

**IMPACTO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL USO DE ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA EN PROYECTOS DE GENERACIÓN CON BASE EN LA LEY
1715 DEL 2014 Y LA REGULACIÓN VIGENTE: ESTUDIO DE CASO PARA UNA
EMPRESA EN EL PARQUE INDUSTRIAL DE BUCARAMANGA.**

**ING. EDGAR MAURICIO JAIMES CARREÑO
ING. MAURICIO SÁNCHEZ QUINTANA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2018**

**IMPACTO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL USO DE ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA EN PROYECTOS DE GENERACIÓN CON BASE EN LA LEY
1715 DEL 2014 Y LA REGULACIÓN VIGENTE: ESTUDIO DE CASO PARA UNA
EMPRESA EN EL PARQUE INDUSTRIAL DE BUCARAMANGA.**

**ING. EDGAR MAURICIO JAIMES CARREÑO
ING. MAURICIO SÁNCHEZ QUINTANA**

**Monografía presentada como requisito para optar al título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica**

Director:

Jaime Guillermo Barrero

MSc. en Ingeniería Electrónica

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

En primer lugar, a Dios Creador de la vida y el paisaje, a las princesas Paz, Angélica, Lizeth y Liliana, a quienes usurpé parte de mí tiempo dedicado a ellas, realizando este trabajo de monografía.

Edgar Jaimes

A la memoria de mi amada abuela Ofelia Quintana Tarazona quien siempre estuvo orgullosa y feliz por cada uno de mis logros y proyectos.

A mi mamá, Ramona Alicia Quintana, por estar a mi lado apoyándome y regalándome sus oraciones a Dios, para que las cosas salgan bien.

A mi Papa, Omar Antonio Sánchez, que es ejemplo de serenidad y constancia para continuar con una proyección personal y profesional.

A mis hermanos Oneida, Mayerly y Omar y mis sobrinos Sara Isabel y Miguel Ángel, porque siempre han formado la parte más fundamental en mi vida.

Mauricio Sánchez Q.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por su misericordia y bondad para con nosotros y nuestras familias.

A la Universidad Industrial de Santander por haberme abierto sus puertas y permitirme realizar la especialización en tan prestigiosa Institución.

Al profesor Ing. MSc. Jaime Barrero por sus orientaciones en la realización de esta monografía.

Estamos agradecidos con todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron para poder desempeñarnos como estudiantes de la Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, al personal que labora dentro de la Universidad, compañeros de clases y demás amistades.

A todos, ¡muchas gracias!

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
CAPÍTULO I. ANTECEDENTES NORMATIVOS Y REGULACIÓN VIGENTE PARA LAS FNCER.....	19
1.1 LEY 1715 DE 2014	21
1.1.1 Incentivos.....	24
1.1.2 FENOGE, Decreto 1543 de 2017	27
1.2 RES CREG 084/96, AUTOGENERACIÓN EN EL SIN	28
1.3 RES CREG 085/96, COGENERACIÓN EN EL SIN.....	29
1.4 RES CREG 086/96, GENERACIÓN CON PLANTAS MENORES	31
1.6 RES CREG 005/10, VENTAS DE EXCEDENTES DE COGENERACIÓN	33
1.7 RES CREG 063/10, DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIA EN EL CARGO POR CONFIABILIDAD.....	37
1.8 DECRETO 2469/14, LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PARA AUTOGENERACIÓN A GRAN ESCALA	37
1.9 DECRETO 2492/14, LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PARA LA RESPUESTA DE LA DEMANDA.....	38
1.10 DECRETO 2143 DE 2015, DEFINICIÓN DE LOS LINEAMIENTOS PARA LA APLICACIÓN DE LOS INCENTIVOS ESTABLECIDOS EN EL CAPÍTULO III DE LA LEY 1715 DE 2014: 04/11/2015.....	40
1.11 RES CREG 011/15, RESPUESTA DE LA DEMANDA EN EL MERCADO DIARIO EN CONDICIÓN CRÍTICA.....	41
1.12 RES CREG 024/15, AUTOGENERACIÓN A GRAN ESCALA.....	43
1.13 RES UPME 281/15, LÍMITE AUTOGENERACIÓN PEQUEÑA ESCALA	44
1.14 RESOLUCIÓN UPME 045/16.....	44
1.15 RESOLUCIÓN UPME 143/16.....	44

1.16. RESOLUCIÓN MINAMBIENTE 1283 DE 2016.....	45
1.17 DECRETO 348/17, LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PARA LA AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA.....	45
1.18 RES CREG 121/17, “POR LA CUAL SE REGULAN LAS ACTIVIDADES DE AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL”	46

CAPÍTULO II. ESTUDIO TÉCNICO DEMANDA-ENERGÍA ELÉCTRICA EMPRESA TIPO PARQUE INDUSTRIAL DE BUCARAMANGA	64
2.1 GENERALIDADES DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN	64
2.2 DIAGRAMA DE CIRCUITOS Y CARGAS.....	65
2.3 ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE CARGAS.....	68
2.3.1 Planta de producción	68
2.4 ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LAS CARGAS.....	69
2.5 ANÁLISIS BODEGA PRODUCTO TERMINADO.....	72
2.6 ANÁLISIS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA.....	72

CAPÍTULO III. SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	77
3.1.1 Área disponible	77
3.2 VIABILIDAD Y PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	77
3.3 SOLUCIÓN PLANTEADA.....	78
3.3.1 Aspectos técnicos relevantes.....	79
3.3.1.1 Disponibilidad recurso solar parque industrial.....	79
3.4. PERFIL DE LA DEMANDA DE LA BODEGA.....	80
3.4.1. Consumo actual Kw/h(diario)	80
3.4.2. Proyección de consumo ventana solar vs generacion Kw/h	81
3.4.3 Tendencia precios de energía convencional horizonte a 15 años	81
3.5 ANÁLISIS FINANCIERO.....	82
3.6. PARÁMETROS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	85

4. CONCLUSIONES	88
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	93
BIBLIOGRAFÍA.....	100
ANEXOS	106

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. FNCER.	21
Figura 2. Esquema para autogeneradores propuesto en la ley 1715 y la regulación vigente.....	24
Figura 3. Deducción de renta.....	25
Figura 4. Depreciación acelerada de activos.	25
Figura 5. Exención de aranceles.....	26
Figura 6. Exclusión de IVA.....	26
Figura 7. Integración de los generadores distribuidos y autogeneración de pequeña escala al SIN, de forma gradual, por etapas.....	47
Figura 8. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema.	48
Figura 9. Estimación del impacto, 50% de la demanda mínima horaria nacional en el mismo período.	49
Figura 10. Información de disponibilidad de red.	50
Figura 11. Clasificación en colores en función de la capacidad nominal del circuito o transformador.	52
Figura 12. Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los generadores distribuidos y autogeneradores.....	53
Figura 13. Proceso de conexión al STR o SDL del autogenerador a pequeña escala con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW.	54
Figura 14. Proceso de conexión al STR o SDL del autogenerador a pequeña escala con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW. [4]	55
Figura 15. Propuesta, plazos proceso de conexión	56
Figura 16. Entrega de excedentes a la Red.....	57
Figura 17. Comercialización de excedentes.	58

Figura 18.	Excedentes autogenerador.....	59
Figura 19.	Remuneración de los excedentes.....	60
Figura 20.	Síntesis, Regulación Autogenerador menor a 0,1 MW.	62
Figura 21.	Síntesis, Regulación Autogenerador mayor a 0,1 MW	63
Figura 22.	Ubicación Parque industrial de Bucaramanga.	64
Figura 23.	Acometida media tensión planta tipo.	66
Figura 24.	Demanda de energía diaria	67
Figura 25.	Consumos de energía planta tipo	68
Figura 26.	Diagrama electrico motores.Tomado catalogo SAM group.....	69
Figura 27.	Componentes básicos de equipo extrusor, adaptado de Applied Energy	70
Figura 28.	Perfil de consumo en una máquina extrusora al inicio del fundido, adaptado de Revista #113 de energía aplicada del 2014.....	71
Figura 29.	Consumo diario kWh Bodega producto terminado.Tomado registro med.EPM.....	72
Figura 30.	Punto de conexión del sistema a la red.Adaptado IEEE 1547	73
Figura 31.	Estándares aplicados en generación distribuida, adaptado IEEE 1547	74
Figura 32.	Solución planteada. Adaptado [27].	78
Figura 33.	Irradiación solar y temperatura promedio diario parque industrial. ...	79
Figura 34.	Tomada medicion directa.....	80
Figura 35.	Generación ventana solar sistema PV	81
Figura 36.	Precios energía convencional horizonte 15 años. Adaptada XM-UPME	81
Figura 37.	Sistema fotovoltaico aislado de la red. [27].....	87

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resumen de la ley 1715 de 2014 y regulación vigente para FNCER	20
Tabla 2. Límites de distorsión de voltajes. Adaptado IEEE 1547.....	75
Tabla 3. Límites de distorsión de corriente para sistemas de 120 V a 69 kV .IEEE 1547.....	75
Tabla 4. Inversión inicial sistema fotovoltaico	82
Tabla 5. Análisis de inversión inicial y proyección de ahorros energéticos.....	83
Tabla 6. Análisis de inversión por devolución en renta y depreciación acelerada..	83
Tabla 7. Análisis del Proyecto en Valor Presente Neto con tasa del 9%	84
Tabla 8. Retorno de la inversión con incentivos + AOM + Reposición equipos.....	85

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Cuadro resumen del análisis	106

LISTA DE ABREVIATURAS

FNCER	<i>Fuentes no convencionales de energías renovables</i>
FNCE	<i>Fuentes no convencionales de energía</i>
URE	<i>Uso racional de Energía</i>
PV	Photovoltaic, fotovoltaico
SR	Sunligh resistant, resistente a la luz solar
CC	Corriente continúa
CA	Corriente alterna

RESUMEN

TÍTULO: IMPACTO TÉCNICO-ECONÓMICO DEL USO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN PROYECTOS DE GENERACIÓN CON BASE EN LA LEY 1715 DEL 2014 Y LA REGULACIÓN VIGENTE: ESTUDIO DE CASO PARA UNA EMPRESA EN EL PARQUE INDUSTRIAL DE BUCARAMANGA.*

AUTOR: ING. EDGAR MAURICIO JAIMES CARREÑO, ING. MAURICIO SÁNCHEZ QUINTANA**

PALABRAS CLAVE: FNCER, SDL, PCC, GD.

DESCRIPCIÓN:

Esta monografía presenta un resumen y análisis de la ley 1715 de 2014 y la regulación vigente complementado con un estudio técnico-económico enfocado a proyectos de generación de energía eléctrica con FNCER integrados a la red de distribución del parque industrial. Se describe el proceso de integración de las FNCER al SDL, los retos importantes en la operación y confiabilidad que tiene relación directa con la capacidad de producción instalada, la ubicación, el PCC, la tecnología de planta y la capacidad de control en la generación que influyen significativamente en el comportamiento de los consumos, el impacto ecológico-ambiental, y los beneficios sobre los sistemas eléctricos disminuyendo pérdidas, desplazando inversiones en infraestructura y mejorando la calidad del servicio entre otros.

Los contenidos y conclusiones resaltan el gran interés que tiene el Gobierno Nacional (en cabeza del MME, la CREG y la UPME) para incentivar la integración de las FNCER por la vía de la remuneración de la energía que se inyecta en la red, estimulando de esta manera la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía mediante incentivos tributarios, arancelarios o contables que favorecen muy especialmente al sector industrial.

La monografía se divide en tres capítulos: el primer capítulo describe el marco conceptual de la ley 1715 de 2014 y la regulación vigente; en el segundo y tercer capítulo se presenta el estudio técnico de la demanda-energía eléctrica y el análisis financiero básico de implementación de un sistema de generación fotovoltaico para la empresa tipo del parque industrial de Bucaramanga.

* Monografía de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.
Director: Jaime Guillermo Barrero. MSc. en Ingeniería Electrónica

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC IMPACT OF THE USE OF PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY IN GENERATION PROJECTS BASED ON LAW 1715 OF 2014 AND THE REGULATION IN FORCE: CASE STUDY FOR A COMPANY IN THE INDUSTRIAL PARK OF BUCARAMANGA.*

AUTHOR: ENG. EDGAR MAURICIO JAIMES CARREÑO, ENG. MAURICIO SÁNCHEZ QUINTANA**

KEYWORDS: FNCER, SDL, PCC, DG.

DESCRIPTION:

This Monograph presents a summary and analysis of Law 1715 of 2014 and the current regulation supplemented by a technical-economic study focused on electricity generation projects with FNCER integrated into the distribution network of the industrial park. The process of integration of the FNCER to the SDL is described, the important challenges in the operation and reliability that has a direct relationship with the installed production capacity, the location, the PCC, the plant technology and the control capacity in the generation that they have a significant influence on the consumption behavior, the ecological-environmental impact, and the benefits on electricity systems, reducing losses, displacing investments in infrastructure and improving the quality of service, among others.

The contents and conclusions highlight the great interest of the National Government (headed by the MME, CREG and UPME) to encourage the integration of the FNCER through the remuneration of the energy that is injected into the network, stimulating the This way, investment, research and development for the production and use of energy through tax, tariff or accounting incentives that favor the industrial sector in particular.

The monograph is divided into three chapters: the first chapter describes the conceptual framework of Law 1715 of 2014 and the current regulation; The second and third chapters present the technical study of the demand-electric power and the basic financial analysis of the implementation of a photovoltaic generation system for the company type of the industrial park of Bucaramanga.

* Grade Monograph

** Faculty of mechanical physical engineering. School of electrical, Electronic and telecommunications engineering. Director: Jaime Guillermo Barrero. MSc. In electronic engineering.

INTRODUCCIÓN

Durante muchos años, la manera tradicional de abastecimiento de energía eléctrica supone grandes centrales generadoras que se conectan a las redes de transmisión y distribución para entregar la energía producida al usuario final, con lo que las redes y sus protecciones se han diseñado para entregar flujo de potencia en un solo sentido hacia el consumidor; sin embargo, nuevas tecnologías de generación cerca de los centros de consumo conectadas a los sistemas de distribución han comenzado a modificar este concepto. Se empiezan a tener nuevas fuentes de producción de energía en niveles bajos de tensión que rompe el paradigma de un único sentido del flujo de potencia [1].

Teniendo presente que Colombia cuenta con un sistema eléctrico nacional relativamente bajo en emisiones de carbono (en comparación con otros países [2]), no dependiente de energéticos importados, y al mismo tiempo con suficiente capacidad de generación actual y en desarrollo para satisfacer su demanda eléctrica en el corto plazo, en principio no parecieran tenerse fuertes razones para impulsar el desarrollo de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER), como suelen serlo la necesidad de reducir la emisión de gases de efecto invernadero –GEI–, la necesidad de reducir la dependencia de combustibles importados o la presión de atender incrementos en la demanda mediante nueva capacidad instalada con base en recursos domésticos [2].

Sin embargo, al día de hoy, las tendencias en reducción de costos y mitigación de riesgos asociadas con las FNCER, sumadas a las experiencias exitosas y desarrollos técnicos alcanzados internacionalmente [3] y la presencia local de agentes con proyectos y prospectos novedosos para el contexto colombiano, ya han empezado a sentar las bases que justifican la adopción de una estrategia para el desarrollo de las FNCER en Colombia donde los consumidores de energía a

pequeña escala están buscando soluciones alternativas a nivel minorista para disminuir sus facturas de electricidad de manera sostenible; la implementación de la ley 1715 de 2014 y la regulación vigente es una gran opción del portafolio de soluciones de algunas industrias que implementan FNCER para parte de su carga instalada [2].

Esta monografía se divide en tres capítulos, el primero presenta el marco conceptual de la ley 1715 de 2014 y la regulación vigente que describe el deseo del Gobierno Nacional y los entes regulatorios para incentivar la integración de las FNCER por la vía de la remuneración de la energía que se inyecta en la red, estimulando de esta manera la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de FNCER mediante incentivos tributarios, arancelarios o contables y demás que favorecen muy especialmente al sector industrial.

El segundo capítulo presenta el estudio técnico de la demanda-energía eléctrica para la empresa tipo del parque industrial de Bucaramanga, que corrobora el cumplimiento de tres objetivos de la ley 1715 de 2014; El primero, la disminución de costos operativos debidos al no pago de energía convencional, ya que esta se supe del sistema fotovoltaico; el segundo, es la diversificación de la canasta energética al inyectar la energía a la red; y el tercero, la disminución de la huella de carbono que presenta la empresa.

El tercer capítulo contiene el análisis financiero básico de la implementación de un sistema de generación fotovoltaico para una empresa tipo del parque industrial de Bucaramanga, que tiene por objeto mostrar las diversas formas de financiación del proyecto, los flujos de efectivo, retorno de la inversión y los beneficios tributarios que incentivan y promueven este tipo de proyectos.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES NORMATIVOS Y REGULACIÓN VIGENTE PARA LAS FNCER.

En este capítulo se estudian los antecedentes y conceptos definidos en la ley 1715 del 2014 y la regulación vigente, así como las generalidades referentes a las fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER).

Con la expedición de la ley 1715 de 2014, el Gobierno Nacional estableció como objetivo la integración de las FNCER al sistema interconectado nacional (SIN). Dentro de las políticas establecidas en dicha norma, se viabilizó la entrega de excedentes de autogeneración, con el fin de promover esta actividad, así como la generación distribuida (GD) [1].

De acuerdo con las definiciones de la mencionada ley, la actividad de autogeneración se clasificó en dos grupos según su tamaño. El primer grupo Autogeneración a gran escala y el segundo a pequeña escala. El límite de potencia que divide estos dos grupos fue definido en 1 MW por la UPME mediante Resolución UPME 281 de 2015.

De igual forma, la ley 1715 de 2014 definió las competencias de cada una de las entidades del sector. El Ministerio de Minas y Energía (MME) es el encargado de establecer los lineamientos para definir la regulación de la actividad de autogeneración de gran y pequeña escala, así como la de la GD. Dando cumplimiento a lo consignado en la ley 1715 de 2014, el MME expidió el decreto 2469 de 2014 para la autogeneración a gran escala, y el decreto 348 de 2017 para la de pequeña escala.

Teniendo en cuenta los antecedentes presentados, la CREG ha desarrollado un marco regulatorio para la actividad de autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida, conforme a lo definido por el MME en el decreto 348 de 2017, y buscando, la simplicidad que se requiere para fomentar el uso de tecnologías de autogeneración y dar una señal eficiente de precios [4].

Tabla 1. Resumen de la ley 1715 de 2014 y regulación vigente para FNCER

Documentos	Contenido general del documento
Ley 1715 de 2014	Promover el desarrollo y la utilización de las FNCER
FENOGE, art.10 ley 1715/14	El Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE).
Res CREG 084/96	Autogeneración en el SIN
Res CREG 085/96	Cogeneración en el SIN
Res CREG 086/96	Generación con plantas menores
Res CREG 005/10	Venta de excedentes de cogeneración
Res CREG 063/10	Demanda desconectable voluntaria en el cargo por confiabilidad
Norma IEEE 1547/2003	Referente a la conexión de recursos distribuidos (RD) en sistemas eléctricos de potencia (SEP).
Decreto 2469/14	Lineamientos de política para autogeneración a gran escala.
Decreto 2492/14	Lineamientos de política para la respuesta de la demanda.
Decreto 2143 de 2015	Definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014: 04/11/2015.
Res CREG 011/15	Respuesta de la demanda en el mercado diario en condición crítica.
Res CREG 024/15	Autogeneración a gran escala.
Res UPME 281/15	Límite autogeneración pequeña escala.
Res UPME 045/16	Procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los proyectos FNCER
Res UPME 143/16	Registro de proyectos de generación para FNCE: 10/03/2016
Res Min Ambiente 1283/16	Procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de FNCER.
Decreto 348/17	Lineamientos de política para la autogeneración a pequeña escala.
Res CREG 121/17	“Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional”

1.1 LEY 1715 DE 2014.

“La presente ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable (Ver figura 1.), en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético”. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

Figura 1. FNCER.



“La finalidad de la presente ley es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación

y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional” [5].

Igualmente, tiene por objeto establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tales como aquellos adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) mediante la Ley 1665 de 2013.

