

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 <div style="text-align: right;"> SIG <small>Sistema Integrado de Gestión</small> </div>		
		T-GJ-F-01		
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; text-align: center;">11-08-2023</td> <td style="width: 50%; text-align: center;">V-1</td> </tr> </table>	11-08-2023	V-1
11-08-2023	V-1			

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	01/0/2026
Proyecto de Resolución:	<i>“Por la cual se deroga y sustituye la Resolución MME 40159 de 2026, mediante la cual se reglamentan los artículos 2.2.3.2.4.17, 2.2.3.2.4.19. y 2.2.3.2.4.21 del Decreto 1073 de 2015 en lo relacionado con el Programa Colombia Solar.</i>

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

ANTECEDENTES

Que, de acuerdo con el artículo 1 de la Constitución Política de 1991, Colombia es un Estado Social de Derecho, fundado en el respeto de la dignidad humana, en el trabajo y la solidaridad de las personas que la integran y la prevalencia del interés general.

Que el artículo 2 de la Constitución Política indica que son fines esenciales del Estado servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución; facilitar la participación de todos en las decisiones que los afectan y en la vida económica, política, administrativa y cultural de la Nación.

Que el artículo 334 de la Constitución Política establece que el Estado intervendrá por mandato de la ley en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes y en los servicios públicos para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

Que el artículo 365 de la Constitución Política señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar la prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. En igual sentido prevé que, en todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos domiciliarios.

Que el artículo 365 constitucional establece igualmente que *“los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares”*.

Que de conformidad con lo previsto en los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Que el numeral 14.18 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994 establece que la regulación de los servicios públicos domiciliarios consiste en la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y la ley, para someter la conducta de las personas que presten los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

Que en el marco del artículo 2 de la Ley 143 de 1994, al Estado le corresponde *“asegurar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales en la planeación y gestión de las actividades del sector”*.

Que, conforme a lo anterior corresponde al Gobierno Nacional definir los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

Que el artículo 3 de la Ley 143 de 1994 prevé que le corresponde al Estado alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural.

Que así mismo, el precitado artículo establece que es un deber estatal asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores ingresos del área rural, para atender sus necesidades básicas de electricidad.

Que los literales a) y b) del artículo 4 de la Ley 143 de 1994 establecen que, en relación con el servicio de electricidad, el Estado tendrá, entre otros objetivos para el cumplimiento de sus funciones, el de asegurar el cubrimiento de la demanda de electricidad en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país y asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.

Que el artículo 6 de la Ley 143 de 1994 establece que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.

Que el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 define el concepto de autogenerador como *“aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.”*

Que el artículo 9 de la Ley 697 de 2001 dispone que el Ministerio de Minas y Energía debe formular los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía.

Que la Ley 1715 de 2014 tiene como objeto, de acuerdo con lo establecido en el artículo 1 *“promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, en la prestación de servicios públicos domiciliarios, en la prestación del servicio de alumbrado público 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 de abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía y sistemas de medición inteligente, que comprenden tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda”*.

Que el artículo 2 de la Ley 1715 de 2014 estableció el deber a cargo del Estado, a través de las

entidades del orden nacional, departamental, municipal de desarrollar programas y políticas para asegurar el impulso y uso de mecanismos de fomento de la gestión eficiente de la energía, de la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en la canasta energética colombiana.

Que el artículo 4 de la Ley 1715 de 2014 declara de utilidad pública e interés social, la promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción, utilización, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, así como el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables.

Que el artículo 5 en su numeral 13 de la Ley 1715 de 2014 define la *“energía solar”* como la *“energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste de la radiación electromagnética proveniente del sol”*.

Que el artículo 6 de la Ley 1715 de 2014 fija como competencia del Ministerio de Minas y Energía, conforme a lo dispuesto en el literal e) del numeral 1, *“propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética”*.

Que el artículo 7 de la Ley 1715 de 2014 impone al Gobierno Nacional el deber de promover la generación con fuentes no convencionales de energía y la gestión eficiente de la energía mediante la expedición de los lineamientos de política energética, regulación técnica y económica, beneficios fiscales, campañas publicitarias y demás actividades necesarias, conforme a las competencias y principios establecidos en dicha ley y las Leyes 142 y 143 de 1994.

Que el artículo 10 de la Ley 1715 de 2014, modificado por la Ley 2099 de 2021, fortaleció el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía –FENOGE– como instrumento para financiar y ejecutar planes, programas y proyectos orientados al fomento de las FNCR, la eficiencia energética y la transición energética en el territorio nacional.

Que el numeral 4 del artículo 19 de la Ley 1715 de 2014 establece que *“el Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios”*.

Que la Nación, a través del Ministerio de Minas y Energía, como administrador del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos FSSRI, tiene como deber asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores ingresos del área rural, para atender sus necesidades básicas de electricidad o;

De conformidad con lo dispuesto en el precitado numeral 4 del artículo 19 de la Ley 1715 de 2014, desarrollar la energía solar como alternativa al subsidio existente, bajo la modalidad de Autogeneración.

Que en desarrollo de lo anterior y para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 48 de la Ley 143 de 1994 y en el numeral 4 del artículo 19 de la Ley 1715 de 2014 el Gobierno Nacional

expidió el Decreto 0972 de 2025, mediante el cual se adicionó el Decreto 1073 de 2015, con el fin de habilitar la energía solar como fuente de autogeneración y alternativa al subsidio existente y crear el Programa Colombia Solar, orientado a promover la Autogeneración con Energía Solar, en cualquiera de sus modalidades, para los Usuarios Residenciales de los estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y para los Usuarios Residenciales de los estratos 1, 2 y 3 de las Zonas No Interconectadas (ZNI), como alternativa al subsidio de energía eléctrica vigente.

Que el párrafo del artículo 2.2.3.2.4.13 del Decreto 0972 de 2025, por medio del cual se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía No. 1073 de 2015, estableció que para efectos de la ejecución de la política energética a través del Programa Colombia Solar podrán participar para el desarrollo e implementación de esta política los diversos agentes que intervienen en la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica conforme a lo establecido en la Ley 142 de 1994, y los desarrolladores de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de energía solar.

Que el artículo 2.2.3.2.4.14 del Decreto 0972 de 2025, por medio del cual se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía No. 1073 de 2015, establece el alcance del Programa Colombia Solar, en los siguientes términos: *“el Programa tiene por alcance desarrollar la energía solar, a través de autogeneración, en cualquiera de sus modalidades, hasta el consumo básico de subsistencia para los usuarios de estratos 1, 2 y 3 del SIN, como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad, de acuerdo con lo consagrado en la Ley 142 de 1994 y la Ley 1715 de 2014. Asimismo, el Programa busca desarrollar la energía solar, a través de autogeneración, en cualquiera de sus modalidades, para los usuarios de estratos 1, 2 y 3 de las ZNI como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad. (...)”*

Que el artículo 2.2.3.2.4.17 del Decreto 0972 de 2025, por medio del cual se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía No. 1073 de 2015, dispuso que el Ministerio de Minas y Energía deberá expedir la reglamentación del Programa Colombia Solar, definiendo los instrumentos financieros y contractuales para su implementación, así como lo referente a la propiedad, operación y mantenimiento de la infraestructura que se desarrolle en el marco del Programa Colombia Solar. De igual forma, dispuso que el Ministerio de Minas y Energía realizará la coordinación y gestión, con los diversos agentes para el desarrollo del Programa, ejecutando los recursos que se dispongan conforme a las fuentes de financiación previstas en el artículo 2.2.3.2.4.16 ibidem. Lo anterior, teniendo como directriz general los objetivos establecidos para el Programa Colombia Solar conforme al artículo 2.2.3.2.4.15 del Decreto 0972 de 2025.

Que los artículos 2.2.3.2.4.21 y 2.2.3.2.4.22 del Decreto 0972 de 2025 por medio del cual se adicionó el Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía No. 1073 de 2015, habilitaron al Ministerio de Minas y Energía para reglamentar los criterios y mecanismos para la focalización y priorización de Usuarios de estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI) que serán beneficiarios del Programa Colombia Solar.

Por lo anterior el Programa Colombia Solar fue sometido al proceso de revisión técnica, financiera y presupuestal ante el Departamento Nacional de Planeación (DNP), en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 24 y 25 del Decreto 1082 de 2015, compilatorio del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Planeación Nacional, obteniendo concepto de viabilidad el día 30 de mayo de 2025, con código BPIN 202500000025335.

