para el ser humano y el planeta.

Cada país según los recursos naturales y tecnológicos de los que disponga han optado por diferentes tipos de generación renovables, y han impulsado unos medios más que otros, pero es un hecho que la luz solar llega en mayor o menor medida a la mayoría de países y puede ser aprovechada por estos, por lo que la energía solar fotovoltaica es de las que más desarrollo han tenido en los últimos años, tanto así que ya no se limita al autoconsumo de industrias y comercio, también se observa su crecimiento en el sector residencial, siendo quizás una de sus limitantes el valor de la inversión inicial.

Paralelo al dimensionamiento correcto de los sistemas fotovoltaicos, la correcta instalación de los paneles, el uso de las tecnologías más eficientes en el mercado, y la optimización en la captación de la luz solar, debe existir una normativa para el empleo de estos sistemas, que oriente como debería hacerse según la finalidad de la instalación, es decir si es para vender energía a la compañía distribuidora o si es para consumo propio.

En este trabajo se analiza la normativa que rige a los usuarios que producen energía proveniente de recursos renovables y cómo éstos, y la distribuidora debe interactuar en caso de que el sistema fotovoltaico exceda el autoconsumo e inyecte los excedentes a la red, esta normativa en El Salvador se le conoce como la norma UPR (Usuarios Productores de Energías renovables) o acuerdo No.367-E-2017 según SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones).

Se realizará una comparativa con otras normas internacionales que puedan ayudar a proponer mejoras en nuestra normativa nacional, todo esto con el objeto de eliminar ambigüedades en los artículos expuestos en la norma UPR o mejorar la sintaxis de algunos que pudieran dar pauta a confusión o a la mala interpretación de los mismos.

Finalmente, se analizará el impacto en la red de los excedentes de energía proveniente de sistemas de generación distribuida. Se simulará el impacto que tienen las inyecciones de energía en las pérdidas técnicas de una red y se analizará el beneficio para las distribuidoras que podrían llegar a tener los eventos antes mencionados.

II. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- ✓ Realizar un estudio comparativo de la norma UPR de El Salvador con diferentes países Latinoamericanos y Europa.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Establecer las principales debilidades de la normativa UPR vigente en El Salvador que afecta a los usuarios productores de energía.
- ✓ Proponer mejoras a la normativa UPR de El Salvador.
- ✓ Investigar los tipos de normativas vigentes para UPR en países latinoamericanos y Europa.
- ✓ Comparar la normativa UPR en El Salvador con las normativas vigentes en países latinoamericanos y Europa.
- ✓ Realizar un análisis del impacto económico y en la matriz energética del país de las mejoras propuestas a la normativa UPR.
- ✓ Desarrollar simulaciones considerando las propuestas de mejoras a la normativa UPR para evaluar los efectos a los usuarios finales.

III. ALCANCES

- ✓ Investigar las diferentes normativas vigentes en Latinoamérica y Europa que regulan la producción de energía eléctrica basados en recursos renovables.
- ✓ Evaluar la normativa de Usuario Final Productor Renovable de El Salvador en comparación a las normativas de los países de Latinoamérica y Europa, determinando las ventajas y desventajas.
- ✓ Investigar en el Centro de Atención al Usuario (CAU) de SIGET el número de reclamos que se han presentado con relación a la Norma UPR.
- ✓ Determinar el impacto económico y su incidencia en la matriz energética del país con el crecimiento de usuarios finales produciendo energía renovable producto de propuestas para mejora de la normativa vigente.
- ✓ Implementar un modelo utilizando un software de análisis de potencia para analizar el efecto del crecimiento de los usuarios finales.
- ✓ Detallar las propuestas de mejora para ser aplicadas a la normativa de Usuario Final Productor Renovable.
- ✓ Elaborar un borrador de Normativa de Usuario Final Productor Renovable que incluya las propuestas determinadas con el estudio.

IV. ANTECEDENTES

Actualmente en El Salvador, no se cuenta con ningún tipo de estudio comparativo de la Normativa UPR con normativas internacionales acerca del Autoconsumo con energías renovables. El presente estudio será el primero de su tipo en el país.

En El Salvador, no fue sino hasta el 11 de octubre de 2017 que entró en vigencia la Normativa UPR, la cual establece los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a la conexión, operación, control y compensación de los excedentes temporales de Sistemas de Generación Eléctrica basados en Recursos Renovables ubicados dentro de las instalaciones de un usuario final productor renovable (UPR), quien instala el sistema de generación con el objeto de abastecer su demanda interna (autoconsumo) y que, bajo una condición temporal y excepcional, por un periodo corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales. Antes de la entrada en vigencia de la normativa UPR en el país, no existía ningún tipo de normativa relacionada al Autoconsumo con energía renovable.

V. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Algunos artículos de la normativa UPR en El Salvador, y su implementación presentan ambigüedades, generando dudas en los posibles y actuales usuarios, desmotivándolos en la búsqueda de autoconsumo con energías renovables. Esto se ve reflejado en los reclamos y consultas que reciben la SIGET y las distribuidoras.

Esas ambigüedades en la actual norma UPR repercuten también en los diseñadores de proyectos de generación de energía, obligándolos a consultar a las distribuidoras los procedimientos y documentación a presentar, con el objetivo de legalizar e implementar los sistemas de generación de energía eléctrica para autoconsumo.

En la práctica del ejercicio profesional, es frecuente que, al momento de presentar la documentación a las distribuidoras de energía, éstas, la rechazan o emiten observaciones, alegando irregularidades o documentación incompleta, obligando a los usuarios a solventar esas observaciones y presentar nuevamente la documentación previamente rechazada. Todo esto, ocasionado por una falta de normativa clara, y concisa, que facilite los procedimientos y documentación a presentar con las distribuidoras.

Otro aspecto a tomar en consideración es que, la actual normativa, carece de formularios a presentar con las distribuidoras, dejando a libertad de las mismas la forma en como reciben la documentación, lo cual varía entre las diferentes distribuidoras, y obliga a los usuarios a solicitar los formularios a presentar a cada una.

VI. JUSTIFICACION

Considerando la situación problemática planteada anteriormente, en cuanto a las ambigüedades en la norma que afectan a los posibles y actuales productores de energía a la SIGET, resulta evidente que es necesario reformar ciertos artículos de la norma UPR que, en lugar de generar incertidumbre a los usuarios, los motiven a convertirse en productores de energía renovable, ayuden a clarificar criterios de diseño para sistemas de generación, reduzcan las observaciones de las distribuidoras con respecto a la documentación presentada por los usuarios, fomenten el uso de energías verdes (minimizando el impacto ambiental producido por combustibles fósiles) y a su vez elimine los problemas con la normativa SIGET para UPR.

Los artículos a reformar tendrán como base 2 aspectos: En primer lugar, las normativas internacionales en cuanto a la producción de energía renovable para autoconsumo y, en segundo lugar, se consultarán fuentes directas dentro de la SIGET que proporcionen cuáles son los principales problemas que presentan los usuarios productores de energía y, que entran en conflicto con la normativa UPR en El Salvador, asimismo, se consultarán a ingenieros electricistas con experiencia en tramites UPR, con el objeto de saber en primera mano, que tipo de problemas o ambigüedades han experimentado.

Finalmente, con el objetivo de reducir la huella de carbono, fomentar y promover el autoconsumo energético con energías verdes, se proyecta un crecimiento constante año con año de la generación de energía eléctrica con recursos renovables, y que cada año más empresas, industrias y residencias decidan generar su propia energía y ahorrarse dinero en el pago de las facturas de energía eléctrica. En este contexto, las redes de distribución de energía sufrirán ciertos cambios como consecuencia de ese incremento en la generación distribuida, unos positivos y otros negativos. Entre los positivos podemos mencionar de forma general las reducciones en pérdidas técnicas, mejoras en el perfil de tensión, mayor confiabilidad, etc. En este proyecto de tesis se abordará el impacto en las pérdidas técnicas como consecuencia de la generación distribuida y los posibles ahorros que tendrían las distribuidoras.

VII. ANALISIS DE NORMATIVAS

El presente capítulo tiene como propósito analizar y comparar para distintos países el procedimiento que debe seguir cualquier persona natural o jurídica que desee instalar y legalizar un sistema de generación de energía eléctrica con recursos renovables dentro de sus instalaciones con el objetivo de autoabastecer su consumo. Los países en cuestión a ser abordados son: El Salvador, Ecuador, Panamá y España. Además, al final de cada análisis del procedimiento, se elaborará un flujograma del proceso para cada normativa.

1. EL SALVADOR.

NORMA PARA USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGÍA CON RECURSOS RENOVABLES.

RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO A SEGUIR.

1. Notificación a la empresa distribuidora: Todo usuario final que desee instalar una unidad de generación de energía eléctrica respaldada con fuente renovable dentro de sus instalaciones con el objeto de abastecer su consumo, deberá notificar a la empresa distribuidora su intención de instalar la unidad de generación, y solicitar el cambio del equipo de medición mediante el cual se factura el suministro, para que esta última efectúe la verificación y autorización del equipo de medición a utilizar. La notificación a la distribuidora sobre la instalación de una unidad de generación deberá realizarla el titular del contrato de suministro, personalmente o mediante su representante legal o apoderado, debiendo adjuntar la documentación que acredite la identidad de la persona y la personería jurídica del solicitante en su caso.

La documentación a presentar a la empresa distribuidora y que constituirá en sí la notificación, será la siguiente:

- A. Copia del documento de cobro más reciente (Factura) emitido por el distribuidor o comercializador, previamente cancelado.
- B. Tecnología de generación a instalar: solar fotovoltaica, solar térmica, biomasa, biogás, pequeña unidad hidroeléctrica, etc.
- C. Localización específica de la unidad de generación dentro del inmueble.

- D. Diagrama unifilar de la unidad de generación que incluya el punto de conexión de la unidad con las instalaciones eléctricas del usuario final.
- E. Capacidad a instalar o instalada en kW de la unidad y su energía mensual asociada.
- F. Tensión nominal de la unidad de generación.
- G. Características técnicas de los equipos que conforman la unidad de generación. Para el caso de usuarios finales de las categorías tarifarias de mediana y gran demanda conectados en media tensión, la distribuidora podrá requerir la elaboración de estudios eléctricos para cuantificar el impacto en su red de distribución por la incorporación de una unidad de generación para el auto abastecimiento del usuario.
- H. Copia de documento de identidad de la persona natural o jurídica responsable del diseño y montaje de la unidad de generación.
- I. Declaración de responsabilidad por parte de la persona que realizó el diseño y montaje de las unidades de generación, de que las mismas cumplen con las disposiciones consideradas en las normativas nacionales vigentes que sean aplicables.
- J. Para el caso de recurso hídrico o geotérmico, se deberá presentar copia del documento que respalde el otorgamiento de la concesión para el uso de dicho recurso, emitido por la autoridad competente.
- K. Fecha estimada de la entrada en operación de la unidad de generación.
- L. Lugar, número telefónico, correo electrónico y cualquier otro medio para recibir notificaciones; así como la designación de personas autorizadas para tal efecto, si las hubiere.
- M. Copia de los certificados de cumplimiento de las normas de fabricación de equipos eléctricos para cada uno de los componentes principales de las unidades de generación (UL, TÜV, CSA, etc.).

- N. Copia del DUI o Carnet de Residente del solicitante.
- O. En caso de que el medidor sea provisto por el Usuario Final, copia de factura de compra de medidor y constancia de calibración y exactitud, realizada por una empresa calificada.
- P. Autorización del propietario del inmueble, en caso de que el titular del servicio sea una persona distinta.

Recibida la notificación de instalación de unidad de generación y solicitud de cambio de medidor, el distribuidor tendrá un plazo de diez (10) días hábiles para los usuarios de pequeñas demandas y (15) días hábiles para los usuarios de medianas y grandes demandas, los que serán contados a partir del día hábil siguiente de su recepción, para dar por aceptada o rechazada la solicitud. Durante ese período, el distribuidor podrá inspeccionar el suministro donde se instalará la unidad de generación, previamente coordinada con el usuario final.

2. Notificación de aceptación al usuario final. En la notificación de aceptación el distribuidor informará al usuario final sobre las condiciones técnicas y equipo de medición necesarios para el suministro. Si la solicitud es rechazada, se deberán explicar claramente y con la debida fundamentación las razones que motivan el rechazo.

La aceptación de conexión de la unidad de generación y cambio de medidor deberá ser informada por parte del Distribuidor al usuario final y a la SIGET, de forma escrita dentro del plazo establecido en el Artículo 11 de esta Norma. El distribuidor proporcionará a la SIGET una copia de la notificación de aceptación de conexión, condiciones técnicas y equipo de medición. Toda la información remitida a la SIGET deberá ser entregada de manera física y digital.

Si el distribuidor no respondiera la solicitud en el plazo a que se refiere el Artículo 11, se entenderá que se da por aceptada. Para este caso, el distribuidor está obligado a informar al usuario final sobre las condiciones técnicas y medición que propone para realizar la conexión de la unidad de generación, en un plazo de cinco

(5) días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente del plazo estipulado en el artículo 11.

3. Notificación de deficiencias en caso las hubiere: En caso de existir deficiencias en la notificación de instalación de unidad de generación y solicitud de cambio de medidor, el distribuidor dentro del plazo indicado en el artículo 11, comunicará al solicitante las deficiencias observadas, para que éste las subsane dentro del plazo máximo de cinco (5) días hábiles. El requerimiento de información adicional o aclaratoria al usuario final, interrumpe el plazo del distribuidor para aceptar o rechazar la notificación de instalación de unidad de generación y solicitud de cambio de medidor, activándose dicho plazo a partir de la recepción física de la nueva documentación.

Una vez transcurrido el período con que cuenta el usuario final para solventar las deficiencias observadas, sin que éste haya proporcionado la información solicitada por el distribuidor, la notificación de instalación de unidad de generación y su respectiva solicitud de cambio de medidor quedará sin efecto y se archivará. Si el usuario final desea continuar con el trámite, deberá realizar el proceso descrito en los artículos anteriores con su documentación actualizada.

En caso que el usuario presente la información solicitada en el plazo requerido, el distribuidor tendrá como máximo cinco (5) días hábiles para proporcionar la respuesta correspondiente. Una vez sea aceptada la solicitud, y si el usuario final decide que el nuevo medidor del suministro sea provisto por el distribuidor, éste tendrá un máximo de cinco (5) días hábiles para el reemplazo del medidor.

4. Periodo de validez notificación de aceptación: Toda notificación de aceptación de conexión de la unidad de generación otorgada y solicitud de reemplazo del medidor por parte del distribuidor, tendrá una validez de noventa (90) días calendario para su conclusión, contados a partir de la fecha de aceptación de la distribuidora. Después de ese plazo la notificación perderá su validez, por lo que, en caso de no haberse concluido la conexión de la unidad de generación, el usuario final deberá realizar nuevamente todo el proceso detallado en el Capítulo II de esta Norma con su documentación actualizada. [1]

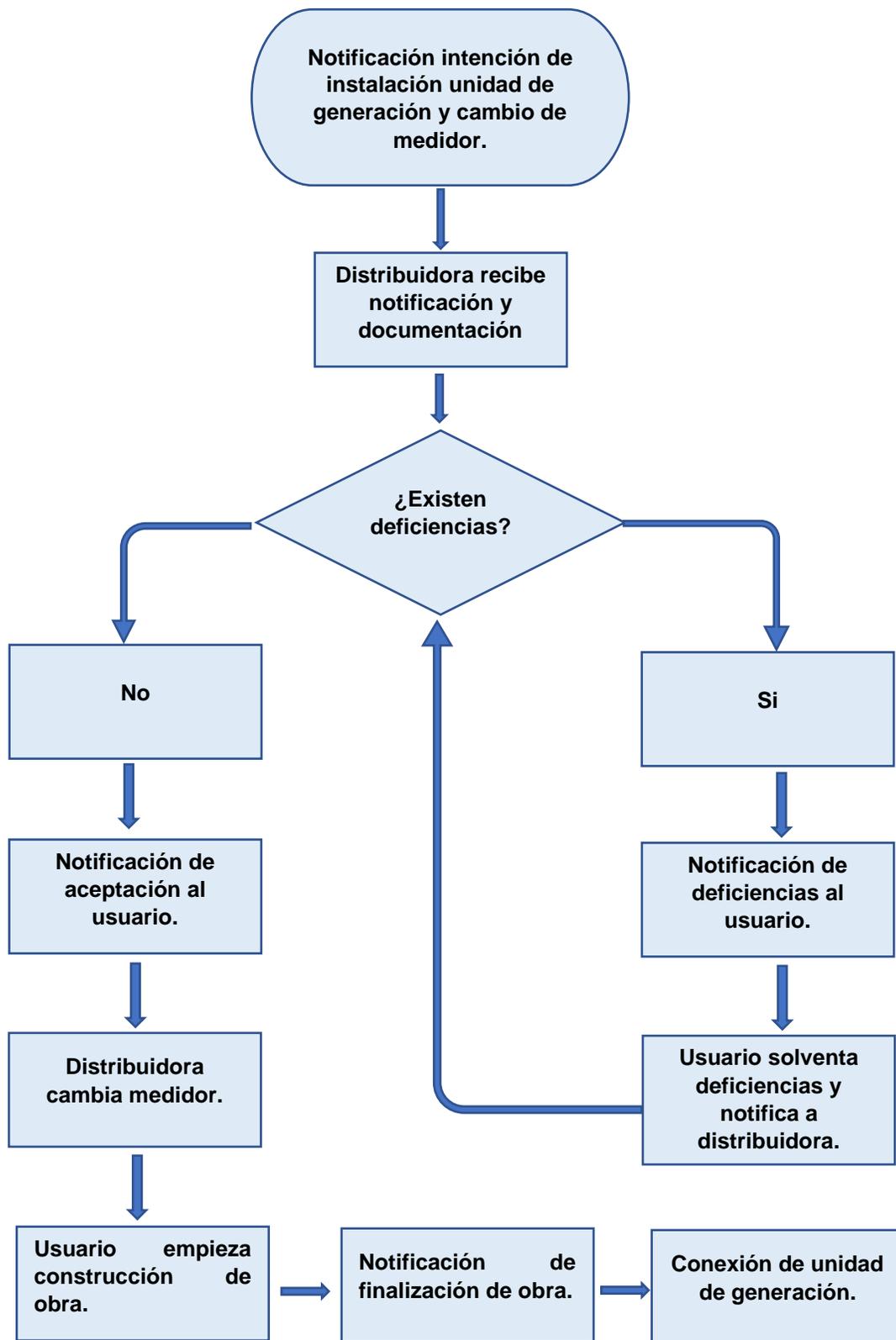


Figura 1. Diagrama de flujo del proceso de conexión de unidad generadora fotovoltaica de usuarios UPR para El Salvador.

2. PANAMÁ

PROCEDIMIENTO PARA AUTOCONSUMO CON FUENTES NUEVAS, RENOVABLES Y LIMPIAS.

RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO

1. Notificación a la distribuidora de intención de conexión. El cliente que instale una Planta de Generación debe entregar una nota a la distribuidora indicándole que desea conectarse a las redes de la misma, y adjuntar:

- a) Diseño Eléctrico de la instalación de la Planta de Generación, debidamente aprobado por las Autoridades Competentes (Seguridad del Cuerpo de Bomberos e Ingeniería Municipal);
- b) Capacidad de la Planta de Generación en kW y las características técnicas de la misma;
- c) Especificaciones técnicas de todos los equipos que conforman la Planta de Generación.

2. Notificación de aprobación de la distribuidora: La distribuidora contestará por escrito al cliente que desea instalar la Planta de Generación, en un plazo que no exceda de quince (15) días hábiles para plantas de hasta 500 kW de Capacidad Instalada, y veinte (20) días hábiles para capacidades mayores a 500 kW, indicándole su anuencia u observaciones respecto de los puntos descritos en el literal anterior, y le adjuntará copia del Acuerdo de Interconexión. En caso de que el cliente no esté de acuerdo con lo solicitado por la distribuidora, podrá solicitar la intervención de la ASEP para dirimir el desacuerdo.

3. Autorización por parte de Seguridad del Cuerpo de Bomberos e Ingeniería Municipal. La Planta de Generación debe ser inspeccionada y aprobada por la autoridad competente (Seguridad del Cuerpo de Bomberos e Ingeniería Municipal), la cual debe emitir la correspondiente constancia, antes de su operación en paralelo con la distribuidora, para asegurar el cumplimiento de la normativa eléctrica vigente (Reglamento de las Instalaciones Eléctricas de la República de Panamá-RIE).

4. Notificación a distribuidora para ejecutar pruebas pertinentes: Una vez firmado el Acuerdo de Interconexión, el cliente procederá a instalar sus equipos y finalizada dicha instalación y el mismo cuente con todos los permisos correspondientes, notificará a la distribuidora para que realice las pruebas pertinentes, dentro de un plazo no mayor a cinco (5) días hábiles para Plantas de Generación con Capacidad Instalada de hasta 500 kW y de diez (10) días hábiles para Plantas de Generación con Capacidad Instalada mayor de 500 kW. Los días hábiles se contarán a partir de la descrita notificación.