Son finalidades de la ley 1715 de 2014:

- a) Orientar las políticas públicas y definir los instrumentos tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano que garanticen el cumplimiento de los compromisos señalados en el párrafo anterior.
- b) Incentivar la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético colombiano, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda en todos los sectores y actividades, con criterios de sostenibilidad medioambiental, social y económica.
- c) Establecer mecanismos de cooperación y coordinación entre el sector público, el sector privado y los usuarios para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el fomento de la gestión eficiente de la energía.
- d) Establecer el deber a cargo del Estado a través de las entidades del orden nacional, departamental, municipal o de desarrollar programas y políticas para

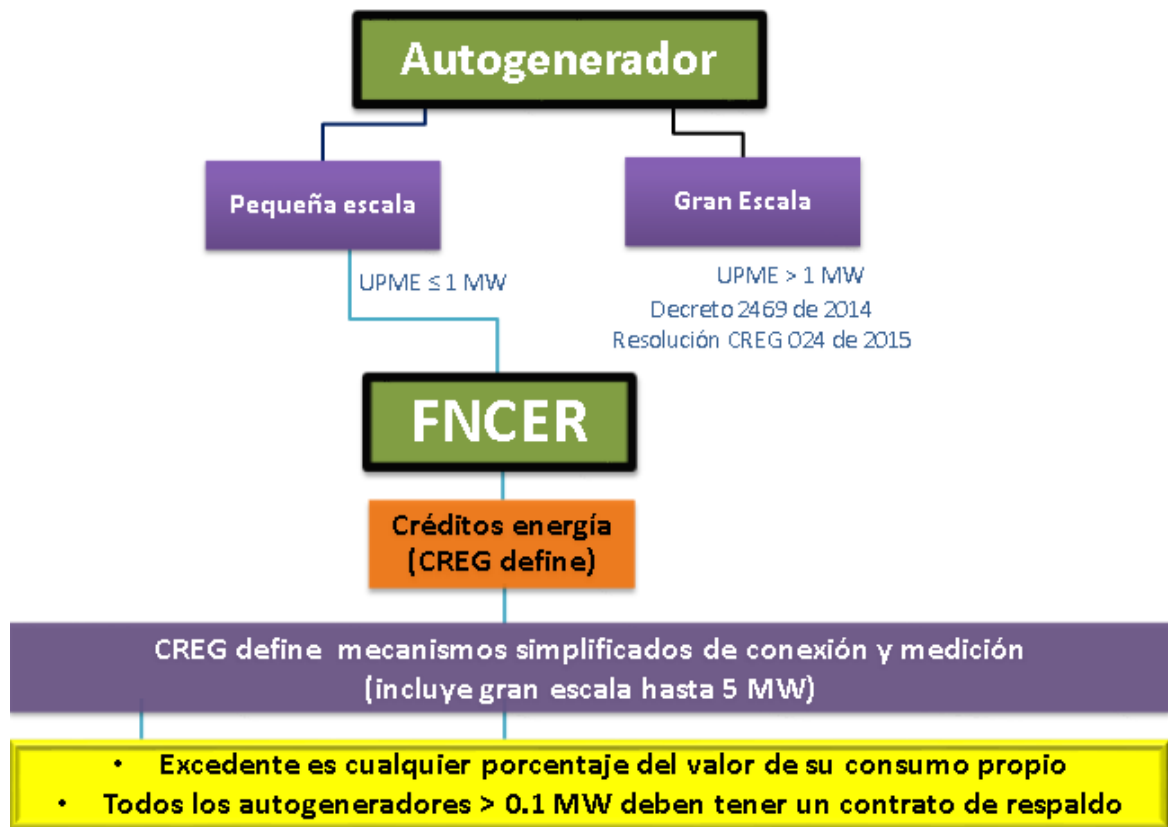
asegurar el impulso y uso de mecanismos de fomento de la gestión eficiente de la energía de la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable a pequeña o gran escala, en la canasta energética colombiana. (Ver figura 2.).

- e) Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables y demás mecanismos que estimulen desarrollo de tales fuentes en Colombia.

- f) Establecer los criterios y principios que complementen el marco jurídico actual, otorgando certidumbre y estabilidad al desarrollo sostenible de las fuentes no convencionales de energías, principalmente aquellas de carácter renovable, y al fomento de la gestión eficiente de la energía. Suprimiendo o superando gradualmente las barreras de tipo jurídico, económico y de mercado, creando así las condiciones propicias para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, y el desarrollo de un mercado de eficiencia energética y respuesta de la demanda.

- g) Fijar las bases legales para establecer estrategias nacionales y de cooperación que contribuyan al propósito de la presente ley.

Figura 2. Esquema para autogeneradores propuesto en la ley 1715 y la regulación vigente.



1.1.1 Incentivos. Inicialmente se plantearon incentivos con respecto a los siguientes factores y en el transcurso de la implementación de la ley se han venido realizando algunos ajustes [5].

- Deducción de renta (ver Figura 3.)
- Depreciación acelerada de activos (ver Figura 4.)
- Exclusión de IVA (ver Figura 5.)
- Exención de aranceles (ver Figura 6.)

Figura 3. Deducción de renta.

Deducción especial del 50% de la inversión ISLR

1. Deducción especial del impuesto sobre la renta

ISLR
Impuesto Sobre la Renta

Alcance del incentivo

- Inversiones que se realicen directamente en investigación y desarrollo en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir FNCÉ o gestión eficiente de la energía.
- Valor máximo a deducir en un período no mayor a 5 años: 50% del valor total de la inversión.
- Valor a deducir por cada año gravable: No superior al 50% de la renta líquida del contribuyente.

Figura 4. Depreciación acelerada de activos.

Depreciación acelerada de activos

2. Depreciación acelerada

Alcance del incentivo

- Inversiones en maquinaria, equipos y obras civiles adquiridas y/o construidas con posterioridad a la vigencia de la Ley 1715.
- Se regirá por la técnica contable y la tasa anual global de depreciación no podrá superar el 20%

Figura 5. Exención de aranceles.

Exclusión del IVA



3. Exclusión del impuesto a las ventas-IVA



Alcance del incentivo

- Compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del país.
- Según el listado incluido en el Anexo de la Resolución 045 de 2016.
- Se podrá solicitar la actualización y/o ampliación del listado.

Figura 6. Exención de IVA.

Exención de arancel



4. Exención del gravamen arancelario



Alcance del incentivo

- Maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos FNCE.
- No sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición sea la importación.

Los contenidos y las finalidades de la ley 1715 de 2014 resaltan el gran interés que tiene el Gobierno Nacional (en cabeza del MME) para incentivar la integración de las FNCER por la vía de la remuneración de la energía que se inyecta en la red, estimulando de esta manera la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de FNCER mediante incentivos tributarios, arancelarios o contables despertando gran interés en las empresas del sector industrial que desean implementar FNCER a pequeña escala, para alimentar parte de su carga instalada, disminuyendo sus facturas de electricidad, aprovechando las deducciones y en fin los incentivos junto con los créditos de energía por la inyección de excedentes a la red, que se verán reflejados en una reducción significativa del tiempo de recuperación de la inversión.

Con respecto a los operadores de red (OR), la integración de FNCER al sistema de distribución, influye de manera importante en el planteamiento de la red debido a los cambios en el comportamiento de los consumos, el impacto ecológico-ambiental, y los beneficios sobre los sistemas eléctricos puesto que ayudan a disminuir pérdidas, desplazar inversiones en infraestructura y a mejorar la calidad entre otros.

1.1.2 FENOGE, Decreto 1543 de 2017.

“Artículo 2.2.3.3.5.1. Naturaleza del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE). El Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), creado por el artículo 10 de la Ley 1715 de 2014, es un fondo sin personería jurídica, regido por los lineamientos definidos en el presente decreto y administrado por una fiducia seleccionada por el Ministerio de Minas y Energía, sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Política, el Estatuto Orgánico de Presupuesto, el Estatuto General de Contratación Estatal y demás normas aplicables” [6].

La fiducia seleccionada será la encargada de la administración y manejo de los recursos que nutran dicho fondo, provenientes de aportes de la Nación, entidades públicas o privadas, así como de organismos de carácter multilateral e internacional.

El fondo tiene como fin:

- Financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía.
- Los recursos podrán ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional.
- Será reglamentado por el Ministerio de Minas y Energía.
- Se podrán financiar, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética.

1.2 RES CREG 084/96, AUTOGENERACIÓN EN EL SIN.

Las condiciones para la conexión al STN del Autogenerador son las contenidas en las Resoluciones CREG-001 de noviembre de 1994 (Artículos No: 21, 22 y 23), y para la conexión a los STR o SDL son las contenidas en la Resolución CREG-003 de noviembre de 1994 (Artículos No: 18, 19 y 20) [7].

El transportador (STN, STR o SDL) tiene la obligación de suministrar toda la información técnica requerida por el Autogenerador para realizar los estudios de conexión de su planta generadora. El plazo máximo que tiene el transportador para entregar la información solicitada a partir del momento en que recibe la solicitud, es de dos (2) meses.

Cuando el estudio de conexión del Autogenerador lo realice el transportador, éste no podrá tomar un tiempo mayor a tres (3) meses para entregar los resultados. En todo caso el costo del estudio será a cargo del Autogenerador.

Las condiciones técnicas de la conexión deben sujetarse a los códigos y reglamentos vigentes. El contrato de conexión entre el transportador y el Autogenerador se acuerda libremente entre las partes.

1.3 RES CREG 085/96, COGENERACIÓN EN EL SIN.

Cogeneración. Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales [8].

- **ARTICULO 8o. Venta de Excedentes.** El Cogenerador puede vender su energía eléctrica excedente, si cumple con los siguientes requisitos:
 1. Si produce Energía Eléctrica a partir de Energía Térmica, la Energía Eléctrica producida deberá ser mayor (>) al 5% de la Energía Total generada por el sistema (Térmica + Eléctrica).
 2. Si produce Energía Térmica a partir de un proceso de generación de Energía Eléctrica, la Energía Térmica producida deberá ser mayor (>) al 15% de la Energía Total generada por el sistema (Térmica + Eléctrica). La venta de excedentes se hará siguiendo los lineamientos que a continuación se establecen:

Cogenerador con Energía Excedente con Garantía de Potencia.

La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede comercializarse de la siguiente manera:

1. Declarar su Sistema de Cogeneración como Inflexible y vender su Energía Excedente con Garantía de Potencia a la Bolsa. La transacción se liquidará al Precio en la Bolsa en la hora correspondiente.
2. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública. En este caso, el precio de venta será exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes.
3. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG-020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.
4. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados y Comercializadores o Generadores que atiendan exclusivamente Usuarios No Regulados.

Cogenerador con Energía Excedente sin Garantía de Potencia. La Energía Excedente sin Garantía de Potencia puede comercializarse de la siguiente manera:

1. Declarar su Sistema de Cogeneración como Inflexible y vender su Energía Excedente sin Garantía de Potencia a la Bolsa. La transacción se liquidará al

Precio en la Bolsa en la hora correspondiente, descontando del mismo el Cargo por Capacidad.

2. La Energía Excedente sin Garantía de Potencia puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados y Comercializadores o Generadores que atiendan exclusivamente Usuarios No Regulados.

1.4 RES CREG 086/96, GENERACIÓN CON PLANTAS MENORES.

Productor Marginal o Productor Independiente: Es la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma; o a otras personas a cambio de cualquier tipo de remuneración; o gratuitamente a quienes tengan vinculación económica con ella ([9] Y [10]).

ARTICULO 3o. Opciones de las Plantas Menores. Las personas naturales o jurídicas propietarias u operadores de plantas menores tienen las siguientes opciones para comercializar la energía que generan dichas plantas:

- Plantas Menores con Capacidad Efectiva menor de 10 MW
- Plantas Menores con Capacidad Efectiva mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW.

1.5 NORMA IEEE 1547/2003, REFERENTE A LA CONEXIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS (RD) EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (SEP).

El estándar 1547 provee especificaciones y requerimientos técnicos para la interconexión de los equipos de generación distribuida con los SEP.

El objetivo fundamental de esta norma es dotar de criterios referentes al desempeño, operación, ensayos, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión [11].

Esta norma aplica en la mayoría de instalaciones para conectar RD a la red de distribución, con una capacidad agregada de menos de 10 MVA en el PCC (Puesto de Conexión Común).

Se aclara y se toma en cuenta una serie de aspectos y limitantes que no se contemplan y que son de vital importancia para efectos de diseño y cumplimiento de requerimientos, los cuales se detallan a continuación:

- El estándar no define la capacidad máxima de un RD que puede ser conectado en un PCC.
- El estándar no prescribe sobre los requerimientos de protección y operación de las unidades de generación.
- El documento no es explicativo en cuanto a aspectos de planificación, diseño, operación y mantenimiento de un SEP de distribución.

En el marco del Grupo de Trabajo de Generación Distribuida, se realizó el siguiente estudio que tiene como objetivo resumir los capítulos de la norma IEEE 1547, referente a la conexión de recursos distribuidos¹ (RD) en sistemas eléctricos de potencia (SEP).

La norma 1547 se divide en los siguientes capítulos:

1. IEEE 1547 Provee criterios referentes a: operación, ensayos, seguridad y mantenimiento de la conexión.
2. IEEE 1547.1 Especifica los ensayos tipo, de producción y de puesta en servicio que deben cumplir las interconexiones y equipos de (RD) para cumplir con el estándar 1547.

3. IEEE 1547.2 Proporciona información técnica, por ejemplo, de tecnologías de generación, para el entendimiento de las normas.
4. IEEE 1547.3 Provee una guía para el monitoreo, intercambio de información y control de RD conectada a un SEP.
5. IEEE 1547.4 Es una guía de diseño, operación e integración de RD para sistemas trabajando en isla intencional.
6. IEEE 1547.5 Este capítulo provee requisitos para potencias de generación distribuida mayores a 10 MVA.
7. IEEE 1547.6 Recomienda prácticas para la conexión de RD con redes secundarias.
8. IEEE 1547.7 Proporciona una metodología de estudios de ingeniería para determinar el impacto de incorporar RD a los SEP.

Aunque Colombia cuenta con un sistema eléctrico relativamente bajo en emisiones de carbono (en comparación con otros países [2]), no dependiente en energéticos importados, y al mismo tiempo con suficiente capacidad de generación, las tendencias en reducción de costos y mitigación de riesgos asociadas con las FNCER, sumadas a las experiencias exitosas y desarrollos técnicos alcanzados internacionalmente ([3] y[11]) y la presencia local de agentes con proyectos y prospectos novedosos para el contexto colombiano, ya han empezado a sentar las bases que justifican la adopción de una estrategia para el desarrollo de las FNCER en Colombia.

1.6 RES CREG 005/10, VENTAS DE EXCEDENTES DE COGENERACIÓN.

Artículo 10. Modificación del Artículo 8 de la Resolución CREG-107 de 1998.

“Artículo 8o. Venta de Excedentes. La venta de excedentes producidos por los Cogeneradores se hará cumpliendo las siguientes reglas [12]:

- **Cogenerador con Energía Excedente con Garantía de Potencia.** La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede comercializarse de la siguiente manera:

Energía Excedente con Garantía de Potencia < 20 MW

Opción 1

Sin acceso al Despacho Central y por lo tanto sin participación en la Bolsa de Energía. La regulación aplicable en términos del Reglamento de Operación será la misma que se aplica a las Plantas Menores que no participan en la Bolsa. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser comercializada, teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

1. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado conforme a lo establecido en la Resolución CREG-005 de 2001.
1. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas, conforme a la Resolución CREG-020 de 1996 o aquellas que la modifiquen o deroguen. En este caso y como está previsto en dicha Resolución, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.

2. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los agentes Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

Opción 2

Con acceso al Despacho Central, en cuyo caso participarán en la Bolsa de Energía. De tomar esta opción, la Energía Excedente con Garantía de Potencia deberá considerarse como inflexible, cumpliendo con la regulación vigente que se aplica a los Generadores.

En este caso, la Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser comercializada, teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

1. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser vendida en la Bolsa.
2. La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser vendida siguiendo los mismos lineamientos indicados en la Opción 1 anterior para venta de excedentes de cogeneradores con garantía de potencia < 20 MW sin acceso al Despacho Central y por lo tanto sin participación en la Bolsa de Energía.

Energía Excedente con Garantía de Potencia \geq 20 MW

Con participación obligatoria en el Despacho Central y por ende en la Bolsa de Energía. La Energía Excedente con Garantía de Potencia deberá considerarse como inflexible, cumpliendo con la regulación vigente que sea aplicable.

La Energía Excedente con Garantía de Potencia puede ser comercializada, teniendo en cuenta los mismos lineamientos indicados en la Opción 2 anterior para venta de excedentes de cogeneradores con garantía de potencia < 20 MW con acceso al despacho central.

- **Cogenerador con Energía Excedente sin Garantía de Potencia.** La Energía Excedente sin Garantía de Potencia puede comercializarse de la siguiente manera:

Opción 1

Sin acceso al Despacho Central y por lo tanto sin participación en la Bolsa de Energía. La Energía Excedente sin Garantía de Potencia puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

Opción 2

Con acceso al Despacho Central, en cuyo caso la Energía Excedente sin Garantía de Potencia será vendida en la Bolsa de Energía. El tratamiento aplicable a esta Energía Excedente, en lo que se refiere al Precio de Oferta y liquidación de la transacción, será igual al aplicable para la generación Inflexible”.

PARÁGRAFO 1o. “El Cogenerador que participe en la Bolsa de Energía con Excedentes, con o sin Garantía de Potencia, deberá registrarse ante el SIC. La participación en la Bolsa implica el recaudo por parte del agente respectivo del Costo Equivalente en Energía del Cargo por Confiabilidad (CEE), y el recaudo por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) del impuesto establecido en Artículo 81 de la Ley 633 de 2000”.

PARÁGRAFO 2o. “El Cogenerador que participe en la Bolsa de Energía con Excedentes con Garantía de Potencia, tendrá categoría de Generador con una Capacidad Efectiva equivalente a los Excedentes con Garantía de Potencia que registre ante el SIC. La regulación aplicable a los generadores, se hace extensiva para estos Cogeneradores”.

1.7 RES CREG 063/10, DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIA EN EL CARGO POR CONFIABILIDAD.

“**Artículo 1. Objeto.** Mediante la presente Resolución se adoptan las normas para regular el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntaria - DDV, conforme a lo previsto en los artículos 58 y 73 de Resolución CREG 071 de 2006 Las normas de esta Resolución hacen parte integrante del Reglamento de Operación que regula el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía” [13].

“**Artículo 4. Producto.** Será la cantidad de demanda de energía reducida en un día (kWh-día) por parte de un comercializador. Esta reducción de energía será pactada en una relación contractual bilateral entre un generador y un comercializador. Se estimará según las metodologías definidas en esta Resolución y se tendrá en cuenta en la verificación del cumplimiento de la Obligación de Energía en Firme que respalda la planta o unidad de generación a la que se le asocie el mecanismo”.

Para todos los efectos del Mercado Mayorista de Energía la DDV es un recurso no despachado centralmente.

1.8 DECRETO 2469/14, LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PARA AUTOGENERACIÓN A GRAN ESCALA.

“**Artículo 4°. Parámetros para ser considerado autogenerador.** El autogenerador de energía eléctrica deberá cumplir cada uno de los siguientes parámetros [14]:

1. La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional y/o sistemas de distribución.

2. La cantidad de energía sobrante o excedente puede ser superior en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio.
3. El autogenerador deberá someterse a las regulaciones establecidas por la CREG para la entrega de los excedentes de energía a la red. Para lo anterior el autogenerador a gran escala deberá ser representado ante el mercado mayorista por un agente comercializador o por un agente generador.
4. Los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por la misma persona natural o jurídica o por terceros”.

1.9 DECRETO 2492/14, LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PARA LA RESPUESTA DE LA DEMANDA.

“Artículo 2°. Planes de Expansión. En la elaboración del Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión de Referencia y el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), deberá considerar criterios de respuesta de la demanda” [15].

“Artículo 3°. Participación en el Mercado Mayorista. La CREG diseñará los mecanismos necesarios para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de restricciones. La remuneración de los agentes que reduzcan o desconecten su demanda deberá cumplir el criterio de eficiencia económica.

Parágrafo 1°. La CREG adoptará dicho mecanismo en un plazo de doce (12) meses contados a partir de la vigencia del presente decreto.

Parágrafo 2°. La CREG establecerá las condiciones necesarias para que los usuarios participen en este esquema”.

“Artículo 4°. Modifíquese el artículo 3° del Decreto número 388 de 2007, el cual quedará de la siguiente forma: “Artículo 3°. Conformación de Áreas de Distribución. El Ministerio de Minas y Energía conformará Áreas de Distribución (ADD), sin perjuicio de que en ellas preste el servicio uno o más Operadores de Red. Para cada ADD, la CREG definirá Cargos por Uso únicos por Nivel de Tensión de suministro y hora del día.

Adicionalmente la CREG podrá implementar diferentes opciones tarifarias para la remuneración de las redes de distribución, las cuales serán aplicables a todos los usuarios de cada ADD. La conformación de las ADD buscará aproximar, hasta donde ello sea factible, los Cargos por Uso que enfrenten los usuarios finales del Sistema Interconectado Nacional.

La CREG determinará los procedimientos aplicables para que se realice la asignación y distribución de recursos a que haya lugar entre los diferentes Operadores de Red, con mecanismos que incentiven la eficiencia de los OR en cada ADD. De igual manera, para la conformación de las ADD, la CREG podrá hacer uso de las disposiciones establecidas en el inciso 73.14 del artículo 73 de la Ley 142”.

Dentro de la visión de desarrollo de las FNCER en lo referente a la autogeneración a pequeña escala se debe tener en cuenta que el cargo por respaldo es un elemento fundamental en el balance económico de quienes estén interesados en instalar estas alternativas de autogeneración y por eso se necesita una visión de largo plazo, dado que normalmente la recuperación de estas inversiones puede tomar un tiempo superior al que está contemplado en la revisión tarifaria del cargo de distribución; entonces la revisión iterada del cargo de respaldo abre una incertidumbre para quien realiza estas inversiones cuando en realidad se necesita certidumbre para que quien instale autogeneración a pequeña escala o generación distribuida sepa en qué condiciones va poder recuperar su inversión en el tiempo que se requiere.

1.10 DECRETO 2143 DE 2015, DEFINICIÓN DE LOS LINEAMIENTOS PARA LA APLICACIÓN DE LOS INCENTIVOS ESTABLECIDOS EN EL CAPÍTULO III DE LA LEY 1715 DE 2014: 04/11/2015.

“Artículo 2.2.3.8.2.1. *Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta.* Los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios que realicen directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de .la producción y utilización de energía a partir FNCE o gestión eficiente de la energía, tendrán derecho a deducir hasta el cincuenta por ciento (50%) del valor de las inversiones en concordancia con los porcentajes establecidos en el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014” [16].

“Artículo 2.2.3.8.2.2. *Requisitos generales para acceder al incentivo.* Para la aplicación del artículo anterior, los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios interesados en la deducción especial prevista en el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014 deberán obtener previamente la Certificación de Beneficio Ambiental que expide el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en los términos del artículo 158-2 del Estatuto Tributario y demás normas que lo reglamenten, modifiquen o adicionen”.

