

ANÁLISIS PROSPECTIVO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN COLOMBIA, EN EL MARCO LEGAL DE LA LEY 1715 DE 2014

IVONNE ASTRID RUIZ MALDONADO



ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
Y DE TELECOMUNICACIONES



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELCOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2017

**ANÁLISIS PROSPECTIVO DE LA GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN COLOMBIA, EN EL
MARCO LEGAL DE LA LEY 1715 DE 2014**

IVONNE ASTRID RUIZ MALDONADO

Trabajo de grado para optar por el título de
ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Director:

**JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTÍNEZ
PhD en Ingeniería Eléctrica**

Codirector:

**MARÍA ALEJANDRA MANTILLA VILLALOBOS
PhD en Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELCOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2017**

AGRADECIMIENTOS

A mi mamá, por su apoyo incondicional.

A mis compañeros y amigos, por su comprensión y los momentos compartidos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
CAPÍTULO 1. MARCO REGULATORIO	17
1.1 DISPOSICIONES PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FNCER	17
1.2 INCENTIVOS A LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE FNCE	18
1.2.1 Deducción especial sobre el impuesto de renta y complementarios	19
1.2.2 Exclusión del IVA	20
1.2.3 Exención de gravamen arancelario	20
1.2.4 Régimen de depreciación acelerada	21
1.3 Desarrollo y Promoción de la Energía Solar	21
CAPÍTULO 2. IMPACTOS TÉCNICOS DE LA GD Y SU MANEJO	23
2.1 VARIACIONES DE TENSIÓN	23
2.1.1 Efecto de la GD en variaciones de tensión propias de la red	24
2.1.2 Desbalance del sistema trifásico	25
2.1.3 Sobretensiones y flujos de potencia inversos	25
2.2 FLUCTUACIONES DE POTENCIA	25
2.3 VARIACIONES DE FRECUENCIA	26
2.4 ARMÓNICOS	27
2.5 EFECTO <i>ISLANDING</i>	28
2.6 OTROS IMPACTOS TÉCNICOS	29

2.7 EFECTO EN LA RED DE DIFERENTES NIVELES DE PENETRACIÓN FOTVOLTAICA	29
2.8 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE LA GD	30

CAPÍTULO 3. IMPACTOS FINANCIEROS DE LA GD FOTVOLTAICA 32

3.1 ANÁLISIS FINANCIERO	32
3.2 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO	36

CAPÍTULO 4. LA GD FOTVOLTAICA EN COLOMBIA, UN ANÁLISIS PROSPECTIVO 39

4.1 MÉTODO MACTOR®: ANÁLISIS DE LAS ESTRATEGIAS DE LOS ACTORES	39
4.2 VARIABLES CLAVE Y ACTORES IMPLICADOS	41
4.3 CUADRO DE ESTRATEGIA DE LOS ACTORES	41
4.4 IDENTIFICAR LOS RETOS ESTRATÉGICOS Y SUS OBJETIVOS ASOCIADOS	44
4.5 POSICIONAMIENTO DE CADA ACTOR SOBRE LOS OBJETIVOS ASOCIADOS	46
4.6 JERARQUIZAR LOS OBJETIVOS E IDENTIFICAR LAS TÁCTICAS POSIBLES	50
4.7 EVALUACIÓN DE LAS RELACIONES DE FUERZA	56
4.8 DESARROLLO DE LA GD FOTVOLTAICA 2017 -2021	63

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES 65

CAPÍTULO 6. RECOMENDACIONES ESTRATÉGICAS	69
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	70
BIBLIOGRAFÍA	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Disposiciones de la Ley 1715	18
Tabla 2. Escenarios de generación para instalaciones fotovoltaicas residenciales	34
Tabla 3. Escenarios de generación para instalaciones fotovoltaicas residenciales en el año 2021	35
Tabla 4. Beneficios de la GD fotovoltaica	36
Tabla 5. Costos para el SIN de la GD fotovoltaica	37
Tabla 6. Estrategia de los actores	43
Tabla 7. Retos estratégicos y objetivos asociados	46
Tabla 8. Premisas para la elaboración de la matriz MAO	46
Tabla 9. Matriz de las posición de Actores x Objetivos MAO	47
Tabla 10. Matriz de alianzas y conflictos MAA	48
Tabla 11. Escala de posición de los actores en relación a los objetivos	51
Tabla 12. Matriz de posición valoradas (Actores x Objetivos) 2MAO	53
Tabla 13. Matriz valorada de convergencias y divergencias 2MAA	54
Tabla 14. Influencia potencial de un actor sobre otro	56
Tabla 15. Matriz de medios de acción directos MAD	57
Tabla 16. Matriz de medios de acción indirectos MAI	58
Tabla 17. Coeficientes de las relaciones de fuerza entre los actores	59
Tabla 18. Matriz ponderada de las posición valoradas Actores x Objetivos 3MAO	60
Tabla 19. Matriz valorada de convergencias y divergencias ponderada por las relaciones de fuerza 3MAA	60
Tabla 20. Matriz de balance neto de relaciones de fuerza entre actores MAB	62
Tabla 21. Matriz de las posición de Actores x Objetivos MAO para el año 2021	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Descripción del contenido del trabajo de investigación	16
Figura 2. Costo nivelado de energía (LCOE) de energía fotovoltaica en Colombia y en el mundo	33
Figura 3. Comparativa entre impactos positivos y negativos de la GD fotovoltaica	38
Figura 4. Diagrama de flujo del método MACTOR®	40
Figura 5. Primer gráfico completo de convergencias	49
Figura 6. Primer gráfico completo de conflictos	50
Figura 7. Segundo gráfico completo de convergencias	54
Figura 8. Segundo gráfico completo de divergencias	55
Figura 9. Tercer gráfico completo de convergencias	61
Figura 10. Tercer gráfico completo de conflictos de objetivos	61

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Coeficiente de relaciones de fuerza	58
Ecuación 2. Coeficiente de relaciones de fuerza normalizado	59

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS PROSPECTIVO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN COLOMBIA, EN EL MARCO LEGAL DE LA LEY 1715 DE 2014*

AUTOR: RUIZ MALDONADO, IVONNE ASTRID**

PALABRAS CLAVE: Ley 1715 de 2014, generación fotovoltaica distribuida, análisis prospectivo, análisis de estrategias de actores MACTOR®.

La Ley 1715 de 2014 está encaminada a regular y promover el uso de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable en el sistema energético nacional a través de promoción, incentivos y disposiciones [1]. Una de estas fuentes, es la energía solar fotovoltaica, la cual no solo funciona de forma aislada, sino que también puede integrarse a la red de distribución como una generación distribuida; sin embargo, esto puede tener distintos impactos en la red, que van desde disminuir las pérdidas de potencia y las caídas de tensión hasta ocasionar sobretensiones y flujos de potencia inversos [2].

Por otro lado, considerando la evolución que ha tenido en los últimos años esta tecnología en otros países, en esta monografía se evaluó el posible desarrollo del escenario deseable: “inclusión de generación fotovoltaica distribuida en usuarios regulados, en el horizonte de los cinco años siguientes”, considerando aspectos regulatorios, técnicos y financieros para el caso colombiano.

Para realizar esta evaluación se utilizó el análisis de la estrategia de actores MACTOR®, que es un módulo del método de los escenarios. En dicho análisis se consideran cinco actores estratégicos, siendo el Estado el más importante de ellos, pues sus políticas son un factor vital para el consecuente desarrollo de la generación fotovoltaica distribuida [2].

* Trabajo de grado. Modalidad: monografía

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: PhD. Javier Enrique Solano Martínez

ABSTRACT

TITLE: PROSPECTIVE ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION EN COLOMBIA, IN THE LEGAL FRAMEWORK TO LAW 1715 OF 2014*

AUTOR: RUIZ MALDONADO, IVONNE ASTRID**

KEYWORDS: Law 1715 of 2014, photovoltaic distributed generation, prospective analysis, analysis of actors' strategies MACTOR®.

Law 1715 of 2014 aims at regulate and promote the use of non-conventional sources of renewable energy in national energy system through promotion, incentives and provisions [1]. One of these sources is photovoltaic solar energy, which not only works off-grid, but can also be integrated in distribution network as distributed generation or on-grid; however, this may have different impacts on the network, varying from reduced losses and voltage drops to reverse power flow [2].

On the other hand, considering the evolution in recent years of this technology in other countries, this monograph evaluated the possible development of the desirable scenario: "inclusion of photovoltaic distributed generation in regulated users on following five years", considering regulatory, technical and economic aspects for the Colombian case.

To perform this evaluation was used analysis of actors' strategies MACTOR®, which is a stage of the scenarios method. In this analysis, five strategic actors are considered, and the State is the most important, since their policies are a determinant factor for the consequent development of photovoltaic distributed generation [2].

* Final graduate project. Modality: monograph

** Department of Physical – Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and of Telecommunications Engineering
Director: PhD. Javier Enrique Solano Martínez

INTRODUCCIÓN

“Un sistema eléctrico confiable es aquel capaz de mantener la continuidad de servicio a pesar de una falla en alguno de sus componentes” [3].

El Sistema Interconectado Nacional – SIN está regulado a través de ciertas condiciones de operación para asegurar la confiabilidad y la calidad de potencia. Estos requisitos principalmente se refieren a regulación de tensión y frecuencia, y factor de potencia.

Sin embargo, la conexión de una Generación Distribuida en la red de distribución, genera un impacto en las condiciones de operación, que puede variar entre reducir el flujo de energía en la red, y por lo tanto disminuir pérdidas de potencia y las caídas de tensión, hasta originar fluctuaciones de tensión, potencia y frecuencia; distorsión armónica e incluso sobretensiones que conlleven a flujos de potencia inversos [2].

En el caso colombiano, con el fin garantizar dicha confiabilidad y gestionar adecuadamente la red eléctrica, se realizó un análisis prospectivo del desarrollo de la generación fotovoltaica distribuida considerando aspectos regulatorios, técnicos y financieros, con el fin de reducir por medio de métodos de expertos, la incertidumbre de dicho desarrollo, así como conocer los impactos técnicos, identificando los efectos negativos y como tratarlos.

Descripción de la propuesta de investigación

A continuación se presentan los objetivos del trabajo propuesto y sus respectivos alcances:

Objetivo general

Elaborar un análisis prospectivo del desarrollo de la generación fotovoltaica distribuida en Colombia, en usuarios regulados, en el marco de la Ley 1715 de 2014 y cómo puede afectar al Sistema Interconectado Nacional.

Objetivos específicos

- Evaluar el posible desarrollo de la inclusión de generación fotovoltaica distribuida en usuarios regulados, en el horizonte de los cinco años siguientes.
- Reconocer impactos a la red eléctrica ocasionados por la inclusión de generación fotovoltaica distribuida.
- Describir enfoques actuales para hacer frente a los impactos en la red por la generación fotovoltaica distribuida.
- Mencionar factores no técnicos que influyen en el desarrollo de la generación fotovoltaica distribuida.

Alcance

Se cumplieron los objetivos establecidos de acuerdo al siguiente alcance:

Para el objetivo específico N° 1: Se realiza un análisis prospectivo a cinco años (2017 a 2021) utilizando el método MACTOR® (análisis de la estrategia de los actores), donde se consideran cinco actores estratégicos.

Para los objetivos específicos N° 2 y N° 3: Se listan los impactos en la red eléctrica de la generación fotovoltaica distribuida y su manejo, incluyendo los enfoques actuales disponibles para hacerle frente. Adicionalmente estos impactos son un factor considerado en el análisis prospectivo.

Para el objetivo específico N° 4: Se consideran aspectos regulatorios, financieros y ambientales en el análisis prospectivo.

Reseña del trabajo desarrollado

Esta memoria se ha organizado para exponer los aspectos regulatorios, técnicos y financieros a considerar, y posteriormente el análisis prospectivo del desarrollo de la generación fotovoltaica distribuida en usuarios regulados.

La Figura 1 describe la estructura de este trabajo y los aspectos que influyen en el desarrollo de la generación fotovoltaica distribuida en Colombia.



Figura 1. Descripción del contenido del trabajo de investigación.

CAPÍTULO 1. MARCO REGULATORIO

En vista de la evolución que ha tenido en los últimos años la generación fotovoltaica, el Congreso de Colombia publicó la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014, estableciendo el marco legal para la integración de diferentes energías renovables no convencionales a la canasta energética Colombia, entre ellas la generación fotovoltaica. Posterior a ello y en virtud a lo definido en dicha ley, la UPME publica la Resolución 281 del 5 de junio de 2015 donde se determina el máximo de potencia para la autogeneración a pequeña escala es de un (1) MW y corresponde a la capacidad instalada del sistema de generación [1] [4].

Por lo tanto, el presente análisis prospectivo se enmarcará en la Ley 1715 de 2014 dentro del límite establecido por la UPME para la generación a pequeña escala, además de las leyes y reglamentaciones que rigen el servicio público de energía eléctrica.

En este capítulo se abordarán en mayor profundidad el marco legal y los instrumentos definidos por Ley 1715 de 2014 y demás resoluciones y decretos originados a partir de esta para la generación fotovoltaica.

1.1 DISPOSICIONES PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FNCER

La ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover el desarrollo y utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE, principalmente aquellas de carácter Renovable – FNCER, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en la Zonas No Interconectadas – ZNI 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.

En la Tabla 1 se presentan de forma abreviada las disposiciones establecidas para los autogeneradores a pequeña escala:

Tabla 1. Disposiciones de la Ley 1715 [1].

Disposiciones Para La Generación De Electricidad Con Fuentes No Convencionales De Energía Renovable (FNCE) en Zonas Interconectadas	
Promoción de la autogeneración a pequeña escala y la Generación Distribuida - GD	Expedición de lineamientos de política energética, regulación técnica y económica.
	Beneficios fiscales.
	Campañas publicitarias.
	Programas de divulgación masiva informando sobre requisitos, procedimientos y beneficios de la implementación.
	Programas de divulgación y capacitación focalizada en sitios de mayor viabilidad para la implementación.
Entrega de excedentes a la red de distribución	Preparación y publicación de guías técnicas y financieras.
	Se reconocerán como créditos de energía.
	Estos créditos se podrán negociar con terceros.
Medidores bidireccionales	Le remuneración dependerá del beneficio para el SD (disminución de pérdidas, aumento de la vida útil de los activos, soporte de energía reactiva, etc.).
	Bajo costo.
	Facilitan la liquidación de consumos y entregas a la red.
Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)	Procedimientos sencillos de conexión y entregas de excedentes.
	Financiación parcial o total de programas FNCE para estratos 1, 2 y 3 (por ejemplo, gestión a pequeña escala).
	Financiación parcial o total de programas de gestión eficiente de la energía para estratos 1, 2 y 3.
	Estudios, auditorías energéticas, adecuaciones locativas, disposición final de equipos sustituidos y costos de administración e interventoría.
	Los proyectos deben cumplir una evaluación costo-beneficios.