5. Puesta en marcha del equipo de generación: El cliente no deberá iniciar la operación paralela de la Planta de Generación hasta que el mismo haya recibido su notificación, por escrito, de aprobación por parte de la distribuidora, la que deberá ser emitida en un plazo no mayor de diez (10) días hábiles para todas las capacidades después de realizadas las pruebas del equipo. [2]

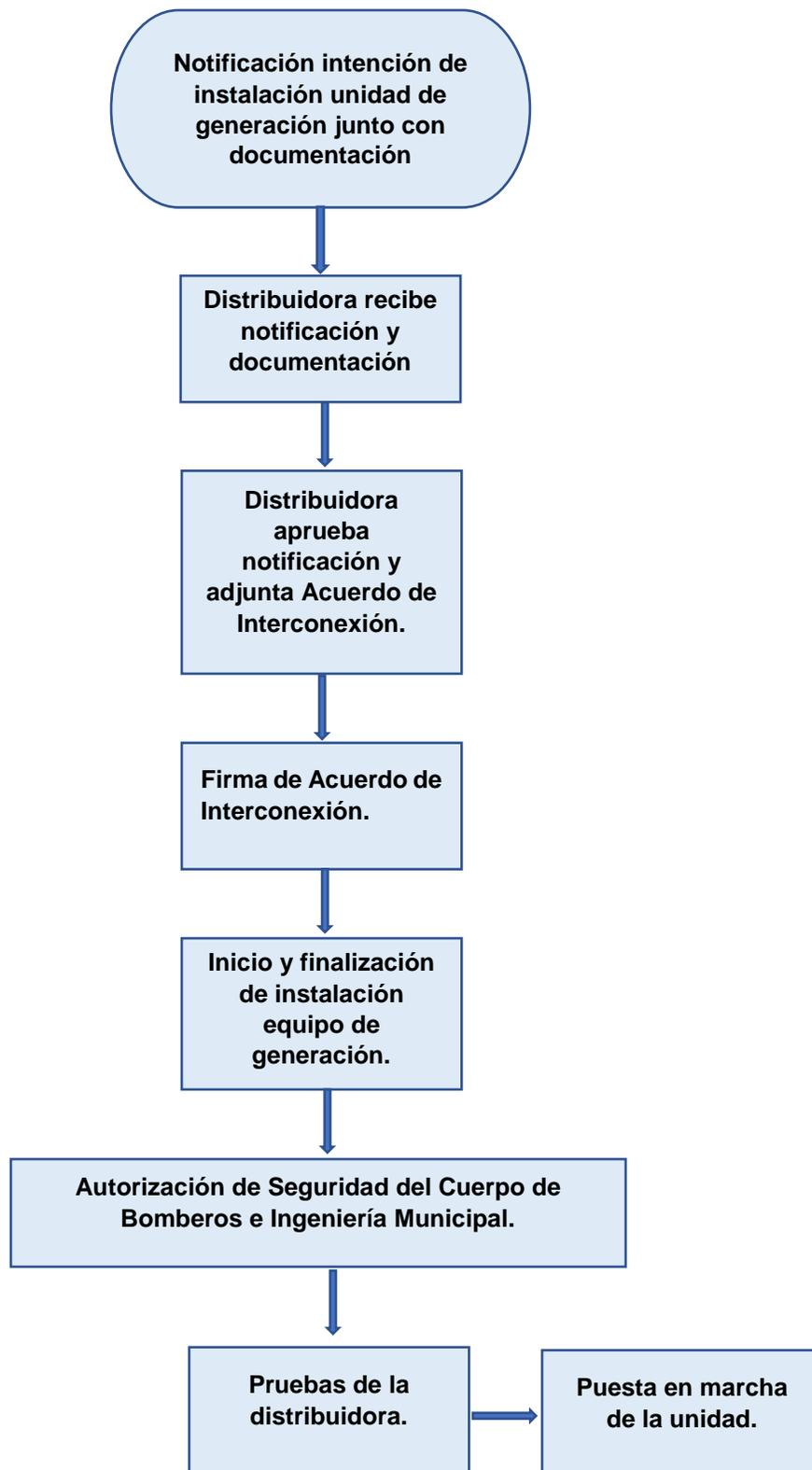


Figura 2. Diagrama de flujo del proceso de conexión de unidad generadora fotovoltaica de usuarios UPR para Panamá.

3. ECUADOR.

GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO DE CONSUMIDORES FINALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO

1. Factibilidad de conexión: Previo a iniciar el trámite de conexión del μ SFV, el consumidor solicitará a la empresa distribuidora evaluar la factibilidad de conexión a la red de distribución, indicando cual es la capacidad máxima del μ SFV a instalarse.

La empresa distribuidora evaluará la capacidad instalada máxima permitida del μ SFV en el punto de conexión, considerando los siguientes aspectos: Capacidad por corriente de cortocircuito, regulación de voltaje y capacidad de corriente del alimentador de baja y/o medía tensión.

La empresa distribuidora, en un plazo máximo de diez (10) días laborables, posteriores a la recepción de la solicitud, realizará los análisis que permitan determinar si es posible la conexión, este documento será remitido al consumidor y tendrá una vigencia de (3) tres meses, a partir de la recepción por parte del interesado, para presentar la solicitud de conexión del μ SFV.

2. Solicitud de conexión: Una vez que el interesado cuente con la factibilidad de conexión, éste presentará a la empresa distribuidora la solicitud para la conexión del μ SFV adjuntado el formulario, según el modelo que consta en el Anexo 1 y los requisitos establecidos en el numeral 5.2 de esta regulación. En caso la información esté incompleta no se aceptará el trámite. Si la solicitud es aceptada la empresa de distribución entregará un número trámite al peticionario.

La empresa de distribución, en un plazo máximo de diez (10) días laborales posteriores a la recepción de la solicitud, realizará los análisis que permitan determinar los aspectos técnicos que se requieran para la conexión del consumidor con μ SFV. En caso de que la información presentada requiera de aclaraciones, la empresa distribuidora solicitará al consumidor que en un plazo máximo de ocho (8)

días se absuelvan las observaciones realizadas, de no tener respuesta dentro del plazo señalado se dará por terminado el trámite, este particular será comunicado oficialmente al interesado.

3. Cronograma de ejecución: Si se han cumplido con todos los requisitos establecidos, la empresa de distribución solicitará al consumidor un cronograma de ejecución del proyecto, con las fechas de pruebas y entrada en operación del μ SFV. La fecha de inicio del cronograma se coordinará entre el consumidor y la distribuidora, una vez notificada la autorización de instalación y operación del μ SFV por parte de ARCONEL.

El interesado tendrá un plazo máximo de diez (10) días laborables para remitir el cronograma de ejecución o cualquier otra información solicitada por la empresa de distribución. En caso de no presentar la misma dentro del tiempo indicado, la empresa de distribución procederá a cerrar el trámite y este particular será comunicado oficialmente al consumidor.

4. Aprobación de conexión: Una vez recibido y avalado el cronograma, la empresa de distribución tendrá el plazo de ocho (8) días para emitir su informe de aprobación del proyecto y emitir al consumidor el documento de conexión del μ SFV.

5. Autorización de la ARCONEL: La empresa distribuidora, luego de haber emitido la autorización de conexión del μ SFV, solicitará en un plazo máximo de dos (2) días a la ARCONEL, la autorización para la instalación y operación como consumidor con μ SFV

La ARCONEL, de no tener objeciones, emitirá dicha autorización y comunicará este particular a la empresa distribuidora y al consumidor en un plazo máximo de ocho (8) días.

6. Inicio proceso de instalación: Con la autorización emitida por la ARCONEL el consumidor deberá iniciar la instalación del μ SFV, cumpliendo con el cronograma que fue presentado y avalado por la empresa distribuidora.

7. Verificación del sistema: Luego de superadas las pruebas técnicas que considere la empresa de distribución, previo a la entrada en operación del μ SFV, la

empresa de distribución en un plazo máximo de (2) días, procederá a verificar que el SFV cumpla con la norma técnica que se encuentre vigente a la fecha, relativa a las especificaciones e instalación de los equipos.

Dentro del mismo plazo de (2) días, colocar los sellos de seguridad en el sistema de medición que registrará la energía consumida y entre en caso de tener excedentes a las redes de distribución.

8. Nuevo contrato de suministro: Suscribir en un plazo máximo de quince (15) días, el nuevo contrato de suministro como consumidor con μ SFV conforme al modelo del Anexo 4.

9. Puesta en marcha del sistema: Con la suscripción del contrato de suministro se inicia la operación del μ SFV y el vínculo técnico — comercial entre la empresa distribuidora y el consumidor. [3]

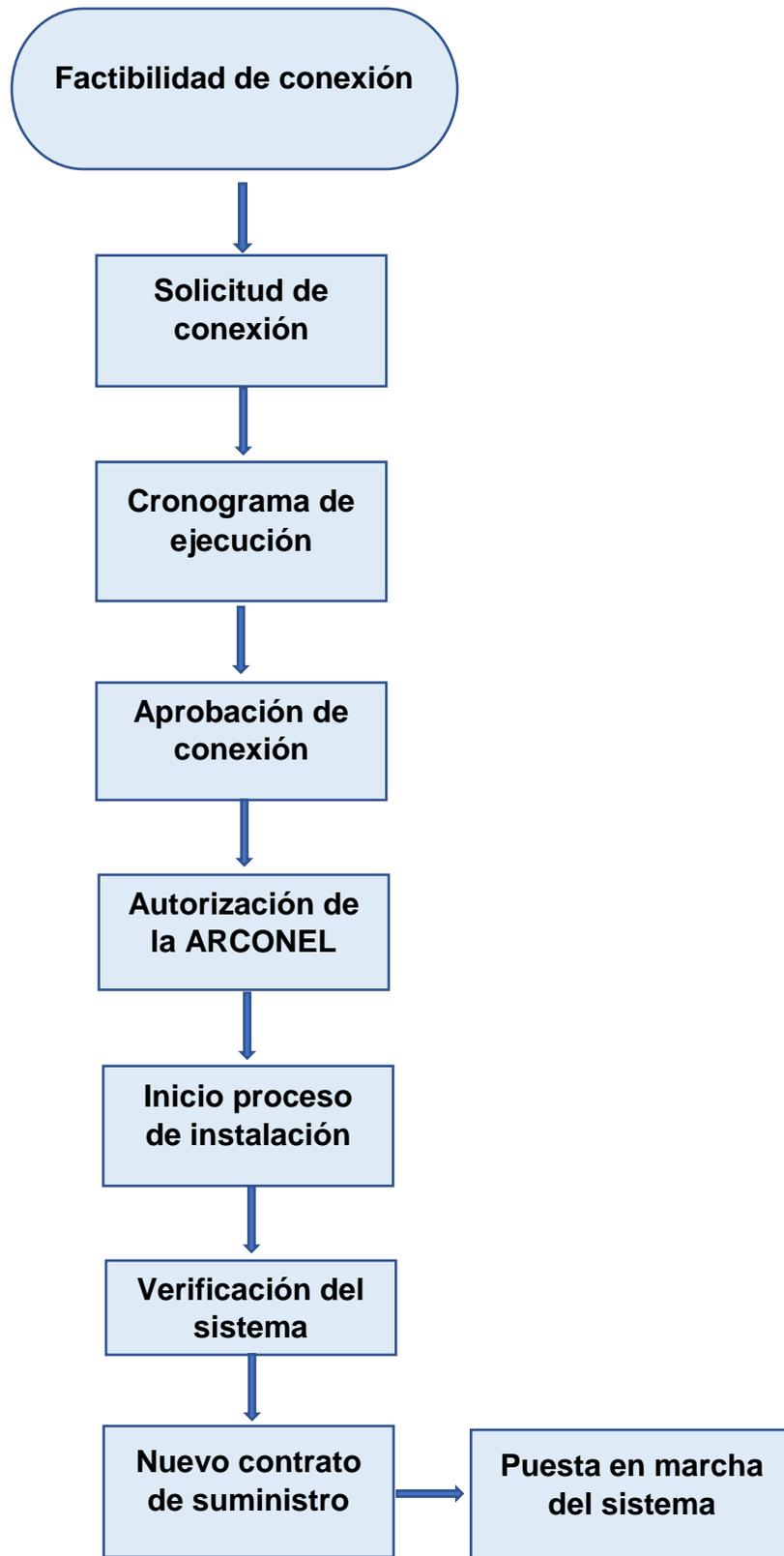


Figura 3. Diagrama de flujo del proceso de conexión de unidad generadora fotovoltaica de usuarios UPR para Ecuador.

4. ESPAÑA

REAL DECRETO 244/2019

PASOS PREVIOS A LA LEGALIZACIÓN

Elegir la modalidad de autoconsumo:

El primer paso consiste en escoger el tipo de modalidad de autoconsumo. Existen dos modalidades:

a) Autoconsumo sin excedentes. Están conectadas a la red eléctrica, pero tienen un dispositivo de inyección cero a la red. Es decir, tienen un equipo que evita que cuando hay excedentes de energía en la instalación fotovoltaica estos se vuelquen a la red.

b) Autoconsumo con excedentes: También es un tipo de instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica pero además de generar energía renovable para autoconsumo, también pueden verter a la red eléctrica los excedentes.

Dentro de la modalidad Con Excedentes podemos encontrar con y sin Compensación.

b.1) Con excedentes y compensación: El consumidor utiliza la energía procedente de la instalación de autoconsumo cuando la necesita; pudiendo comprar energía de la red en los momentos en que ésta energía no sea suficiente. Cuando no se consume la totalidad de la energía procedente de la instalación de autoconsumo, el sobrante se puede inyectar a la red y, en cada periodo de facturación, la factura emitida por las comercializadoras eléctricas se compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria valorada al precio medio del mercado horario (para consumidores PVPC) o al precio acordado con la comercializadora, aplicándose posteriormente los peajes e impuestos que procedan. En ningún caso el resultado es negativa, es decir que no se pagará por la energía vertida.

Condiciones para poder acogerse a esta modalidad:

1. La fuente de energía primaria debe ser de origen renovable (placas solares fotovoltaicas, energía eólica...).
2. La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
3. Que el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
4. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del real decreto.
5. La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

b.2) Excedentes sin Compensación:

Si no se cumplen las condiciones para la modalidad con compensación, se puede optar a un autoconsumo con excedentes, pero no acogida a compensación. En este caso, los excedentes de energía vertida a la red por nuestra instalación de energía solar fotovoltaica se venderán en el mercado eléctrico.

En el siguiente cuadro se recogen resumidas las diferentes modalidades de autoconsumo (SIN excedentes y CON excedentes, CON compensación y SIN compensación), en combinación con las diferentes posibilidades que permite el RD 244/2019 (conexión en red interior o a través de red y autoconsumo individual o colectivo), así como los diferentes actores en cada combinación.

Legalización de instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes

En este caso la tramitación es muy sencilla ya que basta con notificar a la comercializadora de energía de la zona que se ha colocado en el inmueble una instalación de autoconsumo fotovoltaico.

Al no existir vertido a la red eléctrica no es necesario tener ni permisos de acceso ni de conexión. Solo hace falta entregar al organismo competente de la Comunidad Autónoma el certificado de instalación y la memoria o proyecto técnico.

Es necesario recordar que con este tipo de instalación solo se podrá utilizar la energía que uno mismo produzca y se instalará un mecanismo que impida tanto el consumo como el vertido fuera de la instalación de autoconsumo.

En este caso la documentación que habrá que presentar es la siguiente:

a) Instalaciones en baja tensión en la modalidad de autoconsumo sin excedentes:

- ✓ Memoria técnica de diseño (Potencia < 10 kW) o proyecto y Certificado de dirección de obra (P>10 kW).
- ✓ Certificado de instalación eléctrica.
- ✓ Declaración responsable sobre la instalación, acompañada de las declaraciones UE de conformidad en español del fabricante de los inversores y/o equipos eléctricos instalados.
- ✓ Documentación requerida para la evaluación del antivertido de energía a la red.
- ✓ Certificado de inspección inicial (P> 25 kW)
- ✓ Formulario de comunicación de datos.

b) Instalaciones en alta tensión en la modalidad de autoconsumo sin excedentes:

- ✓ Certificado de instalación eléctrica.

- ✓ Certificado de dirección de obra.
- ✓ Declaración responsable sobre la instalación, acompañada de las declaraciones UE de conformidad en español del fabricante de los inversores y/o equipos eléctricos instalados.
- ✓ Documentación requerida para la evaluación del antivertido de energía a la red.
- ✓ Certificado de inspección inicial ($P > 25$ kW)
- ✓ Contrato de mantenimiento.
- ✓ Hoja resumen de características.

Legalización de una instalación fotovoltaica con excedentes

Para poder legalizar una instalación fotovoltaica con excedentes y con compensación tienen que cumplirse previamente una serie de requisitos en la instalación:

- ✓ La fuente de energía primaria debe ser de origen renovable (paneles fotovoltaicos).
- ✓ La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no puede ser superior a 100 kW.
- ✓ El consumidor tiene que suscribir un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- ✓ El consumidor y productor asociado tienen que suscribir un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto.
- ✓ La instalación de producción no debe percibir de un régimen retributivo adicional o específico.

En ambos casos, tanto si la instalación de autoconsumo con excedentes es con compensación o sin ella, la documentación requerida a presentar para legalizarla es la siguiente:

a) Instalaciones en baja tensión con potencia no superior a 100 kW en la modalidad de autoconsumo con excedentes:

- ✓ Memoria técnica de diseño (Potencia < 10 kW) o proyecto y Certificado de dirección de obra (P>10 kW).
- ✓ Certificado de instalación eléctrica.
- ✓ Declaración responsable sobre la instalación, acompañada de las declaraciones UE de conformidad en español del fabricante de los inversores y/o equipos eléctricos instalados.
- ✓ Certificado de inspección inicial (P> 25 kW)
- ✓ Formulario de comunicación de datos.
- ✓ Aceptación de las condiciones técnicas y económicas de la conexión (P> 15 kW o que esté en suelo no urbanizado).
- ✓ Si se instalan inversores, documento del fabricante.

b) Resto de instalaciones de producción en la modalidad de autoconsumo con excedentes:

- ✓ Comunicación de la aceptación de las condiciones técnicas y económicas de la conexión emitidas por la compañía distribuidora.
- ✓ Acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.
- ✓ Hoja resumen de características.
- ✓ Certificado de dirección de obra.
- ✓ Certificado de instalación eléctrica.

- ✓ Declaración responsable del titular en la que certifique que dispone de las oportunas concesiones, autorizaciones o permisos que corresponda otorgar a las Administraciones, organismos.
- ✓ Declaraciones UE de conformidad en español del fabricante de los inversores y equipos eléctricos instalados.
- ✓ Certificado de inspección inicial ($P > 25$ kW).
- ✓ Contrato de mantenimiento. [4]

VIII. TIEMPO DE LEGALIZACIÓN POR PAÍS.

Uno de los factores que adquiere mayor relevancia a la hora de implementar un sistema de autoconsumo conectado a red, es la duración que conlleva la legalización del mismo con las distintas autoridades, distribuidoras, municipalidades, y cualquier tipo de tercero que estipule la normativa de cada país. [5]

En función de lo engorroso o complicado del procedimiento a través de requisitos, permisos, estudios, documentación y demás, se incentiva o desmotiva a los distintos usuarios a implementar un sistema de autoconsumo. A continuación, para evaluar el tiempo que conlleva la legalización de un sistema de autoconsumo, se elaboró una línea de tiempo por país, del tiempo aproximado de duración del proceso, desde que se presenta la solicitud hasta que entra en operación el sistema.

PUESTA EN MARCHA – EI SALVADOR



Figura 4.” Time Line” del proceso de legalización de un sistema de autoconsumo conectado a red en El Salvador.

PUESTA EN MARCHA - ECUADOR



Figura 5.” Time Line” del proceso de legalización de un sistema de autoconsumo conectado a red en Ecuador.



Figura 6." Time Line" del proceso de legalización de un sistema de autoconsumo conectado a red en España.



Figura 7." Time Line" del proceso de legalización de un sistema de autoconsumo conectado a red en Panamá.

A partir de las líneas de tiempo mostradas, se concluye que El Salvador es el país que menos tiempo requiere para la legalización de un sistema de autoconsumo conectado a red. Uno de los motivos que explica esto tiene su sustento en el hecho que los trámites se realizan solamente con la distribuidora, ya que, a diferencia de otros países, no se necesitan obtener permisos de terceros. Por ejemplo, en Ecuador se necesita gestionar permisos con la ARCONEL, y no solo con la distribuidora, de igual forma en Panamá y España se necesitan gestionar permisos

con municipalidades y terceros. Otro aspecto que influye en el tiempo de duración, son los días que las normativas da como plazo para contestar las notificaciones, se observa que, por ejemplo, en España, las distribuidoras tienen 30 días para contestar la solicitud de acceso y conexión, mientras que, en El Salvador, son solo 15 días máximo.

IX. RESUMEN COMPARATIVO DE LAS DISTINTAS NORMATIVAS DE CADA PAÍS.

En el presente capítulo, se describe en forma de cuadro comparativo, las principales diferencias encontradas en cada una de las normativas estudiadas de cada país.

ITEM	REFERENCIA NORMATIVA
El Salvador	Norma para Usuarios Finales Productores de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.
Panamá	Procedimiento para Autoconsumo, con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias.
España	Real Decreto 244/2019
Ecuador	Regulación Nro. ARCONEL - OO3/18

Tabla 1. Comparación de referencia normativa entre El Salvador, Panamá, España y Ecuador.

ITEM	ENTIDAD
El Salvador	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
Panamá	ASEP (Autoridad de los Servicios Públicos)
España	Ministerio para la Transición Ecológica.
Ecuador	Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

Tabla 2. Comparación de entidad que rige normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.

ITEM	MODALIDADES DE AUTOCONSUMO
El Salvador	No estipula distintas modalidades de autoconsumo.
Panamá	a) Con excedentes. b) Sin excedentes. c) Aislados a la red.
España	Artículo 4: 1. Autoconsumo sin excedentes. 2. Autoconsumo con excedentes 2.1. Acogidos a compensación. 2.2. No acogidos a compensación
Ecuador	La regulación plantea una sola modalidad de autoconsumo, denominada: “Sistema de Micro generación Fotovoltaica (uSFV)”.

Tabla 3. Comparación de modalidades de autoconsumo entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.

ITEM	AUTOCONSUMO COLECTIVO
El Salvador	No es considerado en esta norma. El autoconsumo es permitido solo para un único usuario.
Panamá	No es permitido.
España	Sí. Grupo de consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo.
Ecuador	No habilita esta posibilidad, solo se permite el autoconsumo en la propia vivienda y/o edificación donde se encuentra instalado el sistema.

Tabla 4. Comparación de autoconsumo colectivo entre normas de El salvador, Panamá, España y Ecuador.

ITEM	RENOVACIÓN
El Salvador	No se establecen plazos de renovación.
Panamá	No se establecen plazos de renovación.
España	Permanencia (en la modalidad de autoconsumo) de mínimo un año, prorrogable de forma automática.
Ecuador	Cumplidos los 20 años de funcionamiento, no se permitirá la renovación de este, y se debe proceder a la desconexión del uSFV.

Tabla 5. Comparación de renovación entre normas de El salvador, Panamá, España y Ecuador.