Que, posteriormente, y en atención a lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley 819 de 2003, modificado por el artículo 73 de la Ley 1473 de 2011, el proyecto fue sometido a la evaluación de consistencia fiscal por parte del Consejo Superior de Política Fiscal (CONFIS), obteniendo aval fiscal conforme a las disposiciones del Decreto 1068 de 2015, garantizando la sostenibilidad financiera del programa, la disponibilidad de las apropiaciones futuras necesarias para su ejecución y la compatibilidad de su desarrollo con el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP).

Que, en sesión del 12 de junio de 2025, la Comisión Intersectorial de Proyectos Estratégicos (CIPE), en ejercicio de las facultades conferidas por el Decreto 1467 de 2019, reconoció el Programa Nacional Colombia Solar como Proyecto de Interés Nacional y Estratégico (PINES), de conformidad con los criterios establecidos en el Documento CONPES de Importancia Estratégica, atendiendo a su relevancia para la política de Transición Energética Justa, su contribución a la reducción de la presión fiscal del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución del Ingreso (FSSRI), y su impacto directo en la mejora del acceso equitativo a fuentes de energía limpia para los hogares de menores ingresos.

Que para garantizar la adecuada administración, gestión, ejecución, seguimiento y sostenibilidad financiera y operativa del Programa Colombia Solar, se requiere celebrar convenios o contratos interadministrativos con entidades públicas y patrimonios autónomos especializados, así como negocios jurídicos con los agentes que intervienen en la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Que así mismo, resulta necesario reconocer que los recursos provenientes de distintas fuentes de financiación podrán administrarse y ejecutarse mediante diversos instrumentos jurídicos y esquemas contractuales, conforme a la naturaleza de los recursos y al régimen jurídico aplicable a sus respectivos titulares, administradores o ejecutores, con el propósito de garantizar flexibilidad, eficiencia y sostenibilidad en la implementación del Programa Colombia Solar.

Que el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía –FENOGE– cuenta con experiencia técnica, operativa, financiera y administrativa para la estructuración, administración y ejecución de programas y proyectos asociados a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable y gestión eficiente de la energía, razón por la cual podrá ser designado como entidad ejecutora del Programa Colombia Solar conforme a las competencias previstas en la Ley 1715 de 2014 y sus normas modificatorias.

Que mediante la Resolución 40271 del 1 de agosto de 2022 del Ministerio de Minas y Energía se adoptó el Manual Operativo del FENOGE, el cual establece procedimientos, criterios, lineamientos y mecanismos aplicables para la administración, gestión y ejecución de recursos destinados a programas y proyectos de transición energética y eficiencia energética.

Que los agentes que intervienen en la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica desarrollan sus actividades conforme al régimen jurídico y a los manuales de contratación que les resultan aplicables, en observancia de los principios de eficiencia, transparencia, selección objetiva y sostenibilidad financiera, conforme a lo dispuesto en la Ley 142 de 1994.

Que se ha hecho evidente la necesidad de incorporar en la reglamentación un esquema de sostenibilidad como propuesta de modelo operativo y financiero que permita asegurar la cobertura de:

(i) la remuneración del operador de AOM, (ii) la cobertura de la energía correspondiente al subsidio que actualmente recibe el usuario beneficiado y, en lo posible, (iii) un porcentaje de la energía generada por la solución individual orientada a beneficiar al usuario, como fomento a la utilización de fuentes no convencionales de energía renovable en el consumo de energía eléctrica.

Que, en virtud de lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía, en su calidad de entidad líder y coordinadora del Programa Colombia Solar, requiere impartir nuevos lineamientos, criterios técnicos, directrices e instrucciones orientadas a garantizar la adecuada ejecución, administración, seguimiento y control de los recursos públicos y demás fuentes de financiación destinadas para el desarrollo, ejecución y puesta en marcha del Programa Colombia Solar.

Que, en atención a la naturaleza de la presente iniciativa regulatoria, y en cumplimiento de la excepción establecida en el numeral 1 del artículo 2.1.2.5.1.4. del Decreto 385 de 2026 el término de publicación para comentarios se fija por un período inferior de diez (10) días calendario, en consideración a que el proyecto de resolución tiene por objeto derogar y sustituir la Resolución MME 40159 de 2026, preservando su estructura normativa y manteniendo el alcance de la reglamentación de los artículos 2.2.3.2.4.17, 2.2.3.2.4.19 y 2.2.3.2.4.21 del Decreto 1073 de 2015, incorporando principalmente ajustes de técnica normativa, precisiones operativas y mejoras derivadas del proceso de implementación del Programa Colombia Solar. Adicionalmente, la oportunidad de su expedición resulta necesaria para garantizar la continuidad de la ejecución del Programa, evitar afectaciones en la gestión administrativa y contractual asociada a su implementación y asegurar el cumplimiento oportuno de los objetivos de política pública en materia de acceso a soluciones energéticas sostenibles. En consecuencia, y de conformidad con los principios de eficiencia, eficacia, celeridad y coordinación que rigen la función administrativa, así como con las disposiciones aplicables sobre publicidad de proyectos específicos de regulación, se considera razonable y proporcional establecer un término de publicación reducido, sin menoscabar el derecho de participación de los ciudadanos y de los grupos de interés.

A continuación, se exponen las razones de oportunidad y conveniencia que justifican la expedición de la presente resolución de reglamentación:

LINEAMIENTOS DE FACTURACIÓN, MEDICIÓN, LIQUIDACIÓN DEL PROGRAMA.

El presente numeral expone las consideraciones técnicas que justifican la inclusión de lineamientos en materia de facturación, medición y liquidación dentro de la reglamentación del Programa Colombia Solar. Estas consideraciones se derivan de la coexistencia entre la energía autogenerada mediante soluciones solares fotovoltaicas y la energía suministrada por la red del Sistema Interconectado Nacional, así como de la necesidad de asegurar un tratamiento coherente del consumo amparado por el programa, la correcta aplicación de los subsidios vigentes y la alternativa del programa, sí como la trazabilidad de la información utilizada para la asignación de los beneficios del Programa. En este sentido, se establecen criterios orientadores para que la regulación permita integrar el esquema del Programa Colombia Solar al marco tarifario existente, garantizando consistencia operativa, claridad en la facturación y soporte técnico para los procesos de control y seguimiento.

a. Facturación.

El Programa Colombia Solar incorpora fuentes de generación de energía eléctrica distintas a la red del Sistema Interconectado Nacional, lo que requiere definir lineamientos para el tratamiento del consumo amparado por el programa de los usuarios beneficiarios. En este contexto, la facturación deberá permitir diferenciar la energía cubierta mediante la autogeneración solar que se predica proveniente del programa y la energía suministrada como respaldo por la red.

En ese sentido, la resolución plantea directrices para que el Comercializador incluya dentro de la factura el reflejo de la porción del consumo del usuario que es cubierta por el Programa Colombia Solar, así como la energía no cubierta que continúa siendo atendida por el comercializador desde la red. Esta diferenciación es necesaria para asegurar la correcta aplicación de los subsidios existentes al consumo básico de subsistencia y evitar el reconocimiento de beneficios en duplicidad.

Es preciso acotar que, en este programa concurren de manera estratégica tanto la doble condición de usuario del servicio y de beneficiario del programa, como la de Comercializador del servicio y Contratista de AOM del Programa. Lo anterior, permite que entre las mismas partes confluyan tanto condiciones que son propias del servicio de energía como ajenas al mismo, esto es, de una parte, la determinación del consumo facturable, la determinación del subsidio aplicable, y la definición del consumo que constituye la alternativa que fundamenta el Programa, para proceder así a la liquidación correspondiente del cobro al usuario.

Ahora bien, la inclusión de los ítems correspondientes al programa Colombia Solar dentro de la factura de servicios públicos, no es de naturaleza regulatoria, sino que se predicen susceptibles de ser informados e incluidos en la información de la factura por autorización de las partes en el Contrato de Condiciones Uniformes.

La implementación del esquema del Programa Colombia Solar requiere contar con información que permita identificar la energía generada, la energía consumida por los usuarios beneficiarios del programa desde los activos de autogeneración y la energía tomada de la red. Para ello, se hace necesario definir criterios de medición que garanticen la trazabilidad de la información utilizada en los procesos de asignación y liquidación de la energía.