1.2 INCENTIVOS A LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE FNCE

La ley 1715 de 2014 estableció instrumentos para la promoción, desarrollo y utilización de las FNCE. Para aplicar a estos beneficios es necesario obtener los siguientes documentos:

- Inscripción de proyectos FNCE en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica de la UPME, conforme a lo establecido en la Resolución UPME 143 de 2016 [5] [6].
- Certificación expedida por el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética, en la cual la entidad avala el proyecto de FNCE y la maquinaria, equipos, elementos, materiales e insumos, nacionales o importados, o la adquisición de servicios relacionados con este. Esta

certificación tendrá una vigencia de 18 meses a partir de su expedición y solo podrá renovarse una vez [5] [7].

- Certificación de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales en la que se incluirán las cantidades y subpartidas arancelarias, de acuerdo al procedimiento establecido por la Resolución MinAmbiente 1283 de 2016 [7].

1.2.1 Deducción especial sobre el impuesto de renta y complementarios. Como fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, los contribuyentes declarantes del impuesto sobre renta y complementarios que realicen nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada. Cabe aclarar que el valor máximo a deducir por periodo gravable no podrá ser superior al cincuenta por ciento (50%) de la renta líquida del contribuyente, antes de restar la deducción [1] [7].

Adicionalmente, en el año en que se efectuó la inversión, aquellos contribuyentes obligados a llevar contabilidad podrán deducir por las nuevas inversiones el valor por depreciación o amortización acelerada de activos [1] [7].

La deducción especial prevista procederá igualmente cuando las nuevas erogaciones se efectúen por medio de contratos de *leasing* financiero con opción irrevocable de compra, en cuyo caso se aplicará el beneficio tributario a partir del año siguiente en el que se suscriba el contrato, siempre y cuando el locatario ejerza la opción de compra al final del mismo. El tratamiento previsto no será aplicable cuando las inversiones se efectúen a través de contratos de retroarriendo o *lease back*, o cualquier otra modalidad que no implique la transferencia de la propiedad de los activos a su finalización [7]

1.2.2 Exclusión del IVA. Para fomentar el uso de la energía procedente de FNCE, estarán excluidos de IVA los equipos, elementos, maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional que se destinen a nuevas inversiones y preinversiones, para la producción y utilización de energía a partir de las FNCE, así como aquellos destinados a la medición y evaluación de los potenciales recursos, de conformidad con el Anexo. Listado de bienes y servicios de la Resolución UPME 045 de 2016 [1] [5] [7].

Para mantener actualizado el listado, se podrá solicitar ante la UPME su ampliación y/o actualización allegando una relación de los bienes y servicios, junto con una justificación técnica de su uso dentro de los proyectos FNCE, de acuerdo con el procedimiento establecido por la UPME en la Resolución 045 de 2016 [5] [7].

La certificación de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales en la que se incluirán las cantidades y subpartidas arancelarias, será suficiente prueba para soportar la declaración de importación ante la DIAN, así como para solicitar la exclusión de IVA en las adquisiciones nacionales [7].

1.2.3 Exención de gravamen arancelario. Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la ley 1715 de 2014 sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE gozarán de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos (que no sean producidos en el país) destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes [1] [7].

Se deberá remitir a la Ventanilla Única de Comercio Exterior – VUCE la solicitud de licencia previa, anexando las certificaciones de la UPME y de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. Con este registro se entiende cumplida la solicitud de exención a la DIAN [7].

1.2.4 Régimen de depreciación acelerada. La actividad de generación a partir de FNCE, gozará del régimen de depreciación acelerada. Aquellos Generadores de Energía a partir de FNCE que realicen nuevas inversiones en maquinaria, equipo y obras civiles adquiridos y/o construidos posteriormente a la vigencia de la Ley 1715 de 2014, exclusivamente para las etapas de preinversión, inversión y operación de proyectos de generación a partir del FNCE, podrán aplicar el incentivo de depreciación fiscal acelerada, de acuerdo con la técnica contable, hasta una tasa anual global del veinte por ciento (20%) [1] [7].

El beneficiario de este incentivo definirá una tasa de depreciación igual para cada año gravable, la cual podrá modificar en cualquier año, siempre y cuando le informe a la Dirección Seccional de Impuestos de su jurisdicción, hasta antes de presentar la declaración del Impuesto sobre Renta y Complementarios del año gravable en la cual se realizó el cambio [7].

1.3 Desarrollo y Promoción de la Energía Solar

La energía solar se define como la energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en la radiación electromagnética proveniente del sol [8]. Para su desarrollo y promoción la ley 1715 define lo siguiente:

- Su aprovechamiento en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, en los sectores industrial, residencial y comercial [1].
- Reglamentar las condiciones de participación de energía solar como fuente de GD, en cuanto a estandarización técnica, requisitos de calidad y conexión, mecanismos de entrega de excedentes y normas de seguridad para las instalaciones [1].

- Determinar la viabilidad técnica y económica de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3, reemplazando al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios [1].

CAPÍTULO 2. IMPACTOS TÉCNICOS DE LA GD Y SU MANEJO

Dada la posibilidad que la generación fotovoltaica distribuida a pequeña escala se impulse en Colombia, por los múltiples beneficios que puede traer, es necesario considerar que la GD, puede tener distintos impactos técnicos en la red de distribución dependiendo de su manejo. Algunos de ellos están relacionados por la ubicación de las nuevas GD y pueden mitigarse si se realiza una distribución óptima [2] [9].

A continuación se revisarán tanto los impactos técnicos de la generación fotovoltaica distribuida como su manejo, incluyendo la localización óptima de la GD de acuerdo a las necesidades de cada red.

2.1 VARIACIONES DE TENSIÓN

Para asegurar la calidad de potencia, el sistema eléctrico debe operar dentro de ciertas condiciones; la tensión es precisamente uno de los parámetros más regulados, donde usualmente se define que la desviación sobre su valor nominal no debe ser mayor a $\pm 10\%$. Esto es debido a que los efectos adversos sobre el sistema o las cargas comienzan a notarse cuando se supera este límite, aunque la gravedad de los mismos dependerá de la duración de esta variación. Las caídas de tensión o subtensiones tienen diferentes consecuencias dependiendo de su gravedad, que pueden ir desde el parpadeo o *flicker*, pasando por afectar el rendimiento de ciertos equipos, hasta dejarlos fuera de servicio. Las sobretensiones, por otro lado, pueden conllevar a daños permanentes en equipos sensibles y disminución en la vida útil de la mayoría de elementos que se conectan al sistema eléctrico. Los problemas antes descritos son intrínsecos de la red, sin embargo se hace indispensable mencionarlos pues no solo la GD puede verse afectada por ellos, sino que en

determinados casos es la fuente de las fluctuaciones o actúa como un amplificador de los mismos [2] [10] [11].

2.1.1 Efecto de la GD en variaciones de tensión propias de la red. La GD fotovoltaica debe garantizar la calidad de la potencia y evitar el efecto *islanding*. Para esto se instalan inversores especialmente diseñados para operar bajo el esquema de maestro-seguidor, que también se desconectan inmediatamente si detectan una caída de tensión en condiciones de alta demanda (conforme a la norma IEEE 1547, que estandariza la interconexión de recursos distribuidos con sistemas eléctricos), con esto además se garantiza la protección del inversor y los equipos aguas arriba de él. Sin embargo, el efecto en la red es un aumento en la demanda, dado que las cargas no se desconectan automáticamente, lo que puede agravar la caída de tensión y en algunos casos conducir a un apagón [2] [10].

El manejo a esta situación corresponderá al tamaño de la GD. En primer lugar se espera que el Estado defina las condiciones de operación con disturbios o fallas para los nuevos generadores. En las más pequeñas simplemente se puede ampliar el rango de tolerancia para las caídas de tensión; las generaciones medianas y grandes deberían garantizar su capacidad de *Fault Ride Through*, lo que significa que no se desconectarán durante o inmediatamente después de una falla. Preferiblemente las GD deberían tener la capacidad de dar soporte a la red mediante la inyección de corrientes reactivas durante la falla, actuando como un regulador de tensión, pero esto dependerá estrictamente de lo que la regulación define, en cuanto a, por ejemplo el factor de potencia al que deben operar los inversores [2] [12].

2.1.2 Desbalance del sistema trifásico. Una red desbalanceada puede causar daños a múltiples equipos, como transformadores, motores, equipos electrónicos y de control. Se hace necesario que por parte del Estado se haga una debida planificación en la conexión de las nuevas GD monofásicas para asegurar su adecuada distribución y evitar desequilibrios en la red [2].

2.1.3 Sobretensiones y flujos de potencia inversos. La conexión de GD al sistema interconectado convierte a la red en un componente activo, alterando el flujo de potencia. Si en determinadas zonas se tiene una alta penetración de GD que eleve la tensión, pueden presentarse flujos de potencia inversos que desestabilicen el sistema y afecten equipos, transformadores y protecciones. Las sobretensiones para este caso serán más probables durante día, pues la demanda de energía es menor pero la generación fotovoltaica está en su pico. La forma más sencilla de lidiar con este inconveniente es restringir la potencia entregada por la GD cuando la tensión excede los límites establecidos, instalando acondicionadores de potencia que reduzcan gradualmente la potencia activa, sin embargo, la energía que se deja de generar tiene un impacto financiero negativo para el propietario, y esto en algunos casos puede restringir la penetración de los sistemas fotovoltaicos y disminuir la producción de energía limpia [2] [10] [11].

2.2 FLUCTUACIONES DE POTENCIA

Las fluctuaciones de potencia son propias de los sistemas fotovoltaicos y se deben principalmente a factores no controlados que cambian con las condiciones climáticas. Los principales factores que afectan la GD fotovoltaica son: la irradiancia solar, que impacta directamente en la corriente generada; la temperatura de los módulos, que conlleva a una disminución en la tensión debida a una menor eficiencia del panel; y el sombreado (de árboles, hojas o nubes) que puede bloquear una celda convirtiéndola en un componente pasivo [2] [13].

Las fluctuaciones de potencia de corta duración son un problema para la calidad de potencia, y si son muy frecuentes también pueden tener repercusiones en la vida útil de los cambiadores *taps* y otros equipos, pues su constante operación implica un mayor desgaste de sus contactos. Por otro lado, las fluctuaciones de potencia de larga duración, tienen un impacto financiero pues requieren una generación de respaldo, usualmente alimentada por fuentes no renovables de energía. Para controlar dichas fluctuaciones y su impacto en la red existen varias alternativas, entre ellas la dispersión geográfica, la predicción solar, estrategias de control de voltaje, y el almacenamiento de energía, donde probablemente el mejor resultado se obtenga si se utilizan todas ellas en cierta medida [2] [14].

2.3 VARIACIONES DE FRECUENCIA

La frecuencia es el otro parámetro primordial para la calidad potencia y debe permanecer dentro de un margen muy ajustado en torno a la frecuencia nominal, fuera de este margen muchos equipos funcionan mal y existe el riesgo de colapsar el sistema. La frecuencia suele empezar a variar cuando se rompe el delicado equilibrio entre la generación y la demanda, tiende a subir cuando se produce potencia en exceso, es decir, cuando la generación crece por encima de la demanda y tiende a bajar cuando se produce un déficit de potencia [2] [14] [15].

Es imaginable afirmar que cuando en un sistema interconectado se adiciona GD fotovoltaica, la potencia entregada por esta puede oscilar en pocos minutos, de forma muy significativa, debido a su naturaleza intermitente y su variabilidad fuera del control humano, traduciéndose en perturbaciones de la frecuencia, con el riesgo de superar el margen permitido [2] [14] [15] [16].

Cabe señalar, que el riesgo asociado a la existencia GD fotovoltaica es proporcional a su tamaño relativo en el conjunto del sistema eléctrico y la posibilidad

de perturbar la frecuencia exige que el total de la potencia fotovoltaica esté fluctuando, algo muy poco probable por la dispersión geográfica de las GD, y su tamaño sea de aproximadamente el 10% de la demanda en ese momento. Sin embargo en las redes eléctricas insulares la situación sí es relevante, pues las GD pueden llegar a ser representativas y estarían bastante concentradas, así que la probabilidad de ocurrencia no es despreciable [14].

Por lo tanto, para asegurar la estabilidad del sistema medida que crezca la GD fotovoltaica conectada a la red, los controles de frecuencia deben aumenten exponencialmente [2] [15].

2.4 ARMÓNICOS

El inversor es el componente primordial para la conexión de los GD fotovoltaicos, ya que convierte la corriente continua, generada por el panel, en corriente alterna, que podrá inyectarse a la red. Existen inversores de características variadas, inversores de fuente de corriente, inversores de fuente de tensión, con onda sinusoidal, semi-sinusoidal o no sinusoidal; sin embargo los beneficios que ofrecen y la calidad de potencia que entreguen, estará acorde a su precio. Es indispensable que Colombia regule los límites máximos permisibles de inyección de armónicos en la onda de tensión y en qué casos se deben instalar filtros para evitarla. Los estándares actuales en Australia, Estados Unidos, Europa y Panamá son estrictos en cuanto al porcentaje de distorsión armónica total (THD) en la corriente inyectada, con límites específicos en ciertos armónicos [2] [12] [17] [18].

Por otro lado, los inversores fuente de tensión, pueden ser capaces de ayudar a corregir los armónicos, sin embargo tiene un gasto energético asociado y en conjunto con el costo del equipo no los hace viables, a menos que se pague una compensación financiera por reducir las pérdidas de energía asociadas a los

armónicos. Sin embargo, es preferible para el OR instalar compensadores armónicos en la red, porque además de los costos, el soporte armónico de las GD fotovoltaicas solamente se daría en horas diurnas [2].