“Artículo 2.2.3.8.6.2. *Unidad de Planeación Minero Energética.* La Unidad de Planeación Minero Energética establecerá en un plazo de tres (3) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente decreto, los trámites y requisitos para: (i) el registro de proyectos de FNCE y (ii) emitir la certificación que avala la documentación del proyecto exigida para la exención de gravamen arancelario de que trata el artículo 13 de la Ley 1715 de 2014”.

En el mismo plazo, deberá expedir la lista de bienes y servicios nacionales o que serán importados y que aplicarán para el beneficio de la exclusión del IVA.

La certificación que avala la documentación del proyecto exigida para la exención de gravamen arancelario y la exclusión de IVA serán emitidas en un plazo de

cuarenta y cinco (45) días calendario, contados a partir de la solicitud radicada en la UPME.

“Artículo 2.2.3.8.6.3. La decisión administrativa correspondiente a las solicitudes de Certificación de Beneficio Ambiental y de exención de gravamen arancelario por Importación serán atendidas de conformidad con el procedimiento contemplado en la Ley 1437 de 2011 o sus modificaciones y contra las decisiones que se adopten procederá el recurso de reposición”.

1.11 RES CREG 011/15, RESPUESTA DE LA DEMANDA EN EL MERCADO DIARIO EN CONDICIÓN CRÍTICA.

Artículo 7. Deberes de los agentes y operadores. Los agentes y operadores que participen en el programa de RD deberán cumplir los siguientes deberes [17]:

a) Comercializador

- a. Garantizar que los medidores que se utilicen cumplan con los requisitos establecidos en el Código de Medida.
2. Informar al usuario los tipos de fronteras DDV utilizadas en el programa RD y verificar que el usuario cumpla con los requisitos del tipo de frontera que escoja.
3. Informar al usuario las condiciones de RD, dejando claro que el programa de RD no es condición necesaria para la firma de un contrato de compraventa o suministro de energía y viceversa.
4. Informar al ASIC los usuarios interesados en prestar el servicio de RD.
5. Informar que la frontera comercial del usuario que se encuentra registrada ante el ASIC en el Mercado Mayorista, será utilizada como frontera DDV con línea base de consumo para el programa de RD.
6. Registrar la frontera como DDV con medición directa asociándola a la frontera de consumo del usuario registrada ante el ASIC en el Mercado Mayorista.

7. Informar a los operadores de red de las fronteras DDV registradas en el ASIC.
8. Solicitar al ASIC el cálculo de la línea base de consumo de un usuario de acuerdo con la información disponible que este tenga.
9. Verificar que los medidores registrados para RD puedan ser interrogados remotamente.
10. Ofrecer disponibilidad las 24 horas de todos los días del año y contar con los medios de comunicación que defina el CND.
11. Verificar que funcione la medida en las fronteras durante el periodo que se active el programa.
12. Notificar al operador de red cuando se activen los programas de RD de sus usuarios.

b) ASIC

1. Administrar la base de datos con la información de los agentes comercializadores con sus fronteras.
2. Verificar que las fronteras comerciales con línea base de consumo cumplan con el modelo de estimación de la Línea Base de Consumo definido en el anexo de esta resolución. En caso de que una frontera comercial no cumpla ese requisito, el ASIC informará al usuario de que no podrá participar en el programa.
3. Revisar las medidas de las fronteras DDV de medición directa si es el caso y realizar la verificación de cumplimiento de la reducción de demanda.
4. Verificar que para un mismo período de tiempo t , si la frontera tiene asociado un compromiso de RD y un contrato de DDV, cumpla con cada uno de los requisitos de verificación de RD y DDV, en caso de no ser así, el ASIC no considerará que hubo reducción de demanda RD.

c) CND

1. Verificar la cantidad de consumo de energía que se puede reducir con el programa de RD en el día en cual el precio de bolsa horario del pre despacho ideal sea mayor o igual al 108% del precio de escasez.
2. Incluir en sus análisis y en el despacho la reducción de demanda de RD en la operación del sistema.
3. Determinar la cantidad de RD asignada e informar al comercializador que se compromete a reducir demanda.

1.12 RES CREG 024/15, AUTOGENERACIÓN A GRAN ESCALA.

“**Artículo 4°.** Condiciones para la conexión al SIN del autogenerador a gran escala. Las condiciones para la conexión al STN del autogenerador a gran escala serán las contenidas en la Resolución CREG 106 de 2006 y las establecidas en el anexo denominado código de conexión de la Resolución CREG 025 de 1995. Para la conexión a los STR o SDL serán las contenidas en la Resolución 106 de 2006 y en el numeral 4 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998, y todas aquellas que las modifiquen o sustituyan. El contrato de conexión entre el transmisor o distribuidor y el autogenerador a gran escala se acordará libremente entre las partes” [18].

Cuando un operador de red o un transportador no cumpla con los tiempos y las condiciones establecidos en las Resoluciones CREG 025 de 1994, 070 de 1998, 106 de 2006 y 156 de 2011 para las condiciones de conexión, podrá ser considerada como una práctica restrictiva de la competencia. El autogenerador a gran escala podrá solicitar a la CREG la imposición de una servidumbre de acceso o de interconexión, conforme a lo señalado en el artículo 39.4 de la Ley 142 de 1994.

1.13 RES UPME 281/15, LÍMITE AUTOGENERACIÓN PEQUEÑA ESCALA.

Que el artículo 3° del Decreto número 2469 de 2014, “por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración”, expedido por el Ministerio de Minas y Energía, definió un período de seis (6) meses para que la UPME establezca “...el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, el cual se podrá actualizar si las variables que se tuvieron en cuenta para su determinación cambian significativamente.

Este tendrá en cuenta criterios técnicos y económicos y no podrá ser superior al límite mínimo de potencia establecido por regulación para que una planta de generación pueda ser despachada centralmente [19].

“**Artículo 1°.** El límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de un (1) MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador”.

1.14 RESOLUCIÓN UPME 045/16.

Por la cual se establecen los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los proyectos de fuentes no convencionales de energía (FNCE), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014, y se toman otras determinaciones: 03/02/2016 [20].

1.15 RESOLUCIÓN UPME 143/16.

Registro de proyectos de generación para FNCE: 10/03/2016 [21].

1.16. RESOLUCIÓN MINAMBIENTE 1283 DE 2016.

Por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables– FNCER y gestión eficiente de la energía para obtener los beneficios tributarios de que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 y se adoptan otras determinaciones: 03/08/2016 [22].

1.17 DECRETO 348/17, LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PARA LA AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA.

El Gobierno Nacional expidió el Decreto 348 del 1 de marzo de 2017 sobre los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala [23].

"Con este decreto incentivamos la autogeneración a pequeña escala en el país, con la eliminación de la obligación de suscribir contratos de respaldo de red para los autogeneradores con capacidad instalada menor a 100 KW, entre los cuales se incluyen usuarios residenciales, comerciales y pequeña industria que generen su propia energía con paneles solares, entre otras tecnologías" explica el ministro de Minas y Energía, Germán Arce Zapata.

A través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se determinarán los mecanismos simplificados de conexión, medición y comercialización para facilitar la venta de los excedentes de los usuarios que sean autogeneradores con capacidad instalada menor a 1MW.

"Con esta definición de política el sector de Minas y Energía avanza en la integración de nuevas tecnologías, dando lineamientos respecto a los sistemas de medición avanzada, en línea con una visión de red

eléctrica inteligente, con el fin de promover la gestión eficiente de la energía en el sistema eléctrico, recibir la información de la demanda y enviar información a los usuarios para que puedan hacer una mejor utilización de la energía y mejorar su bienestar" destaca la Viceministra de Energía, Ruty Paola Ortiz.

1.18 RES CREG 121/17, "POR LA CUAL SE REGULAN LAS ACTIVIDADES DE AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL".

"ARTÍCULO 4. Integración de los generadores distribuidos y autogeneración de pequeña escala al SIN. La integración de los generadores distribuidos y los autogeneradores a pequeña escala se efectuará de forma gradual (Ver Figura 7.) considerando los efectos que se produzcan en aspectos técnicos de la red y en las tarifas de la prestación del servicio" [24].

Cuando la cantidad de energía anual exportada por generadores distribuidos y autogeneradores a pequeña escala supere el 4% de la demanda nacional del año anterior o el 50% de la demanda mínima horaria nacional en el mismo período, la CREG podrá revisar y modificar las condiciones de conexión y remuneración de los excedentes que se establecen en esta resolución.

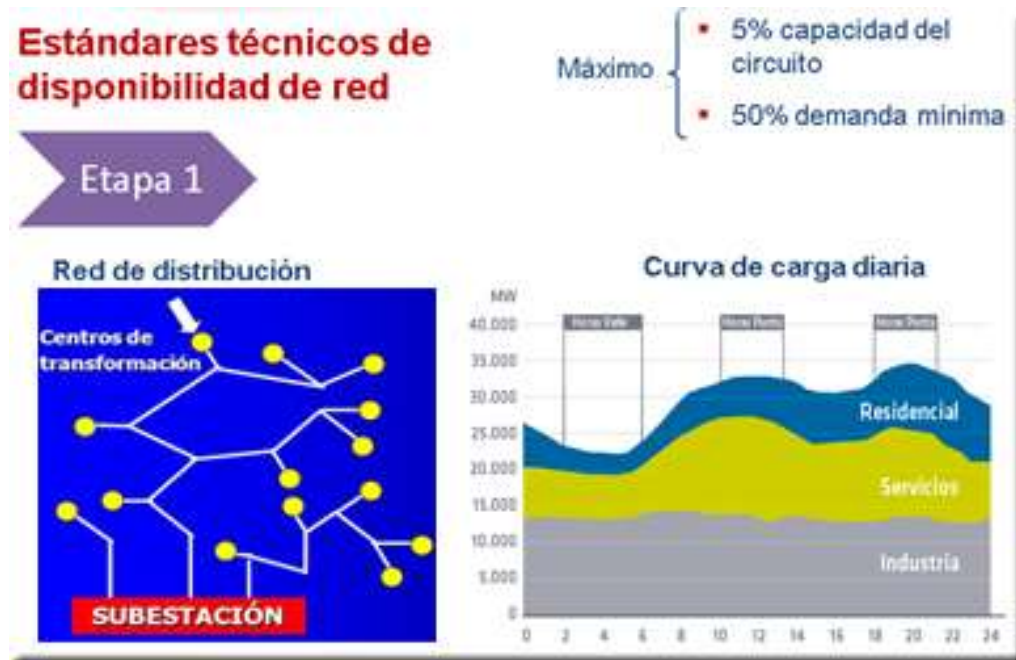
Figura 7. Integración de los generadores distribuidos y autogeneración de pequeña escala al SIN, de forma gradual, por etapas.



“ARTÍCULO 5. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema. Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de un generador distribuido o un autogenerador a pequeña escala a un sistema de distribución local en los niveles de tensión 3, 2 o 1; el solicitante deberá verificar en la página web del OR que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con alguno de los siguientes parámetros [24]:

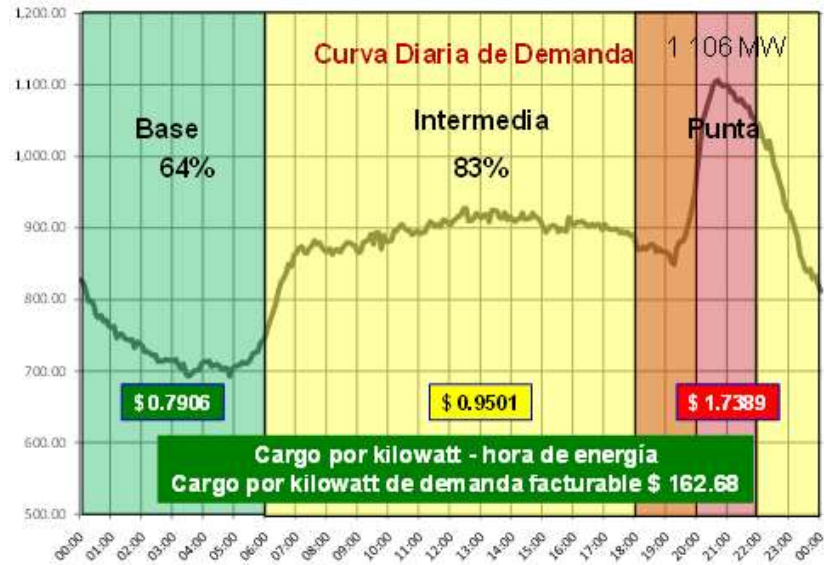
- La sumatoria de la potencia instalada de los generadores distribuidos o autogeneradores menores existentes en la red debe ser igual o menor al 5% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión (ver figura 8.). La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del elemento de corte o protección del que dependa, y la del transformador o subestación están determinados por los datos de placa del transformador o elemento de protección asociado ([4] Y [24]).

Figura 8. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema.



- b. La cantidad de energía que pueden entregar los generadores distribuidos y autogeneradores conectados al mismo circuito o transformador en una hora (ver figura 9.), calculado como la suma de las capacidades nominales de los mismos, no debe superar el 50% de la mínima demanda de energía horaria registrada en dicho circuito o transformador durante el año anterior al de la solicitud” ([4] Y [24]).

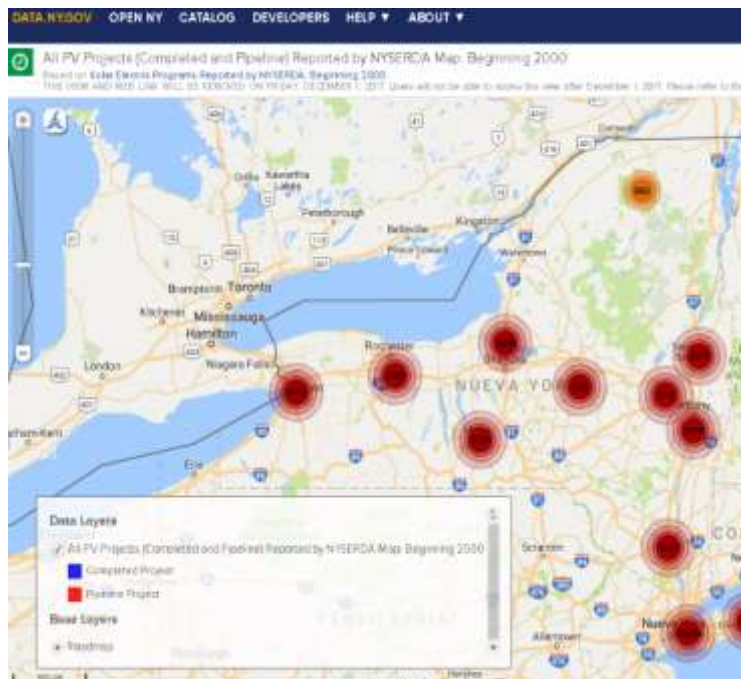
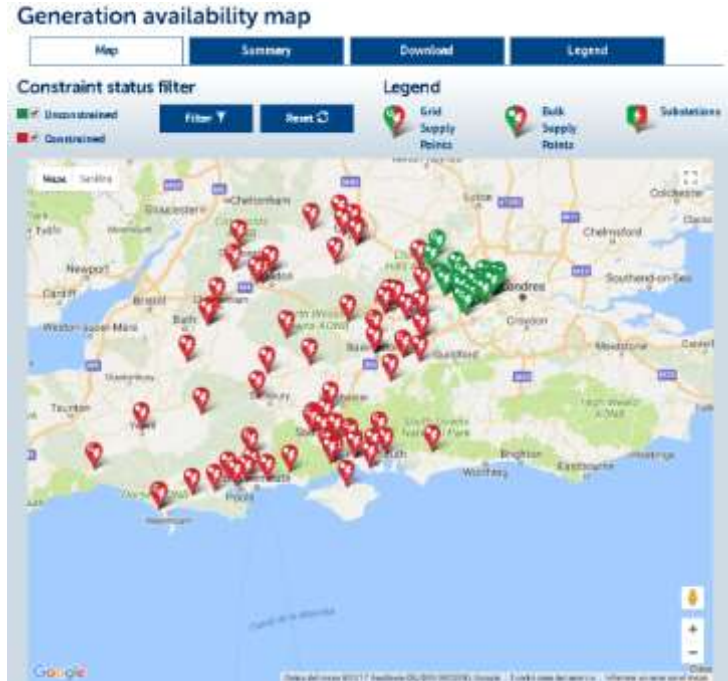
Figura 9. Estimación del impacto, 50% de la demanda mínima horaria nacional en el mismo período.



En caso de que en el punto de conexión deseado no se cumpla ninguno de los dos parámetros, se deberá seguir el proceso de conexión descrito en el Artículo 12.

“ARTÍCULO 6. Información de disponibilidad de red. Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial autogenerador o generador distribuido pueda conocer información completa sobre las características requeridas en el Artículo 5 y proceder a la solicitud de conexión al sistema ([4] Y [24]).

Figura 10. Información de disponibilidad de red.

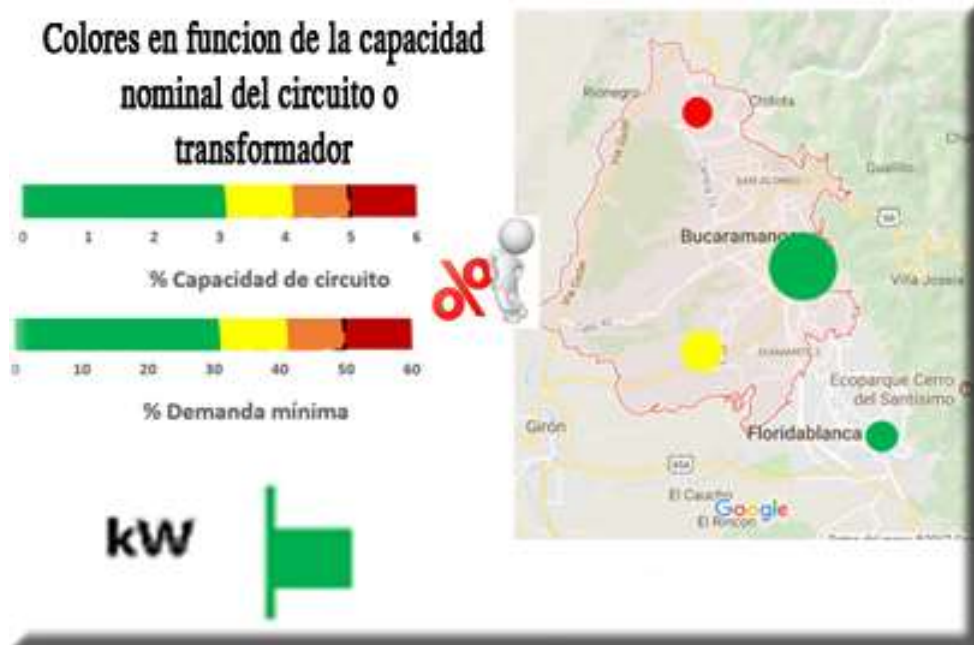


Cada OR deberá disponer, en su página web, un sistema de información georreferenciado que permita a un potencial autogenerador a pequeña escala o generador distribuido observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado”. Un ejemplo claro de disponibilidad de red se presenta en la Figura 10 (tomado de [41] y [42]).

Con base en la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, se deberá desplegar la información asociada, considerando como mínimo la siguiente:

- a. Ubicación georreferenciada (Ver figura 11.).
- b. Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario.
- c. Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario.
- d. Sumatoria de la capacidad de generación distribuida o autogeneración instalada en el mismo circuito o transformador, clasificada en colores en función de la capacidad nominal del circuito o transformador, así:
 - Color verde cuando la relación sea igual o inferior al 3%.
 - Color amarillo cuando la relación se encuentre en el rango entre 3% y 4% incluido.
 - Color naranja cuando la relación se encuentre en el rango entre 4% y 5% incluido.
 - Color rojo cuando la relación sea superior a 5%.

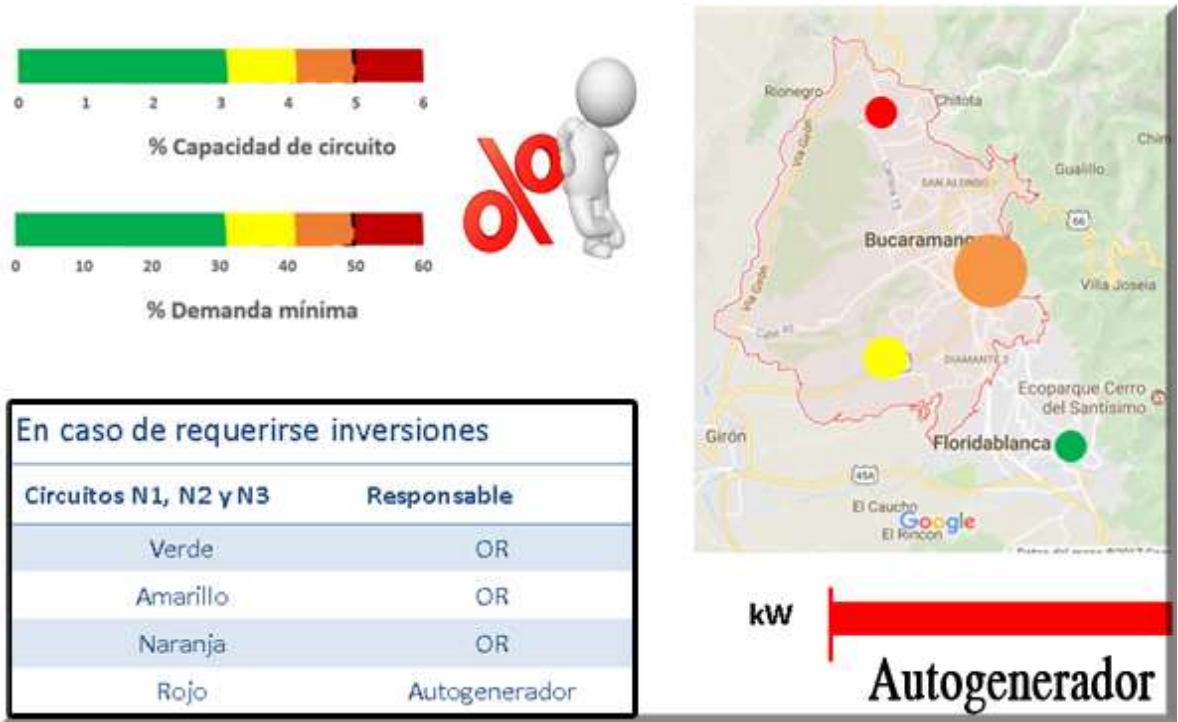
Figura 11. Clasificación en colores en función de la capacidad nominal del circuito o transformador.



e) Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los generadores distribuidos y autogeneradores conectados al mismo circuito o transformador, clasificada en colores (Ver figura 12) en función de la cantidad mínima de energía horaria registrada en el circuito o transformador durante el año anterior, así:

- Color verde cuando la relación sea igual o inferior al 30%.
- Color amarillo cuando la relación se encuentre en el rango entre 30% y 40% incluido.
- Color naranja cuando la relación se encuentre en el rango entre 40% y 50% incluido.
- Color rojo cuando la relación sea superior a 50%.