Es de aclarar que los lineamientos ofrecidos no constituyen regulación que pueda predicarse como actividad que hubiera correspondido a la CREG, pues se hace remisión directa al Código de Medida y a la CREG 100001 de 2022, ya expedidas por dicha entidad.

Adicionalmente, se definen lineamientos para que el Comercializador, garantice la adecuación de los equipos de medición cuando estos no cumplan con los requerimientos técnicos, metrológicos o regulatorios aplicables, o cuando no permitan soportar el esquema de liquidación definido.

b. Liquidación

Como ya se planteó, el esquema de liquidación del Programa Colombia Solar se basa en la asignación de la energía a los usuarios beneficiarios, considerando la coexistencia entre la energía autogenerada y la energía suministrada por la red. En este sentido, se establecen los criterios para la asignación y liquidación de la energía, de forma consistente con el consumo medido y con los límites definidos para el consumo básico de subsistencia.

La resolución se orienta a que los mecanismos de liquidación consideren la variabilidad del recurso solar, reconociendo que la generación efectiva puede variar entre períodos de operación. En consecuencia, la asignación de la energía y la determinación del beneficio asociado deberán basarse en la energía efectivamente disponible en cada período de liquidación.

Asimismo, se establecen lineamientos para que la liquidación económica refleje de manera diferenciada la energía cubierta por el Programa, la energía no cubierta y aquella suministrada por la red, asegurando coherencia con el régimen tarifario vigente y con los criterios de sostenibilidad operativa definidos para el Programa Colombia Solar.

c. Coherencia con el régimen tarifario y de subsidios

Los lineamientos definidos en materia de facturación, medición y liquidación buscan asegurar la coherencia del Programa Colombia Solar con el régimen tarifario y de subsidios vigente. En particular, la resolución establece que el beneficio del Programa se aplica exclusivamente sobre la porción del consumo correspondiente al consumo básico de subsistencia, como alternativa al subsidio existente, pero sin concurrencia de doble subsidio.

FOCALIZACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE BENEFICIARIOS DEL PROGRAMA.

3.1. Focalización departamental de recursos

La focalización de recursos es el proceso mediante el cual se identifican, ponderan y clasifican los departamentos para la asignación eficiente y equitativa de los recursos según las necesidades reales de cada uno, aplicando una metodología constituida por cinco criterios base que, operados bajo fórmulas específicas, da como resultado, un valor definido como Valor Ponderado por Departamento (Φ PTD).

$$\Phi PTD = \frac{PTD}{\Sigma PTD} \times 100\% \quad (1)$$

$$PTD = \Delta IPM * PIPM + \Delta IPEM * PIPEM + \Delta CU * PCU + \Delta \%PTU * PPTU + \Delta HSP * PHSP \quad (2)$$

Donde,

El Φ PTD se expresa en porcentaje y representa el peso o valor prioritario de un departamento específico, dentro de los 27 departamentos pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional (SIN) como se muestra en la fórmula (1), con el objetivo de cuantificar y justificar la Distribución de los recursos en cada Departamento.

El valor PTD es el Puntaje total por Departamento cuyo resultado se obtiene al efectuar la fórmula (2). Se indica como una constante que representa las condiciones socioeconómicas, energéticas y de recurso solar de cada uno de los departamentos a evaluar. El PTD se obtiene mediante la ponderación de cinco criterios: **Índice de Pobreza Multidimensional (IPM)**, **Índice de Pobreza Energética Multidimensional (IPEM)**, **Costo Unitario del Servicio de Energía Eléctrica (CU)**, **Porcentaje de Participación de Usuarios (%PTU)** y **Horas Solares Pico (HSP)**, descritos a continuación:

Índice de Pobreza Multidimensional (IPM)

Indicador que evalúa las privaciones de un individuo con respecto a ciertas características vitales como la educación, salud, vivienda, trabajo, capacidad de adquisición de bienes y servicios, entre otras. Su valor se expresa en términos de porcentaje y se obtiene a partir de los datos más recientes publicados por parte del DANE dentro del Boletín Técnico de Pobreza Multidimensional (IPM) año 2024. El DANE genera los datos del IPM por departamento, tomando como base cinco dimensiones con sus respectivos indicadores:

DIMENSIÓN	INDICADOR
Condiciones educativas del hogar	Analfabetismo Bajo logro educativo
Condiciones de la niñez y juventud	Inasistencia escolar Rezago escolar Barreras de acceso a servicios de cuidado de la primera infancia Trabajo infantil
Salud	Hogar si aseguramiento en salud Barreras de acceso a servicios de salud cuando hay necesidad
Trabajo	Desempleo de larga duración en el hogar Trabajo informal
Acceso a servicios públicos domiciliarios y condiciones de la vivienda	Sin acceso a fuente de agua mejorada Eliminación inadecuada de excretas (saneamiento) Material inadecuado de pisos Material inadecuado de paredes

Fuente: Datos tomados del DANE, Boletín técnico Pobreza multidimensional en Colombia - Año 2024

La fuente de información de los datos asociados es la Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV), permitiendo el cálculo del índice de pobreza multidimensional a partir de la evaluación por hogar en cuanto a la presencia de privación en cada uno de los indicadores. Para la cuantificación y suma de

los datos obtenidos, el DANE asocia a cada dimensión un peso igual del 20%, el cual se distribuye de manera uniforme a través de sus indicadores correspondientes.

Para el cálculo del Puntaje de Índice de Pobreza Multidimensional (PIPM), se realiza la asignación de un valor de 1 a 5 asociado de forma directa a la posición del IPM de un departamento específico dentro de un rango definido como se muestra a continuación:

Rango	Puntuación (PIPM)
Rango 5	5
Rango 4	4
Rango 3	3
Rango 2	2
Rango 1	1

Donde,

Rango 1 < Rango 2 < Rango 3 < Rango 4 < Rango 5

Es decir que, un puntaje más alto representa una mayor pobreza multidimensional.

Índice de Pobreza Energética Multidimensional (IPEM)

Indicador que refleja de manera directa las condiciones energéticas de los hogares y comunidades evaluando aspectos como la disponibilidad, confiabilidad, asequibilidad y modernidad del suministro, teniendo en cuenta que, la Pobreza Energética es definida como la situación en la que un hogar enfrenta formas de privación en el acceso a la energía que limitan la satisfacción de sus necesidades básicas de energía. Su valor se expresa en términos de porcentaje y es tomado de los datos más recientes publicados por parte del Ministerio de Minas y Energía (MME) dentro del Informe sobre Pobreza Energética Multidimensional en Colombia 2022-2023. No obstante, es importante señalar que será el Ministerio de Minas y Energía el responsable de definir la fuente de información vigente que deberá ser consultada para este fin.

En el Informe sobre Pobreza Energética Multidimensional en Colombia 2022-2023 el MME presenta los datos del IPEM por departamento y por municipio, tomando como base cuatro dimensiones con sus respectivos indicadores:

DIMENSIÓN	INDICADOR
Acceso energía eléctrica y preparación de alimentos (36%)	Ausencia del servicio de energía eléctrica (6%)
	Cocción con GLP (6%)
	Cocción con Kerosene (6%)
	Cocción con Leña (6%)
	Cocción con Carbón-Leña (6%)
Vivienda Funcional (32%)	Cocción con desechos (6%)
	Ausencia de espacio propio para Cocinar (8%)

Ausencia de Estufa (8%)	Ausencia de nevera (8%)
Ausencia de lavadora (8%)	Ausencia del servicio de internet (5.6%)
Ausencia de computadora de mesa (5.6%)	Ausencia de computadora portátil (5.6%)
Ausencia TV inteligente (5.6%)	Ausencia smartphone (5.6%)
Ausencia de Estufa (8%)	Instituciones educativas públicas sin servicio de energía eléctrica (4%)
Ausencia de nevera (8%)	
Ausencia de lavadora (8%)	
Ausencia del servicio de internet (5.6%)	
Ausencia de computadora de mesa (5.6%)	
Ausencia de computadora portátil (5.6%)	
Ausencia TV inteligente (5.6%)	
Ausencia smartphone (5.6%)	
Instituciones educativas públicas sin servicio de energía eléctrica (4%)	

Aprender y Comunicarse (28%)

Territorio Equipado (4%)

Fuente: Datos tomados del MME, Informe de Pobreza Energética Multidimensional en Colombia- Año 2024.