Por lo tanto, se recomienda el uso de inversores fuente de corriente de onda sinusoidal, que son los más comunes para esta aplicación, pues tienen un impacto despreciable en la distorsión armónica, aunque no proporcionen soporte armónico a la red [2] [17].

2.5 EFECTO ISLANDING

El *islanding* no intencionado o efecto *islanding*, es un fenómeno eléctrico producido cuando una interrupción o desconexión en el suministro de energía centralizado no afecta una porción de la red, pues una fuente de GD continúa energizándola, quedando aislada de resto del sistema. Esto puede causar una serie de inconvenientes, en lo que se refiere a la seguridad inherente y a la seguridad operativa, ya que el sistema no tiene ningún control sobre la isla [2] [10] [19]:

- Se compromete la seguridad de los técnicos que trabajen sobre la porción de la red aislada energizada, y de las personas, en caso de rotura de conductores que permanezcan energizados [10].
- Daños en los inversores de la GD por la reconexión [10].
- Daños en equipos, por una mala calidad de potencia en la isla [2].
- Aumento en los tiempos de reconexión, debido a que la GD no permite el despeje de la falla [10].
- Las sobretensiones transitorias causadas por ferresonancia y fallas a tierra son más probables en esta configuración [2].
- Daños en equipos de la red por recierres no sincronizados [2].

Sin embargo, el efecto *islanding* es bien conocido y muchos inversores incluyen características para contrarrestar sus efectos, aunque estas deberán corresponder a la reglamentación futura del Estado [2] [12].

2.6 OTROS IMPACTOS TÉCNICOS

La contribución de un inversor a los niveles de cortocircuito puede llegar a ser despreciable, sin embargo, los inversores de muchos GD fotovoltaicos puede sumar corrientes de cortocircuito significativas y posiblemente causar mal funcionamiento o daños en equipos [2] [10].

Con respecto a las sobretensiones a tierra (*Ground Fault Overvoltage – GFO*), existe una incertidumbre de cómo se comporta este fenómeno en la GD fotovoltaica, ya que los inversores actúan como una fuente de corriente, además de que los sistemas de puesta tierra pueden no ser suficientes para mitigar las sobretensiones transitorias [20].

También cabe mencionar los efectos de inyectar al sistema corriente continua y ondas de alta frecuencia [2] [10].

2.7 EFECTO EN LA RED DE DIFERENTES NIVELES DE PENETRACIÓN FOTOVOLTAICA

Se ha mencionado antes que el impacto en la red de la GD fotovoltaica es consecuente a su tamaño, e incluso algunos estudios han demostrado que diferentes niveles de penetración causan un efecto no lineal en la red [21].

Por ejemplo, en una red de aproximadamente 10.000 usuarios, donde el 5% instala una GD fotovoltaica, se tienen efectos positivos por disminución de pérdidas eléctricas, pues toda la GD es utilizada, y se reducen los consumos del sistema

durante el día. Cuando el 50% de los usuarios cuenta con una GD fotovoltaica, se empiezan a ver impactos como sobretensiones moderadas y pequeños flujos de potencia inversos, aunque estos estén dentro de los rangos aceptables [21].

Con un 100% de penetración fotovoltaica las sobretensiones empiezan a ser mucho más importantes, aunque dependerán de la configuración de la red y la demanda de energía que se presente. Por último, con una penetración del 200%, es decir, si cada usuario instala el doble de capacidad fotovoltaica, se tienen sobretensiones por encima de lo permisible siempre que haya generación [21].

2.8 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE LA GD

En vista de la evolución que ha tenido en los últimos años la GD y su dada la importancia de su interconexión con el sistema de potencia, a través de la red de distribución, se han desarrollado modelos matemáticos para determinar la Localización Óptima de la Generación Distribuida (*Optimal Distributed Generation Placement – ODGP*), cuyo principal objetivo es optimizar la planeación y operación de las redes de distribución, teniendo en cuenta las limitaciones de la GD en cuanto a capacidad se refiere [9] [22].

El ODGP puede perseguir distintos uno o múltiples objetivos específicos, entre los ellos los más comunes son los siguientes [9]:

- Minimizar las pérdidas técnicas del sistema
- Minimizar las pérdidas de energía
- Disminuir el índice promedio de duración de las interrupciones SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*)
- Minimizar los costos
- Minimizar las variaciones de tensión
- Maximizar la capacidad de la GD

- Maximizar los beneficios
- Maximizar la relación costo beneficio
- Optimizar el uso de la red

El modelamiento de la ODGP, también dependerá del número de GD a ser instaladas, y las restricciones consideradas para su formulación. Las siguientes son las restricciones usuales para estos modelos [9]:

- Flujo de potencia
- Caída de tensión
- Límites de tensión en nodos
- Capacidad de líneas y transformadores
- Distorsión armónica total (THD)
- Límites en el nivel de cortocircuito
- Restricción de confiabilidad
- Tamaño de la GD
- Presupuesto
- Límites en la generación de energía distribuida
- Factor de potencia
- Máximo número de GD en una red

Como resultado el modelo puede entregar las localizaciones óptimas de una o varias GD, su tamaño, o incluso las dos variables.

CAPÍTULO 3. IMPACTOS FINANCIEROS DE LA GD FOTOVOLTAICA

Con el fin de cuantificar los posibles impactos financieros de la inclusión de la GD fotovoltaica en usuarios residenciales, en esta sección se presenta en primera instancia el análisis financiero o *business case* de la GD distribuida en Colombia, considerando los incentivos propuestos en la ley 1715 de 2014.

Posteriormente se revisa el análisis costo-beneficio para el Sistema Interconectado Nacional – SIN, asumiendo una penetración aproximada de 1425MW.

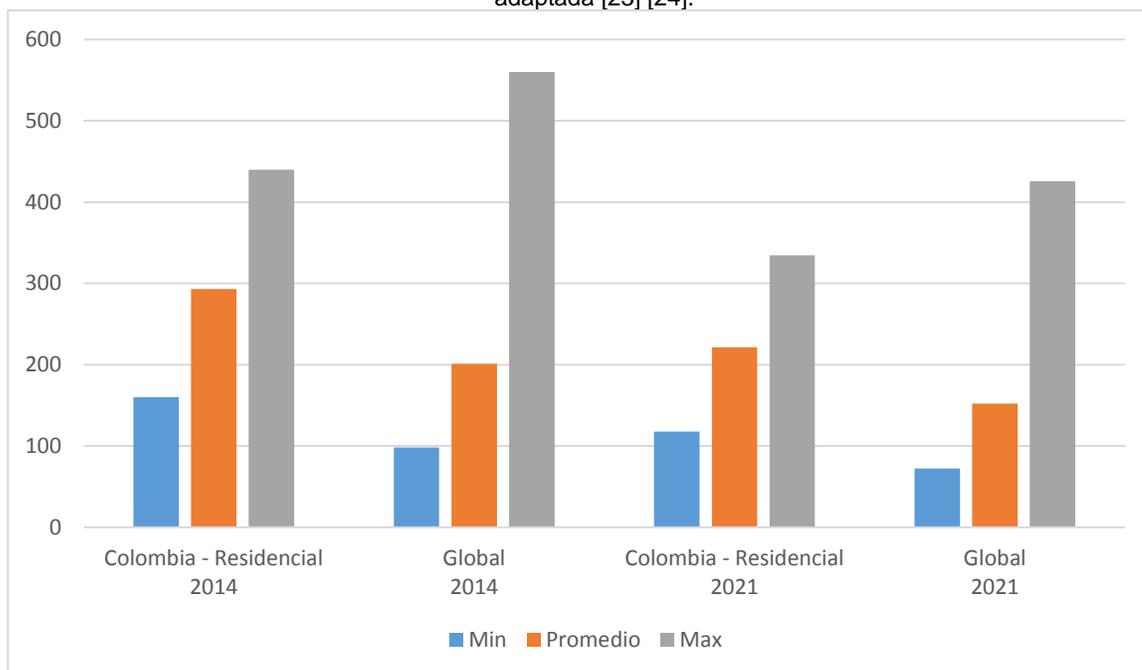
3.1 ANÁLISIS FINANCIERO

Los ingresos de proyectos orientados autoconsumo consisten principalmente en ahorros, por lo tanto, para asegurar que la GD fotovoltaica es rentable, el costo de la energía fotovoltaica debe ser igual o menor al costo de la energía entregada por la red [23].

En Colombia existen diferentes tarifas para diferentes tipos de consumidores. Los precios son regulados y por lo general más altos para los consumidores residenciales y pequeños consumidores comerciales. También se impone una contribución del 20% sobre la tarifa para consumidores residenciales de estratos 5 y 6 y comerciales, que sirve para financiar los subsidios de los estratos 1, 2 y 3 [23].

En la Figura 2 se presenta un diagrama de barras con el costo nivelado de energía (LCOE) de energía solar fotovoltaica; los costos utilizados en el estudio original fueron obtenidos a partir de cotizaciones nacionales [23].

Figura 2. Costo nivelado de energía (LCOE) de energía fotovoltaica en Colombia y en el mundo. Figura adaptada [23] [24].



Si se considera como tarifa base 156 USD/MWh (con una TRM de 2923,96\$/USD), la cual corresponde a la tarifa aplicada por el Operador de Red EPM durante el mes de febrero de 2017 para un usuario residencial de estrato 4 con cargos de transmisión y distribución. Entre tanto, el LCOE de energía fotovoltaica promedio para un usuario residencial con incentivos, según el modelo utilizado, es de aproximadamente 193 USD/MWh. Con lo anterior se evidencia que la GD fotovoltaica no es competitiva, aunque la diferencia no es muy grande. Ahora, con respecto a la tarifa de usuarios residenciales 5 y 6, que es de 187 USD/MWh, se encuentra que la diferencia es mínima [23].

De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 2 se presenta como caso de estudio un análisis financiero donde se calcula la Tasa Interna de Retorno – TIR, y el tiempo de recuperación de lo inversión, para proyectos de GD fotovoltaica en estratos 5 y 6. Se asume una capacidad instalada de 3kWp, una generación anual de 4.000 kWh/año y un consumo doméstico de 5.000 kWh/año. El costo de instalación se

supone de 4 USD/W (aunque el promedio es de 4,8 USD/W, una vez aplicados los incentivos de IVA y arancel). También se determina una tarifa de 211 USD/MWh, con el fin de tener en cuenta las alzas que se presenten en la tarifas por eventos como el fenómeno del niño.

También se definen tres casos con respecto a los créditos de energía: el primero es sin esquema de créditos de energía, es decir que la energía que se exporta a la red no es compensada y por lo tanto, la única forma de ingreso son los ahorros energéticos durante el día; se considera que este ahorro equivale al 51% de la demanda doméstica, con 12 horas iluminación solar diarias. El segundo se denomina esquema de facturación neta y valora los créditos de energía a precio de bolsa, es decir, que para consumir la misma cantidad de energía que se entrega a la red el usuario debe pagar una tarifa correspondiente a la diferencia entre el precio normal de compra y el precio de bolsa; por último, el tercer caso corresponde a un esquema de medición neta, donde la energía entregada a la red es reconocida al mismo precio de la compra, incluida la contribución del 20% [23].

Tabla 2. Escenarios de generación para instalaciones fotovoltaicas residenciales. Tabla adaptada [23].

Escenario	LCOE [USD/MWh]	Precio de energía [USD/MWh]	TIR [%]	Recuperación de inversión [años]
Caso 1 – Ahorros Tarifa con contribución	193	211	2,5	20,4
Caso 2 – Facturación neta (créditos a precio de bolsa) Tarifa con contribución	193	211	4,3	17,3
Caso 3a – Medición neta Tarifa con contribución	193	211	7,1	13,6
Caso 3b – Medición neta + deducción en renta Tarifa con contribución	193	211	11,2	8,8

En todos casos se logra una rentabilidad financiera, considerando un costo de oportunidad del 4% y ausencia de deuda. El caso 3b ilustra la posibilidad que tienen algunos usuarios residenciales de aplicar la deducción en renta del 50% de la inversión en 5 años, la cual tiene un impacto positivo de 4 puntos sobre la TIR y reduce el período de retorno a pocos menos de 9 años. Se concluye que la generación fotovoltaica no es rentable en Colombia sin subsidios, ya que los costos

de estos sistemas son relativamente altos a causa de la escasa madurez del mercado fotovoltaico. Adicionalmente, solo el caso 1 está acorde a la realidad ya que aún no se ha definido la metodología para la entrega de excedentes de energía. Por otro lado, se espera que los incentivos permitan desarrollar el mercado y que a futuro estos no sean necesarios [23].

Por lo tanto, para el horizonte de los cinco años siguientes se tiene un LCOE de energía fotovoltaica promedio para un usuario residencial con incentivos, de aproximadamente 151 USD/MWh. Se presenta nuevamente el análisis financiero, bajo las mismas consideraciones anteriores.

Tabla 3. Escenarios de generación para instalaciones fotovoltaicas residenciales en el año 2021.

Escenario	LCOE [USD/MWh]	Precio de energía [USD/MWh]	TIR [%]	Recuperación de inversión [años]
Caso 1 – Ahorros Tarifa con contribución	151	211	3,2	17,1
Caso 2 – Facturación neta (créditos a precio de bolsa) Tarifa con contribución	151	211	5,5	14,5
Caso 3a – Medición neta Tarifa con contribución	151	211	9,1	11,4
Caso 3b – Medición neta + deducción en renta Tarifa con contribución	151	211	14,3	7,4

En todos casos se logra una considerable mejora en la rentabilidad financiera. Se concluye que la generación fotovoltaica estaría cerca de alcanzar la rentabilidad sin subsidios, considerando una disminución de costos debido al crecimiento del mercado fotovoltaico en el país. Adicionalmente, se presume que en el horizonte de los cinco años siguientes la ley 1715 de 2014 esté completamente reglamentada, siendo una realidad la entrega de excedente y demás incentivos fiscales.

3.2 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO

Como se estableció anteriormente, la energía fotovoltaica tiene un comportamiento intermitente, y esto traduce en mayores costos del sistema, por ejemplo, para contar con respaldos de generación [25].