Figura 12. Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los generadores distribuidos y autogeneradores.



Este sistema de información debe estar disponible para el público a partir del primer día hábil del séptimo mes contado a partir del mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución y debe ser actualizado el día 5 de cada mes con la información recibida hasta el último día del mes anterior al de actualización.

“ARTÍCULO 10. Procedimiento simplificado para la conexión al STR o SDL del autogenerador a pequeña escala con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW [24].

Posterior a la revisión de disponibilidad de red que el potencial autogenerador o generador distribuido efectúe con base en lo establecido en el Artículo 6, las condiciones para la conexión del autogenerador al STR o SDL y cuya potencia instalada sea mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW”, son mencionadas en la figura 13.

Figura 13. Proceso de conexión al STR o SDL del autogenerador a pequeña escala con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW.



“ARTÍCULO 11. Procedimiento simplificado para la conexión al STR o SDL del autogenerador a gran escala con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW o cuando se incumplan los estándares técnicos de disponibilidad del sistema [24].

Posterior a la revisión de disponibilidad de red que el potencial autogenerador o generador distribuido efectúe con base en lo establecido en el Artículo 6, las condiciones para la conexión del autogenerador al STR o SDL y cuya potencia instalada sea superior a 1 MW y menor o igual a 5 MW”, son las mencionadas en la figura 14.

Figura 14. Proceso de conexión al STR o SDL del autogenerador a pequeña escala con potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW. [4]



En los casos en que el OR no ejecute alguna de las acciones aquí indicadas en los plazos otorgados para tal fin o que el informe de rechazo de conexión no contenga los elementos indicados, el potencial usuario autogenerador o generador distribuido deberá registrar dicho comportamiento en la página web del OR y podrá ser considerado como abuso de posición dominante. Igualmente, el usuario deberá informar dicha situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia ([4] Y [24]) como se propone en la figura 15 indicando los plazos de acuerdo a l tipo de autogenerador.

Figura 15. Propuesta, plazos proceso de conexión



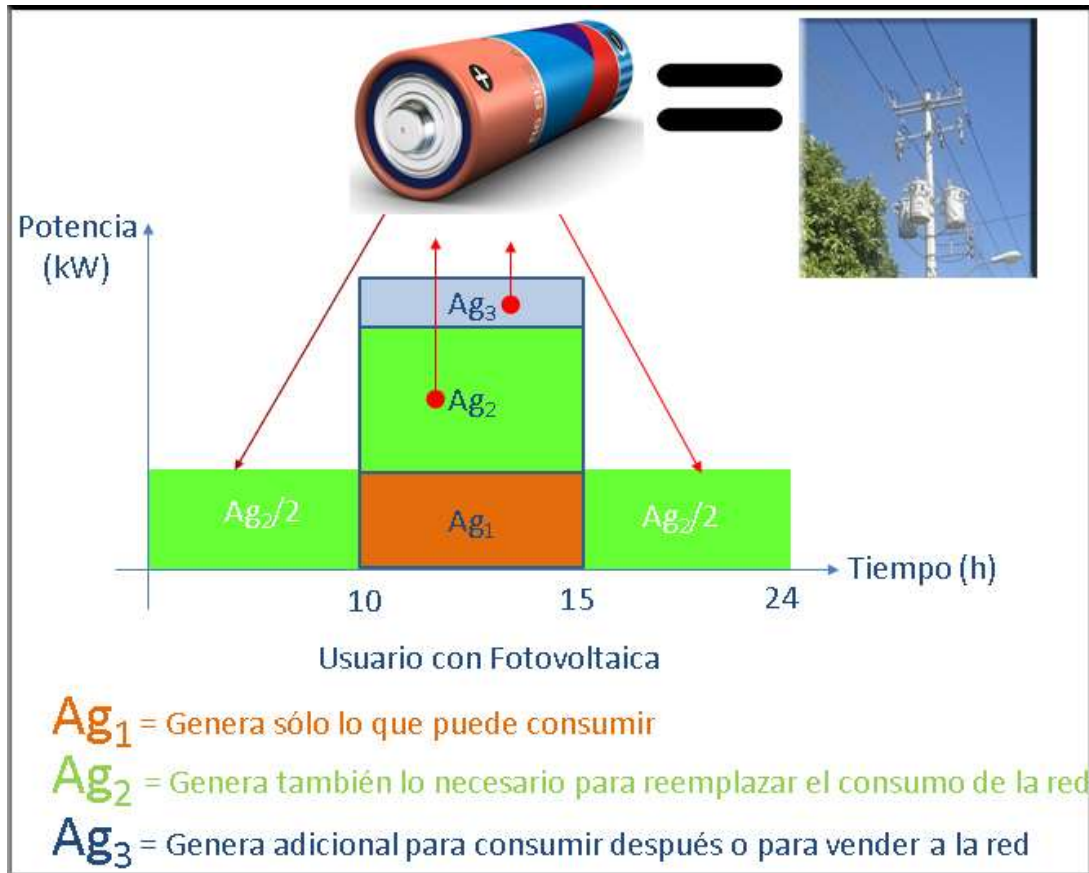
ARTÍCULO 15. Alternativas de entrega de los excedentes de autogeneración a pequeña escala.

Los autogeneradores a pequeña escala podrán entregar sus excedentes de acuerdo con las siguientes alternativas:

1. Si es un autogenerador que no utiliza FNCER,
 - a. Según lo establecido en el artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 1996 ó aquella que la modifique o sustituya, para plantas menores que no sobrepasan una capacidad de 10 MW.
 - b. Con el comercializador integrado con el operador de red. En este caso, los excedentes se le comprarán al Precio en la Bolsa de Energía siempre y cuando sea inferior al precio de escasez ponderado.

2. Si es un autogenerador que utiliza FNCER debe entregar sus excedentes a su prestador de servicio de acuerdo con lo establecido en el Artículo 17 de esta resolución.

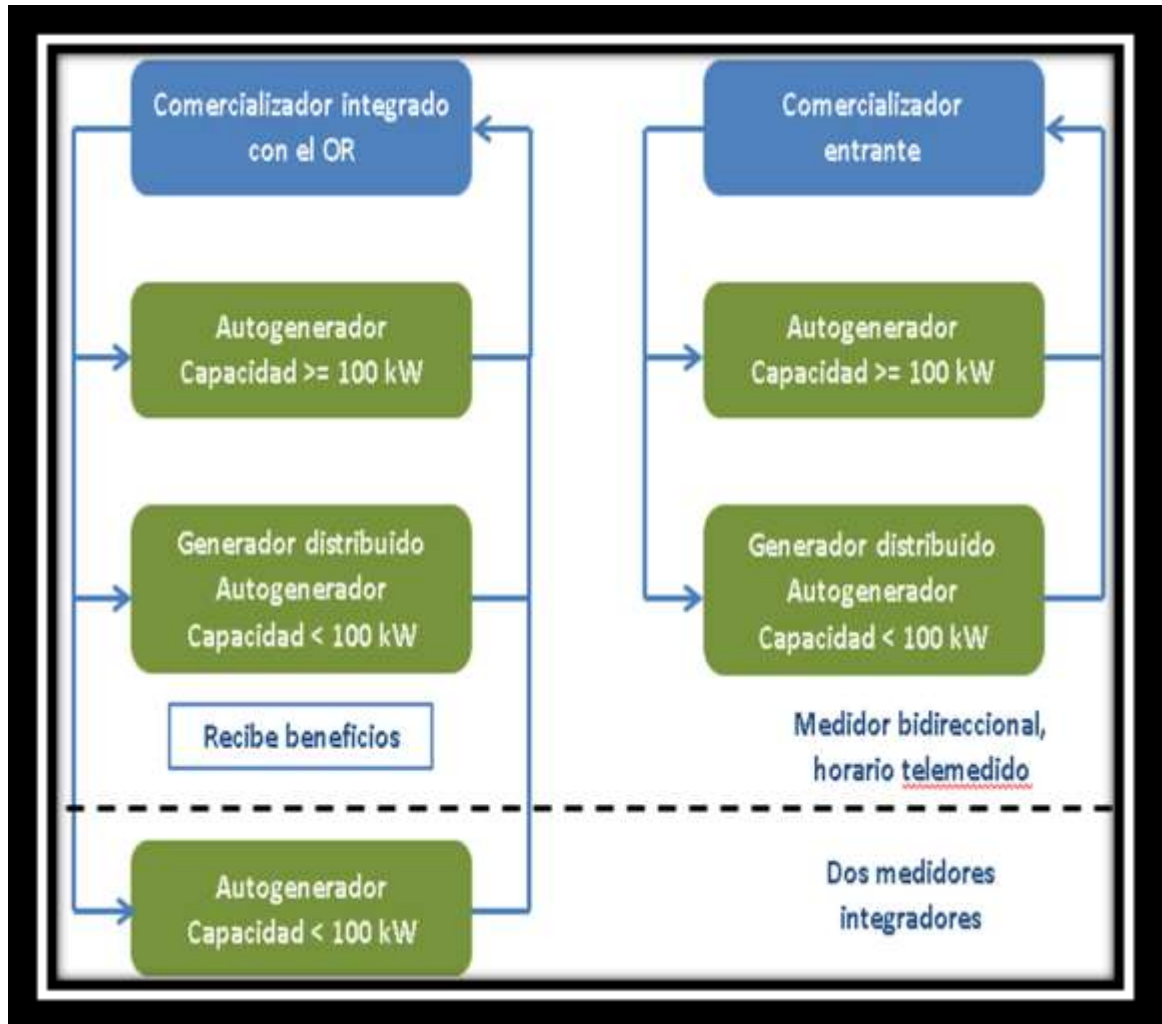
Figura 16. Entrega de excedentes a la Red.



El comercializador integrado con el OR tiene la obligación de recibir los excedentes ofrecidos por el autogenerador (Ver figura 16).

El autogenerador con capacidad menor o igual a 0,1 MW que instale un medidor como el descrito en el literal b) del Artículo 13 y que además entregue sus excedentes al comercializador integrado con el OR, además del precio de venta, recibirá un beneficio económico (Ver figura 17) en reconocimiento de la utilidad que este tipo de medición brinda al sistema, igual al establecido en la variable *Beneficios* del Artículo 15 para generadores distribuidos [24].

Figura 17. Comercialización de excedentes.

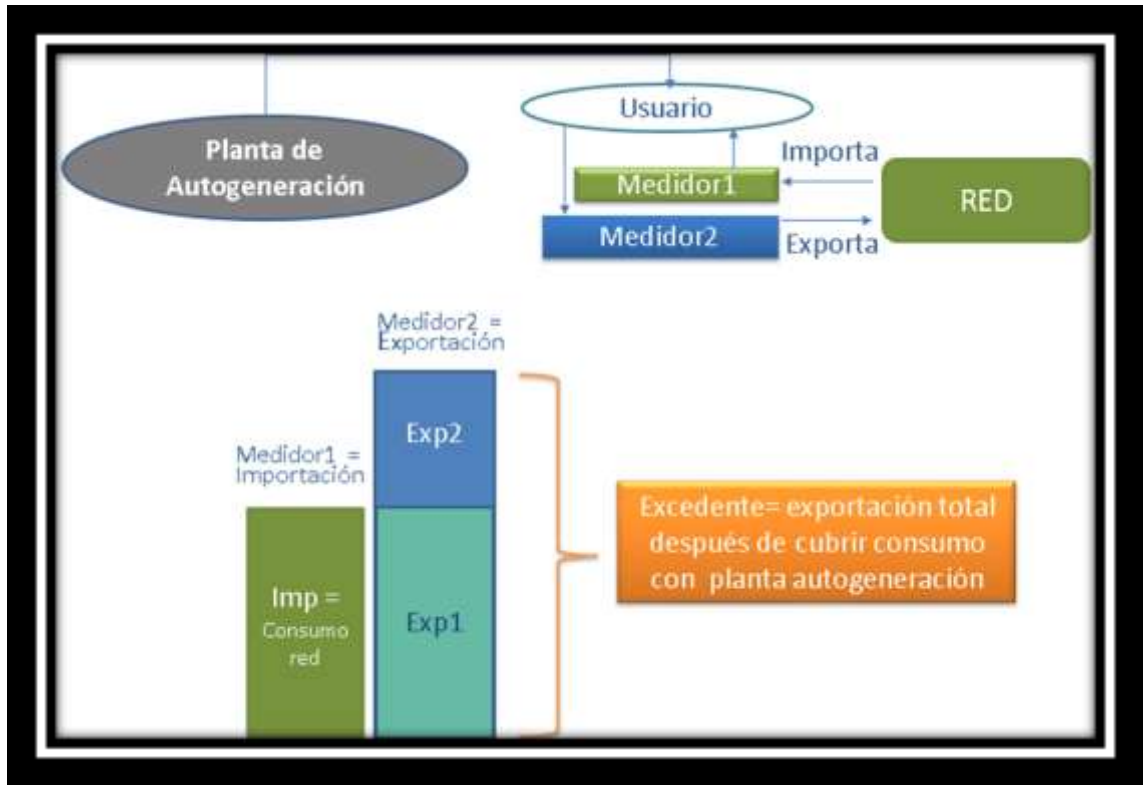


“Artículo 17. Reconocimiento de excedentes de autogenerador que utiliza FNCER.

Al cierre de cada periodo de facturación, los excedentes se reconocerán como créditos de energía al autogenerador de pequeña escala que utiliza FNCER de acuerdo con las siguientes reglas:

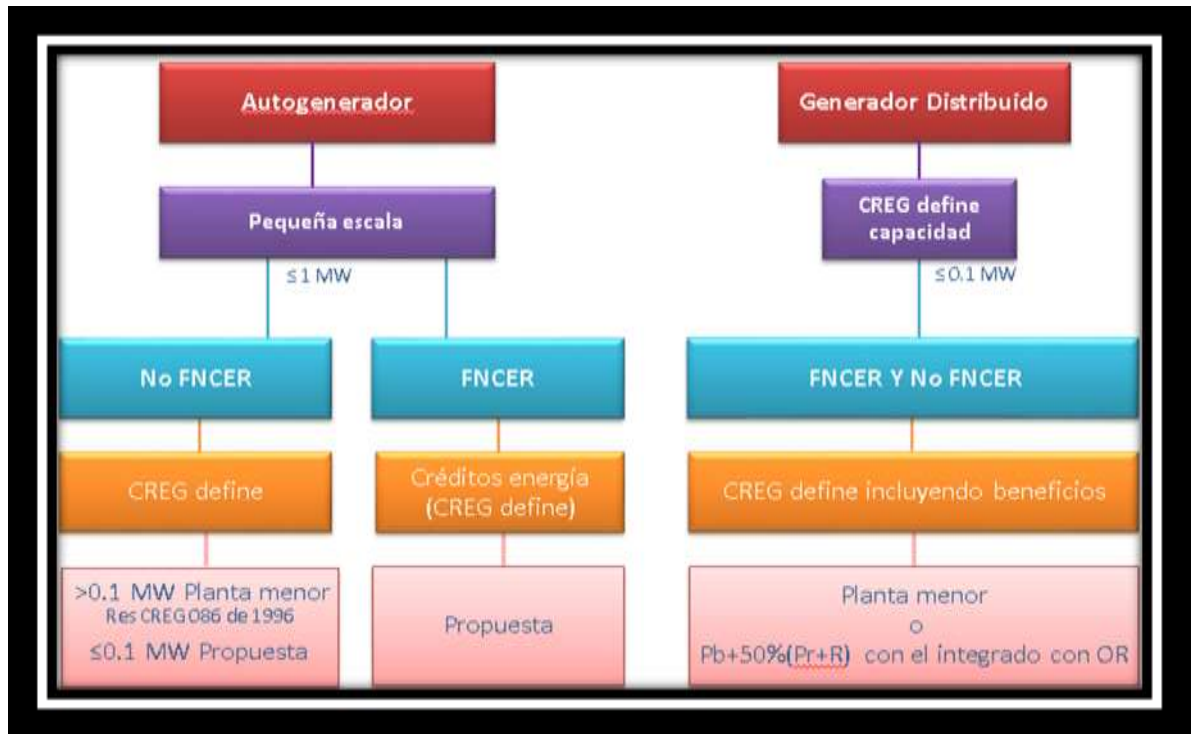
1. Para autogeneradores con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW:

Figura 18. Excedentes autogenerador



- a. Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación. (Créditos de energía, ver figura 18 y 19)
 - b. Por estos excedentes, el comercializador cobrará al autogenerador a pequeña escala por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente $C_{vm, i, j}$, de la Resolución 119 de 2007 ó aquella que la modifique o sustituya.
 - c. Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, se liquidarán al precio promedio de bolsa del mes m -
2. Considerando m al mes del momento de la liquidación, calculado con todos aquellos precios en el período que no superaron el precio de escasez ponderado.

Figura 19. Remuneración de los excedentes.



Remuneración autogenerador

$$CU_v = G + T + D + C_v + PR + R$$

CU_v: Costo Unitario de prestación del servicio (\$/kWh)

G: Costo de compra de energía (\$/kWh)

T: Cargo por transmisión (\$/kWh)

D: Cargo por distribución (\$/kWh)

C_v: Cargo de comercialización (\$/kWh)

R: Restricciones y servicios asociados con generación (\$/kWh)

PR: Pérdidas y programas de reducción de pérdidas no técnicas de energía (\$/kWh)

Precio de Bolsa: Es el precio del último recurso utilizado para atender la demanda total de energía en cada hora del día. Hay un precio por cada hora.

PB: Precio de bolsa promedio horario mensual (\$/kWh).

En síntesis, la remuneración de excedentes FNCER a pequeña escala (Ver figura 19):

- Sólo puede vender a su comercializador
- Capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW
- Con dos medidores integradores:

$$VE = (Exp1 - Imp) * CUv - (Exp1 * Cv) + (Exp2 * PB)$$

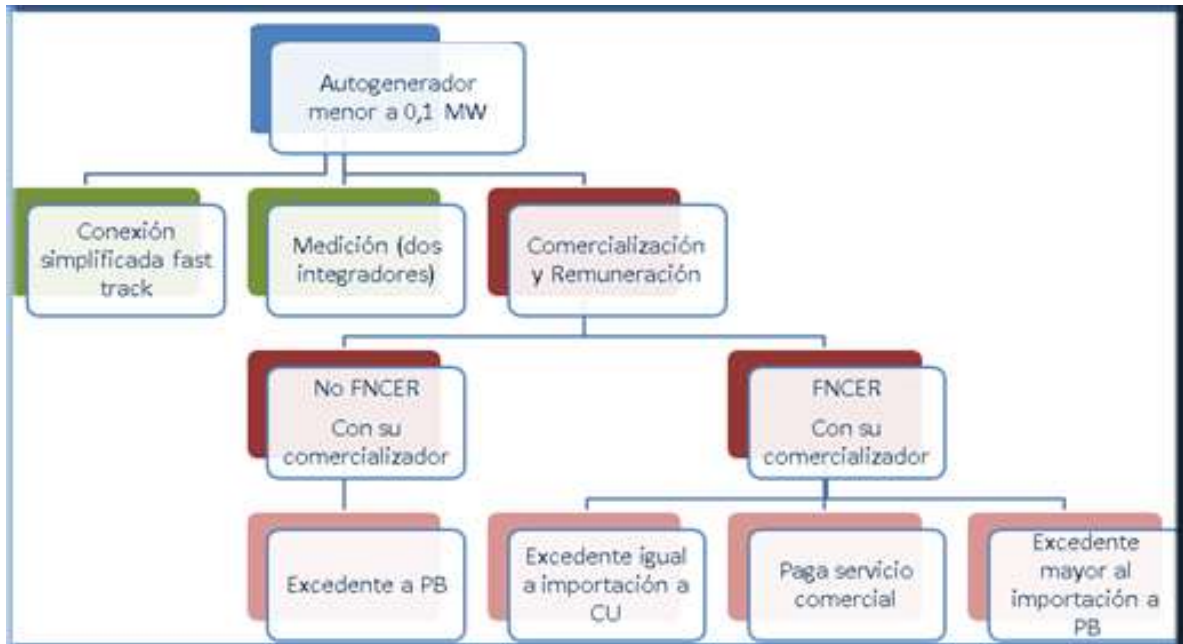
- Con medidor horario y comercializador es el integrado con OR, recibe además incentivos:

$$Incentivos = (Exp1 + Exp2) * 0,5 * (Rr + P)$$

- Con medidor horario y el comercializador es el integrado con OR, recibe además beneficios:

$$Beneficio = (Exp1 + Exp2) * [0,5 * (Rr + P)]$$

Figura 20. Síntesis, Regulación Autogenerador menor a 0,1 MW.