ITEM	ANÁLISIS PARA COMPENSACIONES
El Salvador	El usuario final productor no recibirá ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada a la red de distribución. La misma será reflejada como un descuento en la facturación mensual y valorada al precio vigente de compra de energía.
Panamá	El cliente tiene derecho a acumular créditos por excedentes en kwh, en periodos anuales o semestrales hasta un máximo del 25% de los excedentes. Los pagos por excedentes pueden ser a través de cheques, ACH o se acreditarán en dinero a la cuenta de electricidad del cliente.
España	Autoconsumo con excedentes en las instalaciones con potencia inferior a 100 kW. Se habilita un mecanismo de compensación simplificada que consiste en un saldo en términos económicos de estos flujos energéticos. Además, la regulación no permite una facturación con saldo negativo, que pueda ser considerado en la emisión de la siguiente factura.
Ecuador	La empresa de distribución realizará el balance neto mensual de energía entregada y consumida por el consumidor con uSFV dentro de los 10 primeros días del siguiente mes. La energía entregada por el consumidor a la red de baja tensión se considerará como crédito de energía a favor del consumidor que se pasa al siguiente mes y así sucesivamente.

Tabla 6. Comparación de compensaciones entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.

ITEM	PERÍODO DE RESETEO DE COMPENSACIÓN
El Salvador	La normativa establece que en caso de haber un remanente a favor del Usuario UPR, éste se podrá aplicar por un periodo máximo de 3 ciclos de facturación. Sin embargo, no se menciona nada relacionado reseteo de compensación.
Panamá	Anual o semestral, depende del contrato suscrito.
España	El periodo de reseteo será mensual, a partir de la emisión de la factura al mes correspondiente. No obstante, existe la posibilidad de vender el excedente a través de un representante en el mercado.
Ecuador	La regulación establece que el crédito de compensación por la energía entregada a la red eléctrica puede acumularse hasta por dos años, luego de este tiempo se resetea el crédito a cero e inicia nuevamente el cálculo.

Tabla 7. Comparación de periodo de reseteo de compensación entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.

ITEM	REQUISITOS DE MEDIDA Y GESTIÓN DE LA ENERGÍA
El Salvador	<p>Para usuarios finales productores clasificados en las categorías tarifarias de pequeñas demandas, el equipo de medición de energía eléctrica de sus instalaciones, deberá tener la característica de medición, registro y lectura en forma bidireccional con lecturas separadas de inyecciones y retiros de energía. El medidor designado podrá ser electrónico o electromecánico adecuado para lectura bidireccional de energía.</p> <p>Para usuarios en mediana y gran demanda, el medidor debe además tener la característica de medición de potencia.</p>
Panamá	<p>Las Plantas de Generación que utilicen fuentes nuevas, renovables y limpias, deberán tener instalada una medición eléctrica de kWh exclusivo de la Planta de Generación, y la instalará el cliente a su costo.</p> <p>Por su parte la empresa distribuidora deberá instalar un medidor bidireccional a todo cliente que instale una planta de generación.</p>
España	<ul style="list-style-type: none"> - Para todos los tipos de sistemas de autoconsumo: se requiere de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera. - Para sistemas de autoconsumo compartido y sistemas de autoconsumo individual con excedentes no acogida a compensación se deberá contar adicionalmente con equipo de medida que registre la generación neta.
Ecuador	<p>El distribuidor deberá seleccionar e instalar un “sistema de medición que tenga la capacidad de medir el flujo en ambos sentidos”.</p>

Tabla 8. Comparación de requisito de medida y gestión de la energía entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.

ITEM	CRITERIO DE DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA
El Salvador	<p>El artículo 8 de la normativa UPR menciona que, para asegurar que el sistema tendrá por finalidad producir energía eléctrica para autoconsumo, el mismo deberá ser dimensionado a partir de los siguientes criterios:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La capacidad nominal máxima de la unidad a instalar deberá ser menor o igual que la demanda máxima de potencia del suministro al que la unidad suplirá la energía; y, 2. La producción mensual estimada de energía de la unidad a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro al que la unidad suplirá la energía.
Panamá	<p>La normativa panameña no establece criterios de dimensionamiento en los sistemas de generación para autoconsumo. Sin embargo, en caso de haber excedentes por inyección de energía a la red, solo se reconoce hasta un máximo de 25% del consumo histórico del suministro, antes de la instalación del sistema de generación, ya sea semestral o anual. Si los excedentes de energía superan el 25%, éstos no serán computados a favor del usuario.</p>
España	<p>En el caso de España, la normativa establece que, para acogerse a la modalidad de autoconsumo por excedentes, la potencia máxima a instalar son 100 kW. Mientras que los sistemas superiores a 100 kW se acogen a la modalidad con excedentes sin compensación. Ésta última modalidad vende los excedentes de energía a la distribuidora a un precio negociado en un contrato. Y finalmente sistemas menores a 15 kW, son exentos de trámites con las distribuidoras y solamente se debe notificar a la comunidad autónoma. Con respecto al límite de energía inyectada a la red, la normativa señala que el máximo valor que una compañía puede compensar por excedentes de energía será el valor de la energía mensual facturada.</p>
Ecuador	<p>En Ecuador, la normativa es aplicable para sistemas de generación con una potencia máxima de 100 kW. Además, en su apartado número 6 se explica el dimensionamiento que debe tener el sistema. El cual debe cumplir con la siguiente formula:</p>

	$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} E_{mensual_i} (kWh)}{Factor_{planta\ de\ diseño} * 8760 (h)} (kW)$ <p><i>E mensual:</i> Energía mensual facturada al consumidor, en caso de no contar con este registro, se podrá realizar una proyección en el estudio técnico.</p> <p><i>Factor de planta de diseño:</i> será determinado en el estudio técnico.</p> <p>El factor de planta del sistema de generación una vez instalado no podrá ser mayor que el factor de planta determinado en el diseño.</p>
--	---

Tabla 9. Comparación del criterio de dimensionamiento del sistema entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.

ITEM	FALLAS EN LOS DISPOSITIVOS DE MONITOREO
El Salvador	No se establece la forma de actuación en caso de fallas en los equipos de medición.
Panamá	No se establece la forma de actuación en caso de fallas en los equipos de medición.
España	No se establece en la regulación vigente.
Ecuador	Los apartados 15.2 y 16 del Capítulo III, establecen que el consumidor debe notificar cualquier anomalía que observe en los equipos de medición en un plazo máximo de 24 horas. Posterior, la empresa de distribución dispone de hasta máximo 60 días para solucionar la falla en el equipo de medición. Mientras se reemplazan los equipos defectuosos, para efectos de liquidación y facturación, se utilizará el valor equivalente al promedio de registro histórico de consumos y excedentes entregados en los seis meses inmediatamente anteriores.

Tabla 10. Comparación de fallo de dispositivos de monitoreo entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.

ITEM	SISTEMAS SIN NECESIDAD DE PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN
El Salvador	No se establece en la normativa ningún tipo de sistema exento de permiso para conectarse a la red de distribución.
Panamá	<p>Los clientes finales de una empresa distribuidora que no deseen acogerse a este procedimiento, pero que quieran autoabastecerse con plantas de generación conectada a sus instalaciones, podrán hacerlo siempre que cuenten con la autorización de la empresa distribuidora a la cual está conectado, la cual verificará que el cliente cumpla con lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Desconexión automática del cliente de la red de distribución al momento de generar con su planta y/o la Instalación de dispositivos de "Inyección Cero" que eviten en todo momento la inyección de energía a las redes de la empresa distribuidora. 2. Las instalaciones son seguras y no afectarán la operación de las redes de distribución.
España	El Real Decreto determina que los sistemas de producción inferiores a 15 kW, que se encuentren en suelo urbanizado, no requerirán el permiso de acceso y conexión para su funcionamiento. Adicionalmente, también estarán exentas las Instalaciones que incorporen un dispositivo de antivertido.
Ecuador	Se establece que los consumidores de sistemas uSFV que son utilizados solo para autoconsumo no se encontrarán condicionados por las disposiciones de la regulación emitida.

Tabla 11. Comparación de sistemas sin necesidad de permiso de conexión entre normas de El Salvador, Panamá, España y Ecuador.

X. ANÁLISIS DE DEBILIDADES NORMATIVA UPR

En este apartado, se exponen las debilidades encontradas en la normativa UPR y que serán el punto de partida para la elaboración de las propuestas de mejora.

1. **Criterio de potencia máxima de la unidad de generación.** En sistemas de pequeña demanda, baja tensión. Las facturas no incluyen el dato de la potencia máxima registrada en la instalación eléctrica. Por lo tanto, para cumplir con el requisito de potencia máxima instalada establecido en la normativa UPR, el usuario está obligado a utilizar un equipo de medición para calidad de energía, el cual, su simple alquiler para un periodo de 15 días, podría llegar a costar \$400. Dinero que se podría ahorrar de no ser por el requisito de potencia máxima.
2. **Falta de estandarización de formularios a presentar a distribuidoras.** La normativa UPR solamente establece los lineamientos a seguir por parte de usuarios y las distribuidoras, dejando a libertad de cada distribuidora los formularios y formas de aceptación de documentos por parte de los usuarios. Esto se considera un inconveniente ya que, cada distribuidora exigirá sus respectivos formularios para iniciar la tramitación, y éstos varían de una distribuidora a otra.
3. **No se especifica reinicio de periodo de compensación.** La normativa establece que, se pueden tener remanentes de energía inyectada a la red de distribución por un periodo máximo de 3 ciclos de facturación, pero no especifica textualmente qué sucede si después de esos 3 ciclos resultare un cuarto ciclo con remanentes de energía.
4. **Sistemas aislados.** No se establece en la normativa actual, que los sistemas de generación aislados de red quedan exentos de la normativa, y que no se necesitan permisos y trámites con las distribuidoras siempre y cuando el

sistema se encuentre completamente aislado físicamente de la red de distribución.

5. **Escritura de Propiedad del Inmueble en documentación y certificación notarial en caso que fuera una persona distinta a la del servicio de energía.** La actual legislación, en el listado de documentos que se exigen presentar a las distribuidoras, establece que, en caso que la persona dueña del suministro eléctrico fuere distinta a la persona dueña del inmueble. Esta última debe emitir una autorización para la instalación de un sistema de generación, sin embargo, en ningún momento señala que debe ser autenticada por un notario certificado, y de hecho en la práctica las distribuidoras exigen tanto esa certificación notarial, como la Escritura de Propiedad del Inmueble en algunos casos.
6. **Ausencia de posibilidad de tramites online.** Actualmente, los tramites UPR deben realizarse presencialmente con las distribuidoras, y no se permiten realizar trámites en línea, lo cual resultaría mucho más eficiente. ya que se invierte tiempo y recursos en tener que presentarse personalmente a las oficinas de la distribuidora e imprimir todos los documentos que exige la normativa.
7. **Forma de actuación en caso de fallas en los equipos de medición.** No se especifica en la normativa que sucede en caso que el sistema de medición presente desperfectos, ¿cómo será estimada la energía consumida o inyectada durante el lapso de tiempo que el medidor presentó la falla?
8. **Ambigüedad en el artículo 29.** El artículo 29 señala que una vez se ha recibido la aprobación de conexión por parte de la distribuidora, se puede “iniciar la operación de la unidad de generación”, cuando en realidad el termino correcto es “iniciar la construcción e instalación de la unidad de generación”. Ya que se puede interpretar que, iniciar la operación de la unidad de generación significa que el sistema puede empezar a operar en

paralelo con la red de distribución. Para iniciar la operación de la unidad, el usuario debe notificar a la distribuidora la fecha y hora, con 10 días de anticipación, y no al momento de recibir la aprobación de conexión.

9. **Ausencia de procedimiento a seguir cuando un usuario decida instalar baterías en un sistema ya existente.** La actual normativa no especifica el procedimiento que debe realizar un UPR en el caso que decida instalar baterías. El capítulo VIII explica el procedimiento para el caso de ampliación en la capacidad del sistema, pero en ninguna parte de la normativa menciona instalación de baterías o sistemas de almacenamiento de energía a un sistema ya puesto en marcha.
10. **Ambigüedad en la energía que se asocia a la unidad generadora (Fotovoltaica) en base a la potencia en el lado de DC (kWp) y la energía asociada a la unidad generadora en base a la potencia en el lado de AC (kW).** Es común que en lado DC del inversor (Paneles Solares) se sobre dimensione un poco debido a que los paneles solares solo entregan su potencia nominal bajo las condiciones estándar de prueba (STC), por condiciones climatológicas desfavorables a lo largo del año, por desviaciones en la orientación óptima de los paneles, por sombras, entre otros factores. Sin embargo para fines de cálculo de la energía inyectada por la unidad generadora debe utilizarse la potencia nominal del inversor en el lado AC, la cual es fija y bajo ninguna condición entregara más de lo especificado por su placa característica.
11. **En el capítulo VII “Inspecciones y mantenimiento” no se hace referencia a los Organismo de Inspección Acreditados.** El certificado de conformidad extendido por un OIA actualmente es requisitos para las instalaciones eléctricas clasificadas en pequeña, mediana y gran demanda, en baja y media tensión, salvo algunas excepciones. Con esto se pretende la reducción de riesgo de daño a los usuarios y que las instalaciones sean construidas bajo norma.

XI. PROPUESTAS DE MEJORA A SER APLICADAS.

Una vez se han definido las debilidades actuales, se detallan las propuestas de mejora a ser implementadas en la Normativa SIGET UPR, tomando como referencia el estudio comparativo realizado anteriormente con normativas internacionales, y experiencias encontradas en la práctica laboral al momento de realizar gestiones con las distribuidoras en lo relacionado con tramites UPR:

1. Modificación del artículo 8 y 9 de la normativa UPR en lo relacionado al dimensionamiento de los sistemas de generación, eliminando el requisito de potencia máxima para enfocarlo solo en energía ÚNICAMENTE con usuarios en pequeña demanda (menores a 10 kW), los cuales en su gran mayoría serán instalaciones residenciales y comercios pequeños. Con esta medida se benefician los usuarios que quieran reducir su consumo energético a través de pequeños sistemas de generación y evitarán utilizar un equipo analizador de redes para obtener el valor de potencia máxima. Esta medida no se puede extrapolar a usuarios en mediana y gran demanda debido al impacto en las redes de distribución que podría provocar un sistema de generación sobredimensionado en potencia. Además, se ha especificar qué, la capacidad máxima en caso del recurso FV se considerará a la salida de los inversores:

Art. 8. Para garantizar que la unidad de generación que un UPR proyecta instalar, tiene por finalidad producir energía eléctrica para su propio consumo, ésta deberá cumplir las condiciones siguientes:

- a. La capacidad nominal máxima de la unidad a instalar deberá ser menor o igual que la demanda máxima de potencia del suministro al que la unidad suplirá la energía; y,
- b. La producción mensual estimada de energía de la unidad a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro al que la unidad suplirá la energía.
- c. A las unidades de generación que posean algún dispositivo de almacenamiento de energía, no les será aplicable el requisito detallado en la

letra “a.”, y la producción mensual estimada de energía detallada en la letra “b.” deberá ser menor o igual que el 90% del consumo promedio mensual del suministro al que suplirá la energía.

- d. Quedan exentos del inciso “a” del presente artículo, todos aquellos usuarios cuya tarifa aplicada se encuentre dentro del bloque de pequeña demanda (menores a 10 kW) en baja tensión, a los cuales solo les será aplicable el inciso “b” y el inciso “c”.

Si no se cumple alguna de las condiciones, se presumirá que la instalación de la unidad tiene como finalidad comercializar excedentes de energía, por lo que se considerará al titular como generador de energía eléctrica, de conformidad a lo estipulado en el artículo 6 de esta Norma.

El usuario productor renovable podrá disminuir su capacidad a instalar o instalada para lograr cumplir con lo dispuesto en el presente artículo.

Art. 9. Las condiciones estipuladas en el artículo 8 anterior se podrán determinar de la siguiente forma:

- a. Cuando se posean registros históricos de consumo de energía y potencia mayores o iguales a 12 meses, la capacidad máxima que podrá tener la unidad de generación deberá ser calculada considerando el promedio mensual de los últimos 12 meses registrados correctamente de la demanda de potencia y consumo de energía del suministro, contados a partir del mes anterior a la notificación de instalación de unidad de generación.
- b. Cuando no se tenga a disposición registros históricos de consumo de energía o demanda de potencia, se podrá instalar un equipo analizador de energía, con la suficiente capacidad de lectura y almacenamiento de la demanda de potencia y consumo de energía del suministro. Este equipo se deberá instalar por un período mínimo de quince (15) días. La capacidad máxima a instalar de la unidad de generación se calculará considerando la demanda de potencia y/o consumo de energía registrados correctamente y proyectados para un mes.

Para el caso del recurso fotovoltaico, se considerará la capacidad máxima de potencia, aquella a la salida del sistema de inversores, y no la producida a la salida del arreglo de módulos fotovoltaicos.

2. Agregar a la normativa un apartado de ANEXOS, en el cual se detallen los modelos de formularios a presentar con las distribuidoras para la solicitud de factibilidad y posterior legalización del sistema de generación. Dichas propuestas de formularios se encuentran al final de este documento en el capítulo XIV.

3. Modificar el artículo 26 de la normativa especificando un máximo de 6 ciclos de facturación con descuento, y expresando que, a partir de los 6 ciclos, se reinicia el periodo de compensación.

Art. 26. Si la unidad de generación inyectare más energía que la suministrada por el distribuidor durante un ciclo de facturación y el monto a descontar resultare mayor que el monto a facturar por el consumo de energía, el monto remanente a favor del UPR que quede después de la facturación del ciclo tarifario donde exista tal situación, se aplicará como un descuento al monto del cargo por energía de la factura del ciclo de facturación inmediatamente siguiente. En caso que después de aplicar el segundo descuento aun quedare un monto remanente por aplicar, este podrá ser aplicado en el subsiguiente ciclo de facturación, hasta totalizar un máximo de seis (6) ciclos de facturación con descuento. A partir del sexto ciclo de facturación y en caso de volver a tener un remanente de energía, se reiniciará el periodo de compensación y los remanentes de energía acumulados en los seis ciclos de facturación anteriores, serán acreditados a favor de la distribuidora.

A continuación, se presenta un ejemplo de la interpretación del texto anterior. En una instalación con sistema de generación conectado a red, se tienen las siguientes mediciones de consumo e inyección a red:

MES	CONSUMO [kWh]	INYECCIÓN [kWh]	SALDO [kWh]	REMANENTE ACUMULADO [kWh]
1	100	105	5	0
2	95	109	14	19
3	105	111	6	25
4	92	110	18	43
5	104	115	11	54
6	99	120	21	75
7	90	106	16	91
8	108	110	2	0

Tabla 12. Ejemplo de consumo e inyección a red

Durante 7 meses consecutivos las inyecciones de energía fueron superiores a los consumos registrados, por lo tanto, la suma de 91 kWh por remanentes será acreditado a favor de la distribuidora, y a partir del octavo mes, se reiniciará el periodo de compensación en 0 kWh.

Otra alternativa a esta modificación podría ser dejar los 3 ciclos de facturación que establece la actual normativa en lugar de los 6 ciclos que se proponen, y especificar que, si después del tercer ciclo se obtienen remanentes, éstos quedarán a favor de la distribuidora. No obstante, para mantener un equilibrio de beneficio entre usuario y la distribuidora, se proponen 6 ciclos. De esa forma el usuario tendrá más flexibilidad al incrementar de 3 a 6 meses los ciclos consecutivos con remanentes positivos, sin embargo, si se llega a sobrepasar de 6 meses, será la distribuidora quien se beneficiará de los mismos.

4. Modificar el artículo 1 y especificar que los sistemas aislados quedan exentos de la presente normativa:

Art. 1. La presente norma tiene por objeto establecer los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a la conexión, operación, control y comercialización

de excedentes de energía, de unidades de generación basadas en recursos renovables, ubicados dentro de las instalaciones de un usuario final productor renovable (UPR), quien no participa en el Mercado Mayorista de electricidad, y que instala la unidad de generación con el objeto de abastecer su demanda interna y que bajo una condición temporal y excepcional, por un período corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

Esta norma no aplica para aquellos usuarios finales cuyo propósito sea instalar una unidad de generación basada en recursos renovables para comercializar la energía producida de forma total o parcial, en estos casos los procedimientos y normativas aplicables serán las mismas definidas para un operador Generador y en caso de ser necesario también operador comercializador.

Tampoco será aplicable a los Auto-Productores Renovables que hayan participado en los bloques reservados dentro de procesos de libre competencia, según se define en las Normas Sobre Procesos de Libre Competencia para Contratos de Largo Plazo Respaldados con Generación Distribuida Renovable.

Finalmente, quedan exentos de la presente normativa, todos aquellos sistemas de generación de energía eléctrica con recursos renovables que se encuentren aislados físicamente de la red de distribución, y cuyo uso sea única y exclusivamente para energizar equipos que no operen en sincronismo con la red dentro de las instalaciones del usuario final.

5. Agregar al artículo 4 (definiciones, acrónimos y siglas) una definición sobre “capacidad nominal instalada para sistemas fotovoltaicos”:

Capacidad nominal instalada para sistemas fotovoltaicos: Potencia nominal especificada para los inversores, en el lado de corriente alterna.

6. Modificar el artículo 10 de la normativa agregando la Escritura de Propiedad del inmueble y especificando que las autorizaciones y/o declaraciones juradas

deben contar con certificación notarial y modificación del listado de documentos, agregando los formularios propuestos en este documento:

Art. 10. El usuario final deberá presentar la notificación de instalación de unidad de generación y solicitud de cambio de medidor, de forma completa. Esta notificación y solicitud deberá ser firmada por el titular del contrato de suministro, su representante legal o apoderado debidamente acreditados. No será aceptada aquella documentación que sea incongruente, esté alterada o incompleta.

La documentación a presentar a la empresa distribuidora, será la siguiente:

A. Solicitud de Factibilidad y Conexión a la Red (Formato se encuentra en Anexo 1 de este documento).

B. Notificación de Finalización de Obra (se entregará después de aprobada la solicitud de factibilidad y conexión, en un plazo mínimo de 10 días de anticipación a la puesta en marcha de la unidad de generación).

C. Copia del documento de cobro más reciente (Factura) emitido por el distribuidor o comercializador, previamente cancelado.

D. Para el caso de usuarios finales de las categorías tarifarias de mediana y gran demanda conectados en media tensión, la distribuidora podrá requerir la elaboración de estudios eléctricos para cuantificar el impacto en su red de distribución por la incorporación de una unidad de generación para el auto abastecimiento del usuario.

E. Copia de documento de identidad de la persona natural o jurídica responsable del diseño y montaje de la unidad de generación.