Con el fin de cuantificar los impactos relacionados con una significativa penetración de GD fotovoltaica a pequeña escala, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, realizó un análisis asumiendo una penetración aproximada de 1425MW, repartida en 5 ciudades, con 11 horas de generación y considerando que el impacto de la GD fotovoltaica será mayor en los periodos de demanda media. En la Tabla 4 se muestran los beneficios, calculados para un año, de la implementación de la GD fotovoltaica, considerando:

- Reducción de pérdidas técnicas en el sistema interconectado, determinada a partir del flujo de carga en condiciones normales de operación para todo el SIN. La valoración económica de las pérdidas se realiza tomando el valor de la componente G de la tarifa de energía eléctrica en un valor de 144.19 \$/kWh. Cabe mencionar que la duración de la radiación solar depende del día y la ciudad, por lo que este valor es solo una aproximación [26].
- El impacto en el costo marginal del sistema por reducción de costos en los períodos que se tiene disponible la energía solar. Para determinar el efecto de la GD en el despacho ideal y en los precios de bolsa se simula la operación energética del sistema sin tener en cuenta la red, comparando los casos con GD fotovoltaica y sin ella [26].

Tabla 4. Beneficios de la GD fotovoltaica [26].

Beneficios	Valor (M\$)
Reducción de pérdidas	7.743
Reducción costo marginal	43.500
Total	51.243

La Tabla 5 muestra los costos calculados para ese mismo año, debidos al impacto de la GD fotovoltaica, teniendo las siguientes consideraciones:

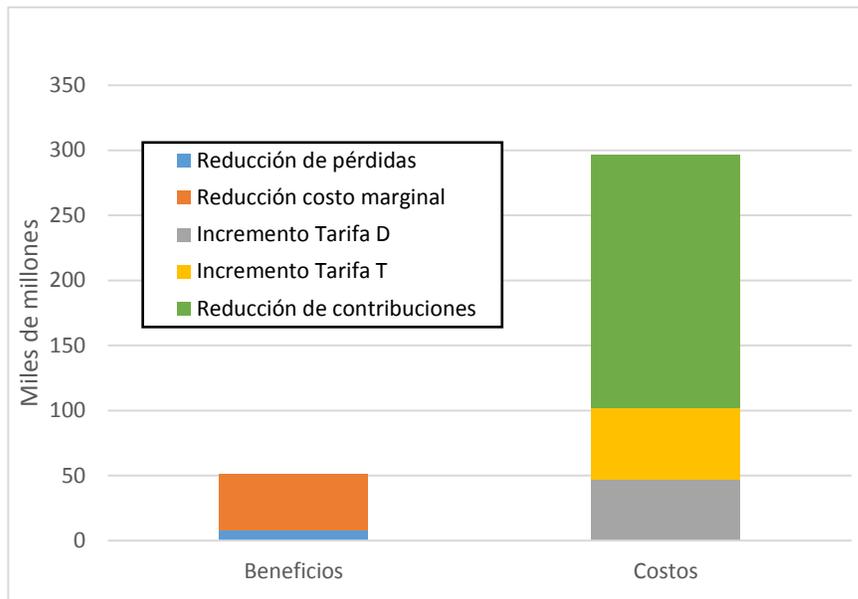
- Aumento en las tarifas de transmisión y distribución por reducción de la demanda. Este aumento se calculó tomando como base los datos para el mes de febrero de 2015 y con la proyección de demanda de energía se la UPME, se aplica un factor de crecimiento de 4.02% a la demanda, y al total de demanda de cada área se resta la correspondiente demanda que será reemplaza por la generación fotovoltaica [26].
- Disminución de la contribución de los estratos 5 y 6, considerando lo que se deja de consumir de la red por la instalación GD fotovoltaica [26].

Tabla 5. Costos para el SIN de la GD fotovoltaica [26].

Componente de costos	Valor (M\$)
Incremento en la Tarifa Distribución	46.934
Incremento en la Tarifa Transmisión	55.440
Reducción de contribuciones estrato 5 y 6	194.308
Total	296.682

La Figura 3 compara la cuantificación de los costos y beneficios de la inclusión de GD fotovoltaica, de acuerdo a los supuestos realizados. Es evidente el impacto negativo para el sistema de dicha penetración, con una relación de 6 a 1 entre costos y beneficios.

Figura 3. Comparativa entre impactos positivos y negativos de la GD fotovoltaica.



Sin embargo, el análisis no incluye otro tipo de beneficios, como el aumento en la confiabilidad y seguridad del sistema o la gestión de potencia reactiva y el control de voltaje, entre otros [26].

Se concluye que la integración de la GD fotovoltaica tiene un impacto negativo para el sistema interconectado, y en especial para usuarios que no instalen un sistema de autogeneración [26].

CAPÍTULO 4. LA GD FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA, UN ANÁLISIS PROSPECTIVO

La tecnología adoptada para la generación de energía eléctrica en cada país está influenciada por muchas razones, por ejemplo, la geografía, las condiciones climáticas o la densidad poblacional; pero en última instancia, dicha adopción depende de las políticas nacionales. Estas políticas están motivadas por consideraciones económicas, objetivos climáticos propuestos y demás, que estableciendo regímenes tarifarios o regulaciones ambientales incentivan algunas tecnologías sobre otras. En algunos casos, los marcos regulatorios son indispensables para lograr la adopción de tecnologías que de otra manera no serían viables en el corto plazo, creando también, nuevos sectores comerciales que impulsan la economía [27].

En este capítulo se evaluará el posible desarrollo del escenario deseable: “inclusión de generación fotovoltaica distribuida en usuarios regulados, en el horizonte de los cinco años siguientes” en el marco de la ley 1715 de 2014, y para realizar esta evaluación se utilizará el análisis de la estrategia de actores MACTOR®.

4.1 MÉTODO MACTOR®: ANÁLISIS DE LAS ESTRATEGIAS DE LOS ACTORES

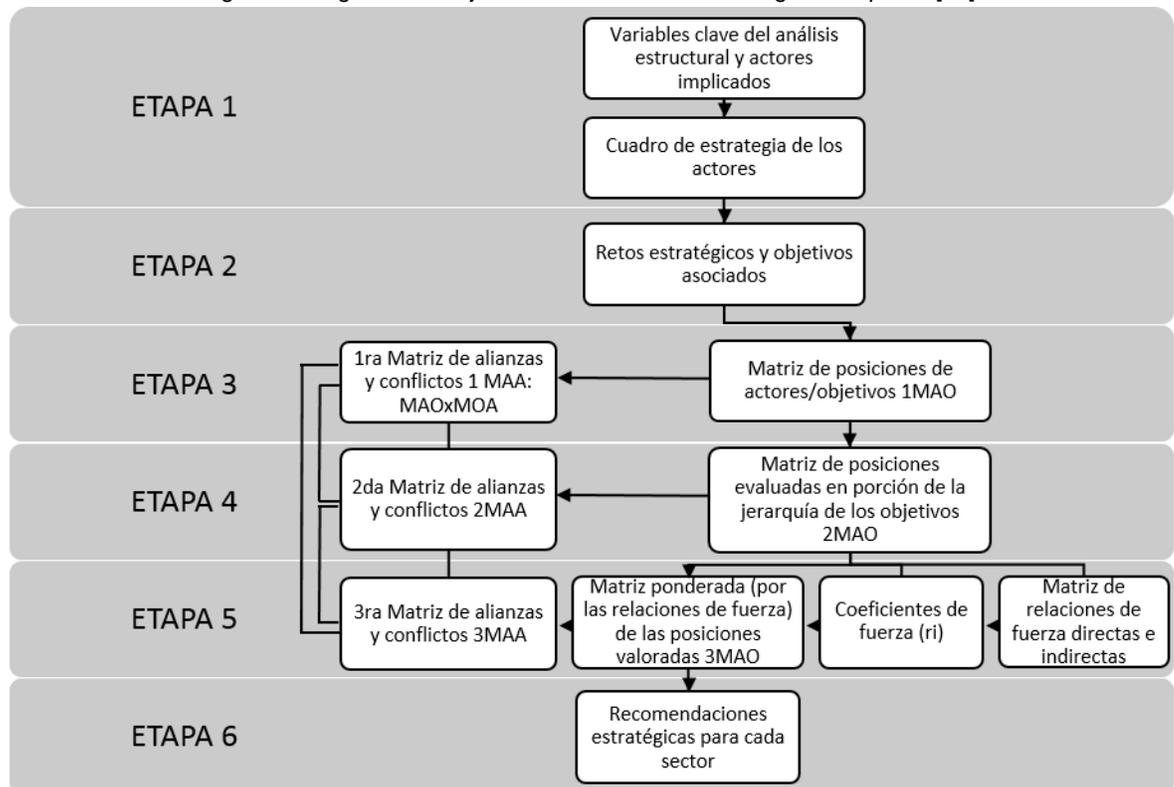
La prospectiva aborda el futuro como una realidad múltiple e indeterminada, resultado de infinitas posibilidades de la acción humana; su análisis se convierte en una herramienta para anticipar el futuro de un sistema determinado, en términos de probabilidad, que posteriormente permitirá trazar estrategias y tomar acciones para modelarlo de forma más conveniente [28] [29] [30].

Con el fin de evaluar los retos estratégicos y las cuestiones clave para el futuro, siendo estas nada más que resultados y consecuencias de los conflictos

previsibles, es necesario el análisis de las estrategias de los actores, donde se incluye la confrontación de los proyectos de cada uno de ellos y su valoración de fuerzas, comprendidas como experiencias y medios de acción. Dicho análisis se desarrolla en seis etapas [28]:

- 1) Construcción del cuadro de estrategia de actores: Localizar los proyectos y motivaciones de cada actor, sus apremios y sus medios de acción.
- 2) Identificar los retos estratégicos y los objetivos asociados.
- 3) Situar cada actor sobre cada objetivo y localizar las convergencias y divergencias.
- 4) Jerarquizar los objetivos e identificar las tácticas posibles.
- 5) Evaluar las relaciones de fuerza y formular para cada actor las recomendaciones estratégicas coherentes con sus prioridades de objetivos y sus medios.
- 6) Formular las hipótesis sobre las tendencias, los eventos, las rupturas que caracterizarán las relaciones de fuerza entre actores.

Figura 4. Diagrama de flujo del método MACTOR®. Figura adaptada [28].



4.2 VARIABLES CLAVE Y ACTORES IMPLICADOS

Inicialmente se considera que el escenario previamente definido es realizable, y se seleccionan los cinco actores estratégicos de la inclusión de la GD fotovoltaica en el sistema interconectado:

- Estado: el actor más importante, pues es el que regula e incentiva el sector. Para este caso se asumirá como un único actor, aunque en realidad es un actor polimorfo, donde sus diferentes componentes pueden diferir en objetivos y comportamiento [2] [28].
- Agentes del mercado 1: los comercializadores y distribuidores de energía, quienes tienen un papel muy importante en la viabilidad de estos proyectos [23].
- Agentes del mercado 2: los generadores hidráulicos y térmicos se incluyen en el análisis considerando que pueden perder una cuota de mercado importante.
- Usuarios: Para este análisis en particular se definen como usuarios aquellas personas que están conectadas a la red y gozan del servicio de energía eléctrica.
- Empresas fotovoltaicas: entiéndase importadores, productores y empresas encargadas del desarrollo de estos proyectos.

No se incluye como actores relevante a los Transmisores Nacionales - TN, bajo la premisa de que la actividad de transmisión recibe remuneración por ingreso máximo y por lo tanto, no se verían afectada por la inclusión de la GD fotovoltaica [31]; tampoco se incluye a la academia (universidades y centros de investigación), considerando que sus intereses están representados por el Estado.

4.3 CUADRO DE ESTRATEGIA DE LOS ACTORES

En la Tabla 6 se presenta el cuadro de estrategia de cada uno de los actores previamente seleccionados (actores x actores), es decir los actores que de cerca o

de lejos mandan sobre las variables clave para determinar la viabilidad del escenario deseable, donde [28]:

- Las casillas de la diagonal principal incluyen la finalidad y los objetivos de cada uno de los interesados, sus problemas y sus medios de acción de acuerdo al escenario planteado, es decir, estas serán la carta de identidad de cada actor [28].
- Las demás casillas corresponden a los medios de acción sobre los demás actores que cada uno posee para realizar su proyecto. En algunos casos pueden encontrarse vacías o casi vacías [28].

El relleno de este cuadro se realizó principalmente en base a la ley de Servicios Públicos, la Ley Eléctrica, la ley 1715 de 2014 y otros documentos que determinan la regulación colombiana y establecen las metas del Estado y sus relaciones con los demás actores, con respecto al servicio de energía eléctrica.

Tabla 6. Estrategia de los actores.

Escenario deseable: "inclusión de generación fotovoltaica distribuida en usuarios regulados, en el horizonte de los cinco años siguientes".