Para la cuantificación y suma de los datos obtenidos, el MME tomará como base la metodología para el cálculo del IPM por parte del DANE, mediante la cual asigna un peso porcentual a cada una de las dimensiones e indicadores, siendo para el caso del IPEM, la ponderación dividida de manera proporcional entre el total de indicadores, llevando así a la generación de los porcentajes indicados en la tabla anterior en cada una de las dimensiones e indicadores asociados.

Para el cálculo del Puntaje de Índice de Pobreza Energética Multidimensional (PIPEM), se realiza la obtención de los datos cualitativos definidos por parte del MME según la posición del valor porcentual del IPEM dentro de un rango definido, para posteriormente, asignarles un valor de 1 a 5 asociado de forma directa a la calificación cualitativa de un departamento específico como se muestra a continuación:

Rango	Calificación Cualitativa	Puntuación (PIPEM)
Rango 5	MUY ALTO	5
Rango 4	ALTO	4
Rango 3	MEDIO	3
Rango 2	BAJO	2
Rango 1	MUY BAJO	1

Fuente: Elaboración Propia – MME.

Donde,

Rango 1 < Rango 2 < Rango 3 < Rango 4 < Rango 5

Es decir que, un puntaje más alto representa una mayor incidencia de pobreza energética en los hogares.

Costo Unitario del Servicio de Energía Eléctrica (CU)

Valor conformado por la sumatoria de los costos de los componentes de generación, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas y restricciones del sistema bajo condiciones reguladas. Su

valor se expresa en términos de pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y se obtiene a partir de los datos comprendidos dentro de un rango de tiempo específico publicados por las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la obligación establecida en la Resolución 119 de 2007 y definidos para el proceso de focalización bajo un método de ponderación aritmética. Así, el valor final se encontrará determinado de la siguiente manera:

PROMEDIO COSTO UNITARIO						
GM_{mes1}	TM_{mes1}	PR_{mes1}	D_{mes1}	CV_{mes1}	RM_{mes1}	CU_{mes1}
GM_{mes2}	TM_{mes2}	PR_{mes3}	D_{mes4}	CV_{mes5}	RM_{mes6}	CU_{mes7}
$GM_{mes n}$	$TM_{mes n}$	$PR_{mes n}$	$D_{mes n}$	$CV_{mes n}$	$RM_{mes n}$	$CU_{mes n}$
GM_{Promed}	TM_{Promed}	PR_{Promed}	D_{Promed}	CV_{Promed}	RM_{Promed}	CU_{Promed}

Fuente: Elaboración Propia – MME.

Donde,

$$GM_{promed} = (GM_{mes1} + GM_{mes2} + \dots + GM_{mesn}) / n = \text{Promedio Costo Generación}$$

$$TM_{promed} = (TM_{mes1} + TM_{mes2} + \dots + TM_{mesn}) / n = \text{Promedio Costo Transmisión}$$

$$PR_{promed} = (PR_{mes1} + PR_{mes2} + \dots + PR_{mesn}) / n = \text{Promedio Costo Pérdidas}$$

$$D_{promed} = (D_{mes1} + D_{mes2} + \dots + D_{mesn}) / n = \text{Promedio Costo Distribución}$$

$$CV_{promed} = (CV_{mes1} + CV_{mes2} + \dots + CV_{mesn}) / n = \text{Promedio Costo Comercialización}$$

$$RM_{promed} = (RM_{mes1} + RM_{mes2} + \dots + RM_{mesn}) / n = \text{Promedio Costo Restricciones}$$

$$CU_{promed} = (CU_{mes1} + CU_{mes2} + \dots + CU_{mesn}) / n = \text{Promedio Costo Unitario}$$

El CU se obtiene finalmente como:

$$CU = CU_{promed} = GM_{promed} + TM_{promed} + PR_{promed} + D_{promed} + CV_{promed} + RM_{promed}$$

Para el cálculo del Puntaje del Costo Unitario Del Servicio De Energía Eléctrica (PCU), se realiza la asignación de un valor de 1 a 5 asociado de forma directa a la posición del costo unitario dentro de un rango definido como se muestra a continuación:

Rango	Puntuación (PCU)
Rango 5	5
Rango 4	4
Rango 3	3
Rango 2	2
Rango 1	1

Donde,

Rango 1 < Rango 2 < Rango 3 < Rango 4 < Rango 5

Es decir que, un puntaje más alto representa un mayor costo del servicio de energía eléctrica.

Porcentaje de Participación de Usuarios (%PTU)

Valor indicativo de la proporción de usuarios conectados al SIN por departamento a través de un operador de red (OR) en relación con el total de usuarios evaluados conectados al SIN con una fecha de actualización no mayor a dos meses atrás de la fecha de revisión. Su valor se expresa en términos de porcentaje y se obtiene a partir de los datos publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) a través del Sistema Único de Información (SUI), el cual es el sistema oficial que recoge, almacena, procesa y publica la información reportada por parte de las empresas prestados de servicio y entidades territoriales. Se concentran los valores asociados a los usuarios de estratos 1, 2, 3 conforme a los objetivos del programa Colombia Solar a nivel departamental para posteriormente ser sumados de forma lineal por estrato. Así, el valor final por departamento se encontrará teniendo en cuenta la siguiente información:

Departamento (Dpto)	Usuarios Residenciales Regulados			Total
	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	
Dpto 1	# Usuarios	# Usuarios	# Usuarios	$\sum_{i=1}^3$ # usuarios Estrato i_1
Dpto 2	# Usuarios	# Usuarios	# Usuarios	$\sum_{i=1}^3$ # usuarios Estrato i_2
.
.
.
Dpto n	# Usuarios	# Usuarios	# Usuarios	$\sum_{i=1}^3$ # usuarios Estrato i_n

Así,

$$\%PTU = \frac{\# \text{ Usuarios conectados en un Departamento}}{\# \text{ Total de Usuarios evaluados}} \times 100\%$$

Donde,

$$\# \text{ Usuarios conectados en un Departamento} = \sum_{i=1}^3 \# \text{ Usuarios Estrato } i_n$$

Total de Usuario evaluados =

$$\sum_{i=1}^3 \#Usuarios Estrato i_1 + \sum_{i=1}^3 \#Usuarios Estrato i_2 + \dots + \sum_{i=1}^3 \#Usuarios Estrato i_n$$

Para el cálculo del Puntaje del Porcentaje de Participación de Usuarios Atendidos por un operador de Red (PPTU), se realiza la asignación de un valor de 1 a 5 asociado de forma directa a la posición del %PTU de un departamento específico dentro de un rango definido como se muestra a continuación:

Rango	Puntuación (PPTU)
Rango 5	5
Rango 4	4
Rango 3	3
Rango 2	2
Rango 1	1

Donde,

Rango 1 < Rango 2 < Rango 3 < Rango 4 < Rango 5

Es decir que, un puntaje más alto representa una mayor participación de usuarios dentro de un departamento.

Horas Solares Pico (HSP)

Valor que mide las horas en el día durante las cuales se percibe un mínimo de radiación solar (1000W/m²) en un lugar específico, permitiendo una estimación de producción de energía a partir de un SSFV específico. Su valor se expresa en términos de horas y se obtiene a partir de los datos publicados por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

Para el cálculo del Puntaje del criterio de Horas solares Pico (PHSP), se realiza la asignación de un valor de 1 a 5 asociado de forma directa a la posición del HSP de un departamento específico dentro de un rango definido como se muestra a continuación:

Rango	Puntuación (PHSP)
Rango 5	5
Rango 4	4
Rango 3	3
Rango 2	2
Rango 1	1

Donde,

Rango 1 < Rango 2 < Rango 3 < Rango 4 < Rango 5

Es decir que, un puntaje más alto representa, más horas diarias solares cuyo aprovechamiento implica una mayor producción de energía eléctrica.

Peso de Criterios

Se asignaron unos pesos porcentuales para cada criterio con el fin evaluar y definir un valor ponderado para cada departamento:

CRITERIO	PESO PORCENTUAL
IPM	ΔIPM
IPEM	$\Delta IPEM$
CU	ΔCU
HSP	$\Delta \%PTU$
$\%PTU$	ΔHSP

Cada uno de los pesos se encuentran definidos a través de una evaluación integral, verificando la relevancia de cada criterio comparado con los demás dentro del proceso de focalización, considerando aspectos como la equidad social, el acceso y la calidad del servicio eléctrico, el costo de la energía, la cobertura actual de energía, parámetros técnicos que permitan la aplicación eficiente de las soluciones o sistemas solares y demás que permitan la distribución adecuada de los recursos del programa Colombia Solar.