F. Declaración de responsabilidad por parte de la persona que realizó el diseño y montaje de las unidades de generación, de que las mismas cumplen con las disposiciones consideradas en las normativas nacionales vigentes que sean aplicables.

G. Para el caso de recurso hídrico o geotérmico, se deberá presentar copia del documento que respalde el otorgamiento de la concesión para el uso de dicho recurso, emitido por la autoridad competente.

H. Copia de los certificados de cumplimiento de las normas de fabricación de equipos eléctricos para cada uno de los componentes principales de las unidades de generación (UL, TÜV, CSA, etc.).

I. Copia del DUI o Carnet de Residente del solicitante.

J. En caso de que el medidor sea provisto por el Usuario Final, copia de factura de compra de medidor y constancia de calibración y exactitud, realizada por una empresa calificada.

K. Autorización del propietario del inmueble, en caso de que el titular del servicio sea una persona distinta, debidamente certificada por un notario.

L. Escritura de Propiedad del Inmueble.

7. Agregar un capítulo extra, en el cual se exhorte a las distribuidoras a crear una plataforma virtual para realizar los trámites UPR, y que sea el usuario quien decida si hacer los trámites en persona o vía online:

CAPÍTULO X. PROCEDIMIENTO EN MODALIDAD VIRTUAL

Art. X. La empresa distribuidora deberá incluir en su portal web, una sección dedicada exclusivamente a atender los asuntos relacionados con tramitología UPR, en la cual, el usuario pueda ingresar con su número de registro, y será este último quien decida realizar el procedimiento a través de la plataforma online o hacerlo personalmente en las oficinas de las distribuidoras.

En caso que el usuario decida realizar el trámite vía online, deberá completar la solicitud de factibilidad de forma digital, y enviarla a la plataforma virtual del distribuidor, al igual que toda la documentación listada en el artículo 10 de la presente normativa, de forma escaneada y completamente legible.

Si llegase a ocurrir que la documentación enviada a la plataforma presenta incongruencias, la distribuidora deberá notificarlas a través del mismo portal web, en un periodo máximo de 5 días hábiles posteriores a la fecha que el usuario envió la documentación.

Una vez revisada y aprobada toda la documentación, el distribuidor podrá programar una visita a las instalaciones del usuario si lo llegare a considerar oportuno, en conjunto acuerdo con el usuario, y finalmente emitir la factibilidad de conexión en un periodo de 15 días hábiles posteriores la fecha que el usuario empezó los tramites, con la salvedad que, hubiesen existido observaciones en la documentación, en cuyo caso los 15 días hábiles se congelarán al momento de notificar las incongruencias y se reanudarán a partir de la fecha en que el usuario reenvió la documentación corregida.

Posterior a la aprobación de factibilidad, el usuario deberá enviar a la plataforma la notificación de finalización de obras, con un tiempo mínimo de 10 días hábiles antes de la entrada en operación de la unidad de generación.

Finalmente, los pagos por solicitud de factibilidad de conexión y cambio de medidor, podrán ser efectuados a través de la plataforma o directamente en las oficinas del distribuidor.

8. Agregar un capítulo dedicado al procedimiento en caso de fallas o errores en los equipos de medición.

CAPÍTULO IV. PROCEDIMIENTO EN CASO DE FALLAS EN LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN.

Art X. En caso que los equipos de medición presenten fallas de funcionamiento, que afecten el correcto registro del consumo y/o inyección de energía, el usuario final deberá reportarlo de forma inmediata con la distribuidora. En caso que fuese la distribuidora quien detectase la anomalía en el medidor, se reportará al usuario la ocurrencia de este evento.

Art. X. La compañía distribuidora deberá solventar la falla en el equipo de medición en un plazo máximo de 10 días hábiles, contados al día siguiente de haberse detectado la falla.

Art. X. Se incluirá en la facturación mensual un cargo de energía extra neta por los días que falló el equipo de medición, siendo éste calculado en base al consumo promedio diario y las inyecciones de energía a la red de los últimos 6 ciclos de facturación, previos al mes de la falla en el equipo.

Art X. Posterior a la reparación y/o sustitución del equipo de medición por parte de la distribuidora, la misma deberá notificar al usuario final un reporte en el que especifique el motivo de la falla, los días en los que la solucionaron, y el cargo de energía extra que será aplicado en la facturación mensual por los días que el medidor no registro correctamente el consumo y/o inyección de energía.

Art. X. En caso que la distribuidora no solvante la falla en el plazo de 10 días hábiles posteriores a la detección de la misma, el cargo por energía extra no podrá ser aplicado en el ciclo de facturación, y la energía entregada y no registrada por el equipo de medición no podrá ser facturada, quedando en favor del usuario.

9. Modificar el artículo 29 de la normativa y eliminar su ambigüedad:

Art. 29. El usuario final podrá iniciar la construcción e instalación de la unidad de generación una vez recibida la notificación de aceptación de conexión por parte del distribuidor.

10. Agregar un artículo al capítulo VII “Inspecciones y mantenimiento” sobre la obligatoriedad de que la unidad de generación instalada sea aprobada por un Organismo de Inspección debidamente acreditado:

Art. X. Previo a la conexión de la unidad de generación basada en recursos renovables a la red de distribución, el correcto diseño e instalación de dicha unidad deberá ser aprobado por un Organismo de inspección debidamente acreditado.

11. Modificar el capítulo VIII y considerar la instalación de baterías para un sistema ya existente.

CAPÍTULO VIII.

AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD O INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Art. 47. Cuando un usuario final productor desee ampliar la capacidad de generación de su unidad, esta nueva capacidad de generación deberá ser destinada exclusivamente al incremento de su consumo propio.

El incremento de consumo propio deberá ser debidamente justificado por el usuario final productor, y verificado por el distribuidor considerando lo dispuesto en el Artículo 9.

Art. 48. Los usuarios finales productores que requieran aumentar su capacidad de generación o instalar un sistema de almacenamiento de energía, deberán notificar a la empresa distribuidora sobre la intención de modificar la capacidad de generación de su unidad de generación. Asimismo, deberán presentar la información descrita en el Artículo 10, con sus respectivas modificaciones, ampliaciones o cambios.

Art. 49. La notificación de incremento de capacidad o instalación de sistemas de almacenamiento de energía será evaluada como una notificación de instalación de unidad de generación, siguiendo las mismas disposiciones establecidas en la presente Norma.

XII. PROPUESTA DE NORMATIVA NACIONAL

En esta sección se desarrolla un borrador de la normativo UPR, con las propuestas de mejora mencionadas anteriormente.

CAPITULO I. DISPOSICIONES GENERALES.

Art. 1. La presente norma tiene por objeto establecer los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a la conexión, operación, control y comercialización

de excedentes de energía, de unidades de generación basadas en recursos renovables, ubicados dentro de las instalaciones de un usuario final productor renovable (UPR), quien no participa en el Mercado Mayorista de electricidad, y que instala la unidad de generación con el objeto de abastecer su demanda interna y que bajo una condición temporal y excepcional, por un período corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

Esta norma no aplica para aquellos usuarios finales cuyo propósito sea instalar una unidad de generación basada en recursos renovables para comercializar la energía producida de forma total o parcial, en estos casos los procedimientos y normativas aplicables serán las mismas definidas para un operador Generador y en caso de ser necesario también operador comercializador.

Tampoco será aplicable a los Auto-Productores Renovables que hayan participado en los bloques reservados dentro de procesos de libre competencia, según se define en las Normas Sobre Procesos de Libre Competencia para Contratos de Largo Plazo Respaldados con Generación Distribuida Renovable.

Finalmente, quedan exentos de la presente normativa, todos aquellos sistemas de generación de energía eléctrica con recursos renovables que se encuentren aislados físicamente de la red de distribución, y cuyo uso sea única y exclusivamente para energizar equipos que no operen en sincronismo con la red dentro de las instalaciones del usuario final.

Art. 2. Esta norma es de aplicación obligatoria en la República de El Salvador para todas las personas naturales o jurídicas, que tengan relación con la construcción, conexión, operación y control de proyectos de generación de energías renovables que se ubiquen dentro de las instalaciones de los usuarios finales y tengan como fin abastecer la demanda interna del mismo usuario.

Art. 3. El distribuidor y el usuario final productor renovable deberán entregar la información que la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

requiera, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y la presente Norma.

Art. 4. Para los efectos de la presente norma se establecen las siguientes definiciones, acrónimos y siglas:

Acometida de servicio eléctrico: Conjunto de conductores y accesorios utilizados para transportar la energía eléctrica, desde la red de distribución, hasta el punto de recibo de las instalaciones eléctricas del usuario. Las acometidas pueden ser aéreas o subterráneas.

Baja tensión: Es el nivel de tensión menor o igual a seiscientos (600) voltios.

Capacidad nominal instalada para sistemas fotovoltaicos: Potencia nominal especificada para los inversores, en el lado de corriente alterna.

Conexión: Es el enlace que permite a un usuario final recibir energía eléctrica de una red de transmisión o distribución

Corriente(s) armónica(s): Son corrientes de frecuencias múltiplos enteros de la frecuencia fundamental sinusoidal de 60 ciclos, que al sumarse dan como resultado una forma de onda distorsionada.

CSA: (Canadian Standards Association), Asociación Canadiense de Normas, Laboratorio de certificación de materiales y equipos eléctricos entre otros.

Dispositivo de Protección: Mecanismo electromecánico de corte de la energía, constituido por un fusible o cualquier otro tipo de interruptor.

Distribuidor o distribuidora: Es la entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de media y baja tensión.

Entidad: Persona natural o jurídica.

Estudio de flujo de carga(s) o flujo(s) de potencia: Estudio que permite calcular las corrientes, voltajes y ángulos de fase en cada una de las barras de un sistema eléctrico de potencia.

Factor de potencia: Es la razón de la potencia activa a la potencia aparente.

Generador: Es la entidad poseedora de una o más unidades de producción de energía eléctrica, que comercializa su producción en forma total o parcial.

Energía Renovable: aquella que se obtiene por medio del aprovechamiento de los recursos tales como:

Hidroeléctrico: aquel cuya energía se obtiene del aprovechamiento de las energías cinéticas y potencial existentes en los recursos hídricos de la corriente de los ríos, saltos de agua o mareas de los océanos.

Geotérmico: utiliza el calor existente bajo la superficie terrestre, el cual puede ser transferido mediante convección, conducción y/o radiación.

Eólico: proviene de la energía cinética del viento.

Solar: energía que es obtenida mediante la captación de la radiación o el calor emitido por el Sol.

Biomasa: utiliza como fuente de energía, la materia orgánica no fosilizada, de origen vegetal o animal, producida durante un proceso biológico, espontáneo o provocado, la cual puede usarse directamente como combustible.

Biogás: Es la misma fuente que la biomasa pero se diferencia en que la materia orgánica se convierte en otro energético (comúnmente gas metano) para ser utilizado como fuente de energía.

Equipo de medición de las instalaciones: Medidor de energía, transformadores de potencial y corriente, etc., utilizados conjuntamente para la medición y registro de la energía y potencia requerida por un servicio eléctrico de un usuario final.

IEEE: Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.

Impedancia: Magnitud que establece la relación (cociente) entre la tensión y la intensidad de corriente.

Medidor Bidireccional: Aparato que como mínimo registra el flujo de energía eléctrica en ambas direcciones, consumo e inyección y es capaz de registrar las diferencias entre consumo e inyección del sistema que está monitoreando.

Medidores de energía: Aparatos que registran el flujo de energía eléctrica y además en algunos casos, la demanda de potencia y el factor de potencia.

Media tensión: Es el nivel de tensión superior a seiscientos (600) voltios y menor que ciento quince (115) kilovoltios.

Nodo: Es el punto donde se unen varios elementos de un sistema eléctrico.

Operador(es): Entidad generadora, transmisora, distribuidora o comercializadora de energía eléctrica.

Pequeño generador: Se considerará como pequeño generador, a todos los productores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, cuya capacidad instalada según datos del fabricante del generador, sea menor o igual a veinte (20) Megavatios y cuya finalidad sea comercializar parte o la totalidad de su producción.

Persona Calificada: Técnico o profesional debidamente acreditado para el manejo de equipo eléctrico en el tipo de obras contempladas en esta norma, así como de los riesgos inherentes a tal actividad.

Puesta a tierra: La puesta o conexión a tierra consiste de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema debe tener un valor de resistencia a tierra suficientemente bajo, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto.

Red de distribución: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en media o baja tensión.

Sistema de medición: Grupo de equipos (medidores de energía eléctrica, transformadores de potencial y corriente, cableado de la medición, etc.) utilizados conjuntamente para la medición y registro de la energía y potencia transferida a través de la interconexión.

TÜV: TÜV Rheinland, laboratorio de certificación de equipos y materiales para aplicaciones fotovoltaicas entre otros.

UL: Underwriters Laboratories, laboratorio de certificación de equipos, dispositivos y materiales eléctricos entre otros.

Unidad de generación: Planta de producción de energía eléctrica con todos sus equipos auxiliares necesarios para proporcionar, los niveles y forma de onda de frecuencia y voltaje para su uso, así como los equipos necesarios para garantizar la calidad de la energía producida.

UPR: Usuario Final Productor Renovable, aquel usuario final que instala una unidad de producción de energía eléctrica basada en una fuente renovable con el único objeto de abastecer su demanda interna, y que bajo una condición temporal y excepcional, por un período corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

Usuario Final: Es quien compra la energía eléctrica para su uso propio.

CAPÍTULO II. NOTIFICACIÓN A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

Art. 5. Todo usuario final que desee instalar una unidad de generación de energía eléctrica respaldada con fuente renovable dentro de sus instalaciones con el objeto de abastecer su consumo, deberá notificar a la empresa distribuidora su intención de instalar la unidad de generación, y solicitar el cambio del equipo de medición mediante el cual se factura el suministro, para que esta última efectúe la verificación y autorización del equipo de medición a utilizar.

Art. 6. En el caso que el usuario final desee instalar una unidad de generación dentro de sus instalaciones con la intención de comercializar parte o la totalidad de la energía eléctrica producida, dicha situación no será regulada por esta normativa, y el usuario final deberá realizar los trámites respectivos para inscribirse como operador generador y separar las instalaciones eléctricas dedicadas a la generación de energía eléctrica de las instalaciones mediante las que recibe el suministro de energía desde la red de distribución. En caso de ser necesario deberá tramitar su inscripción como operador comercializador también. En este caso adicionalmente

deberá tramitar la interconexión a la red de distribución de conformidad a lo dispuesto a la Norma Técnica Para Interconexión Eléctrica y Acceso a los Usuarios Finales a la Red de Transmisión emitida por la SIGET.

Art. 7. La notificación a la distribuidora sobre la instalación de una unidad de generación deberá realizarla el titular del contrato de suministro, personalmente o vía online, debiendo adjuntar la documentación que acredite la identidad de la persona y la personería jurídica del solicitante en su caso.

Art. 8. Para garantizar que la unidad de generación que un UPR proyecta instalar, tiene por finalidad producir energía eléctrica para su propio consumo, ésta deberá cumplir las condiciones siguientes:

- a. La capacidad nominal máxima de la unidad a instalar deberá ser menor o igual que la demanda máxima de potencia del suministro al que la unidad suplirá la energía; y,
- b. La producción mensual estimada de energía de la unidad a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro al que la unidad suplirá la energía.
- c. A las unidades de generación que posean algún dispositivo de almacenamiento de energía, no les será aplicable el requisito detallado en la letra “a.”, y la producción mensual estimada de energía detallada en la letra “b.” deberá ser menor o igual que el 90% del consumo promedio mensual del suministro al que suplirá la energía.
- d. Quedan exentos del inciso “a” del presente artículo, todos aquellos usuarios cuya tarifa aplicada se encuentre dentro del bloque de pequeña demanda (menores a 10 kW) en baja tensión, a los cuales solo les será aplicable el inciso “b” y (en caso instalé un sistema de almacenamiento de energía) el inciso “c”.

Si no se cumple alguna de las condiciones, se presumirá que la instalación de la unidad tiene como finalidad comercializar excedentes de energía, por lo que se considerará al titular como generador de energía eléctrica, de conformidad a lo estipulado en el artículo 6 de esta Norma.

El usuario productor renovable podrá disminuir su capacidad a instalar o instalada para lograr cumplir con lo dispuesto en el presente artículo.

Art. 9. Las condiciones estipuladas en el artículo 8 anterior se podrán determinar de la siguiente forma:

- a. Cuando se posean registros históricos de consumo de energía y potencia mayores o iguales a 12 meses, la capacidad máxima que podrá tener la unidad de generación deberá ser calculada considerando el promedio mensual de los últimos 12 meses registrados correctamente de la demanda de potencia y consumo de energía del suministro, contados a partir del mes anterior a la notificación de instalación de unidad de generación.
- b. Cuando no se tenga a disposición registros históricos de consumo de energía o demanda de potencia, se podrá instalar un equipo analizador de energía, con la suficiente capacidad de lectura y almacenamiento de la demanda de potencia y consumo de energía del suministro. Este equipo se deberá instalar por un período mínimo de quince (15) días. La capacidad máxima a instalar de la unidad de generación se calculará considerando la demanda de potencia y/o consumo de energía registrados correctamente y proyectados para un mes.

Para el caso del recurso fotovoltaico, se considerará la capacidad máxima de potencia, aquella a la salida del sistema de inversores, y no la producida a la salida del arreglo de módulos fotovoltaicos.

Art. 10. El usuario final deberá presentar la notificación de instalación de unidad de generación y solicitud de cambio de medidor, de forma completa. Esta notificación y solicitud deberá ser firmada por el titular del contrato de suministro, su representante legal o apoderado debidamente acreditados. No será aceptada aquella documentación que sea incongruente, esté alterada o incompleta.

La documentación a presentar a la empresa distribuidora, será la siguiente:

- A. Solicitud de Factibilidad y Conexión a la Red (Formato se encuentra en Anexo 1 de este documento).
- B. Notificación de Finalización de Obra (se entregará después de aprobada la solicitud de factibilidad y conexión y en un plazo mínimo de 10 días de anticipación a la puesta en marcha de la unidad de generación).
- C. Copia del documento de cobro más reciente (Factura) emitido por el distribuidor o comercializador, previamente cancelado.
- D. Para el caso de usuarios finales de las categorías tarifarias de mediana y gran demanda conectados en media tensión, la distribuidora podrá requerir la elaboración de estudios eléctricos para cuantificar el impacto en su red de distribución por la incorporación de una unidad de generación para el auto abastecimiento del usuario.
- E. Copia de documento de identidad de la persona natural o jurídica responsable del diseño y montaje de la unidad de generación.
- F. Declaración de responsabilidad por parte de la persona que realizó el diseño y montaje de las unidades de generación, de que las mismas cumplen con las disposiciones consideradas en las normativas nacionales vigentes que sean aplicables, debidamente certificada por un notario.
- G. Para el caso de recurso hídrico o geotérmico, se deberá presentar copia del documento que respalde el otorgamiento de la concesión para el uso de dicho recurso, emitido por la autoridad competente.
- H. Copia de los certificados de cumplimiento de las normas de fabricación de equipos eléctricos para cada uno de los componentes principales de las unidades de generación (UL, TÜV, CSA, etc.).
- I. Copia del DUI o Carnet de Residente del solicitante.
- J. En caso de que el medidor sea provisto por el Usuario Final, copia de factura de compra de medidor y constancia de calibración y exactitud, realizada por una empresa calificada.

K. Autorización del propietario del inmueble, en caso de que el titular del servicio sea una persona distinta, debidamente certificada por un notario.

L. Escritura de Propiedad del Inmueble.

Art. 11. Recibida la notificación de instalación de unidad de generación y solicitud de cambio de medidor, el distribuidor tendrá un plazo de diez (10) días hábiles para los usuarios de pequeñas demandas y (15) días hábiles para los usuarios de medianas y grandes demandas, los que serán contados a partir del día hábil siguiente de su recepción, para dar por aceptada o rechazada la solicitud. Durante ese período, el distribuidor podrá inspeccionar el suministro donde se instalará la unidad de generación, previamente coordinada con el usuario final.

Art. 12. En la notificación de aceptación el distribuidor informará al usuario final sobre las condiciones técnicas y equipo de medición necesarios para el suministro. Si la solicitud es rechazada, se deberán explicar claramente y con la debida fundamentación las razones que motivan el rechazo.

La aceptación de conexión de la unidad de generación y cambio de medidor deberá ser informada por parte del Distribuidor al usuario final y a la SIGET, de forma escrita dentro del plazo establecido en el Artículo 11 de esta Norma. El distribuidor proporcionará a la SIGET una copia de la notificación de aceptación de conexión, condiciones técnicas y equipo de medición. Toda la información remitida a la SIGET deberá ser entregada de manera física y digital.

Si el distribuidor no respondiera la solicitud en el plazo a que se refiere el Artículo 11, se entenderá que se da por aceptada. Para este caso, el distribuidor está obligado a informar al usuario final sobre las condiciones técnicas y medición que propone para realizar la conexión de la unidad de generación, en un plazo de cinco (5) días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente del plazo estipulado en el artículo 11.

Art. 13. La recepción de la documentación presentada por el usuario final deberá constar en un documento que indique el nombre de la distribuidora, NIS o NIC,

agencia, fecha y hora en que se recibió la información, persona que atendió la solicitud por parte del distribuidor, número de contacto del distribuidor, datos referentes al solicitante y fecha límite para que la distribuidora notifique la aceptación o rechazo de la solicitud; incorporando además el sello de recepción del distribuidor.

Art. 14. En caso de existir deficiencias en la notificación de instalación de unidad de generación y solicitud de cambio de medidor, el distribuidor dentro del plazo indicado en el artículo 11, comunicará al solicitante las deficiencias observadas, para que éste las subsane dentro del plazo máximo de cinco (5) días hábiles. El requerimiento de información adicional o aclaratoria al usuario final, interrumpe el plazo del distribuidor para aceptar o rechazar la notificación de instalación de unidad de generación y solicitud de cambio de medidor, activándose dicho plazo a partir de la recepción física de la nueva documentación.

Una vez transcurrido el período con que cuenta el usuario final para solventar las deficiencias observadas, sin que éste haya proporcionado la información solicitada por el distribuidor, la notificación de instalación de unidad de generación y su respectiva solicitud de cambio de medidor quedará sin efecto y se archivará. Si el usuario final desea continuar con el trámite, deberá realizar el proceso descrito en los artículos anteriores con su documentación actualizada.