ESTRATEGIA DE LOS ACTORES

Acción Sobre De	Estado	Agentes del Mercado 1	Agentes del Mercado 2	Usuarios	Empresas FV
Estado	<p>Meta:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera [32]. · Promover el desarrollo de las FNCER [1]. · Reducir 20% las emisiones [33]. <p>Problemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Inflación. · Fenómeno de El niño [23]. <p>Medios:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Crecimiento sostenido. · Promulgación y reglamentación leyes y resoluciones. · Impuestos. 	<ul style="list-style-type: none"> · Promoción y apoyo [34]. · Regulación de la prestación del servicio [34]. · Control, inspección y vigilancia [34]. 	<ul style="list-style-type: none"> · Promoción y apoyo [34]. · Regulación de la prestación del servicio [34]. · Control, inspección y vigilancia [34]. 	<ul style="list-style-type: none"> · Aseguramiento de calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica [32]. · Otorgamiento de subsidios a las personas de menos recursos [34]. 	<ul style="list-style-type: none"> · Promoción de la energía fotovoltaica mediante los incentivos de la Ley 1715 de 2014 [1].
Agentes del Mercado 1	<ul style="list-style-type: none"> · Asegurar el retorno de inversiones ya realizadas [32]. · Garantizar la seguridad de la operación [32]. 	<p>Meta:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Mantener su ingreso. · Regular técnicamente la GD. <p>Problemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Disminución de la demanda. · Problemas técnicos en la red. <p>Medios:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Retraso de inversiones. · Nueva metodología de remuneración [35]. · Apoyo del Estado [34]. 	<ul style="list-style-type: none"> · Concertaciones y alianzas. 	<ul style="list-style-type: none"> · Pago de sus obligaciones [32]. · Disminución de pérdidas negras. 	<ul style="list-style-type: none"> · Productos de calidad [18]. · Protecciones que detecten y restrinjan el <i>islanding</i> automático, la inyección de armónicos y demás [12].
Agentes del Mercado 2	<ul style="list-style-type: none"> · Asegurar el retorno de inversiones ya realizadas [32]. · Garantizar la seguridad de la operación [32]. 	<ul style="list-style-type: none"> · Concertaciones y alianzas. 	<p>Meta:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Mantener su ingreso. · Regular técnicamente la GD. <p>Problemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Disminución de la demanda. · Complejidad de la operación del sistema interconectado. <p>Medios:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Retraso de inversiones. · Apoyo del Estado [34]. 		<ul style="list-style-type: none"> · Productos de calidad [18]. · Protecciones que detecten y restrinjan el <i>islanding</i> automático, la inyección de armónicos y demás [12].
Usuarios	<ul style="list-style-type: none"> · Costo eficiente del servicio [32]. · Subsidios o ayudas [34]. 	<ul style="list-style-type: none"> · Calidad y continuidad del servicio [32]. · Conexión a la red de la GD [23]. 	<ul style="list-style-type: none"> · Calidad y continuidad del servicio [32]. 	<p>Meta:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Servicio de energía eléctrica al menor precio con calidad y confiabilidad [32]. <p>Problemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Aumento tarifas. · Costo de inversión en energía solar fotovoltaica [23]. <p>Medios:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Apoyo del Estado [32]. · Subsidios [34]. 	<ul style="list-style-type: none"> · Productos de calidad a precios competitivos. · Financiación. · Orientación y soporte.
Empresas FV	<ul style="list-style-type: none"> · Reglamentación de los incentivos para las FNCER [23]. 	<ul style="list-style-type: none"> · Acuerdos para la conexión a la red de la GD fotovoltaica [23]. 		<ul style="list-style-type: none"> · Instalación GD fotovoltaicas. 	<p>Meta:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Participación en mercado eléctrico y reconocimiento. <p>Problemas:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Desconocimiento. · Escasa madurez del mercado y riesgo de "first-mover" [23] [36]. · Reticencia a la inversión. · <i>Business case</i> [36]. <p>Medios:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Apoyo del Estado [1]. · Incentivos [1].

4.4 IDENTIFICAR LOS RETOS ESTRATÉGICOS Y SUS OBJETIVOS ASOCIADOS

Haciendo una lectura colectiva y reflexiva del cuadro estratégico de los actores, se identifican los siguientes retos estratégicos o campos de batalla, donde se generan alianzas o conflictos en función de sus objetivos y la convergencia o divergencia de los mismo [28]:

- **E1 Costo de la energía**

El principal objetivo del Estado, consagrado en la ley eléctrica es: “*abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera*” [32], objetivo que es compartido por los agentes del mercado, al estar regulados por el mismo, y los usuarios, por su mayor conveniencia, sin embargo, de acuerdo a lo presentado en el Capítulo 3, este objetivo no es favorable para las empresas fotovoltaicas considerando que el costo de esta energía es mayor al del sistema interconectado [23].

- **E2 Inclusión de la GD fotovoltaica**

La ley 1715 de 2014 estableció el marco legal y los instrumentos para la promoción, desarrollo y utilización de la energía fotovoltaica [5], sin embargo, la inclusión de la GD fotovoltaica tiene una serie de implicaciones técnicas y fiscales que aún están siendo reglamentadas por el Estado. La reglamentación fiscal es prioritaria para las empresas del fotovoltaicas, pues apalancará la adopción de la tecnología fotovoltaica, así como también para los usuarios interesados en instalarla. Por otro lado, la reglamentación técnica es muy importante para los agentes del mercado con el fin de asegurar la calidad de potencia en las redes con GD distribuida.

- **E3 Impacto ambiental de la generación de energía eléctrica**

El 20 de julio de 2015, Colombia se compromete a reducir el 20% de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para el año 2030 bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), con el fin de frenar el cambio climático y evitar sus consecuencias; adicionalmente el sector de energía eléctrica fue uno de los sectores económicos seleccionados para contribuir a esta meta [33]. En este reto estratégico el principal aliado del Estado son las fotovoltaicas, para lograr el desplazamiento de la generación térmica con fuentes fósiles por energías renovables que representen un beneficio ambiental [23], lo que naturalmente es opuesto a los intereses de los agentes del mercado, tanto por el desplazamiento de la generación termoeléctrica como por los impactos técnicos de una alta penetración de la energía fotovoltaica.

- **E4 Aseguramiento del suministro de energía durante fenómenos climáticos**

Considerando primeramente la alta dependencia del sector eléctrico colombiano a la energía hidroeléctrica y que dicha dependencia pone al país en riesgo periódico de escasez y altos precios de energía ante la ocurrencia de fenómenos de sequía como El Niño, y segundo, que precisamente los menores aportes hidroeléctricos se dan en los meses de verano (entre diciembre y abril) cuando los aportes de fuentes variables como los de la energía fotovoltaica tienden a ser mayores, se infiere que la energía fotovoltaica aportaría al aseguramiento del suministro de energía y la formación de los precios del mercado en el medio y largo plazo [23]. Este es otro reto estratégico de vital importancia para el Estado, donde nuevamente su principal aliado son las empresas fotovoltaicas y su mayor oposición viene de los generadores (agentes del mercado 2) pues estos pretenden mantener su cuota de mercado. Por último, se considera que los demás actores no están implicados en este objetivo, ya que no dimensionan la importancia del mismo.

En la

Tabla 7 se presentan cada uno de los retos estratégicos mencionados anteriormente, los cuales son abordados bajo la forma de uno o varios objetivos asociados respecto de los cuales los actores son aliados, se encuentran en conflicto o son neutros [28]:

Tabla 7. Retos estratégicos y objetivos asociados.

Retos (Campos de batalla)	Objetivos asociados
E1: Costo de la energía	O1: Prestación del servicio al menor costo económico. O2: Garantizar el retorno de la inversión de los agentes del mercado.
E2: Inclusión de la GD fotovoltaica	O3: Reglamentación fiscal para la inclusión de la GD fotovoltaica. O4: Reglamentación técnica para la inclusión de la GD fotovoltaica al SIN.
E3: Impacto ambiental de la generación de energía eléctrica	O5: Disminución de emisiones al incluir la generación fotovoltaica como fuente de energía eléctrica.
E4: Aseguramiento del suministro de energía durante fenómenos climáticos	O6: Diversificación de la canasta energética colombiana.

4.5 POSICIONAMIENTO DE CADA ACTOR SOBRE LOS OBJETIVOS ASOCIADOS

De acuerdo a lo anterior se infiere que los juegos de alianzas y conflictos entre actores varían de un objetivo a otro [28]. Con el fin de analizar la posición que asume cada uno de los actores frente a las conductas de los demás con respecto a una misma variable, se realiza una representación matricial MAO (Matriz de Actores x Objetivos), la cual se elabora calificando la posición que toma cada actor frente a un objetivo como favorable, neutra o desfavorable, de acuerdo a la escala que se muestra en la Tabla 8 [28] [30]:

Tabla 8. Premisas para la elaboración de la matriz MAO [30].

Posición	Valor
Favorable	+1
Neutra	0
Desfavorable	-1

En la Tabla 9 se presenta la matriz MAO, la cual permite resumir en un solo tablero dichas posiciones asociadas a cada objetivo estratégico [28]:

Tabla 9. Matriz de las posición de Actores x Objetivos MAO.

MAO: Matriz de las posiciones de Actores x Objetivos									
		O1	O2	O3	O4	O5	O6	S+	S-
Estado	A1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+6	0
Agentes del mercado 1	A2	+1	+1	0	+1	-1	0	+3	-1
Agentes del mercado 2	A3	+1	+1	0	+1	-1	-1	+3	-2
Usuarios	A4	+1	0	+1	0	0	0	+2	0
Empresas FV	A5	-1	0	+1	+1	+1	+1	+4	-1
	S+	+4	+3	+3	+4	+2	+2		
	S-	-1	0	0	0	-2	-1		

Haciendo un repaso de las sumas positivas y negativas de las filas o las columnas de la matriz MAO, se encuentra en primer lugar, que el Estado (A1) tiene una posición favorable con respecto a todos los objetivos, esto debido a que es el actor más influyente y por lo tanto, no solo domina el sector sino que determina los retos estratégicos en favor de sus necesidades; los usuarios (A4) por otro lado, son favorables solamente a los objetivos O1 (prestación del servicio al menor costo económico) y O3 (reglamentación fiscal para la inclusión de la GD fotovoltaica) pues les representa un beneficio directo, con respecto a los demás objetivos son neutrales; el objetivo O5 (disminución de emisiones al incluir la generación fotovoltaica como fuente de energía eléctrica), y, en menor medida, el objetivo O6 (diversificación de la canasta energética colombiana) aparecen como los objetivos más conflictivos, por el contrario los objetivos O2 (garantizar el retorno de la inversión de los agentes del mercado), O3 y O4 no tienen oposición por parte de ningún actor, aunque para algunos sean poco consecuentes. Sin embargo, llama la

atención que las empresas fotovoltaicas (A5), actor que aparece como el mayor aliado del Estado, esté en conflicto con el objetivo O1, pues este es precisamente el objetivo donde se alinean los intereses de los demás actores.

Con el fin de precisar para cada pareja de actores el número de objetivos sobre los cuales pueden aliarse o entrar en conflicto, es necesario multiplicar la matriz MAO por su traspuesta MOA, con lo cual se obtiene el número de elementos en común entre cada pareja de líneas de la matriz de partida. Esta nueva matriz llamada MAA (Actores x Actores) es la matriz de alianzas y conflictos. Para separar correctamente los elementos en común entre los actores y los opuestos se efectúa el cálculo matricial MAO x MOA con las siguientes conversiones [28]:

- nc_{ij} es el número de convergencias, u objetivos para los cuales los actores i y j tienen una posición común favorable o desfavorable [28].

- nd_{ij} es el número de objetivos para los cuales los actores i y j tienen una posición divergente [28].

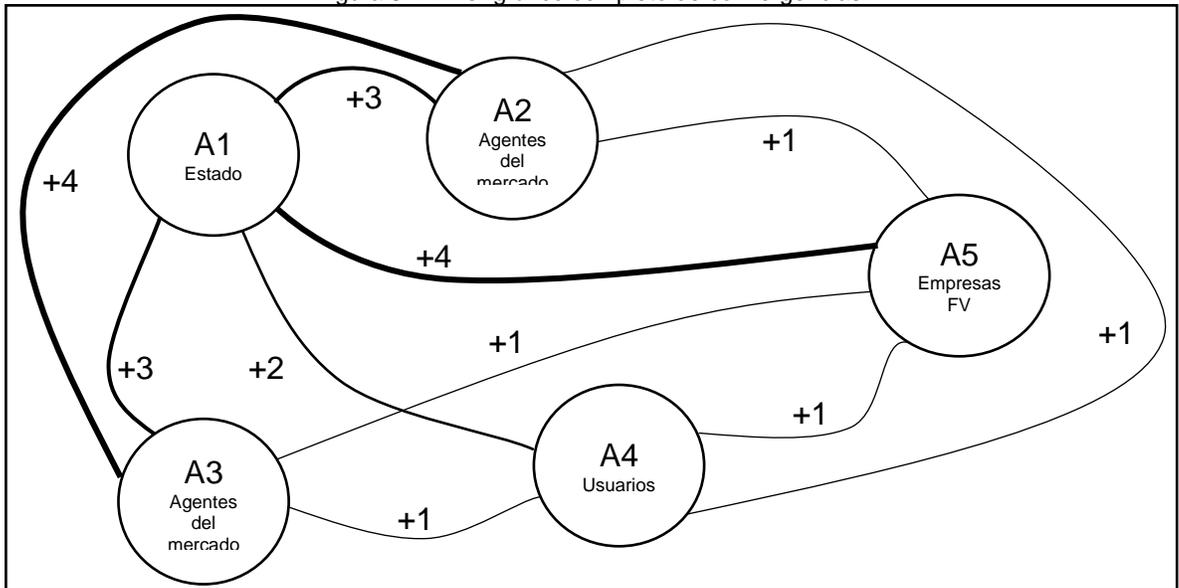
Por lo tanto la matriz MAA está formada por el conjunto de parejas nc_{ij} , nd_{ij} [28]. A continuación en la Tabla 10 se presenta dicha matriz:

Tabla 10. Matriz de alianzas y conflictos MAA.

Matriz de convergencias y divergencias						
		MAA				
		A1	A2	A3	A4	A5
Estado	A1		+3 -1	+3 -2	+2 0	+4 -1
Agentes del mercado 1	A2	+3 -1		+4 0	+1 0	+1 -2
Agentes del mercado 2	A3	+3 -2	+4 0		+1 0	+1 -3
Usuarios	A4	+2 0	+1 0	+1 0		+1 -1
Empresas FV	A5	+4 -1	+1 -2	+1 -3	+1 -1	

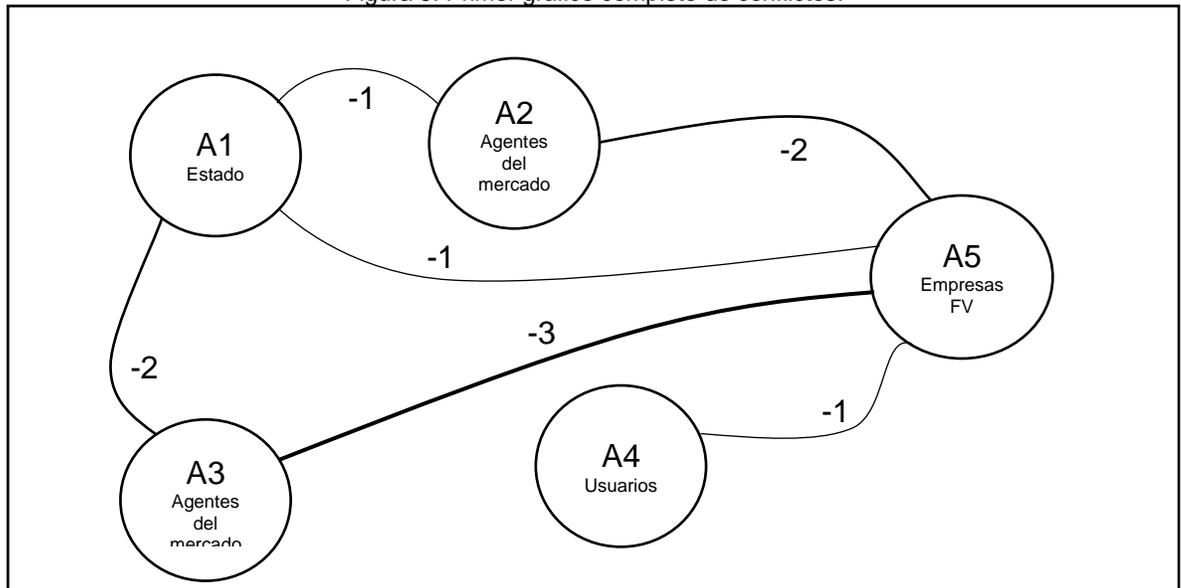
Por medio de la matriz MAA se obtienen los dos primeros gráficos completos de alianzas y conflictos. Estos gráficos están reproducidos a continuación con un espesor de trazo proporcional al número de objetivos concernidos [28]:

Figura 5. Primer gráfico completo de convergencias.