El resultado entregado posterior a la aplicación de la fórmula de Focalización se traduce en la siguiente tabla de consolidación de resultados:

Departamento (DPTO)	PIPM	PIPEM	PCU	PHSP	PTD	ΦPTD
DPTO 1	$PIPM_1$	$PIPEM_1$	PCU_1	$PHSP_1$	PTD_1	ΦPTD_1
DPTO 2	$PIPM_2$	$PIPEM_2$	PCU_2	$PHSP_2$	PTD_2	ΦPTD_2
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
DPTO n	$PIPM_n$	$PIPEM_n$	PCU_n	$PHSP_n$	PTD_n	ΦPTD_n

Donde,

$$\Phi PTD_1 > \Phi PTD_2 > \dots > \Phi PTD_n$$

Es decir que, la ponderación asociada al proceso de Focalización permite determinar una adecuada distribución de recursos del programa Colombia Solar.

3.2. Focalización de usuarios

Inicialmente se llevará a cabo la caracterización de usuarios mediante la consulta, revisión y análisis de la siguiente información reportada ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) por parte de los operadores de red a nivel nacional en los Formatos “TC1. Caracterización de Usuarios” y “TC2. Facturación a Usuarios”:

Campo	Descripción
Número de Identificación del Usuario o Suscriptor (NIU)	Se refiere al número que OR le ha asignado a cada uno de los usuarios conectados a su sistema.
Código de Conexión	Código asignado por el OR, el cual corresponde a un transformador o a un alimentador en donde se conecta el usuario.
Tipo de Conexión	Corresponde al elemento (Transformador, Alimentador).
Ubicación	Indica si el usuario corresponde a un inmueble rural disperso, urbano o centro poblado.
Dirección	Esta información corresponde a la dirección del usuario.
Condiciones Especiales	Especial asistencial, especial educativo, hogar comunitario, inquilinato, asentamiento indígena, vivienda de interés social o prioritario, patrimonio histórico etc.
Altitud (usuario)	Corresponde a la información georreferenciada de la posición del usuario, en cuanto a la altitud en metros sobre el nivel del mar.
Longitud (usuario)	Coordenadas geográficas del sitio donde se encuentra el usuario correspondiente a la longitud en grado decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
Latitud (usuario)	Coordenadas geográficas del sitio donde se encuentra el usuario correspondiente a la latitud en grado decimales en el sistema de referencia MAGNA-SIRGAS oficial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
Cédula catastral	Es la identificación alfanumérica de los predios.
Estrato socioeconómico	Se refiere al estrato o sector asociado a la estructura tarifaria aplicada.
Número de familias por vivienda	Corresponde al número de familias o de usuarios que hacen parte un inquilinato.
Consumo Usuario (kWh)	Es el consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado para el respectivo periodo.

Consumo promedio semestral (kWh)

Este valor corresponde al consumo promedio histórico del usuario durante los últimos seis meses en kWh.

Consumo de subsistencia

Corresponde a la cantidad mínima de electricidad definida por la UPME, utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer las necesidades básicas que solamente pueden ser satisfechas mediante esta forma de energía final.

Valor Cartera Consumo

Corresponde al valor de cartera asociado al consumo adeudado por el usuario.

Valor de intereses por mora

Corresponde al valor en pesos, de los intereses facturados por valores de los consumos dejados de recaudar al usuario.

En el ejercicio de la ejecución se evaluará la necesidad de consultar y analizar información adicional.

Además, se consultará, revisará y analizará la información sobre el índice de Pobreza Multidimensional (IPM) publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), con el propósito de asignar a cada usuario el IPM correspondiente.

3.3. Priorización de Usuarios

Para la priorización de los usuarios de estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que serán beneficiarios del Programa se tomarán los resultados de la focalización y se implementará un esquema de selección multiobjetivo que considerará al menos los siguientes indicadores:

I1: Consumo Promedio Semestral: Este valor corresponde al consumo promedio histórico del usuario durante los últimos seis meses en kWh. Tomado de la información del Formato TC2 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

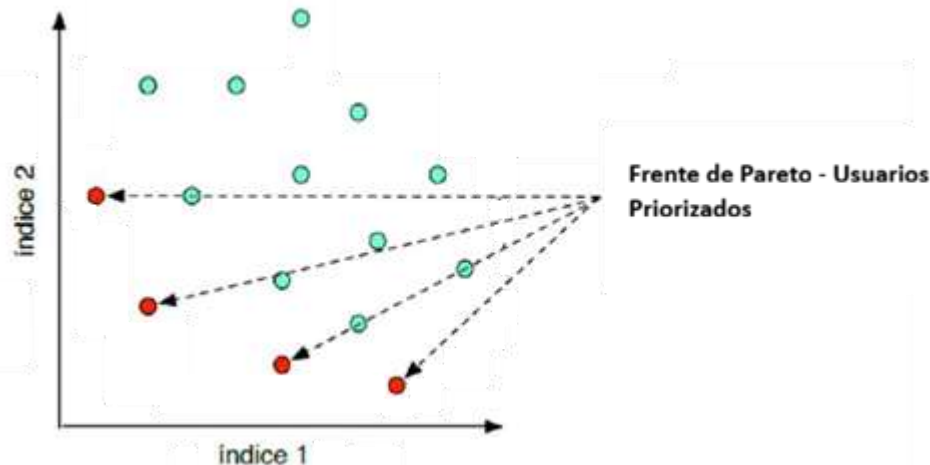
I2: Índice de Pobreza Multidimensional: Indicador que evalúa las privaciones en dimensiones como educación, salud, vivienda, trabajo, servicios públicos, entre otras. Tomado de la información publicada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE).

Un enfoque común para la solución de problemas de optimización multiobjetivo consiste en analizar el compromiso (trade-off) entre los distintos objetivos mediante la representación gráfica de todas las combinaciones factibles de resultados. En dicha representación se identifica un conjunto de soluciones óptimas para las cuales no es posible mejorar un objetivo sin deteriorar al menos uno de los restantes. Este conjunto de soluciones se conoce como frente de Pareto.

Cuando se dispone de un criterio de ponderación que refleja la importancia relativa de cada objetivo, es posible seleccionar una única solución del frente de Pareto como solución óptima del problema. En ausencia de tales ponderaciones, y siempre que el problema permita la implementación simultánea de

múltiples soluciones, puede optarse por considerar la totalidad del frente de Pareto, con el fin de abordar de manera equilibrada todos los objetivos planteados.

Para el caso específico del Programa Colombia Solar, se deberá graficar para cada usuario como mínimo los dos indicadores mencionados anteriormente obteniendo una gráfica similar a la presentada a continuación:



Fuente: Elaboración Propia – MME CS.

En ese sentido, los usuarios priorizados deberán ser todos aquellos que componen el frente de Pareto.

PROPIEDAD DE LOS ACTIVOS DEL PROGRAMA.

La determinación de que la propiedad de los activos construidos con recursos del presupuesto de inversión del Programa Colombia Solar corresponda en principio a la Nación – Ministerio de Minas y Energía responde a la naturaleza pública de los recursos comprometidos y a la finalidad del Programa como política energética orientada a garantizar el acceso al consumo básico de subsistencia de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3, en ese marco la titularidad estatal de los activos permite asegurar que las inversiones realizadas con recursos públicos se mantengan afectas al cumplimiento de un fin de interés general, preservando su destinación pública y garantizando su adecuada administración, control y sostenibilidad en el tiempo. Lo anterior opera sin perjuicio de la posibilidad de autorizar al ejecutor para efectuar la transferencia a nombre del Ministerio de Minas y Energía y en favor del Comercializador que va a obrar como Contratista de AOM.

Este esquema resulta coherente con el marco constitucional y legal que rige la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, en el cual el Estado conserva un rol central de regulación, control y vigilancia, independientemente de que la prestación del servicio o la operación de la infraestructura se realice de manera directa o indirecta, por esta razón, faculta al propietario inicial (Nación – Ministerio de Minas y Energía) transferir la propiedad a terceros agentes que integran la

cadena de prestación del servicio público de energía eléctrica en uso de la facultad legal contenida en el artículo 33 de la Ley 142 de 1994.