En caso que el usuario presente la información solicitada en el plazo requerido, el distribuidor tendrá como máximo cinco (5) días hábiles para proporcionar la respuesta correspondiente. Una vez sea aceptada la solicitud, y si el usuario final decide que el nuevo medidor del suministro sea provisto por el distribuidor, éste tendrá un máximo de cinco (5) días hábiles para el reemplazo del medidor.

Cuando el medidor sea provisto por el usuario, éste deberá notificar tal situación al distribuidor para que a más tardar en cinco (5) días hábiles realice las acciones pertinentes para verificar los certificados de exactitud de los equipos de medición. Los costos que el distribuidor cobre en concepto de reemplazo del medidor del suministro deberán cumplir con lo estipulado en la Metodología para la

Determinación de los Cargos por Conexión y Reconexión a las Redes de Distribución de Baja y Media Tensión emitida por la SIGET.

Art. 15. Toda notificación de aceptación de conexión de la unidad de generación otorgada y solicitud de reemplazo del medidor por parte del distribuidor, tendrá una validez de noventa (90) días calendario para su conclusión, contados a partir de la fecha de aceptación de la distribuidora. Después de ese plazo la notificación perderá su validez, por lo que, en caso de no haberse concluido la conexión de la unidad de generación, el usuario final deberá realizar nuevamente todo el proceso detallado en el Capítulo II de esta Norma con su documentación actualizada.

Art. 16. En los casos de nuevos usuarios finales que tengan la intención de conectar una unidad de generación en sus instalaciones, deberán tramitar en primer lugar el servicio de suministro de energía eléctrica. Posteriormente, podrán realizar el trámite de notificación de instalación de unidad de generación y solicitud de reemplazo de medidor a la empresa distribuidora.

CAPITULO III. PROCEDIMIENTO VIRTUAL.

Art. 17. La empresa distribuidora deberá incluir en su portal web, una sección dedicada exclusivamente a atender los asuntos relacionados con tramitología UPR, en la cual, el usuario pueda ingresar con su número de registro, y será este último quien decida realizar el procedimiento a través de la plataforma online o hacerlo personalmente en las oficinas de las distribuidoras.

En caso que el usuario decida realizar el trámite vía online, deberá completar la solicitud de factibilidad de forma digital, y enviarla a la plataforma virtual del distribuidor, al igual que toda la documentación listada en el artículo 10 de la presente normativa, de forma escaneada y completamente legible.

Si llegase a ocurrir que la documentación enviada a la plataforma presenta deficiencias o incongruencias, la distribuidora deberá notificarlas a través del mismo portal web, en un periodo máximo de 5 días hábiles posteriores a la fecha que el usuario envió la documentación.

Una vez revisada y aprobada toda la documentación, el distribuidor podrá programar una visita a las instalaciones del usuario si lo llegare a considerar oportuno, en conjunto acuerdo con el usuario, y finalmente emitir la factibilidad de conexión en un periodo de 15 días hábiles posteriores la fecha que el usuario envió la documentación, a menos que hubiesen existido observaciones en la misma, en cuyo caso los 15 días hábiles se contarán a partir de la fecha en que el usuario reenvió la documentación corregida.

Posterior a la aprobación de factibilidad, el usuario deberá enviar a la plataforma la notificación de finalización de obras, con un tiempo mínimo de 10 días hábiles antes de la entrada en operación de la unidad de generación.

Finalmente, los pagos por solicitud de factibilidad de conexión y cambio de medidor, podrán ser efectuados a través de la plataforma o directamente en las oficinas del distribuidor.

CAPITULO IV. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS.

Art. 18. Para usuarios finales productores clasificados en las categorías tarifarias de pequeñas demandas, el equipo de medición de energía eléctrica de sus instalaciones, deberá tener la característica de medición, registro y lectura en forma bidireccional con lecturas separadas de inyecciones y retiros de energía. El medidor designado podrá ser electrónico o electromecánico adecuado para lectura bidireccional de energía.

Art. 19. El equipo de medición de las instalaciones de los usuarios finales productores clasificados en mediana y gran demanda, deberá tener la característica de realizar la medición, registro y lectura en forma bidireccional con lecturas separadas de inyecciones y retiros de potencia y energía. Deberá ser electrónico y ser instalado de conformidad con la categoría tarifaria en la que se encuentre el suministro y su nivel de voltaje.

Para estos casos y para fines estadísticos, se deberá instalar adicionalmente al equipo de medición del suministro, un equipo de medición exclusivo para la unidad de generación, el cual deberá ser instalado de acuerdo a la potencia de la unidad de generación y su flujo de energía. Este equipo podrá estar incorporado en el equipo de control y monitoreo de la unidad de generación o en el inversor en los casos que aplicare.

Art. 20. Cuando se instale más de un medidor en las instalaciones de un usuario final productor, se deberá asegurar que todos los medidores instalados se encuentren debidamente sincronizados. Reflejando los mismos valores de fecha, hora y parámetros a registrar.

Art. 21. El equipo de medición del suministro podrá ser provisto por el usuario final productor o por el distribuidor.

En caso que el equipo lo provea el usuario final, éste deberá presentar, la factura de compra del mismo y constancia de calibración y exactitud, realizada por una empresa calificada o someterlo a calibración del distribuidor, cancelando el usuario final, los costos correspondientes por la prestación del servicio.

Art. 22. Los medidores y equipos utilizados, deberán cumplir con las Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica, emitidas por la SIGET.

Art. 23. La instalación de los equipos de medición deberá cumplir con la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión y las Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctricas.

Art. 24. La instalación de unidades de generación de tecnología solar fotovoltaica deberá cumplir las normas que para tal efecto emita la SIGET, además de las Normas citadas en los artículos anteriores.

CAPÍTULO V. PROCEDIMIENTO EN CASO DE FALLAS EN LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN.

Art 25. En caso que los equipos de medición presenten fallas de funcionamiento, que afecten el correcto registro del consumo y/o inyección de energía, el usuario final deberá reportarlo de forma inmediata con la distribuidora. En caso que fuese la distribuidora quien detectase la anomalía en el medidor, se reportará al usuario la ocurrencia de este evento.

Art. 26. La compañía distribuidora deberá solventar la falla en el equipo de medición en un plazo máximo de 10 días hábiles, contados al día siguiente de haberse detectado la falla.

Art. 27. Se incluirá en la facturación mensual un cargo de energía extra por los días que falló el equipo de medición, siendo éste calculado en base al consumo promedio diario de los últimos 6 ciclos de facturación, previos al mes de la falla en el equipo.

Art 28. Posterior a la reparación y/o sustitución del equipo de medición por parte de la distribuidora, la misma deberá notificar al usuario final un reporte en el que especifique el motivo de la falla, los días en los que la solucionaron, y el cargo de energía extra que será aplicado en la facturación mensual por los días que el medidor no registro correctamente el consumo y/o inyección de energía.

Art. 29. En caso que la distribuidora no solvante la falla en el plazo de 10 días hábiles posteriores a la detección de la misma, el cargo por energía extra no podrá ser aplicado en el ciclo de facturación, y la energía entregada y no registrada por el equipo de medición no podrá ser facturada, quedando en favor del usuario.

CAPÍTULO VI. FACTURACIÓN.

Art. 30. El equipo oficial para cada ciclo de lectura y facturación del suministro será el medidor bidireccional que la empresa distribuidora instale. Los costos asociados por la instalación y cambio de medidor serán cobrados por el distribuidor al UPR con base en lo establecido en el artículo 14 de la presente norma.

Art. 31. El usuario final productor no recibirá ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada a la red de distribución.

La empresa distribuidora facturará mensualmente el suministro, de la siguiente forma:

Cargo por Energía: Calculará la energía consumida por el UPR la cual será registrada en el canal "consumo" del medidor bidireccional y dicha energía será multiplicada por el respectivo cargo por energía autorizado para la tarifa de UPR en que se encuentre ubicado el usuario.

Si durante un ciclo de facturación se presentare el caso que bajo una condición temporal y excepcional por un período de tiempo el UPR inyectare energía a la red de distribución, esta energía será reflejada como un descuento en la facturación, y deberá ser calculada de la siguiente forma:

Se registrará la energía inyectada en el canal "inyección" del medidor bidireccional. Esta será computada y valorada al precio vigente de compra de la energía total del distribuidor (PEt), de conformidad con lo dispuesto en el artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Cargo de Distribución: Para las categorías tarifarias que no cuenten con medición de potencia, el distribuidor deberá utilizar el monto de energía detallado en el canal "consumo" del medidor bidireccional aplicando la tarifa de distribución vigente para usuarios UPR. Para las categorías tarifarias que cuentan con medición de potencia, la facturación del cargo de distribución se realizará de conformidad a lo dispuesto en los Términos y Condiciones para la categoría de UPR del pliego tarifario vigente.

Art. 32. Si la unidad de generación inyectare más energía que la suministrada por el distribuidor durante un ciclo de facturación y el monto a descontar resultare mayor que el monto a facturar por el consumo de energía, el monto remanente a favor del UPR que quede después de la facturación del ciclo tarifario donde exista tal situación, se aplicará como un descuento al monto del cargo por energía de la factura del ciclo de facturación inmediatamente siguiente. En caso que después de aplicar el segundo descuento aun quedare un monto remanente por aplicar, este

podrá ser aplicado en el subsiguiente ciclo de facturación, hasta totalizar un máximo de seis (6) ciclos de facturación con descuento. A partir del sexto ciclo de facturación y en caso de volver a tener un remanente de energía, se reiniciará el periodo de compensación y los remanentes de energía acumulados en los seis ciclos de facturación anteriores, serán acreditados a favor de la distribuidora.

Art. 33. En el documento de cobro mensual emitido por el distribuidor, se deberá expresar detalladamente los kilovatios hora de excedente de energía inyectada por el UPR, así como también el descuento de energía en el caso que la unidad de generación inyecte más kilovatios-hora de energía que la suministrada por el distribuidor. Además, se deberá detallar el histórico de inyecciones a la red durante los últimos 7 ciclos de facturación, en caso que los hubiere.

Art. 34. El UPR podrá pactar con la empresa distribuidora un contrato de venta de los excedentes de energía que excepcionalmente inyecte a la red de distribución. Las condiciones del suministro serán acordadas por las partes; y en este caso el UPR deberá cumplir con lo dispuesto en el Art. 6 de la presente Norma.

CAPÍTULO VII. SEGURIDAD Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES.

Art. 35. El usuario final podrá iniciar la construcción e instalación de la unidad de generación una vez recibida la notificación de aceptación de conexión por parte del distribuidor.

Art. 36. El usuario final productor deberá comunicar a la empresa distribuidora, sobre la terminación de las obras e instalaciones de la unidad de generación, indicando la fecha y hora de puesta en operación de la unidad de generación, con una anticipación de diez (10) días hábiles, para que la empresa distribuidora realice una inspección de las obras si así lo estima conveniente.

Art. 37. Toda unidad de generación que funcione en paralelo con un sistema de distribución de energía eléctrica y que alimente un tipo de carga específica, debe

tener tensión, forma de onda y frecuencia compatibles con el sistema al cual se conecta y con la carga.

Art. 38. Para el caso de unidades de generación cuyos parámetros eléctricos de generación no correspondan con los de corriente alterna a la frecuencia nominal, se deberá instalar equipos de conversión, tales como inversores, necesarios para que su centro de generación pueda conectarse sin ninguna complicación a una red de distribución. Las especificaciones técnicas de los equipos deben ser tales que cumplan con las normas aplicables, particularmente con la función que garantice quedar desconectado del sistema de distribución cuando detecte falla o falta de voltaje.

Art. 39. Toda unidad de generación deberá contar con un mecanismo de desconexión para el caso que ocurra una falla en la red de distribución a la cual está conectada o una interrupción en el suministro, a fin de prevenir que opere bajo la condición de generación aislada.

Art. 40. El usuario final productor debe proveer, instalar y mantener los dispositivos para desconectarse de las instalaciones de distribución. Los dispositivos de desconexión deben estar provistos de un mecanismo de verificación visual para asegurar la posición de apertura o cierre.

Art. 41. El distribuidor podrá negarse a interconectar o permitir el uso de sus instalaciones para el transporte de energía eléctrica, cuando esto represente un peligro para la operación o la seguridad del sistema, de las instalaciones propias, las de terceros, o de personas. En tal caso, la respuesta de la distribuidora deberá ser debidamente fundamentada y adjuntar la respectiva documentación de respaldo.

Art. 42. La puesta a tierra de las instalaciones de la unidad de generación, debe cumplir con las normas vigentes y aplicables, y se realizará de forma tal que no altere negativamente las condiciones de puesta a tierra de las instalaciones del suministro.

CAPÍTULO VIII. CALIDAD DE LA ENERGÍA.

Art. 43. Los equipos de generación que sean instalados deberán cumplir con los parámetros mínimos de calidad requeridos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución emitidas por la SIGET, en lo concerniente a los requerimientos de factor de potencia, regulación de voltaje, y distorsión armónica.

Art. 44. En caso de sospechar que la unidad de generación incumple con los requerimientos mínimos de calidad de la energía, el Distribuidor podrá efectuar mediciones para verificar la calidad del servicio. Si se encontraran incumplimientos, éstos deberán ser tratados de conformidad a lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución emitidas por la SIGET.

Para verificar lo anterior el distribuidor podrá solicitar al UPR la realización de pruebas y/o cambios en la configuración de operación de los equipos de generación.

Art. 45. El usuario final deberá requerir al proveedor de los equipos de generación los certificados de cumplimiento de las normas de fabricación de equipos eléctricos para cada uno de los equipos principales utilizados en la unidad de generación.

Art. 46. El usuario final deberá obtener los permisos y certificaciones necesarios, que demuestren que la unidad de generación cumple con todos los requisitos aplicables a sus instalaciones.

Art. 47. El diseño de la unidad de generación deberá considerar los parámetros del servicio existente en la zona, con la finalidad de mejorar o en todo caso no deteriorar la calidad del mismo, de conformidad a las normas de calidad vigentes.

Bajo circunstancias específicas de la red de distribución y dependiendo de la capacidad nominal y tecnología de generación a instalar, el distribuidor podrá requerir al UPR que la unidad de generación instalada opere a un valor o rango de valores determinados de factor de potencia.

CAPÍTULO IX. INSPECCIONES Y MANTENIMIENTO.

Art. 48. Previo a la conexión de la unidad de generación basada en recursos renovables a la red de distribución, el correcto diseño e instalación de dicha unidad deberá ser aprobado por un Organismo de inspección debidamente acreditado.

Art. 49. Previo a la operación de la unidad de generación, el distribuidor podrá revisar las instalaciones de la unidad de generación, constatando la ejecución de las obras.

Art. 50. El distribuidor y la SIGET podrán inspeccionar, de forma individual o conjunta, la unidad de generación y su funcionamiento, cuando lo estimen conveniente por razones de seguridad y/o calidad del servicio, u otra causa justificada, previa notificación del usuario final con al menos 5 días de antelación, indicando las razones técnicas que se requieran revisar, y los datos de identificación del inspector.

Si como consecuencia de una inspección, el distribuidor o la SIGET encontraran alguna condición que represente un peligro para la operación o la seguridad del sistema, de las instalaciones propias, las de terceros, o de personas, el distribuidor –por iniciativa propia o por instrucción de la SIGET–, según sea el caso deberá notificar de forma escrita al usuario, a más tardar dentro de las veinticuatro horas siguientes a la inspección, que proceda a desconectar la unidad de generación, además informará al usuario final productor, con copia a la SIGET, sobre las adecuaciones que deberá realizar a fin de poder conectar la unidad de generación nuevamente.

Art. 51. El usuario final productor será responsable de que se realicen las inspecciones, pruebas y mantenimientos al equipamiento de la unidad de generación, de acuerdo con las instrucciones establecidas en la regulación vigente o en el caso de que no existan normativas vigentes aprobadas, las instrucciones del fabricante para asegurarse que su operación es correcta y segura. Asimismo, en el caso que la unidad instalada por el usuario final sea de una capacidad mayor de

100 KW nominales, a más tardar el último día hábil del mes de diciembre de cada año, deberá informar por escrito al distribuidor, con copia a la SIGET, la programación de las fechas estimadas para inspecciones, pruebas y mantenimientos a realizar en el año siguiente.

Art. 52. El usuario final productor será responsable de conservar en buen estado su unidad de generación para garantizar la seguridad de la misma como de las instalaciones a las que se encuentre conectada.

Además, será responsable de los daños que sus instalaciones causen a terceros o a los equipos con los que esté conectado.

Art. 53. La ejecución de trabajos de mantenimiento deberá ser realizada por personas calificadas, dejando constancia, mediante un registro, de las operaciones de mantenimiento, datos de las personas a cargo del mantenimiento, estado de las instalaciones y los resultados de la ejecución de los programas. Esta información se proporcionará al distribuidor o a la SIGET, cuando así lo soliciten.

AMPLIACIÓN DE LA CAPACIDAD O INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Art. 54. Cuando un usuario final productor desee ampliar la capacidad de generación de su unidad, esta nueva capacidad de generación deberá ser destinada exclusivamente al incremento de su consumo propio.

El incremento de consumo propio deberá ser debidamente justificado por el usuario final productor, y verificado por el distribuidor considerando lo dispuesto en el Artículo 9.

Art. 55. Los usuarios finales productores que requieran aumentar su capacidad de generación o instalar un sistema de almacenamiento de energía, deberán notificar a la empresa distribuidora sobre la intención de modificar la capacidad de generación de su unidad de generación. Asimismo, deberán presentar la información descrita en el Artículo 10, con sus respectivas modificaciones, ampliaciones o cambios.

Art. 56. La notificación de incremento de capacidad o instalación de sistemas de almacenamiento de energía será evaluada como una notificación de instalación de unidad de generación, siguiendo las mismas disposiciones establecidas en la presente Norma.

CAPÍTULO XI. CONDICIONES NO PERMITIDAS.

Art. 57. Para los efectos de la presente Norma, no se permitirán las condiciones siguientes:

La operación de la unidad de generación sin la previa notificación de aceptación de conexión por parte del distribuidor.

La extensión de las instalaciones de un usuario final productor más allá de los límites de su propiedad o la interconexión con las instalaciones de otro usuario final, con el fin de proveer de energía eléctrica a éste o a terceros.

Que un usuario final productor, realice medición o cobro por consumo de energía eléctrica a terceros. En caso de que existan terceros dentro de la propiedad del usuario final productor, cada uno de éstos deberá tener el medidor adecuado e independiente, para que se registre su consumo y sea facturado por el distribuidor.

Las ampliaciones de la capacidad de la unidad de generación de un usuario final productor que no sean para abastecer exclusivamente el incremento de su consumo propio.

Que el usuario final proporcione información de forma incompleta o inexacta o bien de forma distinta a la establecida.

La venta total de la potencia o su energía asociada de la unidad de generación a otro usuario final o a terceros.

Cualquier condición que contravenga lo dispuesto en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, los Términos y Condiciones Generales al Consumidor del Pliego Tarifario Aplicable o cualquier otra Normativa emitida por la SIGET.

CAPÍTULO XII. TRANSFERENCIAS DE BIENES.

Art. 58. Cuando un usuario final productor transfiera bajo cualquier título (v.gr. compraventa, donación) o transmita (por herencia o sucesión por causa de muerte) su inmueble a otra persona natural o jurídica, y con ello la unidad de generación instalada en éste, el adquirente deberá solicitar a la empresa distribuidora correspondiente la actualización de los datos respectivos, adjuntando la documentación que respalde la transferencia o transmisión del derecho sobre el inmueble y la unidad de generación.

En el caso de transferencia, el usuario final productor tendrá la obligación de informar a la distribuidora sobre dicha operación.

Art. 59. El distribuidor revisará la documentación, y si estuviere conforme con ella o una vez subsanadas por el interesado las objeciones que hubiese, la empresa distribuidora actualizará los datos del nuevo adquirente, notificando a éste las modificaciones efectuadas.

CAPÍTULO XIII. DISPOSICIONES FINALES.

Art. 60. Cuando la SIGET estime conveniente podrá realizar inspecciones periódicas, solicitar información al usuario final productor o a la distribuidora, o realizar auditorías con la finalidad de verificar el cumplimiento de la presente Norma, previa notificación al usuario final productor con al menos 5 días de antelación, indicando las razones técnicas que se requieren revisar, y los datos de identificación del inspector.

Art. 61. Los usuarios finales que tengan sistemas de generación para el abastecimiento de su demanda y a los cuales aplica esta normativa, es decir, que la unidad de generación instalada es única y exclusivamente para abastecer su propia demanda y sin fines de comercialización de energía, deberán presentar a la distribuidora la información detallada en el artículo 10 de esta Norma en un plazo máximo de seis meses, contados a partir de la fecha de publicación en el Diario Oficial de la presente Norma.

La empresa distribuidora informará a la SIGET semestralmente el listado de los usuarios finales que tengan sistemas de generación para el abastecimiento de su demanda. La entrega de la información deberá efectuarse en los primeros quince días hábiles de los meses de enero y julio de cada año.

Art. 62. Cualquier conflicto que surja de la aplicación de la presente Norma podrá ser sometido por cualquiera de las partes al conocimiento de la SIGET, de conformidad con lo establecido en el Capítulo VII “DE LA RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS” de la Ley General de Electricidad.

Art. 63. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) será la encargada de verificar el cumplimiento de la presente norma.

XIII. COMPARATIVA Y PROPUESTA DE MEJORA DE FORMULARIO

A continuación, se hace una comparativa de los formularios en El Salvador para solicitar el permiso de instalación de un sistema con recursos renovables de las empresas distribuidoras AES y DELSUR presentando sus aspectos positivos y negativos.