Sea hace notable la convergencia de intereses entre el Estado (A1) y las empresas fotovoltaicas (A5), y en menor medida, entre el Estado (A1) y los agentes del mercado (A2 y A3). Por otro lado, los agentes del mercado (A2 y A3) conforman un conjunto de aliados sobre numerosos objetivos.

Figura 6. Primer gráfico completo de conflictos.



Las empresas fotovoltaicas (A5) están en una situación de conflicto potencial con todos los otros actores en torno a uno o dos objetivos, sin embargo se advierte un mayor antagonismo con los agentes del mercado 2 (A3). El segundo actor más amenazado es el Estado (A1), y por el contrario, los usuarios (A4) solamente entran en conflicto en torno a un objetivo con las empresas fotovoltaicas (A5).

4.6 JERARQUIZAR LOS OBJETIVOS E IDENTIFICAR LAS TÁCTICAS POSIBLES

Los primeros gráficos completos son bastante sencillos considerando que solo toman en cuenta el número de convergencias y conflictos de objetivos. Con el fin de ajustar el modelo a la realidad es importante obtener una jerarquía de objetivos para cada uno de los actores, ya que mediante ello se determina el grado de compromiso que tiene cada uno con el cumplimiento de estos [28] [30].

Para identificar dichos niveles jerárquicos, se utiliza una matriz de posiciones valoradas (2MAO), que relaciona los actores con las variables, pero a diferencia de la matriz MAO, utiliza la siguiente calificación [30]:

Tabla 11. Escala de posición de los actores en relación a los objetivos [30].

Posición	Valor
Fuerte concordancia	+3
Media concordancia	+2
Débil concordancia	+1
Débil oposición	-1
Media oposición	-2
Fuerte oposición	-3

La valoración de los objetivos se realiza de acuerdo a las siguientes premisas para cada actor:

- **Estado (A1)**

Se considera que el objetivo que pone en cuestión el cumplimiento de las misiones del actor y es indispensable es el O1 (prestación del servicio al menor costo económico), debido a las consecuencias sociales, políticas y financieras que tiene un mayor costo de energía. En segundo lugar se encuentra los objetivos O2 (garantizar el retorno de la inversión de los agentes del mercado) y O6 (diversificación de la canasta energética colombiana), pues también está determinado en la ley eléctrica que con respecto al servicio de energía eléctrica el Estado debe “asegurar la operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector”, es decir, estos objetivos ponen en cuestión el éxito de los proyectos del actor, por lo tanto se valoran con +2. Todos los demás objetivos se valoran con +1, ya que si bien son importantes, son favorables solamente de forma limitada, o incluso los retos estratégicos identificados que se asocian a los mismos pueden abordarse desde otra perspectiva [32] [37].

- **Agentes del mercado (A2 y A3)**

Este par de actores tienen la misma posición en 5 de los 6 objetivos identificados. A pesar de la importancia del objetivo O1 (prestación del servicio al menor costo económico) y que este puede poner en cuestión el éxito de los proyectos de los actores, el principal objetivo para este par de actores es el O2 (garantizar el retorno de la inversión de los agentes del mercado), ya que la mayoría son empresas privadas o mixtas que deben ser rentables. Con respecto al objetivo O5 (disminución de emisiones al incluir la generación fotovoltaica como fuente de energía eléctrica), muestran una oposición media en razón de los problemas técnicos derivados en la red y la disminución de su cuota de mercado, dicha oposición no es total considerando que una buena reglamentación del Estado en materia técnica y la nueva metodología de remuneración con una metodología de ingreso máximo (*Revenue Cap*) para los distribuidores de energía mitigarían estos impactos. Lo expuesto anteriormente es la razón por la cual concuerdan con el objetivo O4 (reglamentación técnica para la inclusión de la GD fotovoltaica al SIN), pues puede llegar a favorecerlos [35].

El objetivo O6 (diversificación de la canasta energética colombiana), por otro lado, no es consecuente para los agentes del mercado 1, pero lo es para los agentes del mercado 2 ya que las energías renovables pueden desplazar la generación térmica por ejemplo, sin embargo la oposición no es total, pues la nueva situación dependerá de lo que reglamente el Estado (CREG) en materia técnica [23].

- **Usuarios (A4)**

Como se mencionó anteriormente los usuarios solamente tienen injerencia sobre los objetivos O1 (prestación del servicio al menor costo económico) y O3 (reglamentación fiscal para la inclusión de la GD fotovoltaica); naturalmente el primero es el de mayor importancia pues repercute en el nivel de vida de las personas. Por otro lado, el objetivo O3 es importante solamente para algunos

usuarios, que en primera instancia estén interesados en instalar una GD fotovoltaica y segundo que tengan los medios para hacerlo.

- **Empresas fotovoltaicas (A5)**

El objetivo indispensable para este actor es el O3 (reglamentación fiscal para la inclusión de la GD fotovoltaica), ya que los incentivos fiscales logran abaratar el costo de la energía fotovoltaica haciendo que más usuarios se interesen en adquirir esta nueva tecnología. Es favorable a los objetivos O4 (reglamentación técnica para la inclusión de la GD fotovoltaica al SIN), O5 (disminución de emisiones al incluir la generación fotovoltaica como fuente de energía eléctrica) y O6 (diversificación de la canasta energética colombiana), pues el primero allana el camino para la inclusión de la GD fotovoltaica en la red ampliando el mercado, pues muchos usuarios prefieren el respaldo de esta a tener un sistema aislado. Los otros dos objetivos son intrínsecos a la energía fotovoltaica y la hacen más atractiva para el Estado (A1) y los usuarios (A4). Sin embargo, este actor es naturalmente opuesto al objetivo O1 (prestación del servicio al menor costo económico), pues incluso en el mejor de los casos la energía fotovoltaica es más costosa [23].

En la
Tabla 12 se presenta la segunda matriz de posiciones valoradas 2MAO:

Tabla 12. Matriz de posición valoradas (Actores x Objetivos) 2MAO.

		Matriz de posiciones valoradas (actores x objetivos) 2MAO					
		O1	O2	O3	O4	O5	O6
Estado	A1	+3	+2	+1	+1	+1	+2
Agentes del mercado 1	A2	+2	+3	0	+1	-2	0
Agentes del mercado 2	A3	+2	+3	0	+1	-2	-1
Usuarios	A4	+3	0	+1	0	0	0
Empresas FV	A5	-3	0	+3	+1	+1	+1

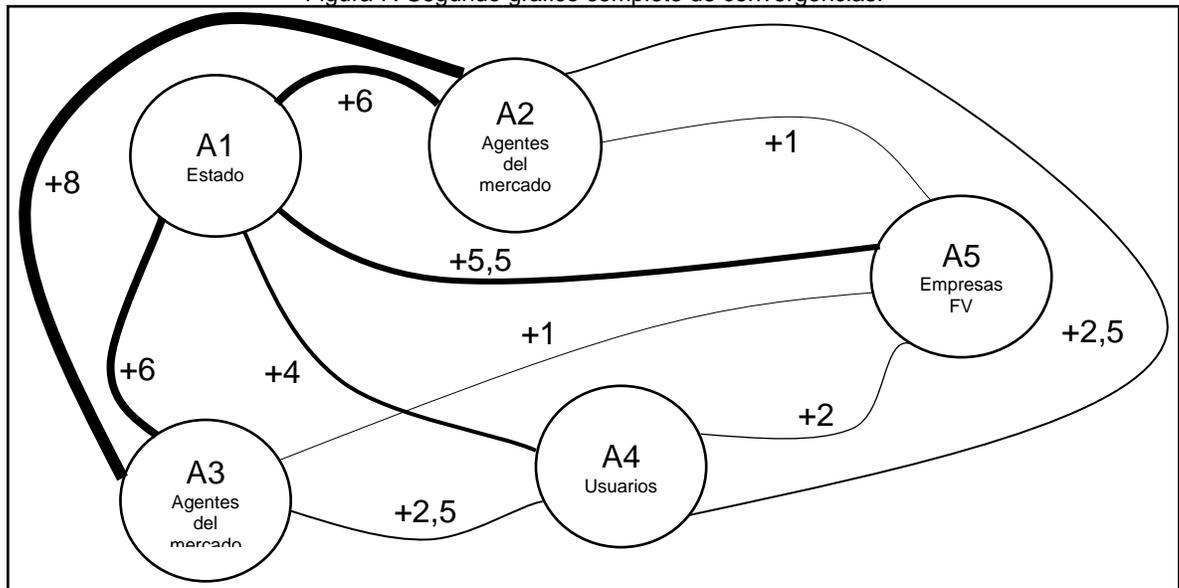
Una vez más, se multiplica la matriz 2MAO por su traspuesta para hallar la matriz valorada de convergencias y divergencias 2MAA que se muestra en la Tabla 13:

Tabla 13. Matriz valorada de convergencias y divergencias 2MAA.

		2MAA				
		A1	A2	A3	A4	A5
Estado	A1		+6	+6	+4	+5,5
	A2	-1,5		-3	0	-3
Agentes del mercado 1	A2	+6		+8	+2,5	+1
Agentes del mercado 2	A3	-1,5	-3		0	-4
Usuarios	A3	+6	+8		+2,5	+1
	A4	-3	0		0	-5
Empresas FV	A4	+4	+2,5	+2,5		+2
	A5	0	0	0		-3
Empresas FV	A5	+5,5	+1	+1	+2	
	A5	-3	-4	-5	-3	

Y, a partir de estos valores se construye una nueva versión de los gráficos completos de convergencias y divergencias posibles:

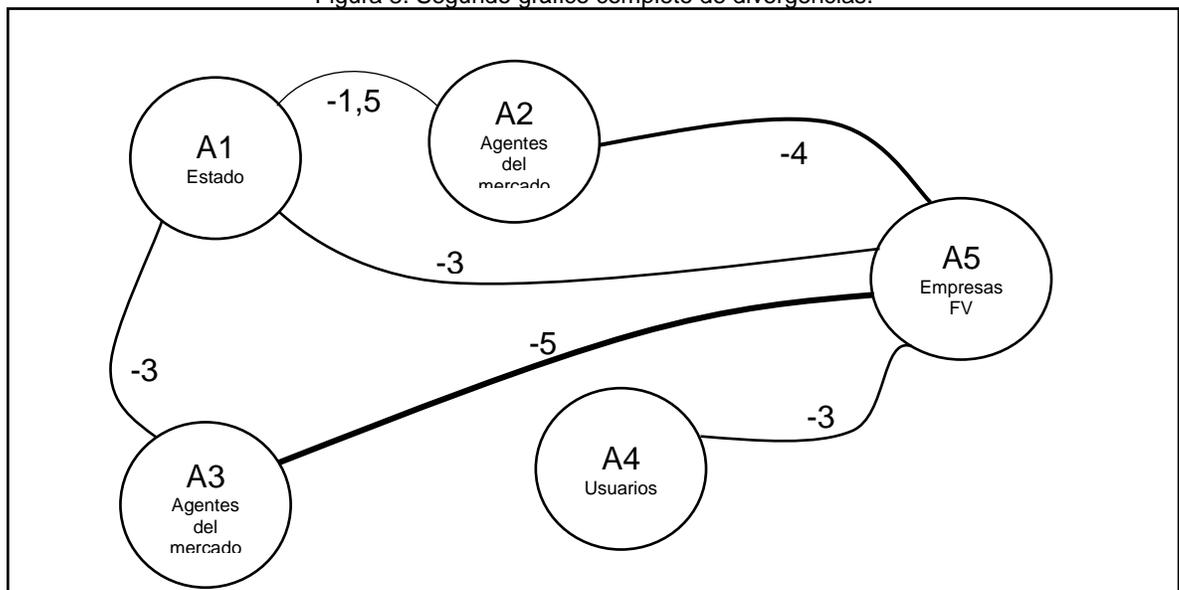
Figura 7. Segundo gráfico completo de convergencias.



Entre el primer y el segundo gráfico convergencias se advierte que la alianza más fuerte está entre los agentes del mercado 1 (A2) y 2 (A3). Por otro lado, se determina que la alianza entre el Estado (A1) y los agentes del mercado (A2 y A3) es un poco más importante que la alianza entre el Estado (A1) y las empresas fotovoltaicas (A5), aunque en primera instancia parecía lo contrario.

Sucede algo similar en la relación entre los usuarios (A4) y los actores A2, A3 y A5, que a primera vista era igual entre todos. También se observa una convergencia mucho mayor de intereses entre el Estado (A1) y los usuarios (A4), pues se duplica frente al gráfico anterior.

Figura 8. Segundo gráfico completo de divergencias.



Se evidencia un aumento del antagonismo entre los agentes del mercado (A2 y A3) y las empresas fotovoltaicas (A5). También llama la atención la divergencia de intereses entre las empresas fotovoltaicas (A5) y, la coalición conformada por Estado (A1) y los usuarios (A4) que en un primer momento parecía bastante reconciliable.

4.7 EVALUACIÓN DE LAS RELACIONES DE FUERZA

Los juegos de alianzas y conflictos posibles no dependen solamente de las jerarquías de objetivos de un actor a otro, sino también de la capacidad de un actor para imponer sus prioridades a los otros o de las relaciones de fuerzas. No es posible para todos los actores enfrentarse con otro en uno de los retos estratégicos y luego esperar su apoyo en otro. Por lo tanto, la elección consiste en identificar y evaluar las opciones estratégicas posibles y las elecciones coherentes de objetivos y alianzas [28].