Esta transferencia en el marco del programa de Colombia Solar, se hace con el único propósito que el agente, en este caso, comercializador de energía, garantice la sostenibilidad de los activos, a través de las operaciones de AOM, por lo cual la reglamentación fija los parámetros económicos.

Este esquema de transferencia de la propiedad de los activos al agente comercializador de energía eléctrica, para garantizar las labores de AOM, contribuye a fortalecer la capacidad institucional del Estado para asegurar la continuidad del servicio, proteger el interés público asociado a la infraestructura energética y evitar la fragmentación patrimonial de los bienes estratégicos desarrollados en el marco del Programa Colombia Solar.

Ahora bien, la previsión conforme a la cual el Ministerio de Minas y Energía podrá transferir la propiedad, o el uso y goce de los activos, encuentra sustento en el régimen especial aplicable al sector de los servicios públicos domiciliarios, en particular, el artículo 39, numeral 39.3 de la Ley 142 de 1994, como ya se indicó, mediante el cual se habilita la celebración de contratos especiales para la organización y prestación de los servicios públicos.

En este marco, la facultad del Ministerio para transferir la propiedad de los activos que se construirán con los recursos del programa Colombia Solar, no implica una enajenación automática ni indiscriminada del patrimonio público, sino la posibilidad de estructurar esquemas jurídicos diferenciados que permitan la operación eficiente de las soluciones solares fotovoltaicas, atendiendo a criterios técnicos, operativos y de sostenibilidad del servicio. Esta flexibilidad resulta necesaria para asegurar que los activos puedan ser gestionados por entidades con capacidad técnica y operativa adecuada, sin desdibujar la responsabilidad estatal sobre el cumplimiento de los objetivos del Programa.

Adicionalmente, la exigencia de que las entidades designadas entreguen un inventario de las unidades constructivas que serán incorporadas a la contabilidad del Ministerio responde a principios de control, transparencia y adecuada gestión del patrimonio público, previsión que garantiza la trazabilidad de los activos construidos, su correcto registro contable y la correspondencia entre la ejecución física de los proyectos y los recursos públicos invertidos, fortaleciendo los mecanismos de seguimiento, control fiscal y rendición de cuentas asociados al Programa Colombia Solar.

En conjunto, el régimen de propiedad de los activos previsto busca equilibrar la protección del patrimonio público con la necesidad de garantizar la operación eficiente y sostenible de las soluciones de autogeneración solar, asegurando que los activos desarrollados en el marco del Programa Colombia Solar permanezcan al servicio del interés general y contribuyan de manera efectiva a la diversificación de la matriz energética y a los objetivos de la Transición Energética Justa.

1. Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento –AOM-.

Las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de las soluciones fotovoltaicas son de carácter obligatorio para asegurar la sostenibilidad de los activos construidos en el marco de Colombia Solar construidos con recursos del Presupuesto General de la Nación - PGN. Al desarrollar estas actividades de forma oportuna se brinda seguridad y continuidad operativa durante su vida útil. En este sentido las actividades de AOM se aplicarán para las soluciones fotovoltaicas individuales y centralizadas sin almacenamiento implementadas en el marco del Programa Colombia Solar, estableciendo criterios mínimos para: responsables, remuneración, alcance técnico, reposiciones, documentación, inventarios, reportes, y demás actividades pertinentes.

5.1. Horizonte de vida útil y Sostenibilidad

Para efectos de la estructuración, implementación y sostenibilidad del Programa Colombia Solar, se adopta un horizonte de vida útil de veinticinco (25) años para las soluciones solares fotovoltaicas, contado a partir de la Fecha de Puesta en Operación (FPO).

Este horizonte se fundamenta en estándares técnicos internacionalmente reconocidos para la evaluación del desempeño y la durabilidad de los módulos fotovoltaicos, en particular la norma IEC 61215, la cual establece los ensayos de diseño y calificación requeridos para verificar la confiabilidad y resistencia de los módulos frente a condiciones ambientales, mecánicas y eléctricas representativas de una operación prolongada en campo.

De manera complementaria, este horizonte de planeación resulta coherente con la información técnica y las garantías de desempeño declaradas por los fabricantes de módulos fotovoltaicos en sus fichas técnicas, las cuales, de forma generalizada en el mercado, contemplan períodos de garantía de potencia del orden de veinticinco (25) años, con niveles de desempeño remanente cercanos al ochenta por ciento (80 %) de la potencia nominal inicial.

En este contexto, bajo condiciones normales de operación y mantenimiento, los módulos fotovoltaicos presentan procesos de degradación gradual de su capacidad de generación, con tasas anuales típicamente inferiores al uno por ciento (1 %). En consecuencia, la adopción del horizonte de veinticinco (25) años se establece exclusivamente para efectos de planeación técnica, económica y de sostenibilidad del Programa Colombia Solar, sin que ello implique el cese del funcionamiento de los sistemas al finalizar dicho período ni la imposición de obligaciones técnicas adicionales a las previstas en la normativa vigente aplicable.

Así las cosas, el Programa contempla un horizonte de vida útil de veinticinco (25) años para cada solución fotovoltaica a implementar, contados desde la fecha de puesta en operación, con fines de gestión del activo y sostenibilidad técnica financiera del Programa. El Ministerio de Minas y Energía deberá asegurar la ejecución continua de las actividades de AOM mediante instrumentos contractuales y financieros.

Para tal fin se dispone que la ejecución de las actividades de AOM se realice durante el primer (1) año por el ejecutor de los proyectos y desde el segundo (2) año por el Comercializador del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica.

5.1.1. AOM para el Año 1

Durante el primer año, las actividades de AOM quedan a cargo del ejecutor del Programa Colombia Solar, siendo esta una obligación contractual entre el ejecutor del Programa y el contratista derivado a cargo de la ejecución integral de los proyectos. Este tiempo permite asegurar el debido procedimiento para la transferencia de los activos al Ministerio y de este, la transferencia de los activos al Comercializador encargado de realizar las actividades de AOM desde el año dos (2) al año veinticinco (25).

Adicionalmente, este tiempo permite al contratista derivado realizar ajustes a la operatividad de las soluciones fotovoltaicas, el comisionamiento, la compatibilidad en la configuración de equipos, fallas tempranas y de ser necesario aplicación de garantías, entre otros.

La remuneración para el Año uno (1) se reconoce por componentes de Administración, Operación y Mantenimiento, y está incluida en el CAPEX de construcción de las soluciones solares fotovoltaicas.

5.1.2. AOM para los años 2 a 25

Desde el segundo año y hasta completar el horizonte de 25 años, el Ministerio de Minas y Energía transferirá la propiedad de la infraestructura eléctrica al agente comercializador para efecto de llevar a cabo las actividades de AOM aprovechando las capacidades operativas, de gestión y de articulación con la cadena del servicio (medición, liquidación, operación, atención al usuario, etc.), permitiendo remunerar los costos de las actividades de AOM mediante esquemas asociados a la energía generada.

5.2. Plan de Sostenibilidad de las actividades de AOM

Para asegurar una ejecución eficiente, segura y con estándares de calidad de cada actividad asociada a las labores de Administración, Operación y Mantenimiento, el Ministerio de Minas y Energía deberá exigir un plan de implementación para cada componente, a este se le denomina Plan AOM, y será un documento integral del instrumento contractual a suscribir.

El plan AOM constituye el mecanismo principal para traducir la remuneración y operatividad de las actividades desde una óptica administrativa, técnica y financiera, logrando la trazabilidad de cada acción y garantizando la sostenibilidad del activo.

Por ello, el Plan AOM debe contener como mínimo:

1. Alcance por componente (A–O–M): desagregación técnica de las actividades a ejecutar en Administración, Operación y Mantenimiento, de manera que el Ministerio pueda validar que el contratista cubra integralmente la gestión del activo y su rendimiento en la generación de energía eléctrica.
2. Recursos humanos: incluyendo los perfiles, su dedicación, salarios y competencias mínimas del personal.