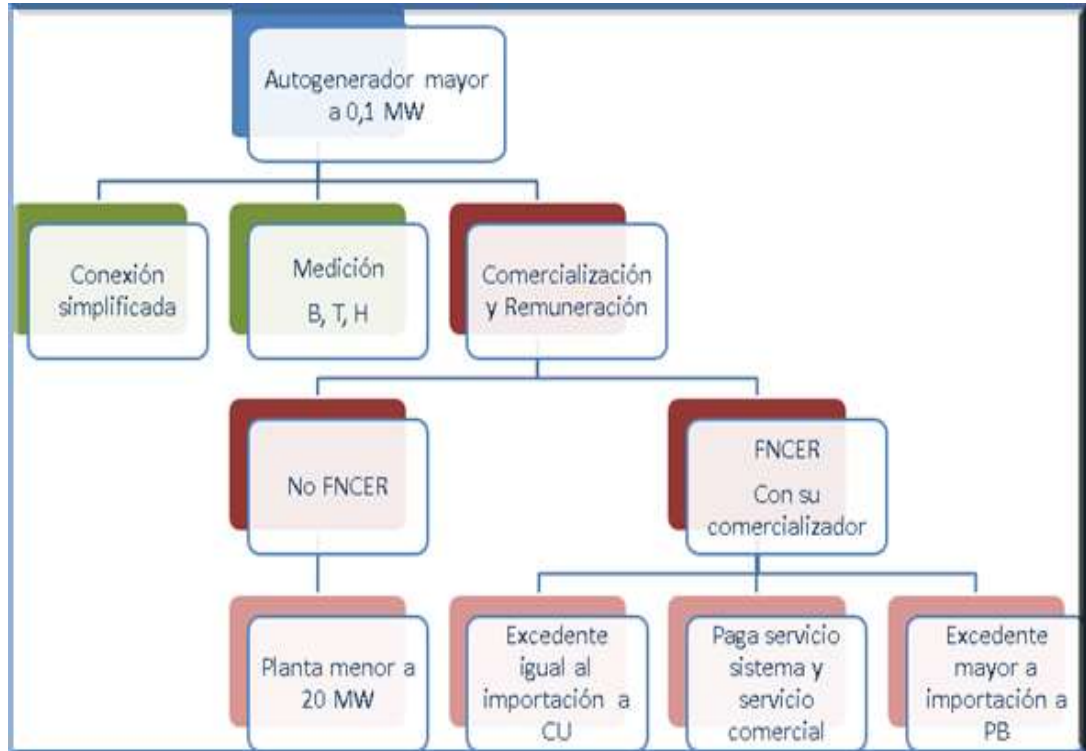
En síntesis, la remuneración de excedentes FNCER a gran escala y/o GD (Ver figura 20):

Capacidad instalada mayor a 0,1 MW, como planta menor a 20 MW puede:

- Vender a un comercializador que atiende usuarios regulados a Precio de bolsa.
- Participar en convocatorias de comercializador que atiende demanda regulada.
- Vender a un comercializador que atiende usuarios no regulados a precio libre.
- Valor Excedente:

$$VE = (Exp1 - Imp) * CUv - [Exp1 * (T + D + Cv + PR + R)] + (Exp2 * PB)$$

Figura 21. Síntesis, Regulación Autogenerador mayor a 0,1 MW



La visión a largo plazo de la resolución 121 de 2017, que está asociada al reforzamiento de los sistemas de distribución, aun no es clara si los distribuidores sean los que tengan que poner a punto los sistemas de distribución, porque seguramente los autogeneradores serán los que tengan que hacer la inversión adicional para que la red del operador esté en condiciones para que se puedan entregar los excedentes. Nuestra conclusión es que si hay una condición de la red que no cumple, debería ser el OR quien realice esas inversiones basado en un balance, en un análisis de beneficio- costo teniendo en cuenta las realidades positivas que representa la autogeneración para el sistema y para todos los clientes que estén allí conectados.

Dentro de la visión de desarrollo de las FNCER en lo referente a la autogeneración a pequeña escala se debe tener en cuenta que el cargo por respaldo es un elemento fundamental en el balance económico de quienes estén interesados en instalar estas alternativas de autogeneración y por eso se necesita una visión de largo plazo, dado que normalmente la recuperación de estas inversiones puede tomar un tiempo superior al que está contemplado en la revisión tarifaria del cargo de distribución.

CAPÍTULO II. ESTUDIO TÉCNICO DEMANDA-ENERGÍA ELÉCTRICA EMPRESA TIPO PARQUE INDUSTRIAL DE BUCARAMANGA

En este capítulo se hace un estudio de la demanda de energía eléctrica de la Empresa Tipo ubicada en el Parque Industrial de Bucaramanga, donde se definen el tipo de cargas, así como los posibles circuitos que se pueden soportar con el sistema fotovoltaico.

La implementación de sistemas de Autogeneración de energía con FNCER particularmente a través de sistemas fotovoltaicos, permite el cumplimiento de tres objetivos; El primero, la disminución de costos operativos debidos al no pago de energía convencional, ya que esta se sule del sistema fotovoltaico; el segundo, es la diversificación de la canasta energética al inyectar la energía a la red; y el tercero, la disminución de la huella de carbono que presenta la empresa.

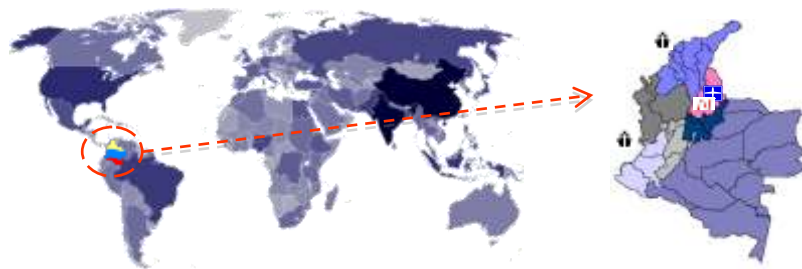
2.1 GENERALIDADES DE LA PLANTA DE PRODUCCIÓN.

El parque industrial de Bucaramanga se encuentra a 450 Km de distancia de la capital Bogotá y está ubicado en la vía a Chimitá en el km 3 vía Palenque Café Madrid.

Gran Parte de las empresas allí ubicadas como Extrucol, Carlixplast, Rambal, Magrisander, entre otras se dedican a la transformación de plásticos a través de equipos de extrusión con sus respectivos equipos auxiliares para el suministro de agua y aire para su proceso productivo.

Además, cuentan con otros procesos donde se requiere alimentar otros tipos de cargas como son; motores de CC, motores de CA.

Figura 22. Ubicación Parque industrial de Bucaramanga.



Fuente: autores

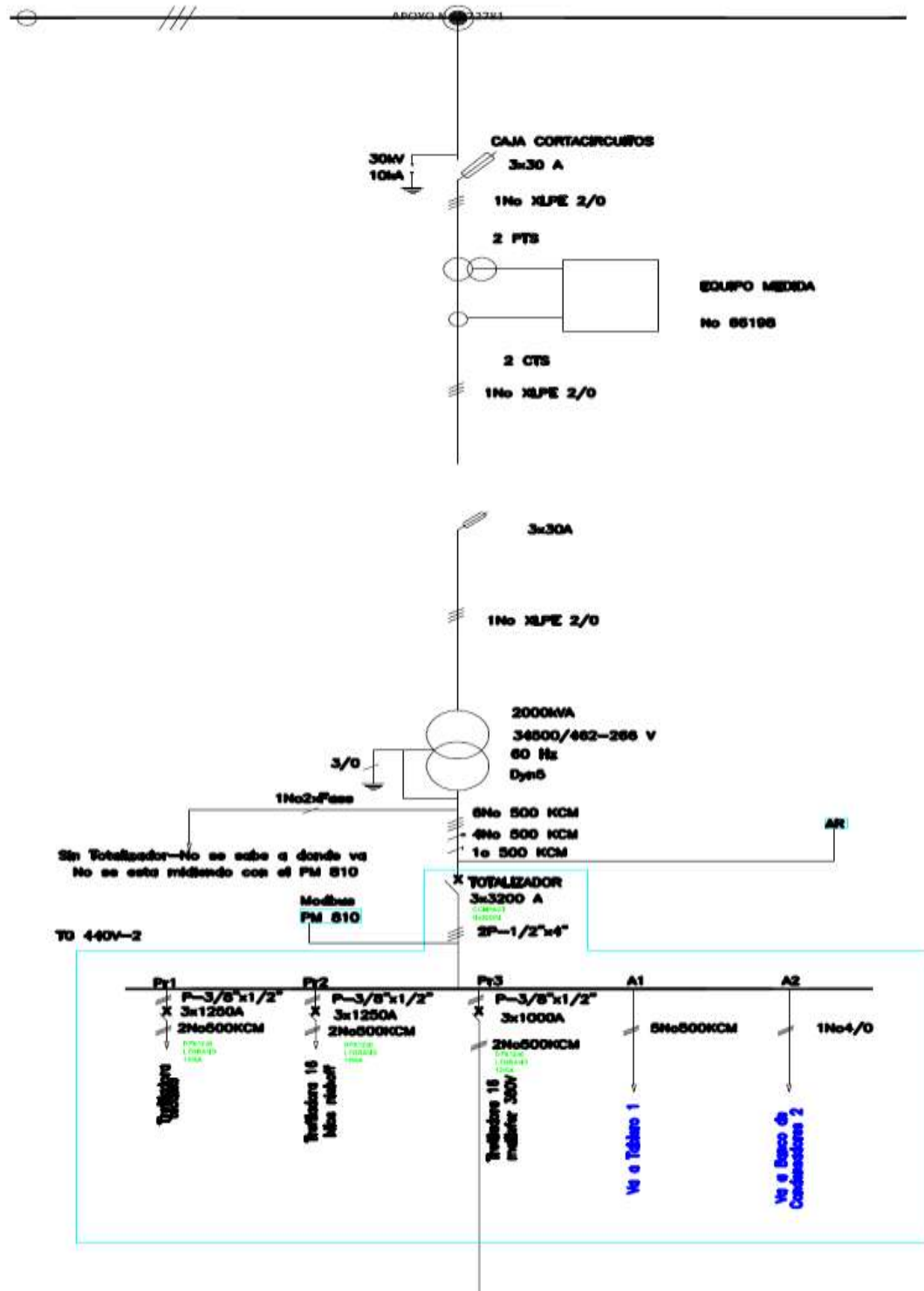
Para el caso particular de esta monografía la empresa tipo del parque industrial de Bucaramanga analizada cuenta con un área total de 18.720 m² conformada por 11.890 m² de planta, 400 m² de oficinas y 6.430 m² de bodega de producto terminado. La ubicación del parque industrial de Bucaramanga permite contar con disponibilidad de buen recurso solar haciendo atractivo el estudio y análisis para la implementación de sistemas fotovoltaicos para alimentar parte de sus cargas.

2.2 DIAGRAMA DE CIRCUITOS Y CARGAS

El parque industrial cuenta con dos circuitos de alimentación de energía eléctrica: Red de 34,5 kV para usuarios no regulados, y red de 13,2 kV para usuarios regulados.

Para la empresa tipo analizada se cuenta con suministro de energía a nivel de tensión de 34,5 kV (fig. 23) que alimenta su subestación de 2 MVA.

Figura 23. Acometida media tensión planta tipo.

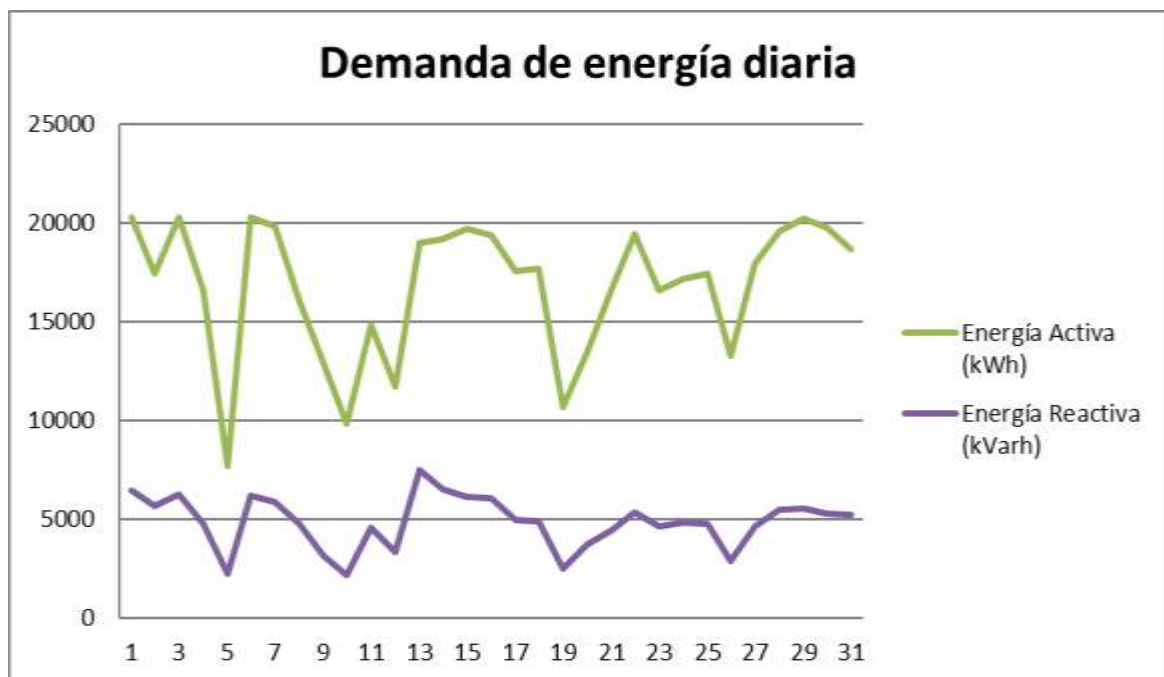


La planta en estudio labora a tres turnos y su consumo mensual es de 550.000 kWh/mes en promedio, equivalente a una potencia de 2 MVA distribuida en tres circuitos principales para sus procesos de extrusión, desbaste y equipos auxiliares.

La figura 24 muestra los promedios de la demanda de la planta de producción trabajando 24/7 en tres turnos de trabajo, además la planta cuenta con una bodega auxiliar destinada al almacenamiento y despacho de producto terminado.

En el presente trabajo se analizan las áreas disponibles tanto para la planta de producción como para la bodega de producto terminado, así como la respectiva potencia de las cargas a alimentar por el sistema PV. Se hace especial énfasis en el planteamiento de la solución para la bodega de producto terminado.

Figura 24. Demanda de energía diaria



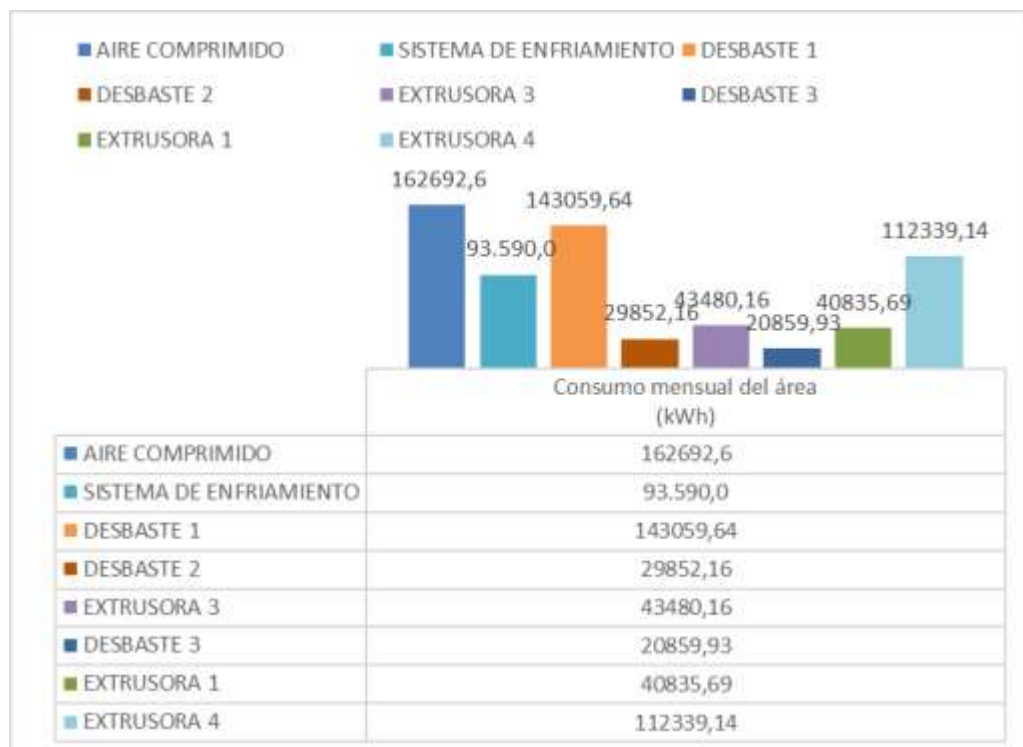
Realizada por los autores

2.3 ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE CARGAS

2.3.1 Planta de producción: Como gran parte de las empresas del parque Industrial están dedicadas a la transformación de plásticos por el proceso de extrusión el cual consiste en la aplicación de calor y rotación a través de un tornillo sin fin a un material plástico para hacerlo fluir por una matriz para darle su forma definitiva, se hace especial énfasis en el análisis de este tipo de cargas.

La figura 25 muestra la proporción de los consumos de energía para cada uno de los procesos de la empresa tipo analizada, de ahí se puede concluir que las cargas más importantes son las correspondientes a los procesos de extrusión, desbaste y equipos auxiliares (red de aire comprimido)

Figura 25. Consumos de energía planta tipo



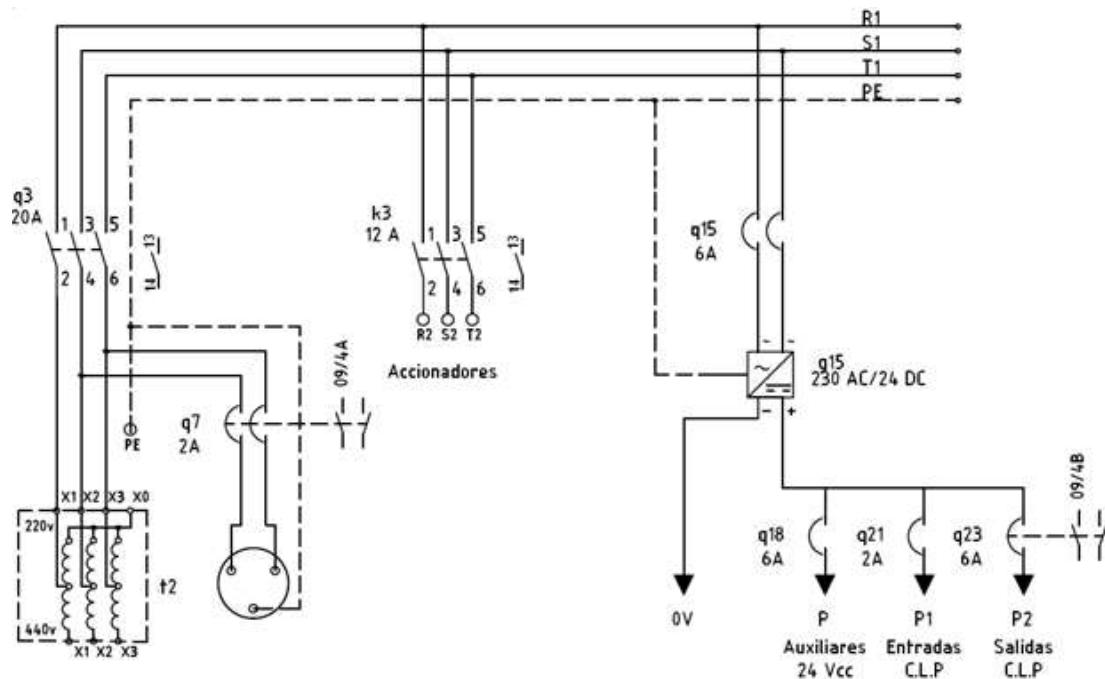
2.4 ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LAS CARGAS

Los equipos para las diferentes etapas del proceso productivo cuentan con el siguiente perfil de carga:

- **Equipos de debaste:**

Los equipos de debaste cuentan con motores de corriente continua que alimentan el tren de desbaste para realizar el proceso de estirado del material, además se cuenta con motores electricos de CC que alimentan los bobinadores.

Figura 26. Diagrama electrico motores.Tomado catalogo SAM group

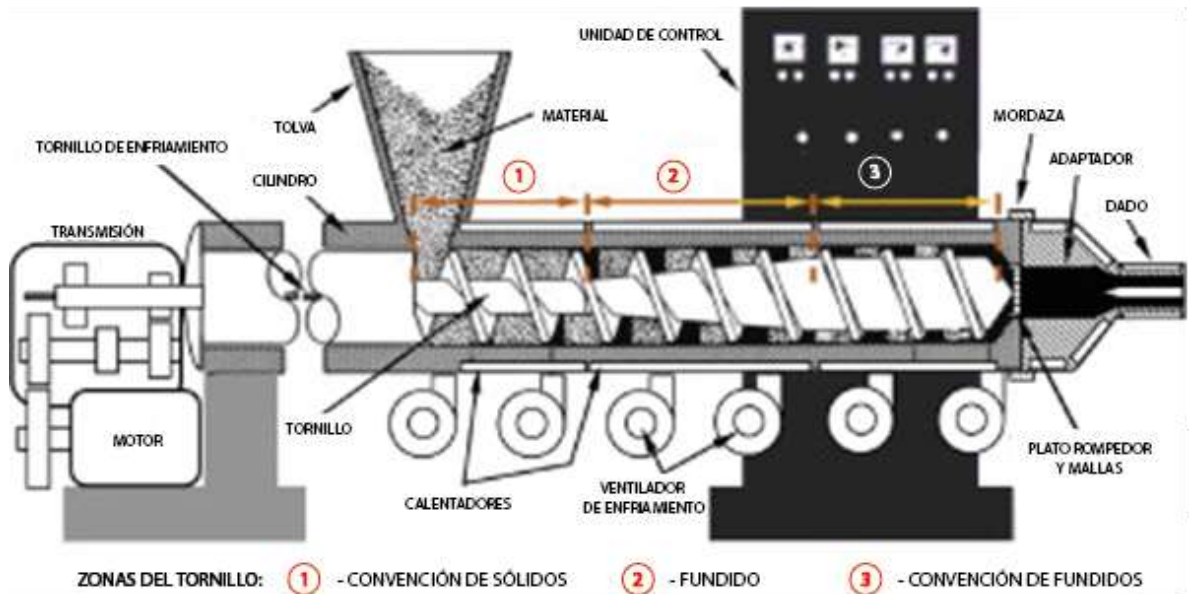


- **Equipos de extrusión:**

Por ser uno de los procesos mas predominante en las empresas tipo del parque Industrial se presenta un analisis para este tipo de cargas tomando como base un estudio publicado en la revista Energy applied #113[38].