1. FORMULARIO AES

AES	
Positivo	Negativo
Solicita especificación completa de equipos, configuración y parámetros eléctricos del sistema, para el caso de un SFV.	El formulario está orientado a un SFV y no a cualquier sistema con recursos renovables
Hace énfasis en dispositivos de protección para el caso de SFV	No exige una proyección de generación de energía por mes del solicitante
Separa formularios para sistemas menores de 10 kW y mayores a 10 kW. Aunque esto solo ayuda a mayor orden administrativo porque en si se solicita lo mismo en cada formulario.	Aunque solicita una proyección de suministro de potencia por hora, no Tiene espacio en el formulario para agregar los datos
Hace énfasis en la acreditación de los paneles e inversores para el caso de un SFV	
Posee declaración jurada con formato ya determinado por AES	

Tabla 13. Aspectos positivos y negativos de formulario AES

2. FORMULARIO DELSUR

DELSUR	
Positivo	Negativo
El formulario está abierto para cualquier sistema con energía renovable	Solo pide una lista de equipos a utilizar en el sistema, pero no una especificación completa, configuración y parámetros del sistema.
Exige una proyección de generación de energía por mes del solicitante	No hace énfasis en dispositivos de protección
Exige una proyección de generación de potencia por cada hora del día del solicitante	Se piden pocos datos como para comprobar si la curva de generación diaria es correcta
Exige una curva de la proyección de generación de potencia de 24 horas	Se piden pocos datos como para comprobar si las proyecciones de generación por mes están bien calculadas
Solicita copias de DUI y NIT de representante legal, propietario y copia de NIT y NCR de empresa oferente	No posee un formulario separado para clientes de pequeña y gran demanda
	No se proporciona declaración jurada con formato de DELSUR

Tabla 14. Aspectos positivos y negativos de formulario DELSUR

3. COMPARATIVA ENTRE FORMULARIOS

Para el caso de un sistema fotovoltaico se considera que el formato de AES es mejor ya que al tener la configuración del sistema, orientación de paneles, especificaciones técnicas de equipos, certificaciones y parámetros del sistema se puede corroborar el buen funcionamiento del sistema y valores de potencia y energía que suministrara por hora y mensualmente.

Sin embargo, el formulario de AES está orientado solo a sistemas fotovoltaicos y no estimula el uso de otros recursos renovables.

En cambio, el formulario de DELSUR tiene la virtud de que pide datos generales para cualquier recurso renovable que desee usarse. También pide datos de generación horaria y mensual para que sea muy tomado en cuenta por el cliente.

Aun así, se debería considerar ampliar la solicitud de datos para sistemas fotovoltaicos ya que es en su mayoría el más instalado para usuarios UPR.

Lo anterior demuestra que hay mucha diferencia entre ambos formularios. Por lo tanto, es necesario que SIGET desarrolle en conjunto a las distribuidoras un solo formato de formulario que incluya los datos necesarios para la evaluación del solicitante para interconectar su sistema renovable y garantizar que se suministrara la energía y potencia que indica la empresa solicitante. A continuación, se presenta una propuesta de formulario que recoge los puntos fuertes tanto de AES como DELSUR.

4. PROPUESTA DE FORMULARIO

SOLICITUD DE INTERCONEXION MENORES A 10kW

1 - Informacion de distribuidora

completar por la distribuidora segun corresponda

1.1 Para distribuidora AES

N. Solicitud _____ Codigo ACLRE011-1
Vigencia 90 dias Vigencia Junio 2020
Fecha _____ Version 2



CAESS CLESA DEUSEM EEO

1.2 Para distribuidora DELSUR

N. Solicitud _____ Area encargada
Fecha _____ Negocios corporativos
Negocios energeticos



2 - Informacion de pago

Completar por la distribuidora correspondiente

Numero de comprobante de pago _____ CFF _____ CF _____

3 - Informacion de la red de distribucion

Completar por la distribuidora correspondiente

Circuito de distribucion _____ Subestacion _____
Centro de transformaci _____ Numero de clientes _____

4 - Informacion del oferente

Completar por el cliente

4.1 - Empresa

Nombre completo o razon social _____
Direccion _____
Giro/rubro _____ Fecha de constitucion _____
NIT _____ NRC _____
Email _____

4.2 - Representante Legal

Nombres _____ Apellidos _____
DUI _____ NIT _____
Email _____

4.3 - Contacto del cliente

Nombres _____ Apellidos _____
DUI _____ NIT _____
Email _____

5 - Datos generales de servicio existente

Completar por el cliente

NIC (si su distribuidor es AES) _____
NC (si su distribuidor es DELSUR) _____
Factura a nombre de _____ Demanda (kW) _____
No. de medidor _____ Tarifa _____
Fecha de finalizacion de instalacion del sistema _____

6 - Informacion del proyecto

Completar por el cliente

Nombre del Proyecto _____
Dirección del Proyecto _____
Municipio _____ Departamento _____
Latitud _____ Longitud _____
Numero de corte o transformador mas cercano _____
Capacidad de Generación a instalar _____ [kw]
Proyeccion futura (en caso de tener expansiones planificadas): _____ [kw]
Tipo de generacion: Fotovoltaica _____ Biomasa _____
Hidroeléctrica _____ Eolica _____
Termica _____ Otras (especifique) _____
Nivel de media tension solicitado para la planta 13.2 kV _____ 46 kV _____
23kV _____
Fecha preliminar de conexion _____

Nombre Representante Legal	Firma Representante Legal	Sello empresa

7 - Proyeccion de generacion

Completar por el cliente

Proyección de Generación		Documentos que deben Anexarse:										
			1. Listado de Equipos propuestos para instalación 2. Curva de generacion para 24 horas. 3. Copia de DUI y NIT del Representante Legal y Contacto Autorizado 4. Copia de NIT y NRC de la empresa 5. Copia de pago de Factibilidad - Consumidor Final o Crédito Fiscal				Energía Generada					
Hora	Potencia						Año 1		Año 1			
0:00		kW					Enero		kWh	Enero		kWh
1:00		kW					Febrero		kWh	Febrero		kWh
2:00		kW					Marzo		kWh	Marzo		kWh
3:00		kW					Abril		kWh	Abril		kWh
4:00		kW					Mayo		kWh	Mayo		kWh
5:00		kW					Junio		kWh	Junio		kWh
6:00		kW					Julio		kWh	Julio		kWh
7:00		kW					Agosto		kWh	Agosto		kWh
8:00		kW					Septiembre		kWh	Septiembre		kWh
9:00		kW					Octubre		kWh	Octubre		kWh
10:00		kW					Noviembre		kWh	Noviembre		kWh
11:00		kW					Diciembre		kWh	Diciembre		kWh
12:00		kW										
13:00		kW										
14:00		kW										
15:00		kW										
16:00		kW										
17:00		kW										
18:00		kW										
19:00		kW										
20:00		kW										
21:00		kW										
22:00		kW										
23:00		kW										
Nombre Representante Legal			Firma Representante Legal			Sello empresa						

8 - Especificacion a cumplir por equipos para el caso especifico de un sistema fotovoltaico

Completar por el cliente

8.1 - Parametros de modulos y paneles fotovoltaicos

Marca _____ Modelo _____
 Orientacion de paneles _____ Inclinacion _____ Azimut _____
 No. de paneles por arreglo _____ En serie _____ En paralelo _____ Total _____
 Capacidad por panel (ST) _____ [Wp] I_{max} (STC) _____ [A]
 V_{max} (STC) _____ [V]
 Capacidad total: _____ [kWp] Area de paneles _____ [m2]
 Area de celdas _____ [m2]

8.1.1 - Acreditacion de paneles

IEC	EN	UL	OTRAS
IEC 61215	EN 61215	UL 1703	
IEC 61646	EN 61646		
IEC 61730	EN 61730		

8.2 - Parametros de convertidores de potencia y sistemas de interconexion (inversores)

Marca: _____ Modelo: _____

Entrada DC

V_{max} DC: _____ [V] V_{nominal} DC _____ [V] I_{max}: _____ [A]

Maxima potencia PV por modulo (STC): _____ [Kw]

Salida AC

P_{nominal} AC: _____ P_{max} aparente AC: _____ FP: _____
 V_{nominal} AC: _____ Rango de tension: _____ I_{max}: _____
 Frecuencia: _____ Limite armonicos _____ Rango de frecuencia: _____
 Arreglos por inversores _____ Num. de inversores _____

Dispositivos de proteccion

Proteccion de polaridad inversa DC _____
 AFCI integrado _____
 Proteccion de cortocircuito AC _____
 Proteccion de sobre voltaje _____

8.2.1 - Acreditacion de los convertidores de potencia y sistemas de interconexion (inversores)

IEC	EN	UL	OTRAS
IEC 62109	EN 62109	UL 1741	IEEE 1547
			IEEE 949

Nota: De existir mas de un inversor o mas de un panel, con especificaciones diferentes, completar nuevamente esta hoja

solo con la información correspondiente a dicho equipo. Formulario deberá ser llenado por Ingeniero Electricista

XIV. IMPACTO DE LAS INYECCIONES DE ENERGÍA POR GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS PÉRDIDAS DE RED.

Efecto de los excedentes de energía en las pérdidas técnicas en una red de distribución.

En esta sección se evalúa desde el punto de vista de la red de distribución, el efecto que podrían tener los excedentes de energía inyectados a la red por parte de los Usuarios Productores de Energía y el impacto que tendrían en las pérdidas técnicas y por ende ahorros y ganancias. Para ello, en primer lugar, se discutirá en términos generales el impacto que tiene la generación distribuida (GD) en una red de distribución, partiendo de estudios previos, y en segundo punto se implementarán simulaciones en software de una red de distribución para comprobar el efecto en las pérdidas, utilizando el programa ETAP 19.

1. Generación distribuida (GD).

Se define como, cualquier tecnología de generación a pequeña o mediana escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.

No hay una definición exacta, pero se puede considerar como GD a potencias de generación de hasta 10 MVA. Conectados al sistema eléctrico de distribución y que no están diseñados ni despachados de forma centralizada. Esto último, implica que la GD no forma parte del control del operador de la red eléctrica de transporte. [6]

2. GD conectada a la red de distribución.

Debido a que la generación distribuida (GD) se conecta a la red de distribución, cada vez se están dedicando más esfuerzos al estudio del impacto que ocasiona la generación distribuida en las redes de distribución a las cuales se conecta. Los estudios más importantes se centran en: [6]

- Incentivos a las tecnologías de GD para su desarrollo (mecanismos regulatorios: primas, tarifas, certificados verdes etc.)

- Considerar en las nuevas inversiones, ampliaciones y planificación de la distribución teniendo en cuenta la GD
- Las potencias de cortocircuito en la red con GD
- Las pérdidas en la red con GD
- La operación y explotación de red con GD
- La seguridad del personal de mantenimiento con GD

3. Ventajas de la generación distribuida.

Tecnología modular.

La tecnología de la GD es modular y la energía puede ser producida en masa por la industria. Ya sea con módulos fotovoltaicos, pequeños parques eólicos o turbinas de gas, esto significa que sus costes bajarán con la producción masiva. Además, una estandarización de los componentes, de la interconexión y de los permisos de instalación facilitará su producción e implementación.

Mejora la confiabilidad del sistema.

Una generación dispersa o distribuida basada en fuentes energéticas locales, diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia de una región. Generadores pequeños interconectados, forman una micro red y pueden ofrecer un servicio más fiable ya que la probabilidad de un fallo de todos es muy baja. Cuando uno falla es muy fácil para los otros compartir la carga. Generalmente, la GD hará el sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o provocados.

En el servicio.

- ✓ **Ayuda al suministro de energía en periodos de horas punta**, con el uso de GD por parte de las empresas distribuidoras, le ayuda a afrontar los problemas del aumento de la demanda en regiones urbanas o rurales. Así, el uso de GD por parte de la empresa Distribuidora, le permite usar como reserva a la GD, en horas punta.
- ✓ **Reduce las pérdidas de energía**, ya que no utiliza sistemas de transmisión. El uso de la GD por parte de las empresas distribuidoras o consumidores

disminuye drásticamente las pérdidas de energía en el transporte y la distribución.

- ✓ **Mejora las caídas de tensión,** La GD generalmente mejora la tensión en un circuito de distribución porque compensa la caída de tensión causada por las cargas, Sin embargo, la GD puede causar tensiones fuera de los límites permitidos porque puede inyectar potencia real aguas arriba (flujo de potencia invertido) dentro del sistema causando un aumento de tensión.

Ayuda a la conservación del medio ambiente.

Al utilizar fuentes de energía renovables, la posibilidad del uso de recursos renovables o menos contaminantes tal como el gas natural, convierte a la GD en un importante contribuidor de la disminución de los impactos ambientales. El uso de la GD puede difundir más el uso de energías renovables y comunicar sus beneficios ampliamente. [6]

4. Desventajas de la generación distribuida.

- ✓ Requiere un sistema de protección más complejo.
 - ✓ La falta de estándares para la conexión de pequeños y medianos generadores impide su desarrollo.
 - ✓ En cuanto la GD está conectada a la red, es necesario un control más estricto ya que el mantenimiento de la red de distribución se vuelve más complejo.
- [6]

5. Impacto de la Generación Distribuida en las pérdidas técnicas.

La inyección de energía en las redes de distribución modifica los flujos de potencia y puede producir una gran variedad de impactos, tal como se mencionó anteriormente. Dentro de estos impactos se encuentra la modificación de las pérdidas.

Las pérdidas se originan por el movimiento de la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo. Estas pérdidas pueden clasificarse en dos categorías: [7]

1. Pérdidas fijas (pérdidas en vacío): Estas pérdidas no dependen de la demanda o flujo de energía en el alimentador. Son debidas a corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación presentes en transformadores y máquinas eléctricas en general. También se incluyen en esta categoría las pérdidas por efecto corona. Si se desprecian las variaciones de tensión, las pérdidas fijas se pueden asumir constantes durante todas las horas del año. De ahí su denominación de pérdidas fijas.

2. Pérdidas variables (pérdidas en carga): Este tipo de pérdidas se refiere a las pérdidas ocasionadas por el efecto Joule y están relacionadas con las corrientes que circulan por las redes. La magnitud de estas pérdidas es proporcional al cuadrado de la corriente que circula por la red por lo que varían en cada instante en función del flujo.

Si bien es cierto que la GD puede influir en las pérdidas fijas debido a la modificación del perfil de tensión que puede causar, su variación es mínima por lo que se puede despreciar y asumir las pérdidas fijas como constantes. Si se consideran constantes, la GD no tendrá ninguna incidencia en las pérdidas fijas.

Las pérdidas suelen tratarse de manera explícita en la regulación de la actividad de distribución en forma de incentivos a la reducción de pérdidas. En general, dichos incentivos consisten en establecer un nivel de pérdidas de referencia o estándar de manera que, si la distribuidora es capaz de disminuir las pérdidas por debajo de este nivel, la reducción redundará en mayores ingresos para la distribuidora. En este sentido, cualquier modificación de las pérdidas que produzca la GD afectará directamente a los ingresos de las distribuidoras. Este efecto puede ser positivo o negativo. Si las pérdidas disminuyen gracias a la conexión de GD, las distribuidoras se verán beneficiadas por el incentivo a la reducción de pérdidas. Por el contrario, si las pérdidas aumentan, las distribuidoras tendrían que invertir más para lograr disminuir las pérdidas por debajo del nivel de referencia. [7]

En la siguiente sección se implementará un estudio de caso, a través del cual se pretende verificar el comportamiento de las pérdidas en función del grado de penetración de la GD.

6. Estudio de caso en software ETAP 19.

El circuito de distribución a ser simulado para el análisis del impacto de la generación distribuida en las pérdidas técnicas es mostrado a continuación:

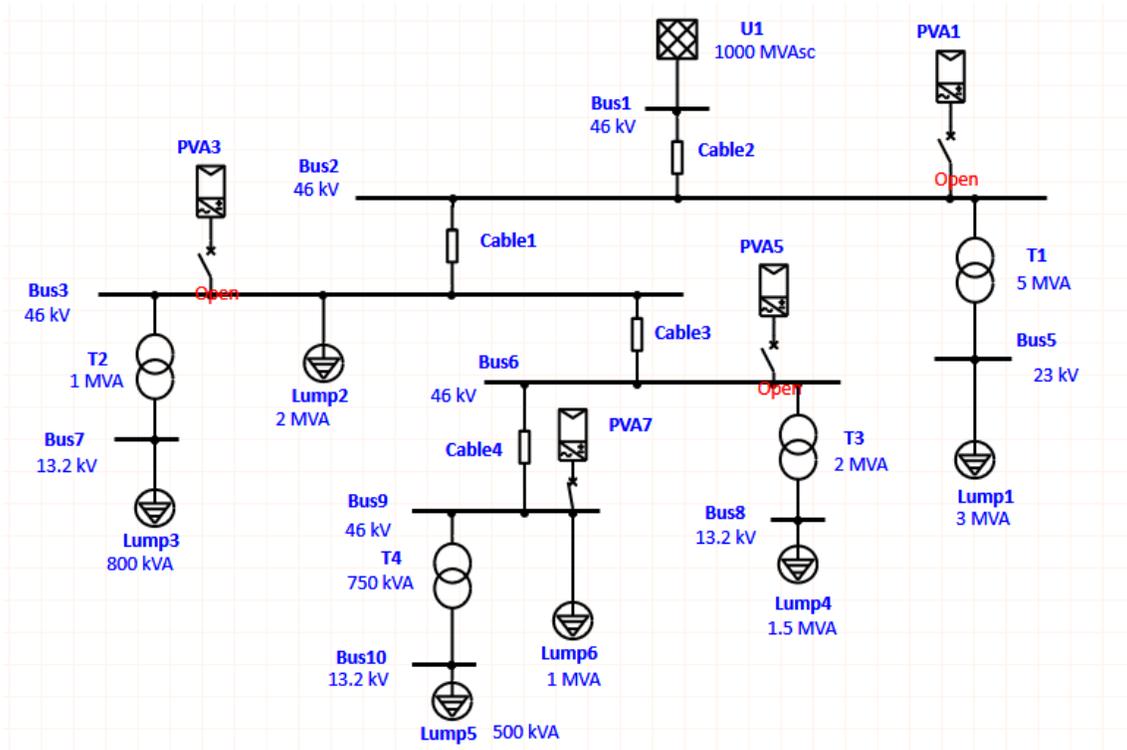


Figura 8: Diagrama unifilar para circuito de generación distribuida.

El circuito consta de una red de distribución primaria a 46 kV con 9 buses, 4 transformadores reductores, 4 tramos de una línea de distribución en MT con una longitud de 160 km, 6 cargas conectadas a 23 kV y 13 kV y una fuente de potencia de la red. Para evaluar el impacto de la GD primeramente se simulará el circuito bajo condiciones sin GD, y posteriormente se conectarán a los buses 2, 3, 6 y 9 un sistema de generación fotovoltaico, el cual actuará como generación distribuida bajo diferentes niveles de penetración.

Con el propósito de obtener resultados realistas y que puedan ser aplicados a una red de distribución real, se realizará el estudio bajo el dominio del tiempo, es decir, se ingresarán perfiles de carga diarios en la red y perfiles de generación fotovoltaica.

Para el caso de las cargas se considerarán una combinación de cargas residenciales e industriales. A continuación, se detallan los tipos de carga dentro de la red en cuestión, así como su demanda máxima de potencia:

CARGA	SECTOR	DEMANDA
Lump1	Residencial	3 MVA
Lump2	Industrial	2 MVA
Lump3	Residencial	800 kVA
Lump4	Industrial	1.5 MVA
Lump5	Industrial	500 kVA
Lump6	Industrial	1 MVA

Tabla 15: Datos de la carga, demanda y sector de la red a simular, mostrada en la figura 8

Los perfiles de carga residencial, industrial y combinados se muestran gráficamente en las siguientes figuras:

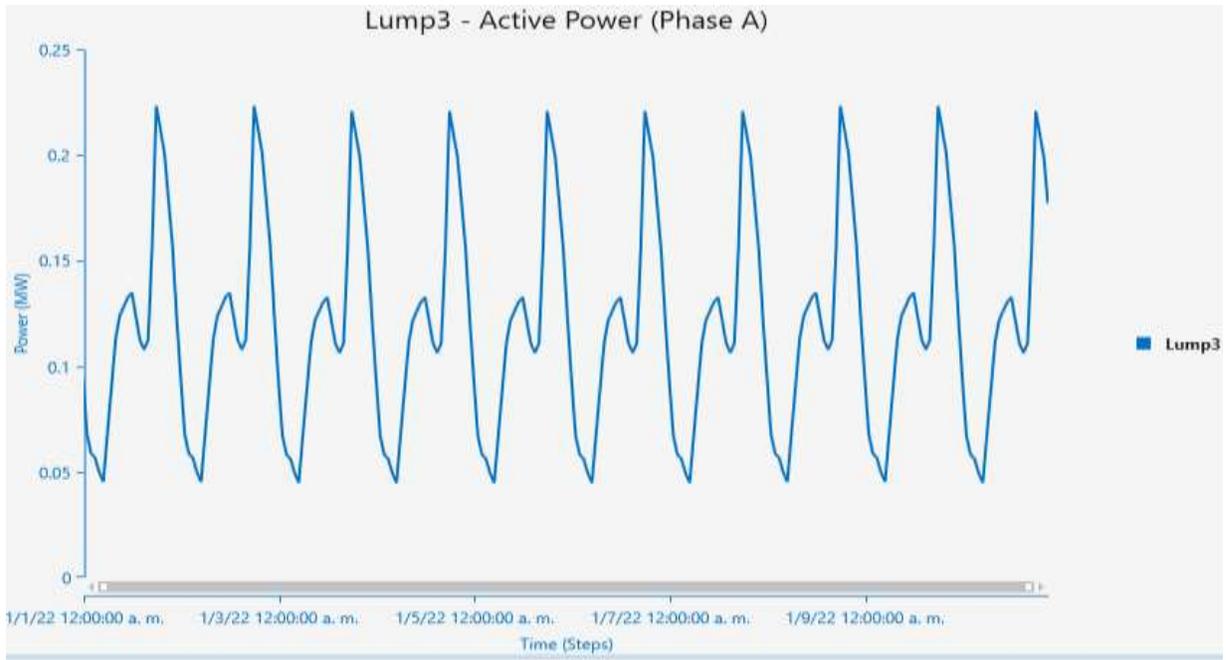


Figura 9. Perfil de carga sector residencial en un periodo de 10 días

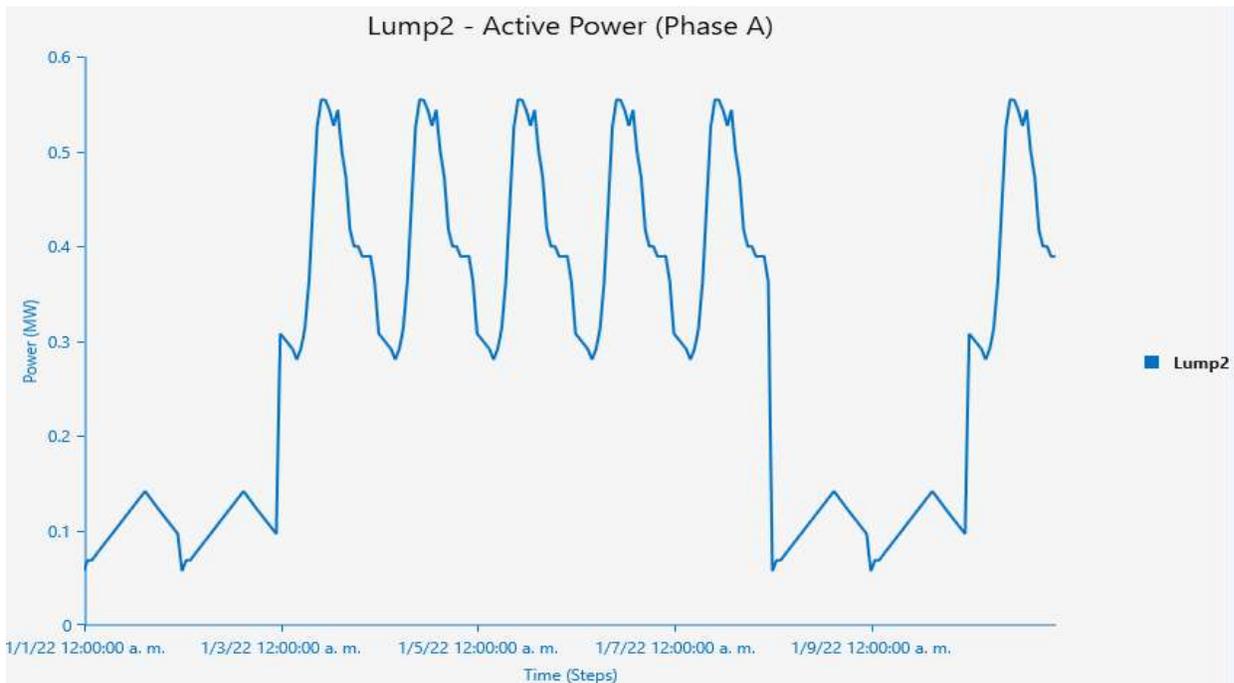


Figura 10. Perfil de carga sector industrial en un periodo de 10 días.