3. Insumos, herramientas y materiales: listado mínimo con sus valores asociados para el mantenimiento preventivo y correctivo, incluyendo repuestos críticos; esta exigencia reduce el riesgo de indisponibilidad por tiempos de adquisición y fortalece la continuidad del servicio.
4. Periodicidad y cronograma: definición de periodicidad para el mantenimiento preventivo, y acciones correctivas bajo una programación anual.
5. Procedimientos operativos y de seguridad: protocolos de operación segura, control de riesgos, y acciones frente a contingencias. Se busca garantizar que la operación y el mantenimiento se realicen con estándares de seguridad mitigando riesgos para usuarios, operarios o terceros.
6. Análisis de precios: Se debe cuantificar cada costo asociado al desarrollo de cada componente.
7. Sistema de recaudo para reposición de inversores: Según el costo asociado a cada activo de inversor se debe generar un método de recaudo y así prever la reposición de estos equipos conforme a la vida útil definida por el fabricante en la ficha técnica y a las condiciones reales de operación del proyecto.
8. Indicadores de desempeño y verificación del cumplimiento del plan: definición de métricas mínimas para evaluar resultados, entre ellas: energía generada, número de fallas, tiempos de atención, mantenimientos realizados, insumos utilizados, etc. Estos indicadores permiten soportar decisiones de pagos, ajustes contractuales y medidas correctivas.
9. Criterios adicionales según contexto territorial: debe incorporar variables de accesibilidad, seguridad, logística y disponibilidad de mano de obra local.
10. Pólizas: cotización y amparos a adquirir para el desarrollo de todas las actividades.

5.3. Actividades mínimas de Administración

El componente de administración deberá contemplar, como mínimo, las actividades orientadas a asegurar la planeación, control y gestión integral del activo y la sostenibilidad del proyecto durante la vigencia de Contrato de AOM, este componente incluirá como mínimo lo siguiente:

1. **Gestión documental:** Comprende todas las actividades relacionadas al archivo, control y manejo de documentos asociados a los equipos activos, registros de eventos (Incluyendo los registros asociados a las inspecciones periódicas, mantenimientos preventivos y correctivos teniendo en cuenta el registro de bitácoras de AOM, historial de fallas, alarmas y demás acciones asociadas a la presencia de anomalías en el funcionamiento del sistema), protocolos de seguridad, sistema de gestión integral, manuales de equipos y planimetría de tipo AsBuilt del sistema.
2. **Gestión Contractual:** Se deberán archivar y controlar de forma adecuada y ordenada, los contratos derivados asociados a la administración del sistema, incluyendo aquellos relacionados con el suministro de componentes críticos si aplica y todos aquellos asociados a la tercerización de actividades referentes al AOM, incluyendo la gestión para garantizar la seguridad de los sistemas a

través de empresas de vigilancia y así evitar incidentes o eventos que puedan afectar la integridad de los activos.

3. **Gestión financiera y presupuestal:** Con base en la generación del Plan de AOM presentado por parte del comercializador, se deberá garantizar el cumplimiento de los cronogramas, recursos y presupuestos asociados al AOM, asegurando la viabilidad económica de la operación del sistema. Se incluye el seguimiento de los costos operativos y de mantenimiento preventivo y correctivo, verificando posibles imprevistos presentados ante la materialización de riesgos inherentes a la operación del sistema que deriven en desviaciones presupuestales considerables como la reposición de activos críticos.

4. **Gestión de garantías y manejo de activos:** Se deberá Consolidar los documentos asociados a las garantías de los equipos y elementos asociados al Sistema Solar Fotovoltaico (Paneles, inversores, estructuras, cajas de protección, cableado, etc) teniendo en cuenta los reportes de vigencia de garantías y/o la extensión de estas con base en los criterios del fabricante, como el cumplimiento de las condiciones adecuadas de instalación, el registro de los equipos, la generación de certificados de cumplimiento Retie, la realización de mantenimientos preventivos certificados o el pago por parte del instalador.

En caso de hacerse efectiva una garantía, el comercializador deberá consolidar los documentos asociados a las reclamaciones ante fabricantes o proveedores según sea el caso, reportando los eventos relacionados a fallas, cambios y/o reparaciones de cada equipo activo o componente involucrado, para lo cual, deberá contar con el apoyo del registro de los seriales que harán parte de un inventario de elementos propios de la operación del sistema y sus respectivos repuestos críticos.

5. **Gestión de riesgos:** El comercializador deberá contar con una matriz de riesgos que permita la identificación, evaluación y aplicación de estrategias de mitigación de los riesgos de tipo eléctrico, de seguridad (Ejecución de actividades que puedan poner en riesgo la salud de los involucrados), operativos, de indisponibilidad de material o repuestos necesarios ante un eventual mantenimiento correctivo, financieros, climáticos y ambientales.

6. **La gestión de reportes e información requerida por el Ministerio de Minas y Energía y las autoridades competentes:** El comercializador deberá presentar informes anuales (o bajo la solicitud por parte del Ministerio de Minas y Energía) con la información referente a los indicadores de desempeño técnico y económico del sistema, así como la descripción y detalle de la trazabilidad en cuanto a los mantenimientos realizados y el registro de fallas, incidentes y/o acciones correctivas efectuadas. Se deberán presentar los datos para la evaluación de seguimiento según el plan de AOM indicado contractualmente.

5.4. Actividades mínimas de Operación

El componente de operación deberá contemplar, como mínimo, las actividades necesarias para asegurar el monitoreo, control y funcionamiento continuo, seguro y eficiente de la solución fotovoltaica

y su interacción con la red eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este componente deberá incluir como mínimo:

- a. **Seguimiento del desempeño del sistema:** Incluye las mediciones y/o monitoreo de los parámetros eléctricos (Tensión, corriente, potencia, frecuencia, entre otros), bajo condiciones normales de operación, garantizando el cumplimiento de los valores proyectados dentro de los diseños del sistema y definidos por el fabricante de los equipos activos, así como la verificación de sincronismo con la red eléctrica. Se deberán presentar informes de seguimiento correspondiente al comportamiento en la generación de energía bajo diferentes escenarios de carga e irradiancia. El monitoreo del sistema debe estar acompañado del registro y análisis de alarmas, fallas y eventos registrados por el sistema tomando como base una configuración inicial dada por el responsable del AOM.
- b. **Control Operativo:** El comercializador deberá realizar la verificación periódica del estado y funcionamiento de los equipos activos como inversores y tableros, así como de los componentes asociados a las protecciones, el cableado en DC y AC (Verificación de deterioro o fallos por sobrecalentamiento) y los elementos de conexión para garantizar el correcto funcionamiento del sistema. Se realizará en caso de ser necesario, la coordinación con el operador de red asociado a la infraestructura de distribución perteneciente al SIN, para la desconexión o ajuste del sistema fotovoltaico para la realización de maniobras operativas autorizadas.
- c. **Gestión de incidentes y contingencias:** Se deberán contemplar procedimientos estructurados para la atención de eventos asociados a la presencia de alarmas, registro de fallas o anomalías, desviación significativa en los valores de energía generada y los requerimientos asociados a la coordinación y aplicación de acciones correctivas que permitan el funcionamiento del sistema bajo condiciones adecuadas de confiabilidad, seguridad y continuidad.

5.5. Actividades mínimas de Mantenimiento Preventivo

Comprende las actividades planificadas para conservar la capacidad operativa, la seguridad y el desempeño del sistema, evitando la presencia de fallas, asegurando la vida útil de los componentes y garantizando la precisión y rendimiento en los parámetros del diseño en el funcionamiento del sistema. Comprende como mínimo las siguientes actividades:

- a. **Inspección visual de los componentes del sistema:** Se debe realizar la verificación de los marcos, sellos y puntos de anclajes de los paneles, con el fin de identificar fisuras o sombras permanentes. En cuanto a las estructuras, se verifica la presencia de: corrosión, fisuras, deformaciones, mal estado de elementos de sujeción o soportes, y cambios de inclinación de los paneles ante la presencia de fuertes condiciones ambientales o cargas de viento. La frecuencia de esta actividad permite la mitigación de efectos negativos como la presencia prolongada de sombras, la planeación tardía de actividades de poda, la verificación de módulos dañados sin cubrimiento por garantía, entre otros. Se debe incluir el ajuste o retorqueo de tornillería, pernos y tuercas.
- b. **Limpieza de Paneles:** Descartando la presencia de módulos rotos, se realizará la limpieza de la superficie de los paneles solares mediante el uso de agua, un paño de microfibra y jabón no abrasivo

sin ejercer presión sobre el vidrio de estos, reduciendo la acumulación de polvo y suciedad, presencia de hojas, excremento animal, polución urbana, entre otros. Una mayor cantidad de suciedad representa un mayor porcentaje de pérdidas eléctricas, menor aprovechamiento de radiación y, por consiguiente, pérdidas económicas asociadas a la menor producción de energía.