Los equipos de extrusión cuentan con tres tipos de cargas principales para su funcionamiento y son básicamente un motor eléctrico para la potencia al husillo o tornillo extrusor, resistencias eléctricas para las zonas de calentamiento del plástico que trabajan alternadamente con los ventiladores de enfriamiento; además se cuenta con bombas de agua para la refrigeración del sistema y finalmente equipo de halado y corte.

Figura 27. Componentes básicos de equipo extrusor, adaptado de Applied Energy

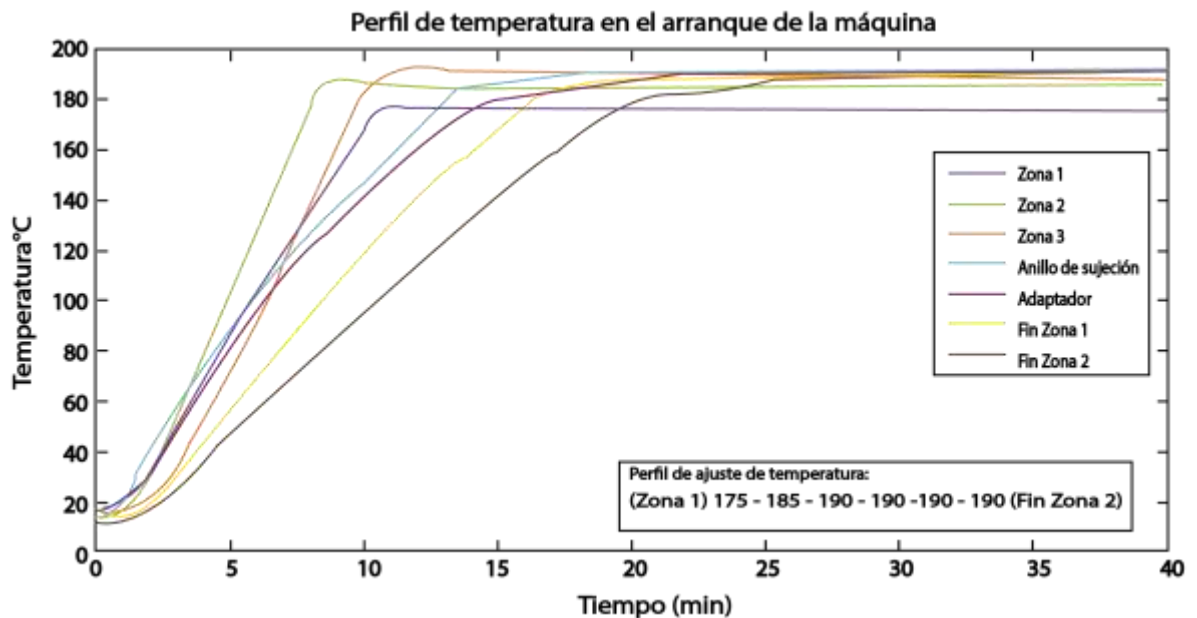


El mayor consumo de potencia en estas líneas de extrusión está relacionado con el equipo extrusor propiamente dicho como se ilustra en la figura 26.

La figura 28 muestra el estudio publicado en la revista Applied Energy [38]. donde se aprecia el perfil de consumo de las resistencias eléctricas para fundir el material; siendo importante el consumo al inicio del calentamiento, en los primeros minutos para finalmente reducir su consumo una vez alcanzada la temperatura de fundido, momento en el cual empiezan a trabajar simultáneamente tanto

resistencias con ventiladores para garantizar la temperatura ajustada de proceso [17].

Figura 28. Perfil de consumo en una máquina extrusora al inicio del fundido, adaptado de Revista #113 de energía aplicada del 2014



La revista #113 de energía aplicada del 2014 (www.elsevier.com/locate/apenergy) presenta un estudio sobre las cargas de un equipo extrusor típico; en su estudio se demuestra que las resistencias eléctricas consumen las 2/3 partes del consumo total del equipo extrusor y el 1/3 restante de potencia corresponde al motor [38].

En este tipo de motores la velocidad rotacional es medida por un tacómetro, y la salida del controlador es usado para ajustar el voltaje de la armadura (D.C. motor). En este tipo de motores la velocidad de rotación es proporcional al voltaje de la armadura y el torque está relacionado con la corriente de la armadura, siguiendo la definición de fuerza electromotriz.

Actualmente la tendencia en este tipo de equipos es a cambiar la potencia suministrada por motores de corriente alterna controlados por variadores de frecuencia.

2.5 ANÁLISIS PLANTA TIPO (BODEGA)

La planta tipo (bodega), cuenta con un área equivalente a 2.400 m².

Su alimentación es a 13,2 kV presentando los consumos mostrados en la figura 29

Figura 29. Consumo diario kWh Bodega producto terminado. Tomado registro med.EPM



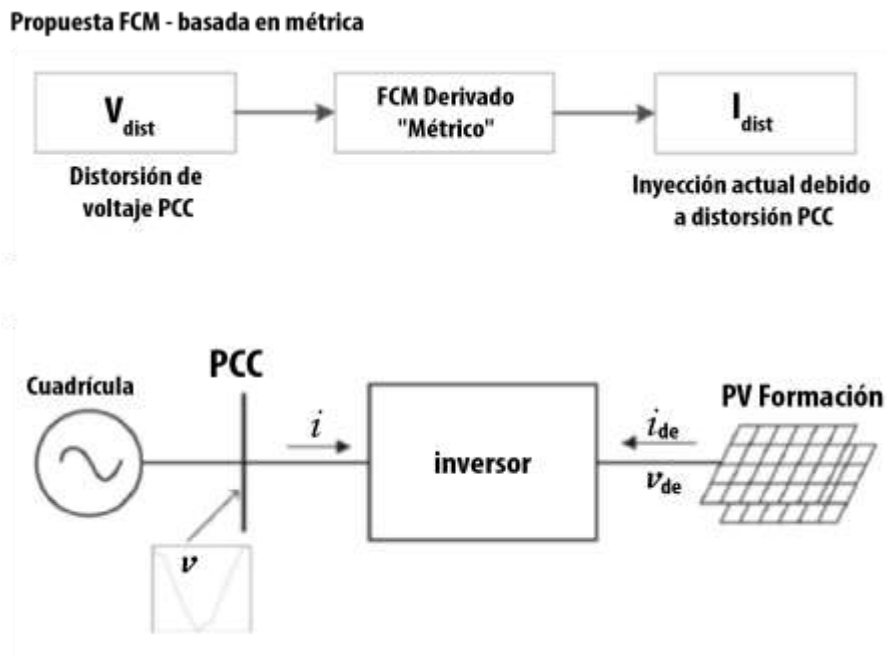
2.6 ANÁLISIS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA

Para el análisis de la calidad de energía eléctrica a suministrar por el sistema fotovoltaico se tiene en cuenta tanto los parámetros de calidad para la alimentación de las cargas, así como lo exigido por la normativa para la inyección de energía a la red eléctrica.

Se ha tomado como base para este análisis, el estandar IEEE 1547 donde se definen las variables mas importantes para la conexión a la red de recursos energeticos distribuidos.

En la figura 30 se muestra el sistema de conexión del sistema fotovoltaico a la red y se define PCC como el punto común de acoplamiento(Point of comun coupling) El estudio planteado en la IEEE 1547 analiza el prosible impacto que un sistema fotovoltaico puede ocasionar en el sistema al inyectar su energía a la red.

Figura 30. Punto de conexión del sistema a la red.Adaptado IEEE 1547



Este estandar especifica lo valores máximos de distorsión armónica total (THD) y la amplitud de los armónicos de las corrientes inyectadas.

Este es un parametro importante de definición pues para garantizar la inyección de la energía a la red se debe garantizar que los niveles de armónicos esten dentro de la tolerancias máximas permitidas. Este valores deben ser muy bien definido en la ingeniería del detalle del sistema fotovoltaico.

La figura 31 muestra los diferentes estándares aplicados en Estados Unidos que definen los valores de la calidad de energía inyectada a la red y que deben ser considerados al realizar el estudio de calidad de energía inyectada a red.

La tabla 2 presenta los máximos valores permitidos para la inyección de armónicos a la red estudiados en la IEEE 519 (10,12)

Figura 31. Estándares aplicados en generación distribuida, adaptado IEEE 1547

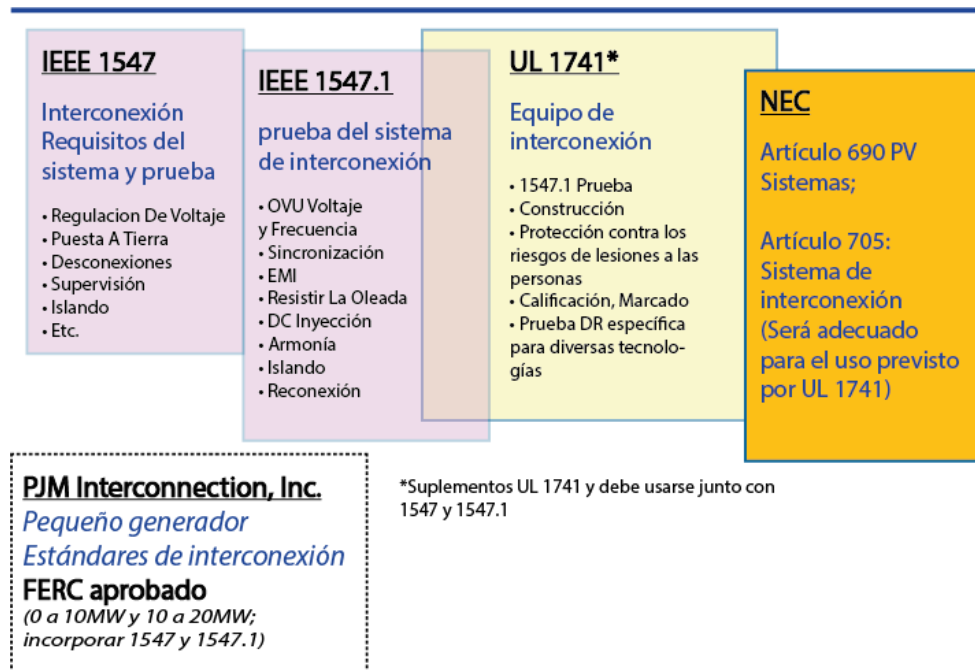


Tabla 2. Límites de distorsión de voltajes. Adaptado IEEE 1547

Bus voltage V at PCC	Individual harmonic (%)	Total harmonic distortion THD (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5 ^a

^aHigh-voltage systems can have up to 2.0% THD where the cause is an HVDC terminal whose effects will have attenuated at points in the network where future users may be connected.

Es bien reconocido que el punto de acoplamiento entre el sistema fotovoltaico y la red muy raramente es libre de distorsión armónica en tensión y por esto la importancia de definir claramente el punto de acoplamiento común.

Debido a la inevitable presencia de armónicos de la red en el punto de conexión cobra relevancia su análisis y garantizar que se encuentren dentro de la tolerancia permitida del 5% y 8% de distorsion armonica individual y distorsion armonica total(THD) para el caso de inyección a 220 V.

Este es un aspecto importante que aun se encuentra en estudio por parte de los fabricantes de inversores con el fin de reducir estos niveles generados debido a la electrónica de potencia usada en el sistema fotovoltaico en su etapa de inversion a CA.

De igual manera la IEEE presenta valores permitidos para la onda de corriente:

Tabla 3. Límites de distorsión de corriente para sistemas de 120 V a 69 kV .IEEE 1547

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$< 20^c$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

^aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

^bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

^cAll power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{sc}/I_L .

where

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC

I_L = maximum demand load current (fundamental frequency component)
at the PCC under normal load operating conditions

El análisis de las áreas disponibles en la planta tipo, así como los tipos de cargas a alimentar son determinantes para la selección del sistema fotovoltaico a implementar. De igual manera es muy importante definir el punto de inyección a la red así como los parámetros de calidad de la energía eléctrica exigidos en el estandar IEEE.

Una vez analizados estos aspectos se selecciona el sistema fotovoltaico así como sus costos de implementación.

CAPÍTULO III

SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Este análisis está enfocado en la selección del sistema fotovoltaico para alimentar las cargas de la bodega, las cuales consisten básicamente por equipos de computo, aires acondicionados, iluminación y equipos de fraccionado.

3.1 ANÁLISIS PARA LA PLANTA TIPO (BODEGA)

3.1.1 Área disponible. Se cuenta con un area disponible para el sistema fotovoltaico, de 2420 m² y se dispone de una estructura de techos en los cuales se apoyaran los paneles solares.

3.2 VIABILIDAD Y PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

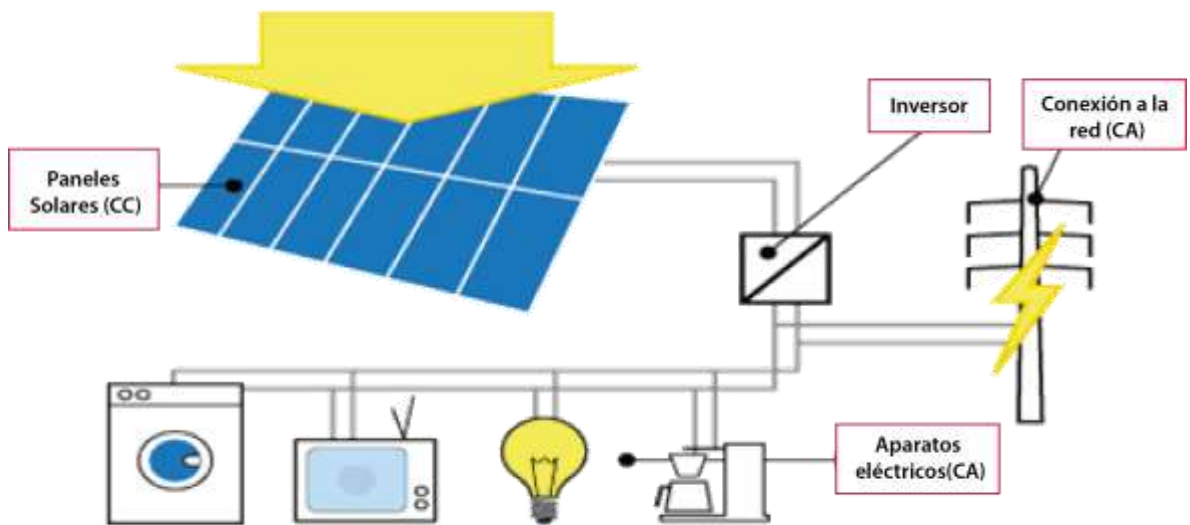
La implementación del sistema fotovoltaico tiene como objetivos específicos los siguientes:

- Incentivar a las empresas del parque Industrial como conjunto empresarial que implementa políticas de desarrollo sostenible de acuerdo a normatividad referente a generación de energías renovables.
- Obtener un beneficio económico mediante la implementación de un sistema fotovoltaico de generación de energía para autoconsumo con un sistema integrado a la red.
- Mostrar las diversas formas de financiación del proyecto, los flujos de efectivo, retorno de la inversión y los beneficios tributarios que incentivan y promueven este tipo de proyectos.

3.3 SOLUCIÓN PLANTEADA

El sistema Fotovoltaico integrado a La Red es una solución que integra la red de energía convencional con el Sistema Fotovoltaico, mediante un diseño que incluye paneles solares, inversor central, Sistema de Monitoreo, soportes, protecciones eléctricas, conexiones.

Figura 32. Solución planteada. Adaptado [27].



El funcionamiento del Sistema Fotovoltaico integrado a La Red, consiste en igualar y unir la señal de energía eléctrica de la red convencional con la señal de energía eléctrica producida por El Sistema Fotovoltaico, de manera que sean idénticas en magnitud y fase. El sistema fotovoltaico inyectará energía a la carga durante la ventana solar y fuera de ésta la energía será provista por la red convencional, logrando como resultado que la suma de las proporciones de producción de energía eléctrica (convencional + Fotovoltaica), provoquen una disminución en el costo de los KWH mensuales consumidos.

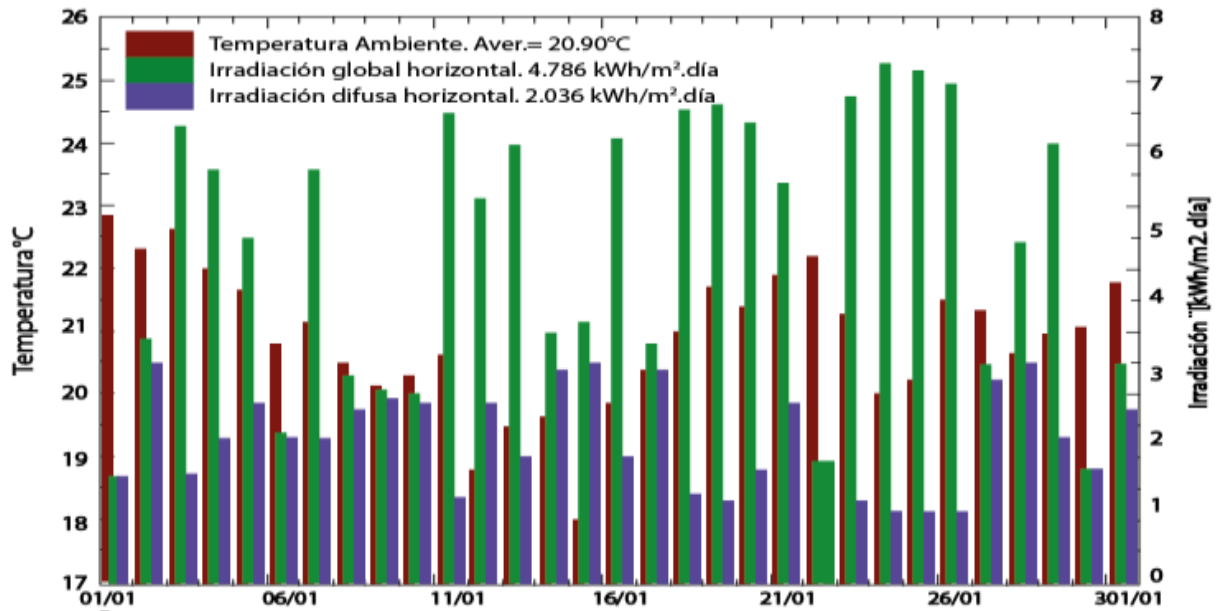
3.3.1 Aspectos técnicos relevantes

3.3.1.1 Disponibilidad recurso solar parque industrial. Para la evaluación del recurso solar y la definición del rendimiento del panel se usaron los siguientes programas:

- PV Study of Solarpathfinder
- Solarpathfinder assistant 5.0

Estos programas nos permiten determinar la disponibilidad del recurso, así como la generación del sistema fotovoltaico.

Figura 33. Irradiación solar y temperatura promedio diario parque industrial.



La figura 33 nos muestra la disponibilidad del recurso y aplicando el software nombrado anteriormente nos permite calcular el sistema fotovoltaico, así como la ventana de generación solar:

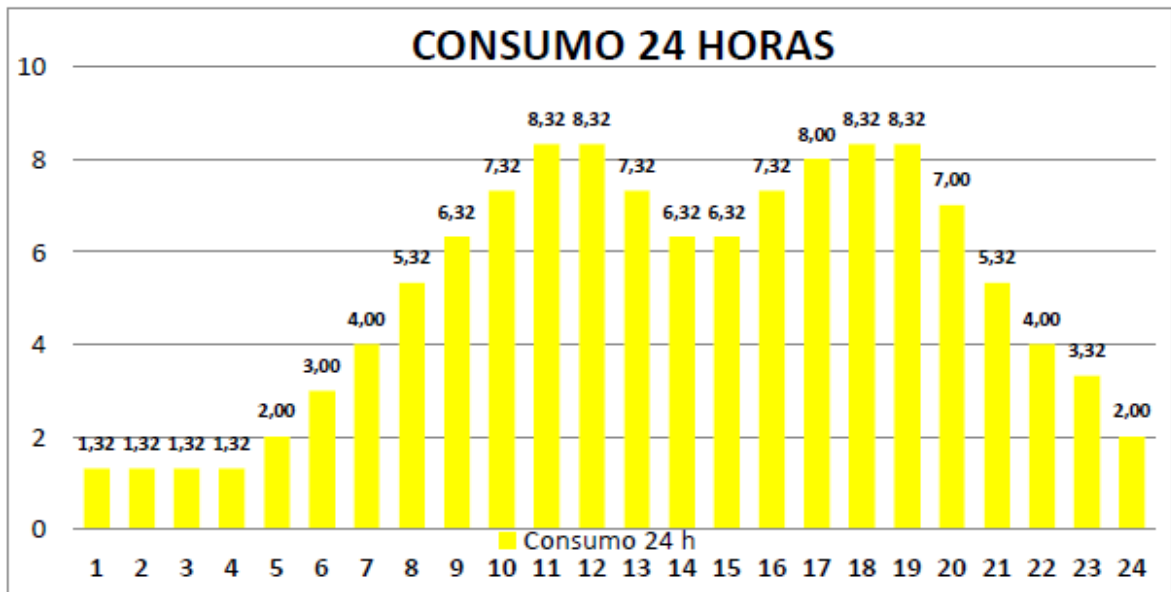
- Potencia producida en el mes: 1.825,85 KWH Mes(Prom)

- Cantidad de paneles: 44 unidades.
- Potencia del panel solar: 320 WP.
- Área necesaria: 88 m².
- Potencia total del sistema: 14,08 kWp.