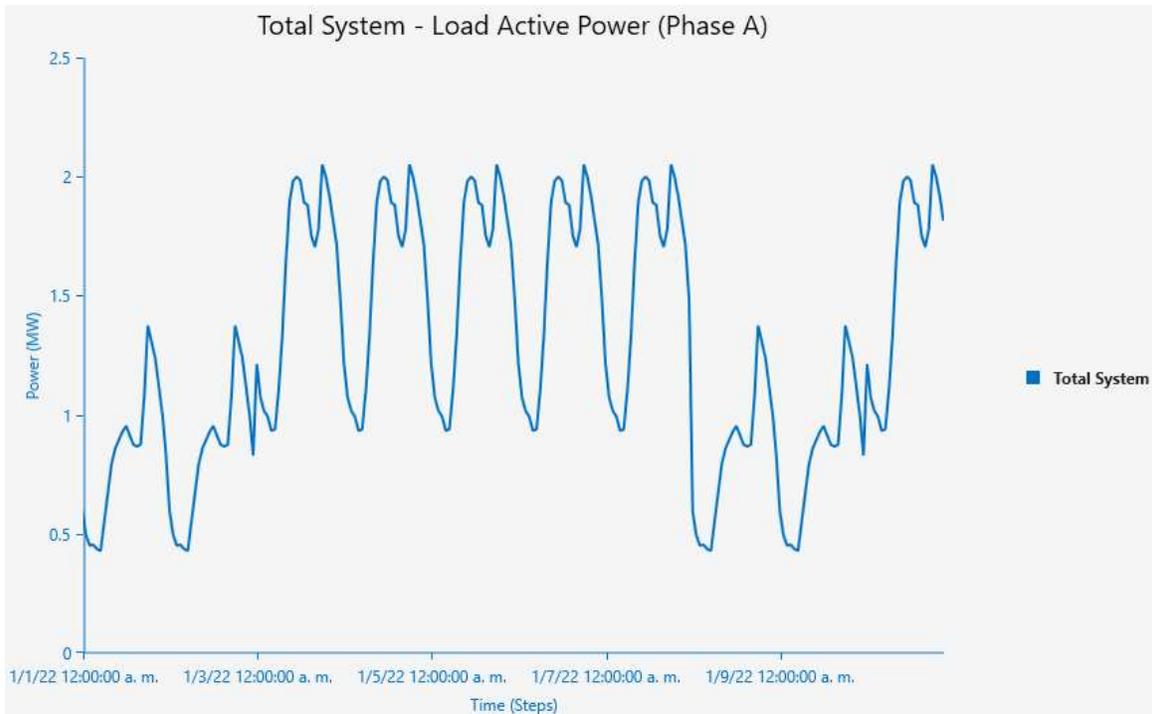


Figura 11. Perfil de carga de toda la red a 10 días considerando fines de semana. Finalmente, se presenta el perfil de generación empleado para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red:

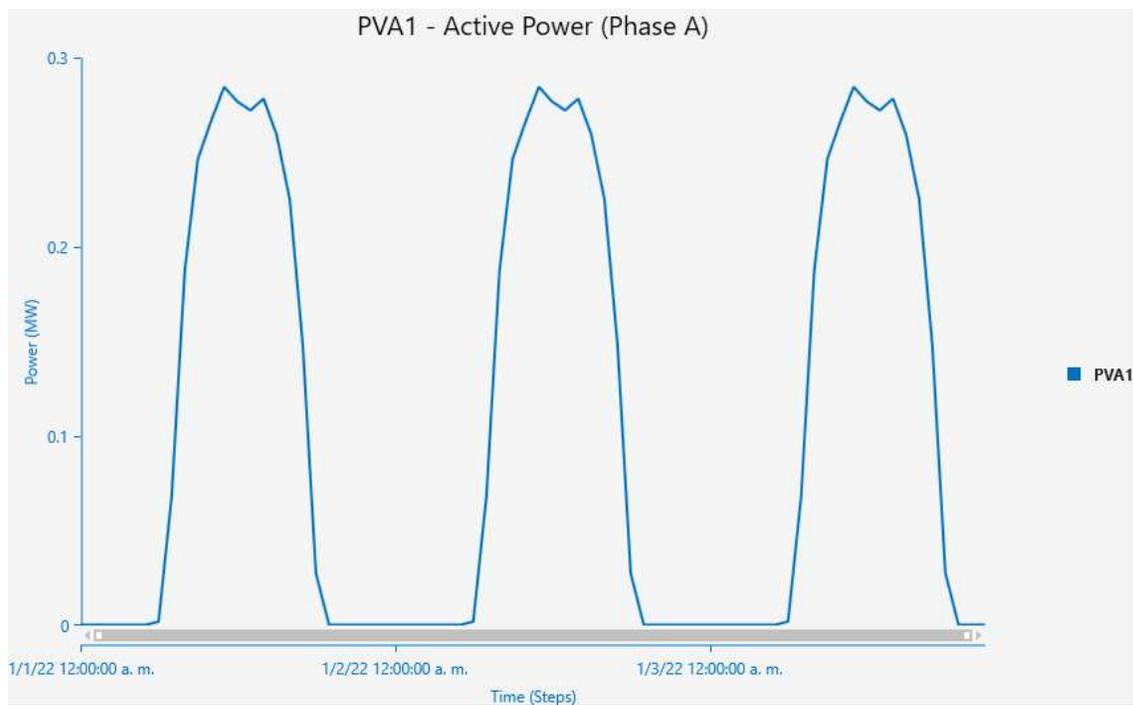


Figura 12. Perfil de generación para 3 días en sistemas fotovoltaicos.

El estudio se realizará bajo las siguientes condiciones:

1. Se modificará el nivel de penetración en GD en 3%, 9% y 15%. Considerando que actualmente en El Salvador se tiene aproximadamente un 10%, según datos SIGET.
2. Se analizará el efecto de la GD en función de su ubicación, primero se conectará el sistema FV al bus 2, después al bus 3, siguiendo con el bus 6 y finalizando con el bus 9, realizando un total de 13 simulaciones.

6.1 Resultados de la simulación.

1. Sin Generación Distribuida.

El estudio empezará simulando el comportamiento en la red de distribución bajo condiciones normales, es decir, sin generación distribuida conectada al sistema. Se determinará el nivel de pérdidas técnicas en la red y las pérdidas de energía. En las siguientes figuras se muestran los resultados de la simulación para un periodo de 7 días.

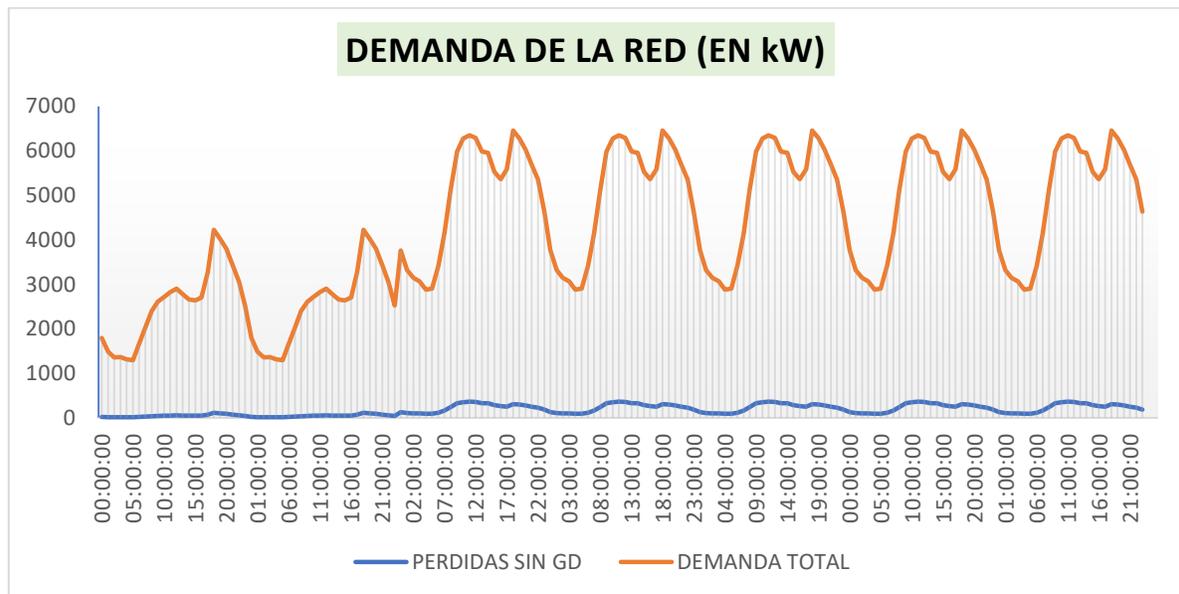


Figura 13. Demanda y pérdida de la red sin generación distribuida.



Figura 14. Pérdidas de potencia en la red a simular, sin generación distribuida.

De los gráficos obtenidos se puede distinguir claramente las diferencias en el consumo de la red los días de lunes a viernes (cuando predominan las cargas industriales) y los fines de semana (cuando predominan las cargas residenciales).

El nivel de pérdidas en potencia varía conforme la hora del día, siendo 6% el nivel máximo. Este nivel máximo ocurre entre las 10 am y las 2 pm de un día típico de lunes a viernes, cuando la demanda en la red es máxima debido al incremento en la carga industrial.

Finalmente, la demanda máxima de potencia en la red es de aproximadamente 6.4 MW, a las 11 de la mañana un día típico de lunes a viernes con pérdidas de potencia de 0.36 MW. Mientras que, el consumo de energía proyectado a 7 días es de 715 MWh, con pérdidas de energía de 29 MWh, es decir, aproximadamente 4% de pérdidas en energía.

2. Con Generación Distribuida aplicada al Bus 2.

En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos de las pérdidas de Potencia y Energía al conectar un sistema fotovoltaico al Bus 2 de la red de distribución y variar su nivel de penetración en 3%, 9% y 15% del total de demanda de la red (6.4 MW).

Nivel de Penetración en Generación Distribuida	Reducción Máxima de Pérdidas en Potencia	Reducción estimada en Pérdidas de Energía
3%	8%	2%
9%	23%	5%
15%	34%	7%

Tabla 16. Reducción de pérdidas tras inyección de GD en el bus 2.

De los resultados anteriores se observa que conforme se incrementa el nivel de penetración, las pérdidas de potencia podrían llegar a disminuir un 34%, este valor se obtuvo un día de fin de semana a las 11 am. Mientras que las pérdidas de energía en un periodo de 7 días disminuyen 7% con 15% de nivel de penetración.

A continuación, se presentan gráficamente los resultados de la simulación para un periodo de 7 días y bajo diferentes condiciones de penetración en Generación Distribuida. Conforme incrementa el nivel de penetración, tanto las pérdidas de potencia como de energía se reducen apreciablemente el tiempo que opera la generación fotovoltaica, teniendo mayor énfasis en horas de 10 am a 2 pm (hora en la cual la generación Fotovoltaica es máxima).

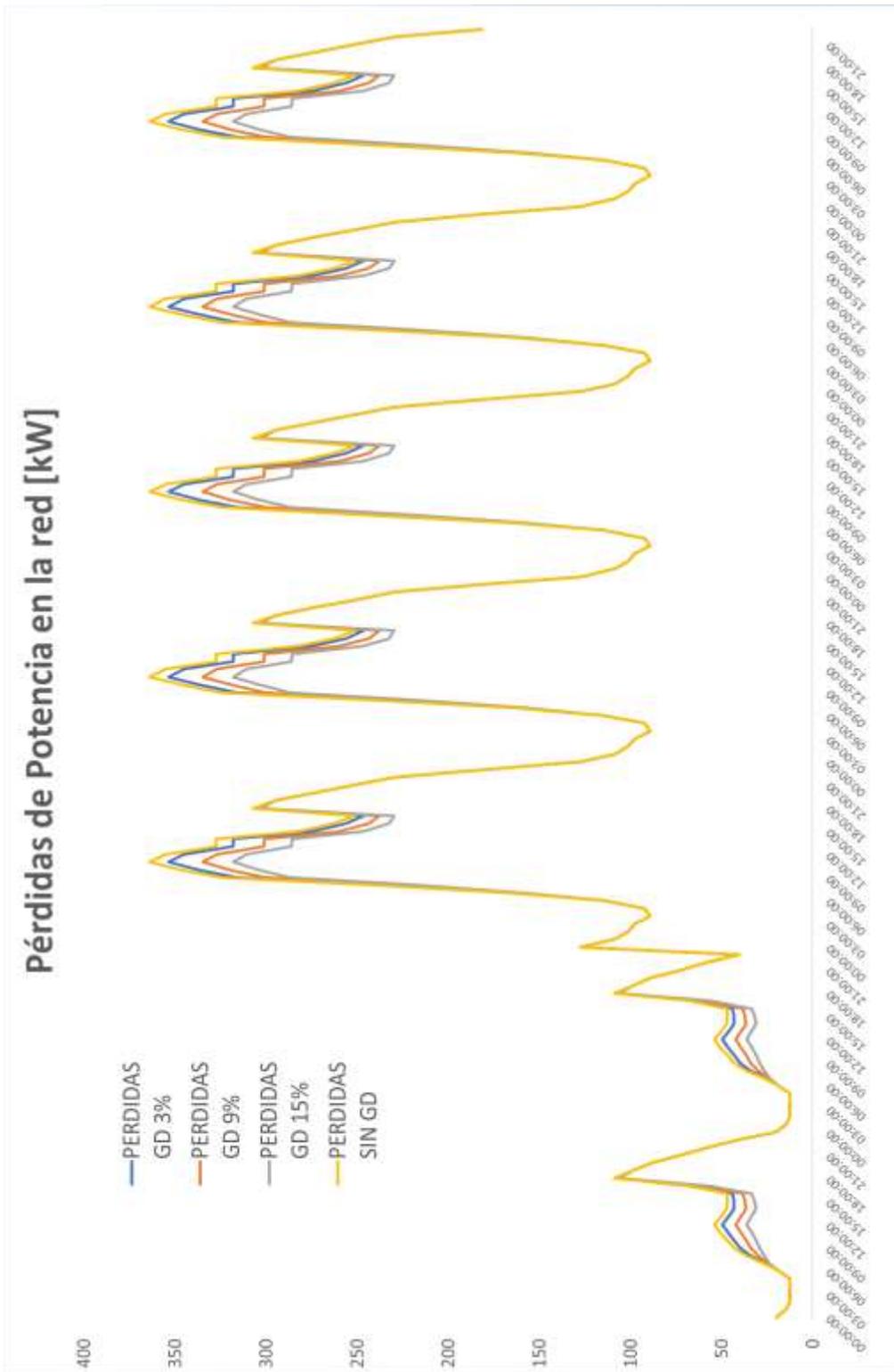


Figura 15. Resultados de simulación con GD aplicada al bus 2.

3. Con Generación Distribuida aplicada al Bus 3.

En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos de las pérdidas de Potencia y Energía al conectar un sistema fotovoltaico al Bus 3 de la red de distribución y variar su nivel de penetración en 3%, 9% y 15% del total de demanda de la red (6.4 MW).

Nivel de Penetración en Generación Distribuida	Reducción Máxima de Pérdidas en Potencia	Reducción estimada en Pérdidas de Energía
3%	13%	3%
9%	33%	8%
15%	49%	13%

Tabla 17. Reducción de pérdidas tras inyección de GD en el bus 3.

De los resultados anteriores se observa que conforme se incrementa el nivel de penetración, las pérdidas de potencia podrían llegar a disminuir un 49%, este valor se obtuvo un día de fin de semana a las 2 pm. Mientras que las pérdidas de energía en un periodo de 7 días disminuyen 13% con 15% de nivel de penetración.

A continuación, se presentan gráficamente los resultados de la simulación para un periodo de 7 días y bajo diferentes condiciones de penetración en Generación Distribuida conectadas al Bus 3. Conforme incrementa el nivel de penetración, tanto las pérdidas de potencia como de energía se reducen apreciablemente el tiempo que opera la generación fotovoltaica, teniendo mayor énfasis en horas de 10 am a 2 pm (hora en la cual la generación Fotovoltaica es máxima).

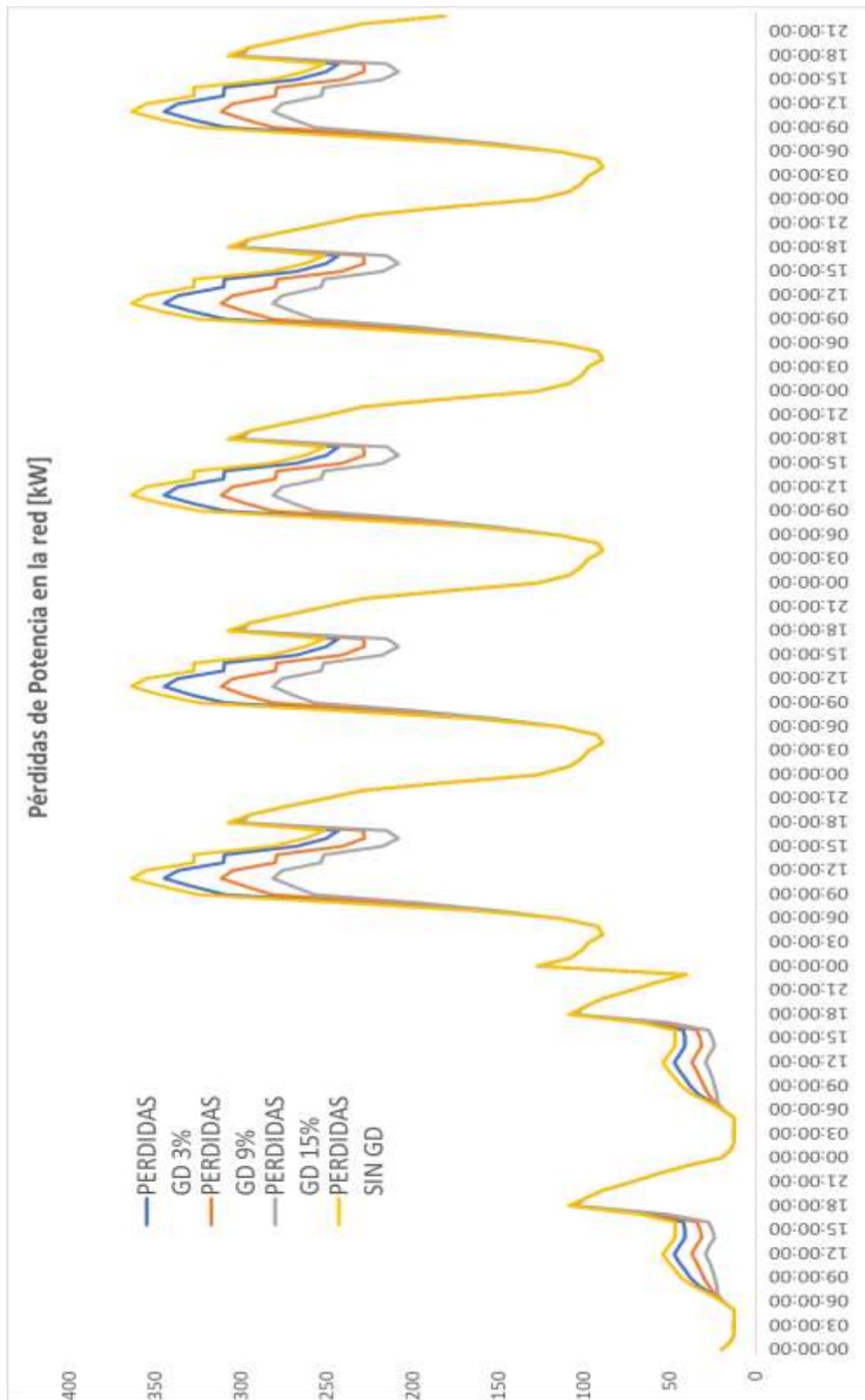


Figura 16. Resultados de simulación con GD aplicada al bus 3.