Con el fin de determinar la elección táctica de cada actor, se realiza el análisis de las relaciones de fuerza a través de dos matrices: la matriz de medios de acciones directas MAD y la matriz de medios de acciones indirectas MAI [28] [30]. La valoración de la primera matriz se realiza de acuerdo a la Tabla 14:

Tabla 14. Influencia potencial de un actor sobre otro. Tabla adaptada [28].

Influencia potencial de un actor sobre otro	Valor
Nula	0
Débil	1
Media	2
Fuerte	3

Finalmente la matriz MAD, presentada en la Tabla 15, no es más que un sencillo tablero (Actores x Actores) en el que la influencia potencial de un actor sobre otro se escribe en cada casilla [28]:

Tabla 15. Matriz de medios de acción directos MAD.

Relaciones directas de fuerza: matriz de medios de acción directos							
		MAD					Influencia global
		A1	A2	A3	A4	A5	S
Estado	A1	0	3	2	3	2	10
Agentes del mercado 1	A2	1	0	0	2	0	4
Agentes del mercado 2	A3	2	2	0	0	0	5
Usuarios	A4	3	2	0	0	3	8
Empresas FV	A5	1	0	0	1	0	2
Dependencia global	S	7	7	2	6	5	

Sumando las influencias de las líneas y las columnas se revela, con respecto a las relaciones de fuerza, que el Estado (A1) es el definitivamente el actor más influyente, aunque también es uno de los más sumisos a la influencia de los otros. Por otro lado, las empresas fotovoltaicas (A5) son las peor dotadas para conseguir sus objetivos.

Sin embargo, un actor puede actuar sobre otro por mediación de un tercero, es decir, las relaciones de fuerza no se limitan a la simple apreciación de los medios de acción directos. Para ello se debe calcular la matriz de los medios de acción indirectos MAI, obtenida multiplicando la matriz MAD por ella misma ($MAI = MAD \times MAD$) [28]:

Tabla 16. Matriz de medios de acción indirectos MAI.

Relaciones indirectas de fuerza: matriz de medios de acción indirectos							
		MAI					Influencia indirecta global
		A1	A2	A3	A4	A5	Mi
Estado	A1	18	10	0	8	9	45
Agentes del mercado 1	A2	6	7	2	3	8	26
Agentes del mercado 2	A3	2	6	4	10	4	26
Usuarios	A4	5	9	6	16	6	42
Empresas FV	A5	3	5	2	3	5	18
Dependencia global	Di	34	37	14	40	32	

La matriz MAI presentada en la Tabla 16, permite determinar que los usuarios (A4) tienen una relación de fuerza importante debido a su influencia directa sobre el actor más poderoso, el Estado (A1). Por otro lado, las empresas fotovoltaicas (A5) tienen dependencia global alta, y una influencia media, aunque sigue siendo la más desfavorable del tablero. En términos generales, todos los actores son sumisos a las pretensiones de otros, excepto los Agentes del Mercado 2 (A3), quienes tienen una influencia media, pero su poca dependencia les permite mayores medios de acción.

El siguiente paso es plasmar las relaciones de fuerza en una tercera matriz de posiciones 3MAO (matriz de posiciones valoradas ponderadas por las relaciones de fuerza), multiplicando las líneas de matriz de posiciones valoradas 2MAO por los indicadores de relaciones de fuerza, calculados de acuerdo a Ecuación 1 [28]:

Ecuación 1. Coeficiente de relaciones de fuerza [28].

$$r_i = \frac{M_i}{\sum M_i} \cdot \frac{M_i}{M_i + D_i}$$

Sin embargo, para facilitar la compensación y los cálculos, lo recomendado es normalizar los coeficientes r_i por su media, por lo tanto:

Ecuación 2. Coeficiente de relaciones de fuerza normalizado [28].

$$ri^* = \frac{ri}{\bar{ri}} = \frac{n \cdot ri}{\sum ri}$$

En la Tabla 17 se presentan los coeficientes de relación de fuerza de cada uno de los actores:

Tabla 17. Coeficientes de las relaciones de fuerza entre los actores.

Coeficientes de las relaciones de fuerza				
	Mi	Di	ri	ri*
A1	45	34	0,16	1,58
A2	53	37	0,07	0,66
A3	33	14	0,11	1,04
A4	70	40	0,14	1,32
A5	48	32	0,04	0,40
Total	157	Promedio		0,10

En la jerarquía de los coeficientes de las relaciones de Estado (A1) quien tiene la relación de fuerza más favorable, seguido por los usuarios (A4) y los agentes del mercado 2 (A3). Al otro extremo de la cadena, las empresas fotovoltaicas (A5) se revelan como el eslabón más débil del juego, seguidas por los agentes del mercado 1 (A2).

Finalmente se halla la matriz de las posiciones valoradas ponderadas por las relaciones de fuerza 3MAO:

Tabla 18. Matriz ponderada de las posición valoradas Actores x Objetivos 3MAO.

Matriz ponderada de las posiciones valoradas (actores x objetivos) 3MAO							
		O1	O2	O3	O4	O5	O6
Estado	A1	+4,7	+3,2	+1,6	+1,6	+1,6	+3,2
Agentes del mercado 1	A2	+1,3	+2	0	+0,7	-1,3	0
Agentes del mercado 2	A3	+2,1	+3,1	0	+1	-2,1	-1
Usuarios	A4	+4	0	+1,3	0	0	0
Empresas FV	A5	-1,2	0	+1,2	+0,4	+0,4	

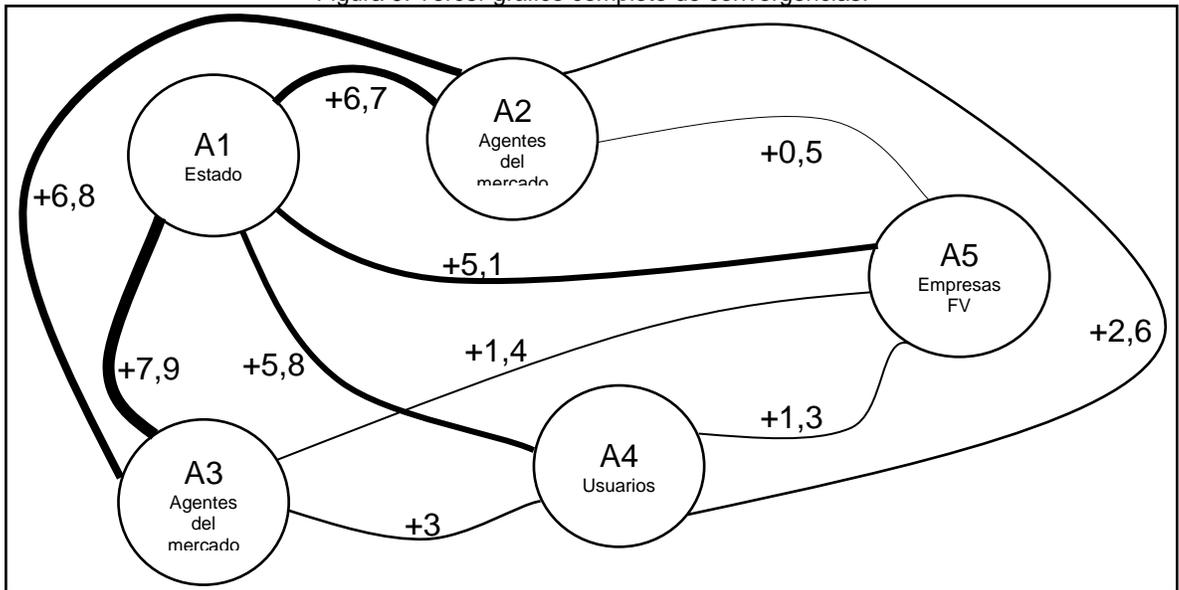
Y nuevamente multiplicando 3MAO por su traspuesta, se obtiene la tercera matriz de las alianzas y conflictos 3MAA ponderada por las relaciones de fuerza:

Tabla 19. Matriz valorada de convergencias y divergencias ponderada por las relaciones de fuerza 3MAA.

Matriz valorada de convergencias y divergencias ponderada por las relaciones de fuerza						
		3MAA				
		A1	A2	A3	A4	A5
Estado	A1		+6,7 -1,4	+7,9 -3,9	+5,8 0	+5,1 -3
Agentes del mercado 1	A2	+6,7 -1,4		+6,8 0	+2,6 0	+0,5 -2,1
Agentes del mercado 2	A3	+7,9 -3,9	+6,8 0		+3 0	+1,4 -3,2
Usuarios	A4	+5,8 0	+2,6 0	+3 0		+1,3 -2,6
Empresas FV	A5	+5,1 -3	+0,5 -2,1	+1,4 -3,2	+1,3 -2,6	

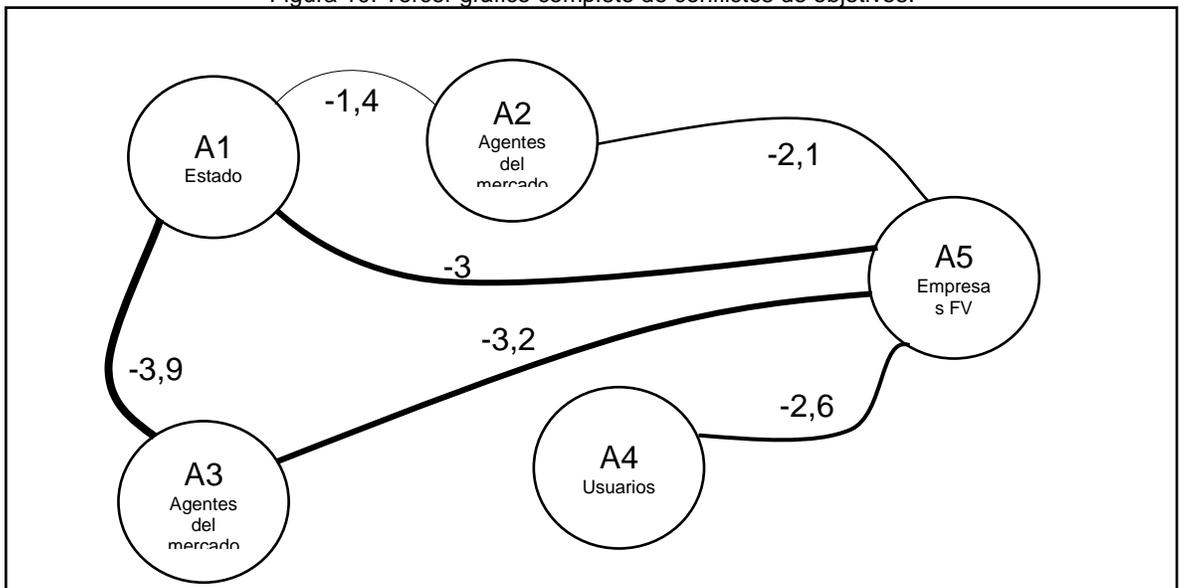
Toda esta información se expresa más claramente en los gráficos de convergencias y divergencias:

Figura 9. Tercer gráfico completo de convergencias.



La alianza objetiva Estado (A1) - Agentes del Mercado (A2 y A3) se refuerza notablemente y se revela como la más importante. En un principio la alianza Estado (A1) - empresas fotovoltaicas (A5) parecía la principal, pero en realidad la convergencia de intereses del Estado (A1) con los demás actores es mayor.

Figura 10. Tercer gráfico completo de conflictos de objetivos.



La comparación de los gráficos de divergencias de objetivos permite establecer ciertos cambios en el juego de actores, cuando se toman en cuenta la jerarquía de los objetivos y las relaciones de fuerzas, como el creciente antagonismo entre el Estado y las empresas fotovoltaicas que en un principio no se percibió. Sin embargo, la oposición de intereses más importante se presenta entre en el Estado y los Agentes del Mercado 2 [28].

Otra herramienta para identificar los indicadores de las relaciones de fuerza, es la matriz del balance neto de las relaciones de fuerza entre actores MAB, la cual se deduce de la matriz MAI por la diferencia entre los coeficientes a_{ij} y a_{ji} .

Tabla 20. Matriz de balance neto de relaciones de fuerza entre actores MAB.

Matriz de balance neto de relaciones de fuerza entre actores							
		MAB					
		A1	A2	A3	A4	A5	
Estado	A1		4	-2	3	6	11
Agentes del mercado 1	A2	-4		-4	-6	3	-11
Agentes del mercado 2	A3	2	4		4	2	12
Usuarios	A4	-3	-6	4		3	2
Empresas FV	A5	-6	-3	-2	-3		-14
		-11	11	-12	-2	14	

El Estado (A1) y los agentes del mercado 2 (A3) están globalmente en una relación de fuerza más favorable frente a agentes del mercado 1 (A2) y empresas fotovoltaicas (A5), que están dominadas; por su parte, los usuarios tienen una influencia muy limitada en el juego.

4.8 DESARROLLO DE LA GD FOTOVOLTAICA 2017 -2021

Considerando el cambio de condiciones en el costo de la energía fotovoltaica de acuerdo al análisis financiero presentado de la GD fotovoltaica en 2021, se analiza nuevamente la posición que asume cada uno de los actores frente a las conductas de los demás, y se presenta en la matriz MAO:

Tabla 21. Matriz de las posición de Actores x Objetivos MAO para el año 2021.

MAO: Matriz de las posiciones de Actores x Objetivos		O1	O2	O5	O6	S+	S-
Estado	A1	+1	+1	+1	+1	+4	0
Agentes del mercado 1	A2	+1	+1	-1	0	+2	-1
Agentes del mercado 2	A3	+1	+1	-1	-1	+2	-2
Usuarios	A4	+1	0	0	0	+1	0
Empresas FV	A5	+1	0	+1	+1	+3	0
	S+	+5	+3	+2	+2		
	S-	0	0	-2	-1		

En primera instancia, los objetivos O3 y O4 ya no se consideran pertinentes, pues se espera que para 2021 la ley 1715 de 2014 ya esté reglamentada. Adicionalmente, se prevé que en el horizonte de los cinco años siguientes, el Estado ya haya tomado acciones para mitigar el déficit por la reducción de las contribuciones recibidas de los estratos 5 y 6, por ejemplo, reemplazando el subsidio existente con programas para instalación de GD fotovoltaica en estratos 1, 2 y 3.