3.4. PERFIL DE LA DEMANDA PLANTA TIPO (BODEGA)

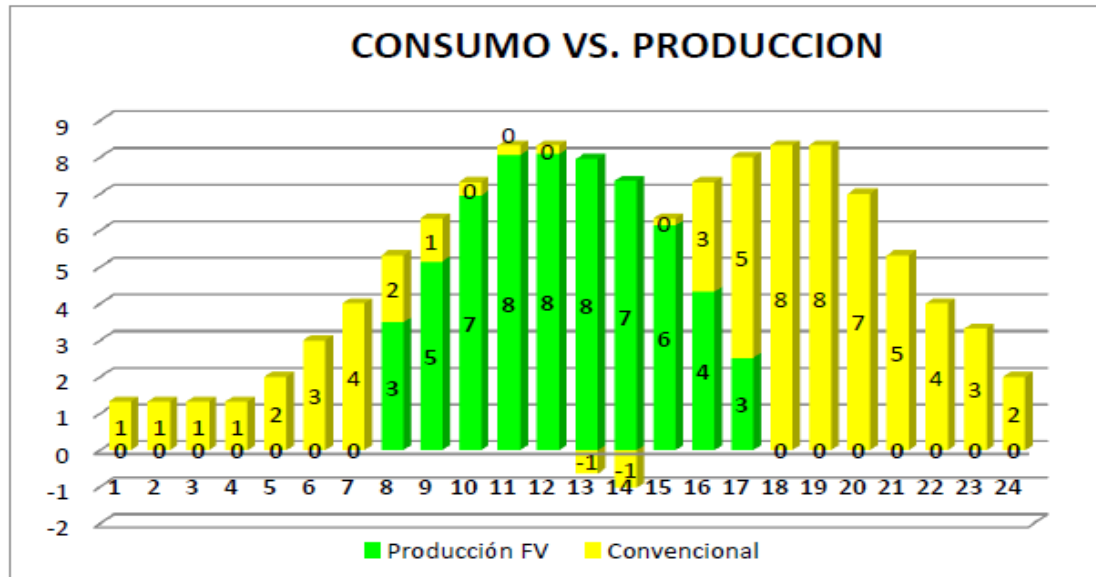
3.4.1. Consumo actual Kw/h(diario)

Figura 34. Tomada medicion directa



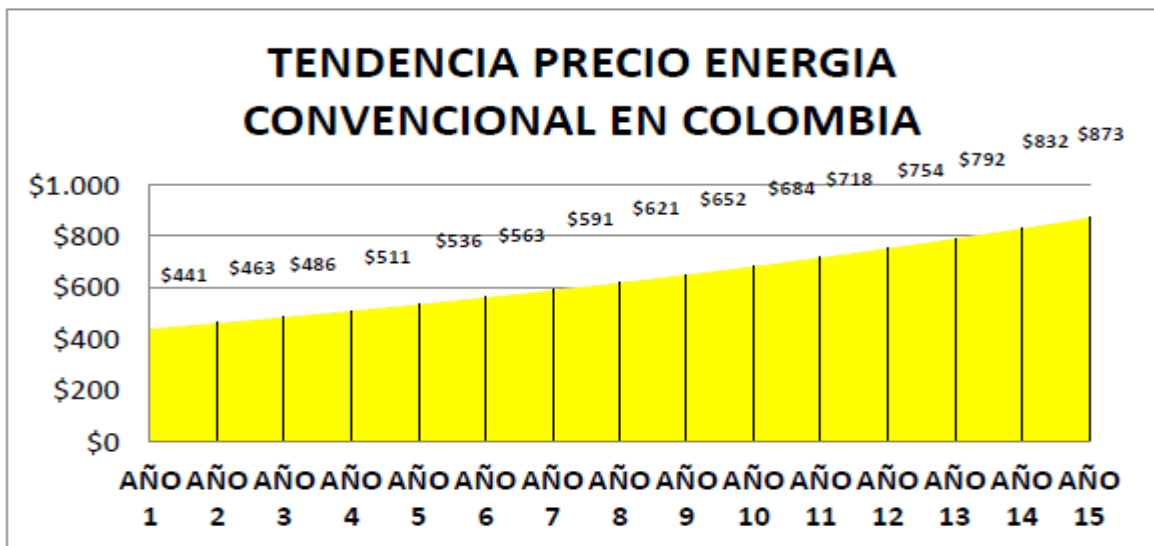
3.4.2. Proyección de consumo ventana solar vs generacion Kw/h

Figura 35. Generación ventana solar sistema PV



3.4.3 Tendencia precios de energía convencional horizonte a 15 años

Figura 36. Precios energía convencional horizonte 15 años. Adaptada XM-UPME



3.5 ANÁLISIS FINANCIERO

Estimando como base, precios unitarios de \$ 6.983.000 por kWp tomados de cotización de ANS ENERGIA, proveedor de servicio de sistemas de energía fotovoltaica y considerando la potencia total de 14,08 kWp, el precio total del sistema sería de \$ 98.320.640.

Esta será la inversión inicial a una tasa efectiva anual del 9%

Tabla 4. Inversión inicial sistema fotovoltaico

DESCRIPCION	Pot./unidad	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	VALOR TOTAL
SISTEMA DE AUTOGENERACION DE ENERGIA CON FUENTE FOTOVOLTAICA EN ARQUITECTURA ATADO A LA RED Y TECNOLOGIA DE INVERSION CENTRAL.	14,08	Kwp	\$ 6.983.000	\$ 98.320.640

Tabla 5. Análisis de inversión inicial y proyección de ahorros energéticos

INVERSION INICIAL		\$ 98.320.640					
AÑO	INCREMENTO PROYECTADA ENERGIA	PRECIO KWH ENERGIA CONVENCIONAL	dia kw/dia ventana solar (10 horas)	produccion FV con precio convencional	Valor mes con precio convencional	Valor anual con precio convencional	BALANCE INVERSION
1	0%	\$ 441,00	60,9	\$ 26.857	\$ 805.707	\$ 9.668.484	\$ 88.652.156
2	5%	\$ 463,00	60,9	\$ 28.197	\$ 845.901	\$ 10.150.812	\$ 78.501.344
3	5%	\$ 486,00	60,9	\$ 29.597	\$ 887.922	\$ 10.655.064	\$ 67.846.280
4	5%	\$ 511,00	60,9	\$ 31.120	\$ 933.597	\$ 11.203.164	\$ 56.643.116
5	5%	\$ 536,00	60,9	\$ 32.642	\$ 979.272	\$ 11.751.264	\$ 44.891.852
6	5%	\$ 563,00	60,9	\$ 34.287	\$ 1.028.601	\$ 12.343.212	\$ 32.548.640
7	5%	\$ 591,00	60,9	\$ 35.992	\$ 1.079.757	\$ 12.957.084	\$ 19.591.556
8	5%	\$ 621,00	60,9	\$ 37.819	\$ 1.134.567	\$ 13.614.804	\$ 5.976.752
9	5%	\$ 652,00	60,9	\$ 39.707	\$ 1.191.204	\$ 14.294.448	-\$ 8.317.696
10	5%	\$ 684,00	60,9	\$ 41.656	\$ 1.249.668	\$ 14.996.016	-\$ 23.313.712
11	5%	\$ 718,00	60,9	\$ 43.726	\$ 1.311.786	\$ 15.741.432	-\$ 39.055.144
12	5%	\$ 754,00	60,9	\$ 45.919	\$ 1.377.558	\$ 16.530.696	-\$ 55.585.840
13	5%	\$ 792,00	60,9	\$ 48.233	\$ 1.446.984	\$ 17.363.808	-\$ 72.949.648
14	5%	\$ 832,00	60,9	\$ 50.669	\$ 1.520.064	\$ 18.240.768	-\$ 91.190.416
15	5%	\$ 873,00	60,9	\$ 53.166	\$ 1.594.971	\$ 19.139.652	-\$ 110.330.068

Tabla 6. Análisis de inversión por devolución en renta y depreciación acelerada

Inversion sistema FV.	\$ 98.320.640
50% del valor del proyecto inversión	\$ 49.160.320
Tiempo máximo para descontar valor de la inversión, ley 1715	5
Depreciación anual acelerada a 5 años	\$ 19.664.128
	VALOR ANUAL
Valor a recuperar por inversión	\$ 7.865.651,20

Tabla 7. Análisis del Proyecto en Valor Presente Neto con tasa del 9%

VALOR PRESENTE NETO ENERGIA CONVENCIONAL PROYECTADA	\$ 113.020.463,39	VPN
VALOR PRESENTE NETO AHORRO POR INCENTIVO DE RERTORNO INVERSIÓN Y DEPRECIACIÓN ACELERADA LEY 1715	\$ 33.348.157,74	VPN

AHORRO GENERADO	\$ 48.047.981,13	HOY	49%	VPN
------------------------	-------------------------	------------	------------	------------

Del análisis de la inversión inicial podemos concluir que el proyecto fotovoltaico teniendo solo en cuenta los ahorros energéticos por los kWh generados no sería atractivo pues su inversión se pagaría en 8 años requiriendo una gran inversión inicial.

Para este tipo de proyectos es importante que se puedan materializar los incentivos dados por el gobierno y expuestos en este trabajo para reducir el retorno de la inversión del proyecto. También se deben tener en cuenta los costos de administración, operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico (AOM).

Este análisis se presenta en la tabla 8, para ello se estimó una persona dedicada dos horas por día y se proyectó este gasto en el tiempo, además se incluyó reparación y remplazo de equipos en el año 5 de operación. Se estimó como precio de reposición el valor de un panel solar tomado de la tabla 4. (Inversión inicial sistema fotovoltaico)

Tabla 8. Retorno de la inversión con incentivos + AOM + Reposición equipos

\$ 98.320.640				
AÑO	Total ahorro año a año	AOM(Administración operación y mantenimiento)	REPOSICION EQUIPOS	BALANCE (INV. + AOM)
1	\$ 17.534.135	\$ 184.429		\$ 80.970.934
2	\$ 18.016.463	\$ 193.651		\$ 63.148.122
3	\$ 18.520.715	\$ 203.333		\$ 44.830.740
4	\$ 19.068.815	\$ 213.500		\$ 25.975.424
5	\$ 19.616.915	\$ 224.175	\$ 6.983.000	\$ 13.565.684
6	\$ 12.343.212	\$ 235.384		\$ 1.457.856
7	\$ 12.957.084	\$ 247.153		-\$ 11.252.075
8	\$ 13.614.804	\$ 259.510		-\$ 24.607.369
9	\$ 14.294.448	\$ 272.486		-\$ 38.629.331
10	\$ 14.996.016	\$ 286.110		-\$ 53.339.237
11	\$ 15.741.432	\$ 300.416		-\$ 68.780.253
12	\$ 16.530.696	\$ 315.437		-\$ 84.995.512
13	\$ 17.363.808	\$ 331.208		-\$ 102.028.112
14	\$ 18.240.768	\$ 347.769		-\$ 119.921.111
15	\$ 19.139.652	\$ 365.157		-\$ 138.695.606

3.6. PARÁMETROS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

- Arreglo solar policristalino de 44 paneles, potencia por módulo 320 watts, producción estimada del arreglo solar 1825,85 kWh/mes, área aproximada de techo requerida para esta instalación 88 m²
- Onduladores de corriente, voltaje de salida 208 VAC en 3 fases, Potencia AC de salida 30.000 W.
- Estructura en aluminio con tornillería en acero inoxidable para montaje de los paneles solares techo de la Bodega (cualquier estructura diferente tendrá será evaluada particularmente).
- Línea de transmisión entre paneles solares, onduladores y centro de carga de interconexión considerando una distancia máxima de 60 metros.

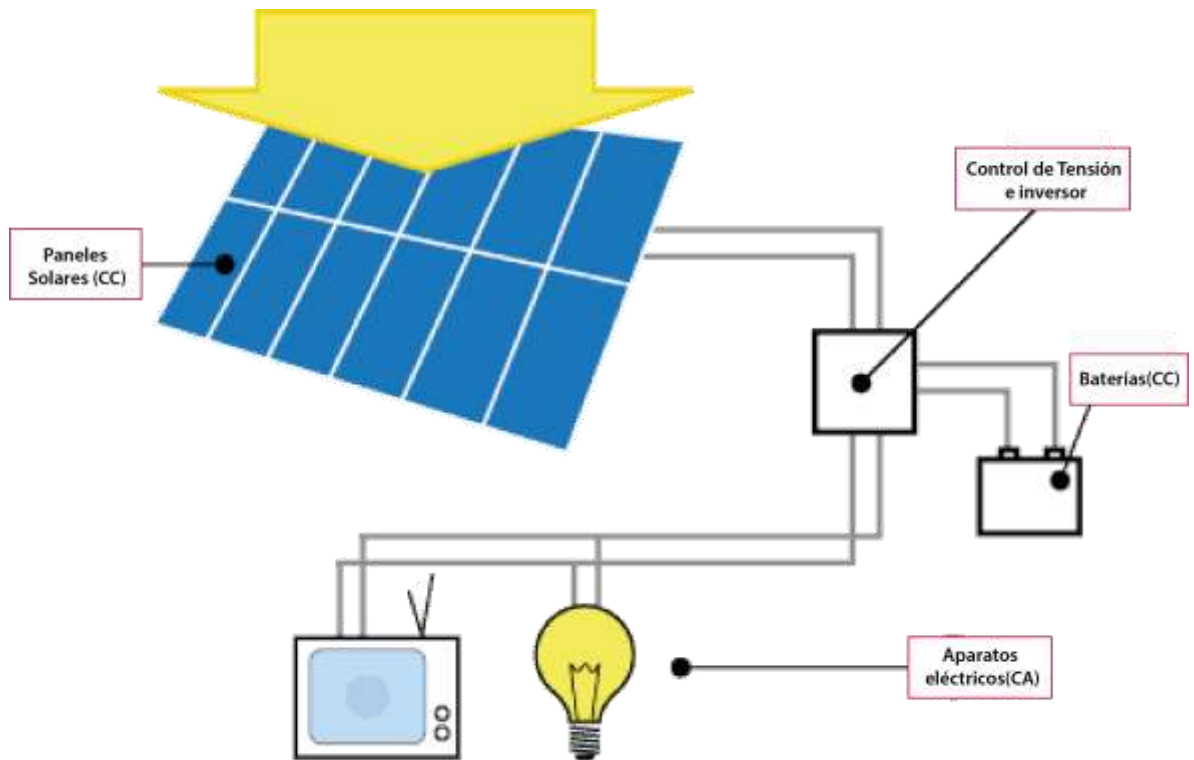
- Conexiones entre equipos y disyuntor de protección.

La anterior evaluación del sistema fotovoltaico resulta la más económica debido a que el sistema entrega su energía directamente a la carga y no requiere respaldo adicional a través de baterías; este sistema presenta un retorno de la inversión de 6 años, haciéndolo atractivo para el empresario del parque industrial. De igual manera la rápida evolución de las tecnologías existentes en cuanto a paneles solares hará que cada vez estas tecnologías sean mucho más eficientes y asequibles para los usuarios residenciales, comerciales e industriales.

Otra posibilidad a evaluar en la empresa tipo es un sistema con respaldo de baterías como el mostrado en la figura 40, donde se debería estudiar el proyecto incluyendo el costo de las baterías lo cual aumentaría el costo de inversión, así como el retorno de la misma.

La figura 37 muestra este tipo de sistemas aislado de la red.

Figura 37. Sistema fotovoltaico aislado de la red. [27].



Finalmente, de la evaluación técnico económica podemos concluir que se hace importante para la viabilidad del proyecto que la empresa industrial pueda hacer realidad los incentivos ofrecido por el gobierno en la ley 1715 del 2014.

De igual manera cobra importancia en el análisis financiero el flujo de gasto debido a las operaciones de administración y mantenimiento.

La solución planteada resulta la más atractiva pues se minimiza la inversión ya que no se debe incurrir en inversiones para almacenamiento de energía.

4. CONCLUSIONES

Luego de realizar el análisis del impacto técnico-económico del uso de energía solar fotovoltaica en proyectos de generación con base en la ley 1715 del 2014 y la regulación vigente, se presentan las siguientes conclusiones:

- Los contenidos y las finalidades de la ley 1715 de 2014 resaltan el gran interés que tiene el Gobierno Nacional (en cabeza del MME) para incentivar la integración de las FNCER por la vía de la remuneración de la energía que se inyecta en la red, estimulando de esta manera la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de FNCER mediante incentivos tributarios, arancelarios o contables despertando gran interés en las empresas del sector industrial que desean implementar FNCER a pequeña escala, para alimentar parte de su carga instalada, disminuyendo sus facturas de electricidad, aprovechando las deducciones y en fin los incentivos junto con los créditos de energía por la inyección de excedentes a la red, que se verán reflejados en una reducción significativa del tiempo de recuperación de la inversión.
- Con respecto a los operadores de red (OR), la integración de FNCER al sistema de distribución, influye de manera importante en el planteamiento de la red debido a los cambios en el comportamiento de los consumos, el impacto ecológico-ambiental, y los beneficios sobre los sistemas eléctricos puesto que ayudan a disminuir pérdidas, desplazar inversiones en infraestructura y a mejorar la calidad entre otros.

- Aunque Colombia cuenta con un sistema eléctrico relativamente bajo en emisiones de carbono (en comparación con otros países [2]), no dependiente en energéticos importados, y al mismo tiempo con suficiente capacidad de generación, las tendencias en reducción de costos y mitigación de riesgos asociadas con las FNCER, sumadas a las experiencias exitosas y desarrollos técnicos alcanzados internacionalmente ([3] y[11]) y la presencia local de agentes con proyectos y prospectos novedosos para el contexto colombiano, ya han empezado a sentar las bases que justifican la adopción de una estrategia para el desarrollo de las FNCER en Colombia.
- El concepto de Exportación de energía definido como la "Cantidad de energía entregada a la red por un autogenerador o un generador distribuido" y la Importación de energía definida como la "Cantidad de energía eléctrica consumida de la red por un autogenerador"; hace interesante los sistemas de autogeneración para las empresas del Parque Industrial.
- La propuesta que la integración de los generadores distribuidos y los autogeneradores a pequeña escala se efectuara de forma gradual, considerando los efectos que se produzcan en aspectos técnicos de la red y en las tarifas de la prestación del servicio; aún no está muy clara y esta dualidad genera incertidumbre a este tipo de proyectos.
- Cada Operador de Red deberá disponer en su página web un sistema de información georreferenciado que permita a un potencial autogenerador a pequeña escala o generador distribuido observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado. Lo anterior teniendo en cuenta que con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de un generador distribuido o un autogenerador a pequeña escala a un sistema de distribución local en los niveles de tensión 3, 2 o 1; el solicitante deberá verificar en la página web del OR que la red a la cual desea conectarse tenga

disponibilidad para ello conforme a los parámetros definidos en la propuesta regulatoria.

- Es muy importante seguir el procedimiento simplificado para la conexión al STR o SDL del autogenerador a pequeña escala con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW. Lo mismo para potencia instalada mayor a 1 MW y menor o igual a 5 MW o cuando se incumplan los estándares técnicos de disponibilidad del sistema.
- La comercialización de la "exportación" de los generadores distribuidos podrá realizarse conforme a dos alternativas: i) la aplicable a las plantas menores que no sobrepasan una capacidad de 10 MW y ii) con el distribuidor comercializador, caso en el cual el comercializador está obligado a comprarle la energía al generador distribuido conforme a la fórmula definida en el capítulo I.
- La entrega de excedentes por parte de los autogeneradores a pequeña escala será a través de dos alternativas: i) Si el autogenerados NO utiliza FNCER lo podrá hacer: a) Según lo establecido para plantas menores que no sobrepasan una capacidad de 10 MW, b) Con el comercializador distribuidor caso en el cual los excedentes se le comprarán al Precio en la Bolsa de Energía siempre y cuando sea inferior al precio de escasez ponderado y, ii) Si es un autogenerador que utiliza FNCER debe entregar sus excedentes a su prestador de servicio de acuerdo con lo establecido en el Artículo 17 de la propuesta regulatoria.
- Los Transmisores Nacionales y los Operadores de Red deberán enviar a la UPME y a la CREG, durante los primeros 15 días de cada año, un informe de los autogeneradores y generadores distribuidos conectados a sus respectivos sistemas.

- Los autogeneradores a pequeña escala tiene la obligación de reportar la capacidad instalada de su planta de autogeneración. Esta capacidad debe corresponder a toda la capacidad instalada. No señala la CREG a quien debe realizarse dicho reporte.
- La capacidad de una planta de generación o autogeneración no puede ser fraccionada para efectos de aprovechar las ventajas de precio que se otorgan en esta resolución a los generadores distribuidos o autogeneradores a pequeña escala.
- Para el suministro de energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos se requiere una gran disposición de área para garantizar la energía requerida que en el caso de estudio es la correspondiente a 2 MVA de potencia.
- Los incentivos económicos y tributarios son muy importantes en la evaluación económica de un sistema fotovoltaicos pues sin ellos se pone en riesgo la viabilidad económica de este tipo de proyectos.
- En términos de calidad de energía es muy importante garantizar los niveles de distorsión armónica tanto de corriente como de tensión generados por los sistemas fotovoltaicos debido a la electrónica de potencia de los equipos inversores.
- Para el caso de estudio se considera importante analizar una ingeniería de detalle para definir exactamente el tipo de cargas que se podrían alimentar con el sistema fotovoltaico para las empresas del Parque Industrial.
- La visión a largo plazo de la resolución 121 de 2017, que está asociada al reforzamiento de los sistemas de distribución, aun no es clara si los distribuidores sean los que tengan que poner a punto los sistemas de

distribución, porque seguramente los autogeneradores serán los que tengan que hacer la inversión adicional para que la red del operador esté en condiciones para que se puedan entregar los excedentes. Nuestra conclusión es que si hay una condición de la red que no cumple, debería ser el OR quien realice esas inversiones basado en un balance, en un análisis de beneficio-costos teniendo en cuenta las realidades positivas que representa la autogeneración para el sistema y para todos los clientes que estén allí conectados.