4. Con Generación Distribuida aplicada al Bus 6.

En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos de las pérdidas de Potencia y Energía al conectar un sistema fotovoltaico al Bus 6 de la red de distribución y variar su nivel de penetración en 3%, 9% y 15% del total de demanda de la red (6.4 MW).

Nivel de Penetración en Generación Distribuida	Reducción Máxima de Pérdidas en Potencia	Reducción estimada en Pérdidas de Energía
3%	14%	4%
9%	37%	10%
15%	52%	16%

Tabla 18. Reducción de pérdidas tras inyección de GD en el bus 6.

De los resultados anteriores se observa que conforme se incrementa el nivel de penetración, las pérdidas de potencia podrían llegar a disminuir un 52%, este valor se obtuvo un día de fin de semana a las 2 pm. Mientras que las pérdidas de energía en un periodo de 7 días disminuyen 16% con 15% de nivel de penetración.

A continuación, se presentan gráficamente los resultados de la simulación para un periodo de 7 días y bajo diferentes condiciones de penetración en Generación Distribuida conectadas al Bus 6. Conforme incrementa el nivel de penetración, tanto las pérdidas de potencia como de energía se reducen apreciablemente el tiempo que opera la generación fotovoltaica, teniendo mayor énfasis en horas de 10 am a 2 pm (hora en la cual la generación Fotovoltaica es máxima).

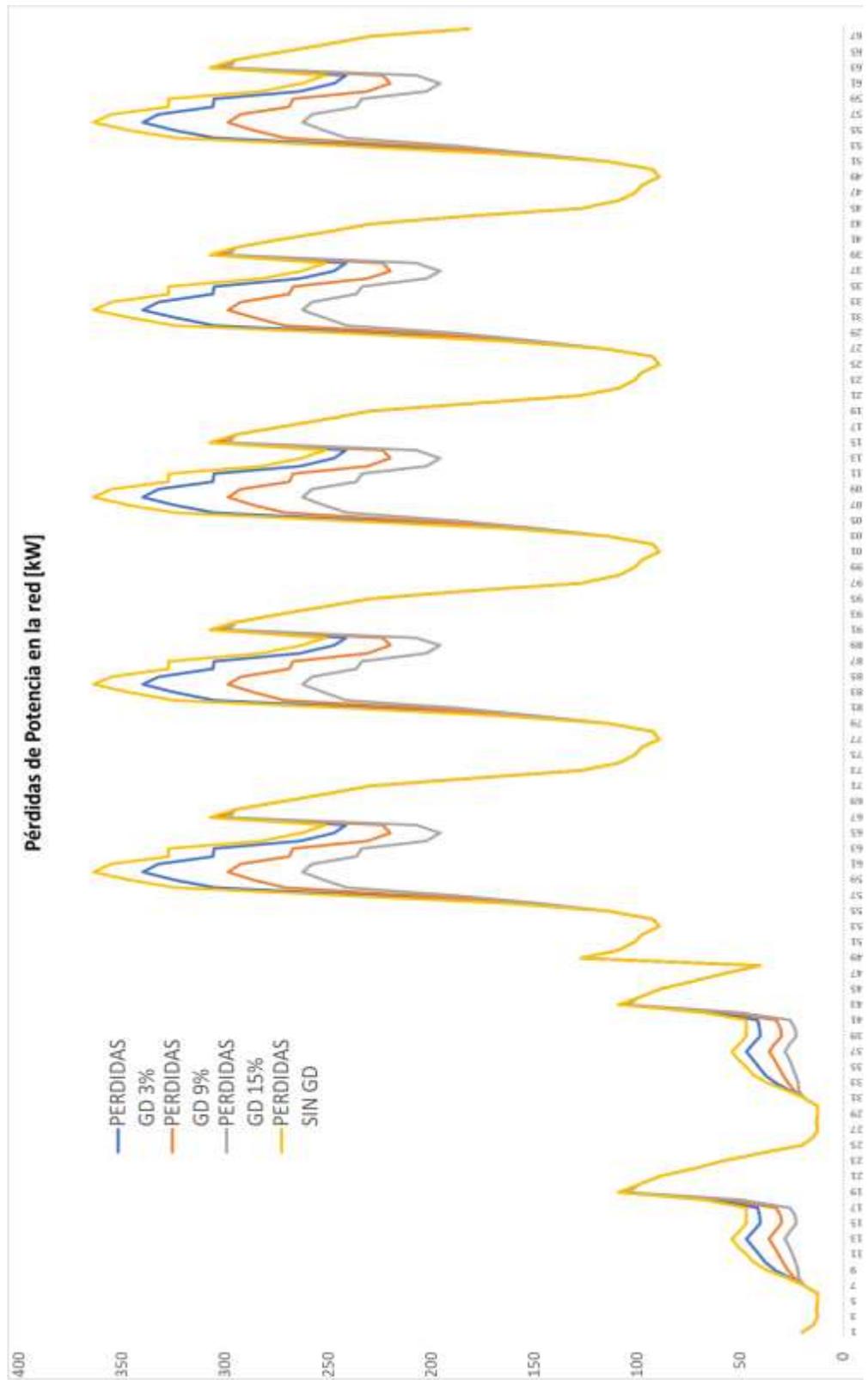


Figura 17. Resultados de simulación con GD aplicada al bus 6.

5. Con Generación Distribuida aplicada al Bus 9.

En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos de las pérdidas de Potencia y Energía al conectar un sistema fotovoltaico al Bus 9 de la red de distribución y variar su nivel de penetración en 3%, 9% y 15% del total de demanda de la red (6.4 MW).

Nivel de Penetración en Generación Distribuida	Reducción Máxima de Pérdidas en Potencia	Reducción estimada en Pérdidas de Energía
3%	15%	4%
9%	37%	11%
15%	50%	17%

Tabla 19. Reducción de pérdidas tras inyección de GD en el bus 9.

De los resultados anteriores se observa que conforme se incrementa el nivel de penetración, las pérdidas de potencia podrían llegar a disminuir un 50%, este valor se obtuvo un día de fin de semana a las 2 pm. Mientras que las pérdidas de energía en un periodo de 7 días disminuyen 17% con 15% de nivel de penetración.

A continuación, se presentan gráficamente los resultados de la simulación para un periodo de 7 días y bajo diferentes condiciones de penetración en Generación Distribuida conectadas al Bus 9. Conforme incrementa el nivel de penetración, tanto las pérdidas de potencia como de energía se reducen apreciablemente el tiempo que opera la generación fotovoltaica, teniendo mayor énfasis en horas de 10 am a 2 pm (hora en la cual la generación Fotovoltaica es máxima).

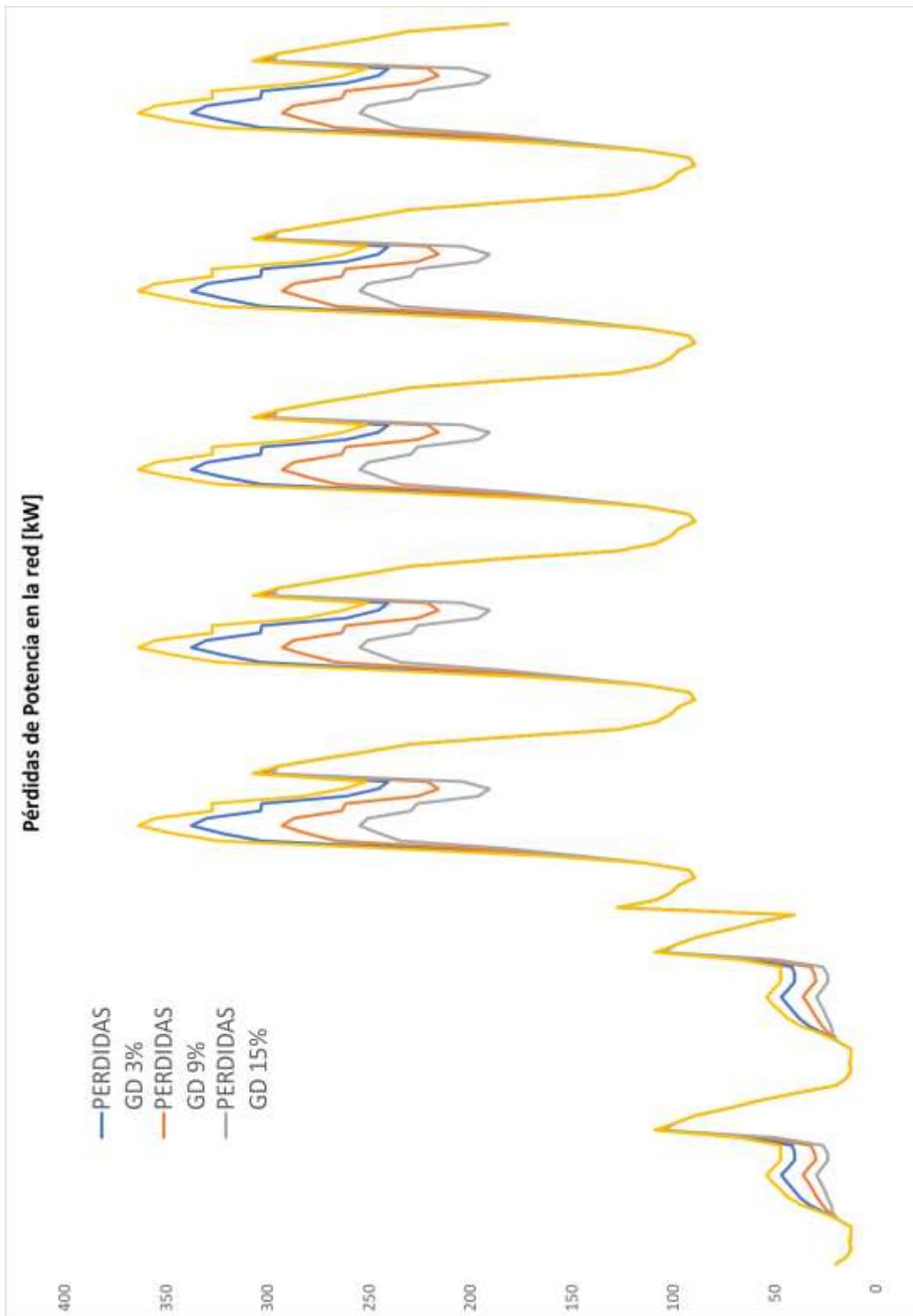


Figura 18. Resultados de simulación con GD aplicada al bus 9.

6.2 Análisis e interpretación de resultados

Una vez se han finalizado con todas las simulaciones de la red bajo diferentes escenarios de Generación Distribuida, se procede a realizar un análisis e interpretación de resultados, abordando para ello los siguientes puntos de interés: Efecto sobre las pérdidas técnicas, efecto sobre las pérdidas de energía, impacto en las pérdidas en función de la ubicación de la GD y por último el impacto económico en las ganancias de las empresas distribuidoras.

1. Efecto sobre las pérdidas de potencia.

De los resultados en cada una de las simulaciones se obtuvo que las pérdidas técnicas en la red de distribución disminuyen de forma considerable a lo largo de día conforme se incrementa el nivel de penetración en Generación Distribuida, obteniendo una máxima disminución del 52%, cuando se aplica una generación distribuida fotovoltaica del 15% de penetración en el Bus 6 de la red.

2. Efecto sobre las pérdidas de energía.

Con respecto a las pérdidas de energía a consecuencia de las pérdidas de potencia, se obtuvo que las mismas pueden llegar a disminuir un máximo del 17% cuando es aplicada una GD de origen fotovoltaico con 15% de penetración en el Bus 9 de la red. Y, además, disminuyen conforme se incrementa el grado de penetración, al igual que con las pérdidas de potencia.

3. Impacto en la red en función de la ubicación de la GD.

Un punto importante que se necesita abordar es el impacto en la reducción de pérdidas en función de la ubicación de la generación distribuida. Para analizar este punto, se muestra a continuación una gráfica comparativa del nivel en reducción de pérdidas en cada uno de los buses para un mismo nivel de penetración:

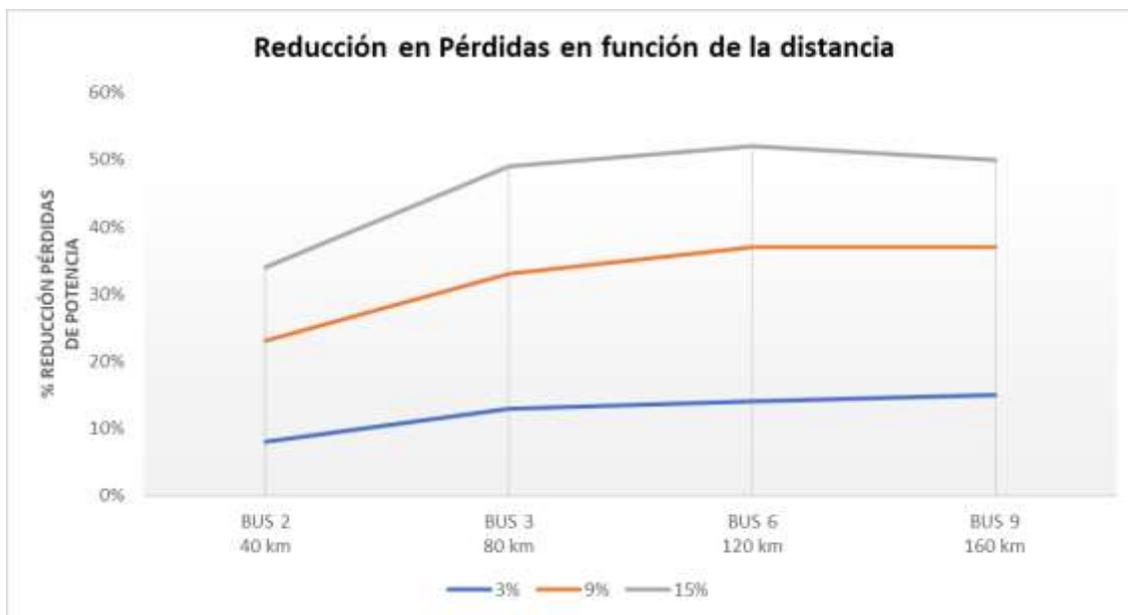


Figura 19. Reducción de las pérdidas en función de la distancia de la GD.

De la gráfica anterior se puede concluir que las pérdidas disminuyen conforme se incrementa la distancia a la cual es conectada la generación distribuida. Para los casos analizados, se observaron mayores reducciones en pérdidas cuando la generación distribuida era aplicada a los buses más alejados de la fuente de la red, es decir los buses 6 y 9, los cuales se encontraban a una distancia de 120 km y 160 km de la fuente respectivamente.

El motivo por el cual ocurre lo anterior se puede explicar en que la resistencia de las líneas de distribución incrementa de forma proporcional a la distancia. Mientras mayor sea la distancia, mayores son las pérdidas. Por lo que, la generación distribuida tiene un impacto más notorio en aquellos tramos de línea donde las pérdidas son considerables.

4. Impacto económico en las distribuidoras.

Llegados a este punto y habiendo analizado técnicamente el impacto de la generación distribuida sobre las pérdidas técnicas de una red de distribución, resulta indispensable realizar un análisis del impacto económico sobre el efecto estudiado en los puntos anteriores, como consecuencia de la reducción en las pérdidas.

Para realizar este análisis se tomará como punto de partida la reducción en las pérdidas de energía abordadas anteriormente, puesto que es energía eléctrica lo que realmente venden las distribuidoras, y no potencia.

Considerando el precio promedio de la energía a trasladar a tarifas en El Salvador, vigente hasta el 14 de octubre del 2022 y que la generación distribuida operará en horario de resto, el precio es (considerando IVA):

$$\frac{USD}{MWh} = 149.55 \rightarrow \frac{USD}{kWh} = 0.149$$

Y considerando que con 15% de nivel de penetración se podrían reducir las pérdidas de energía en máximo 17%, se tiene que el ahorro de energía por cada kWh de pérdidas es:

$$Ahorro = 0.17 * 0.149 = \$ 0.03$$

Por lo tanto, se concluye que, por cada kWh destinado a suplir pérdidas de energía en una red de distribución, las distribuidoras se ahorrarían 3 centavos. Por ejemplo, si en una red las pérdidas de energía resultan de 100,000 kWh, y se instala una GD con 15% de nivel de penetración, los ahorros que tendría la distribuidora a causa de la reducción en pérdidas, podrían llegar a ser \$3,000.

Los resultados anteriores son válidos para una red de distribución con perfiles de carga industrial y residencial combinados. Y se debe ser cauteloso con extrapolarlos a otro tipo de red.

Adicionalmente, diversos estudios señalan que a partir de cierto nivel de penetración en GD las pérdidas de la red incrementan en lugar de disminuir. No obstante, las condiciones para que eso ocurra deben ser muy particulares y no se dieron en las simulaciones efectuadas. Estas condiciones deben ser que la generación de energía en cierto punto de la red sobrepase el consumo, lo que produciría flujos inversos de corriente, y si estos flujos producidos son mayores a la corriente nominal de la red, entonces las pérdidas por efecto Joule podrían ser mayores.

XV. CONCLUSIONES

1. Del estudio comparativo de las normativas en los países analizados, se determinó que El Salvador es el país que menos tiempo requiere para la legalización de un sistema de autoconsumo conectado a red con recursos renovables. Uno de los motivos que explica tal afirmación tiene su fundamento en el hecho que, los trámites se realizan solamente con la empresa distribuidora, ya que, a diferencia de otros países, no se necesita obtener permisos de terceras entidades. Otro aspecto que influye en el corto tiempo de legalización, son los días que las normativas dan como plazo para contestar las notificaciones, siendo en El Salvador menores que en los otros países.
2. Del análisis efectuado en las diferentes normativas internacionales, se concluye que cada una tiene sus ventajas y desventajas, pero esto no implica que una sea mejor que la otra, sino que cada una está diseñada para adecuarse a la realidad y marco normativo eléctrico de su país. Además, existen aspectos interesantes en la normativa española que difícilmente podrían ser aplicadas en El Salvador debido a las diferencias socioculturales y económicas de cada país. También, se puede mencionar que la normativa salvadoreña es menos exigente en lo relacionado a permisos, estudios, y requisitos, lo cual se traduce en procesos más ágiles en comparación de España, Ecuador y Panamá, ya que en estos países se necesita volver a suscribir un contrato y definir cómo será la retribución económica que los usuarios reciben en concepto de inyección de energía a la red.
3. Una de las principales debilidades determinadas en la normativa UPR, es el requerimiento del dimensionamiento de la unidad de generación en base a la potencia demandada del suministro, obligando a los usuarios en pequeña demanda baja tensión a utilizar equipos analizadores de redes para la determinación de ese parámetro, ya que las facturas no proporcionan este

dato. En la propuesta de mejora a la normativa, se elimina este requerimiento en sistemas de pequeña demanda BT (menores a 10 kW), quedando únicamente el requisito de dimensionamiento en base a la energía promedio consumida, información que sí puede ser extraída del consumo histórico de las facturas mensuales.

4. Otra de las novedosas propuestas de mejora a la normativa, es la posibilidad de realizar la tramitología UPR vía online a través de las plataformas virtuales de las empresas distribuidoras. Con esta medida se pretende optimizar los recursos y el tiempo que actualmente se invierte realizando los trámites de forma presencial, al desplazarse a las oficinas de las distribuidoras, imprimir toda la documentación, realizar esperas en las sucursales, y en el peor de los casos presentarse nuevamente por documentación incompleta o errónea.
5. En la actual normativa SIGET UPR, no se contempla el procedimiento a seguir para el caso que el equipo de medición bidireccional presente desperfectos que imposibiliten las correctas lecturas de consumo e inyección. En la propuesta de mejora, se establece un procedimiento a seguir, en el cual se realice un cálculo promedio prorrateado de la energía consumida y energía inyectada durante el tiempo que la medición no funcionó correctamente, basándose en los 6 meses previos a la falla. Dicho cálculo será trasladado a un cargo extra de energía neta en el siguiente mes al que se detectare la falla, y podrá ser positivo o negativo, en base a los promedios prorrateados de consumos e inyecciones.
6. La generación distribuida indudablemente produce un gran impacto en muchos parámetros dentro una red de distribución tales como mejoras en la regulación de voltaje, aumento en la confiabilidad del sistema, y reducción de pérdidas por efecto Joule en las líneas. En la simulación efectuada en el presente proyecto de tesis, se determinó que las pérdidas en las líneas disminuyen de forma considerable al incrementar el nivel de penetración de

la GD, llegando a tener máximas reducciones en pérdidas de potencia de alrededor del 50%, y reducciones en pérdidas de energía de aproximadamente 17%, en función del grado de penetración y de la ubicación de la GD, teniendo mejores resultados cuando la GD se ubica lo más lejano posible de la fuente. No obstante, lo ideal es siempre modelar la red de distribución en un software de potencia y estimar el valor de reducciones, ya que los mismos podrían variar en función de las impedancias de línea, grado de penetración, perfil de carga, etc.

7. Con respecto a los beneficios que obtendrían las distribuidoras como consecuencia de un incremento en el nivel de penetración de generación distribuida, el más significativo es el ahorro de dinero debido a las reducciones en las pérdidas técnicas de una red, los cuales podrían llegar a ser de aproximadamente 3 centavos por cada kWh de pérdidas de energía. Cabe decir que este ahorro es exclusivo para las distribuidoras, y no se ve reflejado en los consumidores finales.
8. Debido a la gran diferencia que hay entre formularios por distribuidora en El Salvador, es necesario que SIGET desarrolle en conjunto a las distribuidoras un solo formato de formulario que incluya los datos necesarios para la evaluación del solicitante para interconectar su sistema renovable y garantizar que se suministrara la energía y potencia que indica la empresa solicitante.

XVI. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Norma para Usuarios Finales Productores de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, Acuerdo 367E-2017, SIGET, El Salvador, 2017.
- [2] Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, Panamá, 2017.
- [3] Generación Fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica, ARCONEL, Ecuador, 2018.
- [4] Real Decreto 244, España, 2019.
- [5] Ordoñez AJ, Sánchez E. Análisis comparativo del Autoconsumo Eléctrico en Ecuador y España, 2020.
- [6]. Sánchez Soto, Carlos Eduardo. Efectos de la generación distribuida sobre los sistemas de protección de una red de distribución radial típica en 10 kv de la ciudad de Arequipa. Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. 2014.
- [7]. Méndez Quezada, Víctor Hugo. Generación distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. 2005.