Por lo tanto, se observa un cambio importante en cuanto a la relación entre el Estado (A1), los usuarios (A4) y las empresas FV (A5), siendo estos últimos los aliados naturales del Estado, para lograr todos sus objetivos. Por otro lado, los

objetivos O5 (disminución de emisiones al incluir la generación fotovoltaica como fuente de energía eléctrica), y O6 (diversificación de la canasta energética colombiana), siguen siendo conflictivos; sin embargo, la influencia de los agentes del mercado para imponer sus intereses se ve menguada al igualarse el LCOE de la energía fotovoltaica con el del sistema interconectado.

Esta convergencia de intereses de los actores los dos objetivos principales, simplifica el análisis, al punto que es previsible que el Estado (A1) impondrá sus intereses sobre los agentes del mercado (A2 y A3), presentándose un desarrollo modesto de la GD fotovoltaica en el sector residencial, restringido por Estado mismo, en consideración del potencial aumento en el costo de la energía entregada por la red, en cuanto a Generación, Transmisión y Distribución.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

- El proceso para acceder a los incentivos definidos en la Ley 1715 de 2014 es muy complejo para el usuario promedio, además de que no está completamente reglamentado; esto impacta negativamente en el desarrollo de Generación Distribuida – GD fotovoltaica en Colombia.
- Existe una barrera cultural para el desarrollo de la GD fotovoltaica derivada de la creencia popular de que dicha tecnología es muy costosa, a pesar de que los precios han venido disminuyendo en los últimos años y se ha mejorado la eficiencia de la misma.
- La reglamentación en materia técnica está en desarrollo, hasta tanto, la entrega de excedentes a la red de distribución debe cumplir con los mismos requisitos que se le exigen a los autogeneradores a gran escala, haciendo inaplicable la disposición [38].
- El Estado con el fin de asegurar la operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector eléctrico debe definir las condiciones técnicas de la conexión de la GD fotovoltaica, hasta tanto los Operadores de Red – OR no están obligados a conectar a su red a los pequeños autogeneradores [32].
- Las sobretensiones y flujos de potencia inversos pueden tratarse restringiendo la potencia entregada por la GD cuando la tensión exceda los límites establecidos con acondicionadores de potencia que reduzcan gradualmente la potencia activa. Sin embargo, la energía que se deja de generar tiene un impacto financiero negativo para el propietario, y esto en algunos casos puede restringir la penetración de los sistemas fotovoltaicos [2].

- El impacto en la distorsión armónica es despreciable utilizando inversores de fuente de corriente de onda sinusoidales; estos suelen ser los más utilizados en las instalaciones fotovoltaicas [2].
- El efecto *islanding* es fácilmente mitigado, pues muchos inversores incluyen características para contrarrestarlo [2].
- Los efectos de la GD fotovoltaica a pequeña escala son mayormente positivos para la red, sin embargo, con una penetración a gran escala y dependiendo de la configuración de la red, pueden presentarse variaciones de tensión y frecuencia y fluctuaciones de potencia [21].
- Los métodos de localización óptima – ODGP, no son aplicables para la GD fotovoltaica en usuarios residenciales, pues las probabilidades de instalación dependen de la capacidad económica de cada uno. Sin embargo, los OR podrían implementarla con el fin de mejorar el comportamiento de la red [9].
- Actualmente el costo por kWh de la energía solar fotovoltaica en Colombia es más alto que el costo de la energía entregado por la red, esto debido a la escasa madurez del mercado fotovoltaico, además del alto componente hidráulico en la generación a gran escala. Por lo tanto, la energía solar fotovoltaica se contrapone al criterio de abastecimiento de la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, uno de los principales objetivos del Estado en materia energética [23] [32].
- La aplicación de los incentivos dispuestos por la Ley 1715 de 2014 sumada a un esquema de medición neta, lograrían llevar el proyecto hasta la rentabilidad para quienes pagan una contribución del 20% adicional al precio de la energía. En este caso el retorno de la inversión de daría en alrededor 14 años o hasta 9 años para aquellos que apliquen para deducción de renta [23].

- En el horizonte de los cinco años siguientes se prevé que el costo kWh de la energía solar fotovoltaica en Colombia sea igual al costo de la energía entregado por la red, sin embargo el retorno de la inversión todavía estaría entre 7 y 14 años, dependiendo de la reglamentación en cuanto a créditos de energía.
- La integración de la GD fotovoltaica tiene una relación costo-beneficio 6 a 1 para el Estado y usuarios sin autogeneración, considerando los incrementos en las tarifas Transmisión y Distribución por reducción de demanda y la reducción de las contribuciones recibidas de los estratos 5 y 6 [26].
- El juego de los actores revela, en primera instancia, una fuerte divergencia entre los intereses de las empresas fotovoltaicas y la coalición conformada por el Estado y los usuarios, debido al costo de la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, las empresas fotovoltaicas no tienen influencia sobre el potencial desarrollo de la GD fotovoltaica y los usuarios tienen una influencia muy limitada. Por otro lado, quienes dominan la situación son el Estado y los agentes del mercado 2, así que es factible prever una alianza estratégica entre ellos, que naturalmente limitará el desarrollo de la GD fotovoltaica a nivel residencial, por lo menos, hasta que bajen los costos de esta tecnología.
- Los intereses de los usuarios están protegidos por el Estado en cuanto a garantizar el servicio de electricidad al menor costo económico [32].
- Considerando la disminución del LCOE de la GD fotovoltaica, las empresas FV se convierten en los aliados naturales del Estado, para lograr todos sus objetivos; esto también disminuye la influencia de los agentes del mercado para imponer sus intereses.
- Para 2021 se prevé un desarrollo modesto de la GD fotovoltaica en el sector residencial, restringido por Estado mismo, en consideración del potencial

aumento en el costo de la energía entregada por la red, en cuanto a Generación, Transmisión y Distribución.

CAPÍTULO 6. RECOMENDACIONES ESTRATÉGICAS

- Como medida para mitigar el impacto financiero de la implementación la GD fotovoltaica, se recomienda al Estado desarrollar alternativas que permitan desmontar gradualmente los subsidios a los estratos 1, 2 y 3, considerando que estos distorsionan la dinámica natural del mercado energético [25] [26].
- La relación entre el Estado y los agentes del mercado 2 (generadores) es ambivalente, ya que los generadores son los principales aliados del Estado en cuanto a su principal objetivo: “abastecimiento de la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera” [32], pero también sus principales detractores con el respecto a la disminución de emisiones y la diversificación de la canasta energética. Por lo tanto, como recomendación estratégica, el Estado debería abordar la disminución de emisiones con mayores aportes de otros sectores económicos y exigiendo a los generadores una mejora la eficiencia de sus plantas. Con respecto a la diversificación de la canasta energética, una opción viable es hacer partícipe a los agentes del mercado 2 en FNCER a gran escala.
- Se recomienda a los agentes del mercado 1 (comercializadores y distribuidores) una alianza estratégica con los agentes del mercado 2, que fortalecerá su posición y favorecerá sus intereses, ya que es uno de los actores más débiles del juego.
- Considerando la disminución de costo proyectada para el año 2021, la divergencia de intereses entre las empresas fotovoltaicas y la coalición conformada por el Estado y los usuarios, tendería a desaparecer. Sin embargo, es indispensable que el Estado tome acciones para mitigar el déficit por la reducción de las contribuciones recibidas de los estratos 5 y 6.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Congreso de Colombia, Ley No. 1715, Bogotá D.C., 2014.
- [2] R. Passey, T. Spooner, I. MacGill, M. Watt y K. Syngellakis, «The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors,» *Energy Policy*, nº 39, pp. 6280-6290, 2011.
- [3] J. C. Orjuela, «La confiabilidad en los sistemas eléctricos,» de *Schneider Electric*, Bogotá, 2008.
- [4] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, «Resolución No. 281,» Bogotá D.C., 2015.
- [5] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, «Resolución No. 045,» Bogotá D.C., 2016.
- [6] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, Resolución No. 143, Bogotá D.C., 2016.
- [7] Ministerio de Minas y Energía, «Decreto Número 2143,» Bogotá D.C., 2015.
- [8] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, Borrador de Resolución. Definición FNCE para comentarios, Bogotá D.C., 2016.
- [9] P. S. Georgilakis y N. D. Hartzigariou, «Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 28, nº 3, pp. 3420-3428, 2013.
- [10] US Department of Energy and Sandia National Laboratories, Solar Energy Grid Integration Systems "SEGIS": Program Concept Paper, 2007.
- [11] E. Demirok, D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez y U. Borup, «Clustered PV inverters in LV networks: an overview of impacts and comparison of voltage control strategies,» de *Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, Montreal, QC, 2009.

- [12] Autoridad Nacional de los Servicios Públicos - República de Panamá, Código de Redes Fotovoltaico, Ciudad de Panamá, 2013.
- [13] Asea Brown Boveri, S.A. - ABB, Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 - Plantas fotovoltaicas, Barcelona: Low Voltage Products, 2011.
- [14] E. Lorenzo, J. Marcos y L. Marroyo, Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (XVII): El fotovoltaico y la calidad del servicio eléctrico: el asunto de las fluctuaciones de potencia, Pamplona: Universidad Pública de Navarra, 2010.
- [15] H. Asano, K. Yajima y Y. Kaya, «Influence of photovoltaic power generation on required capacit for load frequency control,» *IEEE Transactions on Energy Conversion* , vol. 1, nº 11, pp. 188-193, 1996.
- [16] H. Rodriguez Murcia, «Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas,» *Revista de ingeniería Universidad de los Andes*, vol. I, nº 28, pp. 83-89, 2008.
- [17] I. Horikoshi, Análisis de las componentes armónicas de los inversores fotovoltaicos de conexión a red, Leganés: Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
- [18] Delta Volt SAC, «Instalar un Sistema Solar Fotovoltaico,» [En línea]. Available: <http://deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar/instalar-sistema-solar>. [Último acceso: 13 Marzo 2017].
- [19] Rama Estudiantil UCSA - IEEE Paraguay, «Rama Estudiantil IEEE UCSA,» Wordpress, 2 Febrero 2011. [En línea]. Available: <https://ramaucsa.wordpress.com/2011/02/02/islanding-aporta-confiabilidad-mejorada-en-las-redes-electricas/>. [Último acceso: 17 Marzo 2017].
- [20] M. Ropp, D. Schutz y C. Mouw, «Sizing of and Ground Potencial Rise Calculations for Grounding Transformes for Photovoltaic Plants,» de *WPRC Conference 2012*, 2012.

- [21] J. V. Paatero y P. D. Lund, «Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks,» *Advanced Energy Systems, Helsinki University of Technology*, vol. I, nº 32, pp. 216-234, 2007.
- [22] Y. M. Atwa, E. El-Saadany, M. Salama y R. Seethapathy, «Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, nº 1, pp. 360-370, 2010.
- [23] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, Bogotá D.C., 2015.
- [24] International Renewable Energy Agency - IRENA, Rethinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017.
- [25] The Economist Newspaper Limited, «Clean energy's dirty secret: Wind and solar power are disrupting electricity systems,» *The Economist*, 25 02 2017.
- [26] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, «Documento UPME. Análisis para la definición del límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala en el sistema interconectado nacional (SIN),» Bogotá D.C., 2015.
- [27] S. Prasad y C. Findlay, «Varying Currents,» *Living Energy*, vol. 1, nº 12, pp. 15-17, 2015.
- [28] M. Godet, De la anticipación a la acción. Manual de prospectiva y estrategia, Barcelona: MARCOMBO S.A., 1993.
- [29] E. Astigarraga, «Prospectiva y estudios del futuro,» *prospectiva.eu*, [En línea]. Available: <http://prospectiva.eu/>. [Último acceso: 17 Marzo 2017].
- [30] A. V. Cely B., «Metodología de los Escenarios para Estudios Prospectivos,» *Ingeniería e Investigación*, nº 44, 1999.
- [31] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución No. 011, Bogotá D.C., 2009.

- [32] Congreso de Colombia, Ley No. 143 (Ley Eléctrica), Bogotá D.C., 1994.
- [33] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la República de Colombia, «Colombia se compromete a reducir el 20% de sus emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030,» 21 Julio 2015. [En línea]. Available: <http://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article?id=1913>. [Último acceso: 20 Marzo 2017].
- [34] Congreso de Colombia, Ley No. 142 (Ley de los Servicios Públicos), Bogotá D.C., 1994.
- [35] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 179, Bogotá D.C., 2014.
- [36] M. A. Fernández Bastos, I. A. Ruiz Maldonado y J. d. J. Vergara Campos, «Smart Grids: Análisis hacia el nuevo código de medida del sector eléctrico colombiano,» 18 Octubre 2012. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/presentation/110386443/Smart-Grids-Expo>. [Último acceso: 20 Marzo 2017].
- [37] C. A. Morales, «La sombra del racionamiento nos asusta 24 años después,» *El Tiempo*, 2 Marzo 2016.
- [38] Ministerio de Minas y Energía, «Decreto Número 348,» Bogotá D.C., 2017.

BIBLIOGRAFÍA

CONGRESO DE COLOMBIA. Ley No. 143 (Ley Eléctrica). Bogotá D.C., 1994. 34 p.

----- . Ley No. 1715. Bogotá D.C., 2014. 26 p.

GEORGILAKIS, Pavlos y HARTZIARGYRIOU, Nikos. Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, vol. 28, nº 3, pp. 3420-3428, 2013. 9 p.

GODET, Michel. De la anticipación a la acción: Manual de prospectiva y estrategia. Barcelona: Marcombo, 1993. 380 p.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY - IRENA. Rethinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017. 130 p.

PAATERO, Jukka y LUND, Peter. Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks. Advanced Energy Systems. Helsinki University of Technology, vol. I, nº 32, pp. 216-234, 2007. 19 p.

PASSEY, Robert, SPOONER, Ted MACGILL, Iain, WATT, Muriel y SYNGELLAKIS, Katerina. The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors. Energy Policy, nº 39, pp. 6280-6290, 2011. 11 p.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME. Documento UPME: Análisis para la definición del límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala en el sistema interconectado nacional (SIN). Bogotá D.C., 2015. 35 p.

----- . Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá D.C., 2015. 188 p.