- Sugerirle a la CREG diferenciar los requisitos de conexión para un autogenerador que entrega excedentes versus un autogenerador que no entrega excedentes, sobre todo por el impacto que tiene sobre la red que son diferentes; la resolución 121 de 2017 establece unos procedimientos expeditos o Fast Track para los autogeneradores que no generan excedentes pero que puede a futuro entregar energía a la red.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Documento CREG D-066 [En línea] [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/\\$FILE/D-066-%20AUTOGENERACION%20A%20PEQUEÑA%20ESCALA%20Y%20GENERACION%20DISTRIBUIDA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/$FILE/D-066-%20AUTOGENERACION%20A%20PEQUEÑA%20ESCALA%20Y%20GENERACION%20DISTRIBUIDA.pdf). [Accedido: 10-dic-2016]

[2] UPME, “INTEGRACION_ENERGÍAS_RENOVANLES_WEB” pp. 28–32, 2015 [En línea] http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGÍAS_RENOVANLES_WEB.pdf. [Accedido: 17-jun-2017]

[3] L. Bird *et al.*, “Wind and solar energy curtailment: A review of international experience,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 577–586, 2016.

[4] CREG “Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN – resolución CREG 121 de 2017 (octubre de 2017)” [En línea] http://www.creg.gov.co/index.php/prensa/presentaciones/category/phocadownload/presentaciones/2017/Datos_abiertos/autogeneracion%20a%20pequea%20escala%20y%20generacion%20distribuida%20en%20el%20sin_ult.pptx [Accedido: 14-oct-2017]

[5] MME [CO], “Ley 1715 de 2014”, [En línea] http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html . [Accedido: 10-dic-2016]

[6] MME [CO], “FENOGE” [En línea]

<http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%201543%20DEL%2016%20DE%20SEPTIEMBRE%20DE%202017.pdf> .

[Accedido: 14-oct-2017]

[7] CREG “Res CREG 084/96, Autogeneración en el SIN.” [En línea]

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG84-96>. [Accedido: 10-dic-2016]

[8] CREG “Res CREG 085/96, Cogeneración en el SIN.” [En línea]

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG85-96>. [Accedido: 17-may-2017]

[9] Resolución CREG 086 de 1996 (15 de octubre). [En línea]

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG86-96#Sistema-de-Transmisión-Nacional?OpenDocument>. [Accedido: 14-oct-2017]

[10] CREG “Res CREG 086/96, Generación con plantas menores.” [En línea]

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG86-96>. [Accedido: 17-may-2017]

[11] Guía para el uso de la Norma IEEE 1547 [En línea] [http://www.cier.org/es-](http://www.cier.org/es-uy/Lists/Informes/Resumen%20IEEE%201547%20VF%202016.pdf)

[uy/Lists/Informes/Resumen%20IEEE%201547%20VF%202016.pdf](http://www.cier.org/es-uy/Lists/Informes/Resumen%20IEEE%201547%20VF%202016.pdf). [Accedido: 17-may-2017]

[12] Res CREG 005/10, “Ventas de Excedentes de cogeneración.” [En línea]

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2010-Creg005-2010>.

[Accedido: 10-dic-2016]

[13] Res CREG 063/10, “Demanda desconectable voluntaria en el cargo por confiabilidad.” [En línea]

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/1b8ad1b4ea9d21660525785a007a72b3?OpenDocument>. [Accedido: 13-jun-2017]

[14] Decreto 2469/14, “Lineamientos de política para autogeneración a gran escala.” [En línea]

<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/36864-Decreto-2469-02Dic2014.pdf>. [Accedido: 13-jun-2017]

[15] Decreto 2492/14, “Lineamientos de política para la respuesta de la demanda.” [En línea]

<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/36863-Decreto-2492-03Dic2014.pdf>. [Accedido: 13-jun-2017]

[16] Decreto 2143 de 2015, “incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014: 04/11/2015.” [En línea]

<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=63763>. [Accedido: 21-jul-2017]

[17] Res CREG 011/15, “Respuesta de la demanda “ [En línea]

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5?OpenDocument>. [Accedido: 21-jul-2017]

[18] Res CREG 024/15 , “Autogeneración a gran escala” [En línea]

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/\\$FILE/Creg024-2015.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/$FILE/Creg024-2015.pdf). [Accedido: 21-jul-2017]

- [19] Res UPME 281/15, “Límite autogeneración pequeña escala.” [En línea]
https://www.minminas.gov.co/documents/10180/18995913/res_281.pdf/6077cb6c-dabc-43fc-8403-cb1c5e832b37. [Accedido: 21-jul-2017]
- [20] Res UPME 045/16. [En línea]
https://www.redjurista.com/Documents/resolucion_45_de_2016_upme_-_unidad_de_planeacion_minero_energetica.aspx#/. [Accedido: 21-jul-2017]
- [21] Res UPME 143/16. [En línea]
https://www.redjurista.com/documents/resolucion_143_de_2016_upme_-_unidad_de_planeacion_minero_energetica.aspx#/. [Accedido: 21-jul-2017]
- [22] Resolución Min Ambiente 1283 de 2016. [En línea]
<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/18995913/Res.MADS+1283+03-08-2016+Requisitos+Certificado+beneficio+ambiental+FNCER.pdf/6e5c9758-6f05-407d-9d9b-e4e6119ff0a1>. [Accedido: 21-jul-2017]
- [23] MME [CO], “Decreto 348/17” autogeneración a pequeña escala. [En línea]
<http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20348%20DEL%2001%20DE%20MARZO%20DE%202017.pdf>. [Accedido: 21-jul-2017]
- [24] Res CREG 121/17, “regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN”. [En línea]
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa?OpenDocument>. [Accedido: 21-jul-2017]
- [25] ESTUDIO LEGAL HERNANDEZ ABOGADOS Y ASOCIADOS. [En línea]
<http://estudiolegalhernandez.com/noticias/propuesta-creg-autogeneraci%C3%B3n-a-peque%C3%B1a-escala-y-generaci%C3%B3n-distribuida>. [Accedido: 25-OCT-2017]

- [26] F. Ballenilla, “La sostenibilidad desde la perspectiva del agotamiento de los combustibles fósiles, un problema socio-ambiental relevante,” *Investigación en la Escuela*, vol. 55. pp. 73–87, 2005.
- [27] L. M. Peter, “Towards sustainable photovoltaics: the search for new materials.,” *Philos. Trans. A. Math. Phys. Eng. Sci.*, vol. 369, no. 1942, pp. 1840–1856, 2011.
- [28] El Congreso de Colombia,” LEY 697 DE 2001”. [En línea] <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=4449> . [Accedido: 10-dic-2016]
- [29] MME, “Ley 1715 de 2014”, [En línea] http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html . [Accedido: 10-dic-2016]
- [30] UPME, “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” [En línea] http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGÍAS_RENOVANLES_WEB.pdf#search=281. [Accedido: 10-dic-2016]
- [31] CIER, “Guía para el uso de la Norma IEEE 1547”. [En línea]. <http://www.cier.org/es-uy/Lists/Informes/Resumen%20IEEE%201547%20VF%202016.pdf>. [Accedido: 10-May-2017]
- [32] CREG,” Resolución CREG 024 de 2016” [En línea] [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/\\$FILE/Creg024-2015.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/$FILE/Creg024-2015.pdf) [Accedido: 10-May-2017]

[33] CREG, " D-066- AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA". [En Línea] [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/\\$FILE/D-066-%20AUTOGENERACI%C3%93N%20A%20PEQUE%C3%91A%20ESCALA%20Y%20GENERACI%C3%93N%20DISTRIBUIDA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/$FILE/D-066-%20AUTOGENERACI%C3%93N%20A%20PEQUE%C3%91A%20ESCALA%20Y%20GENERACI%C3%93N%20DISTRIBUIDA.pdf). [Accedido: 10-dic-2016]

[34] CREG, "," Resolución CREG 121 de 2017" [En línea]. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa?OpenDocument> [Accedido: 9-sep-2017]

[35] Green Energy Latín américa, [En línea]. <http://www.greenenergy-latinamerica.com/es/energia-solar-solar-fotovoltaica-197>

[36] *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems*, IEEE Standard 1547-2003, 2003.

[37] *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*, IEEE Standard 519-1992, 1993, pp. 1–112.

[38] Jing Deng. Energy monitoring and quality control of a single extruder screw. *Applied energy*; 2014:1775-1785.

[39] Kelly A, Brown E, Coates P. The effect of screw geometry on melt temperature profile in single screw extrusion. *Polym Eng Sci* 2006;46(12):1706–14.

[40] Vera-Sorroche J, Kelly A, Brown E, Coates P, Karnachi N, Harkin-Jones E, et al. Thermal optimisation of polymer extrusion using in-process monitoring

techniques. Appl Therm Eng 2013;53(2):405–13.

[41] All PV Projects (Completed and Pipeline) Reported by NYSERDA Map: Beginning 2000, [En línea]. <https://data.ny.gov/Energy-Environment/All-PV-Projects-Completed-and-Pipeline-Reported-by/njm5-8gee> [Accedido: 20-oct-2017].

[42] Generation availability map, [En línea]. <https://www.ssepd.co.uk/GenerationAvailabilityMap/?mapareaid=1> [Accedido: 20-oct-2017].

BIBLIOGRAFÍA

All PV Projects (Completed and Pipeline) Reported by NYSERDA Map: Beginning 2000, [En línea]. <https://data.ny.gov/Energy-Environment/All-PV-Projects-Completed-and-Pipeline-Reported-by/njm5-8gee> [Accedido: 20-oct-2017].

CIER, “Guía para el uso de la Norma IEEE 1547”. [En línea]. <http://www.cier.org/es-uy/Lists/Informes/Resumen%20IEEE%201547%20VF%202016.pdf>. [Accedido: 10-May-2017]

CREG “Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN – resolución CREG 121 de 2017 (octubre de 2017)” [En línea] http://www.creg.gov.co/index.php/prensa/presentaciones/category/phocadownload/presentaciones/2017/Datos_abiertos/autogeneracin%20a%20pequea%20escala%20y%20generacin%20distribuida%20en%20el%20sin_ult.pptx [Accedido: 14-oct-2017]

CREG “Res CREG 084/96, Autogeneración en el SIN.” [En línea] <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG84-96>. [Accedido: 10-dic-2016]

CREG “Res CREG 085/96, Cogeneración en el SIN.” [En línea] <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG85-96>. [Accedido: 17-may-2017]

CREG “Res CREG 086/96, Generación con plantas menores.” [En línea] <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG86-96>. [Accedido: 17-may-2017]

CREG, “,” Resolución CREG 121 de 2017” [En línea].
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa?OpenDocument> [Accedido: 9-sep-2017]

CREG,” D-066- AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA”. [En Línea]
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/\\$FILE/D-066-%20AUTOGENERACI%C3%93N%20A%20PEQUE%C3%91A%20ESCALA%20Y%20GENERACI%C3%93N%20DISTRIBUIDA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/$FILE/D-066-%20AUTOGENERACI%C3%93N%20A%20PEQUE%C3%91A%20ESCALA%20Y%20GENERACI%C3%93N%20DISTRIBUIDA.pdf). [Accedido: 10-dic-2016]

CREG,” Resolución CREG 024 de 2016” [En línea]
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/\\$FILE/Creg024-2015.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/$FILE/Creg024-2015.pdf) [Accedido: 10-May-2017]

Decreto 2143 de 2015, “incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014: 04/11/2015.” [En línea] <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=63763>. [Accedido: 21-juL-2017]

Decreto 2469/14, “Lineamientos de política para autogeneración a gran escala.” [En línea] <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/36864-Decreto-2469-02Dic2014.pdf>. [Accedido: 13-jun-2017]

Decreto 2492/14, “Lineamientos de política para la respuesta de la demanda.” [En línea]<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/36863-Decreto-2492-03Dic2014.pdf>. [Accedido: 13-jun-2017]

Documento CREG D-066 [En línea]
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/\\$FILE/D-066-](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa/$FILE/D-066-)

%20AUTOGENERACI%C3%93N%20A%20PEQUE%C3%91A%20ESCALA%20Y
%20GENERACI%C3%93N%20DISTRIBUIDA.pdf. [Accedido: 10-dic-2016]

El Congreso de Colombia,” LEY 697 DE 2001”. [En línea]
<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=4449> . [Accedido:
10-dic-2016]

ESTUDIO LEGAL HERNÁNDEZ ABOGADOS Y ASOCIADOS. [En línea]
<http://estudiolegalhernandez.com/noticias/propuesta-creg-autogeneraci%C3%B3n-a-peque%C3%B1a-escala-y-generaci%C3%B3n-distribuida>. [Accedido: 25-OCT-
2017]

F. Ballenilla, “La sostenibilidad desde la perspectiva del agotamiento de los combustibles fósiles, un problema socio-ambiental relevante,” Investigación en la Escuela, vol. 55. pp. 73–87, 2005.

Generation availability map, [En línea].
<https://www.ssepd.co.uk/GenerationAvailabilityMap/?mapareaid=1> [Accedido: 20-
oct-2017].

Green Energy Latín américa, [En línea]. <http://www.greenenergy-latinamerica.com/es/energia-solar-solar-fotovoltaica-197>IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With ElectricPower Systems, IEEE Standard 1547-2003, 2003.

Guía para el uso de la Norma IEEE 1547 [En línea] <http://www.cier.org/es-uy/Lists/Informes/Resumen%20IEEE%201547%20VF%202016.pdf>. [Accedido: 17-
may-2017] <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2010-Creg005-2010>.

IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE Standard 519-1992, 1993, pp.1–112.

Jing Deng. Energy monitoring and quality control of a single extruder screw. *Applied energy*; 2014:1775-1785.

Kelly A, Brown E, Coates P. The effect of screw geometry on melt temperature profile in single screw extrusion. *Polym Eng Sci* 2006;46(12):1706–14.

L. Bird et al., “Wind and solar energy curtailment: A review of international experience,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 577–586, 2016.

L. M. Peter, “Towards sustainable photovoltaics: the search for new materials.,” *Philos. Trans. A. Math. Phys. Eng. Sci.*, vol. 369, no. 1942, pp. 1840–1856, 2011.

MME [CO], “Decreto 348/17” autogeneración a pequeña escala. [En línea] <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20348%20DEL%2001%20DE%20MARZO%20DE%202017.pdf>. [Accedido: 21-jul-2017]

MME [CO], “FENOGE” [En línea] <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%201543%20DEL%2016%20DE%20SEPTIEMBRE%20DE%202017.pdf>. [Accedido: 14-oct-2017]

MME [CO], “Ley 1715 de 2014”, [En línea] http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html . [Accedido: 10-dic-2016]

MME, “Ley 1715 de 2014”, [En línea] http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html . [Accedido: 10-dic-2016]

Res CREG 005/10, “Ventas de Excedentes de cogeneración.” [En línea]

Res CREG 011/15, “Respuesta de la demanda “ [En línea] <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5?OpenDocument>. [Accedido: 21-jul-2017]

Res CREG 024/15 , “Autogeneración a gran escala” [En línea] [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/\\$FILE/Creg024-2015.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/$FILE/Creg024-2015.pdf). [Accedido: 21-jul-2017]

Res CREG 063/10, “Demanda desconectable voluntaria en el cargo por confiabilidad.” [En línea] <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/1b8ad1b4ea9d21660525785a007a72b3?OpenDocument>. [Accedido: 13-jun-2017]

Res CREG 121/17, “regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN”. [En línea] <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b5341fbcfab96db80525819b006d42fa?OpenDocument>. [Accedido: 21-jul-2017]

Res UPME 045/16. [En línea] https://www.redjurista.com/Documents/resolucion_45_de_2016_upme_-_unidad_de_planeacion_minero_energetica.aspx#/. [Accedido: 21-jul-2017]

Res UPME 143/16. [En línea] https://www.redjurista.com/documents/resolucion_143_de_2016_upme_-_unidad_de_planeacion_minero_energetica.aspx#/. [Accedido: 21-jul-2017]

Res UPME 281/15, “Límite autogeneración pequeña escala.” [En línea] https://www.minminas.gov.co/documents/10180/18995913/res_281.pdf/6077cb6c-dabc-43fc-8403-cb1c5e832b37. [Accedido: 21-jul-2017]

Resolución CREG 086 de 1996 (15 de octubre). [En línea]
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG86-96#Sistema-de-Transmisi3n-Nacional?OpenDocument>. [Accedido: 14-oct-2017]

Resolución Min Ambiente 1283 de 2016. [En línea]
<https://www.minminas.gov.co/documents/10180/18995913/Res.MADS+1283+03-08-2016+Requisitos+Certificado+beneficio+ambiental+FNCER.pdf/6e5c9758-6f05-407d-9d9b-e4e6119ff0a1>. [Accedido: 21-juL-2017]

UPME, “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” [En línea] http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGÍAS_RENOVANLES_WEB.pdf#search=281. [Accedido: 10-dic-2016]

UPME, “INTEGRACION_ENERGÍAS_RENOVANLES_WEB” pp. 28–32, 2015 [En línea]
http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energías_Renovables/INTEGRACION_ENERGÍAS_RENOVANLES_WEB.pdf. [Accedido: 17-jun-2017]

Vera-Sorroche J, Kelly A, Brown E, Coates P, Karnachi N, Harkin-Jones E, et al. Thermal optimisation of polymer extrusion using in-process monitoring techniques. *Appl Therm Eng* 2013;53(2):405–13.

ANEXOS

Anexo A. Cuadro resumen del análisis

DESCRIPCION	Pot./unidad	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	VALOR TOTAL
SISTEMA DE AUTOGENERACION DE ENERGIA CON FUENTE FOTOVOLTAICA EN ARQUITECTURA ATADO A LA RED Y TECNOLOGIA DE INVERSION CENTRAL.	14,08	Kwp	\$ 6.983.000	\$ 98.320.640

Ahorro generado y retorno del proyecto con incentivos

AÑO	AHORRO POR INCENTIVO	Ahorro por no pago energía convencional	Total, ahorro año a año	BALANCE INVERSION
				\$ 98.320.640
1	\$ 7.865.651,20	\$ 9.668.484	\$ 17.534.135	\$ 80.786.505
2	\$ 7.865.651,20	\$ 10.150.812	\$ 18.016.463	\$ 62.770.042
3	\$ 7.865.651,20	\$ 10.655.064	\$ 18.520.715	\$ 44.249.326
4	\$ 7.865.651,20	\$ 11.203.164	\$ 19.068.815	\$ 25.180.511
5	\$ 7.865.651,20	\$ 11.751.264	\$ 19.616.915	\$ 5.563.596
6		\$ 12.343.212	\$ 12.343.212	-\$ 6.779.616
7		\$ 12.957.084	\$ 12.957.084	-\$ 19.736.700
8		\$ 13.614.804	\$ 13.614.804	-\$ 33.351.504
9		\$ 14.294.448	\$ 14.294.448	-\$ 47.645.952
10		\$ 14.996.016	\$ 14.996.016	-\$ 62.641.968
11		\$ 15.741.432	\$ 15.741.432	-\$ 78.383.400
12		\$ 16.530.696	\$ 16.530.696	-\$ 94.914.096
13		\$ 17.363.808	\$ 17.363.808	-\$ 112.277.904
14		\$ 18.240.768	\$ 18.240.768	-\$ 130.518.672
15		\$ 19.139.652	\$ 19.139.652	-\$ 149.658.324

Análisis retorno del proyecto incluyendo AOM

Para el cálculo del gasto por AOM, se realizó la siguiente estimación: una persona dedicada dos horas por día y se proyectó este gasto en el tiempo, además se incluyó reparación y remplazo de equipos en el año 5 de operación. Se estimó como precio de reposición el valor de un panel solar tomado de la tabla 4. (Inversión inicial sistema fotovoltaico)

\$ 98.320.640				
AÑO	Total ahorro año a año	AOM(Administración operación y mantenimiento)	REPOSICION EQUIPOS	BALANCE (INV. + AOM)
1	\$ 17.534.135	\$ 184.429		\$ 80.970.934
2	\$ 18.016.463	\$ 193.651		\$ 63.148.122
3	\$ 18.520.715	\$ 203.333		\$ 44.830.740
4	\$ 19.068.815	\$ 213.500		\$ 25.975.424
5	\$ 19.616.915	\$ 224.175	\$ 6.983.000	\$ 13.565.684
6	\$ 12.343.212	\$ 235.384		\$ 1.457.856
7	\$ 12.957.084	\$ 247.153		-\$ 11.252.075
8	\$ 13.614.804	\$ 259.510		-\$ 24.607.369
9	\$ 14.294.448	\$ 272.486		-\$ 38.629.331
10	\$ 14.996.016	\$ 286.110		-\$ 53.339.237
11	\$ 15.741.432	\$ 300.416		-\$ 68.780.253
12	\$ 16.530.696	\$ 315.437		-\$ 84.995.512
13	\$ 17.363.808	\$ 331.208		-\$ 102.028.112
14	\$ 18.240.768	\$ 347.769		-\$ 119.921.111
15	\$ 19.139.652	\$ 365.157		-\$ 138.695.606