c. **Revisión de conexiones eléctricas:** Se verifica el estado de la integridad de las conexiones asociadas a las terminales de los conductores como los conectores MC4, los bornes y los empalmes según correspondan al tipo de terminal. Se incluye el reapriete de conexiones flojas y la identificación de posibles deterioros de aislamientos que pueda indicar de forma visual la presencia de fallas, sobrecalentamientos o falso contacto.

d. **Revisión del estado de las protecciones:** Comprende la verificación de estado de los fusibles, protecciones en DC y AC y los descargadores de sobretensiones instalados, garantizando a su vez la correcta instalación y continuidad del sistema de puesta a tierra del sistema.

e. **Revisión alarmas de inversores:** Se debe realizar el seguimiento y verificación de alarmas que puedan indicar fallas o solicitud de limpieza de rejillas de ventilación. Así mismo, se deberá realizar una verificación periódica del estado de los parámetros eléctricos preconfigurados para el sistema.

f. **Mediciones parámetros eléctricos:** Comprende las actividades de seguimiento del comportamiento de los parámetros definidos para el sistema, teniendo en cuenta la medición de la energía generada, la tensión en DC y AC del sistema, la identificación de perturbaciones o desviación significativa de datos y el registro de indicadores que permitan la generación de informes periódicos para la detección de pérdidas de energía y costos asociados a la eficiencia del sistema y fallas.

g. **Mediciones termográficas:** Procedimiento que consiste en la captura y análisis de imágenes térmicas, de forma no invasiva, es decir, sin interrumpir la operación de los equipos activos. Esta medición permite visualizar variaciones de temperatura dentro de parámetros normales o anormales, permitiendo la identificación de puntos calientes, fallas por condiciones de aislamiento o deterioro y mal contacto de terminales conectadas a los equipos activos.

Cada una de las intervenciones preventivas serán debidamente documentadas bajo formatos preestablecidos que contemplen una lista de chequeo y registro de datos aduciendo a una adecuada planeación de mantenimiento.

La periodicidad del mantenimiento preventivo se definirá dentro del Plan de AOM presentado por el Comercializador, el cual debe evaluar las condiciones ambientales propias del entorno, siendo este como mínimo cada 3 meses.

El personal asociado estará conformado mínimo por:

- Ingeniero(s) electricista(s).
- Técnico(s) electricista(s).

- Ayudante(s) electricista(s).
- Supervisor(es) de seguridad y salud en el trabajo.
- Personal para poda.

5.6. Actividades de Mantenimiento Correctivo

Comprende las actividades destinadas a diagnosticar y corregir fallas que afecten la disponibilidad, la seguridad o el desempeño del sistema. Comprende como mínimo las siguientes actividades:

1. **Diagnóstico de fallas:** Comprende el análisis de registros de alarmas de equipos, comportamiento de parámetros eléctricos, inspección física del componente afectado y la documentación de las actividades realizadas para la determinación de la o las causas de las fallas presentadas, consignando en la bitácora de AOM el diagnóstico inicial y su diagnóstico final.

2. **Reparación o reemplazo de componentes:** Una vez realizado el diagnóstico de la falla, se determinará la acción correctiva del o los componentes afectados, siendo sustituidos o reparados según sea el caso.

El comercializador deberá contemplar en inventario la tenencia de componentes críticos los cuales deben ser certificados y compatibles, con el fin de garantizar el cambio inmediato. En el caso de que los elementos no sean de inventario el Comercializador deberá contar una gestión de proveedores, y así asegurar la confiabilidad, continuidad y seguridad del sistema.

3. **Pruebas a los componentes reemplazados:** Una vez reemplazados los componentes, se deben realizar las pruebas necesarias para la verificación del cumplimiento de los parámetros eléctricos que permitan el funcionamiento del sistema bajo parámetros normalizados.

Cada una de las intervenciones correctivas serán debidamente documentadas en la bitácora de AOM bajo formatos preestablecidos que contemplen una lista de chequeo y registro de datos aduciendo a una adecuada planeación de mantenimiento.

La periodicidad del diagnóstico para un mantenimiento correctivo será mínima cada 4 meses, o en los momentos de fallas de equipos principales como paneles solares, inversor u otros elementos que causen anomalías en el funcionamiento de la solución fotovoltaica.

El personal mínimo asociado estará conformado por:

- Ingeniero(s) electricista(s).
- Técnico(s) electricista(s).
- Ayudante(s) electricista(s).

5.7. Remuneración de las actividades de AOM

La remuneración de las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento se estructura y soporta en el Plan de AOM, en la medida en que dicho documento desagrega cada componente, define las actividades asociadas y su forma de ejecución, permitiendo estimar los costos mediante un análisis de precios unitarios, que atiendan las condiciones técnicas y operativas del proyecto.

En la estructuración de la remuneración deberán incorporarse los costos asociados a las pólizas, garantías o amparos que aseguren tanto los activos como la ejecución de las actividades a desarrollar. Adicionalmente, cuando la configuración del proyecto lo requiera, podrá incluirse dentro del componente de administración el costo correspondiente al arrendamiento del predio.

Una adecuada estructuración del Plan de AOM permite determinar una remuneración proporcional y suficiente, en función de las condiciones específicas de cada proyecto, incluyendo su contexto territorial, accesibilidad, logística, riesgos, y requerimientos de operación. En consecuencia, los valores a reconocer por concepto de AOM deberán quedar definidos en el esquema contractual y financiero pactado entre el Ministerio de Minas y Energía y el Comercializador encargado de las actividades de AOM.

Como instrumento orientado a garantizar la sostenibilidad de las soluciones fotovoltaicas y del Programa Colombia Solar, la remuneración del Comercializador encargado de las Actividades de AOM deberá implementarse mediante un mecanismo de compensación energética, en virtud del cual el pago se realiza a través de un porcentaje de la energía eléctrica efectivamente generada por la solución fotovoltaica, conforme a la regulación aplicable de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en materia de medición, liquidación y facturación.

5.8. Reposiciones de inversores

Dentro de los equipos principales de una solución fotovoltaica, el inversor on-grid DC/AC constituye el componente con mayor criticidad operativa y con menor vida útil frente a los módulos fotovoltaicos, debido a su naturaleza electrónica, el estrés térmico, los ciclos de operación, la exposición ambiental y las condiciones de calidad de red. En consecuencia, y con el fin de garantizar la continuidad y sostenibilidad técnica de las soluciones implementadas en el marco del Programa Colombia Solar, se prevé, como mínimo, la reposición programada de una (1) unidad de inversor on-grid DC/AC durante el horizonte de vida útil del proyecto, sin perjuicio de que puedan presentarse reposiciones adicionales por eventos de fuerza mayor, siniestros o fallas no atribuibles a la operación o al mantenimiento. La vida útil de los inversores se determinará en la ficha técnica, términos de garantía del fabricante, y las condiciones reales de operación del proyecto.

Con el propósito de asegurar que la reposición programada se ejecute en términos oportunos y sin afectar la generación del sistema, el Comercializador deberá incorporar en su Plan de AOM una estimación del año probable de reposición. Para esto se debe estructurar un esquema de recaudo anual con destinación específica a la financiación del activo, garantizando los recursos necesarios al momento del reemplazo. Así mismo, es necesario el detalle del procedimiento de sustitución y las pruebas de puesta en servicio.

La reposición deberá realizarse garantizando la compatibilidad técnica y eléctrica con el sistema existente, así como su actualización tecnológica según las disposiciones del mercado y de la normatividad vigente.

El Ministerio de Minas y Energía deberá estar informado de este cambio para realizar la gestión del activo obsoleto e incorporar el nuevo.

5.9. Inventario Mínimo para mantenimiento correctivo.

El Comercializador encargado de las actividades de AOM deberá garantizar la disponibilidad de un inventario mínimo de materiales, repuestos y consumibles críticos que permita atender de manera oportuna las fallas más frecuentes y restablecer la operación de la solución fotovoltaica sin depender de adquisiciones que incrementen los tiempos de indisponibilidad.

Dicho inventario deberá definirse y mantenerse actualizado en el Plan AOM, y como mínimo deberá cubrir las siguientes categorías:

- Elementos de seguridad y maniobra.
- Repuestos de tipo DC.
- Repuestos de tipo AC.
- Módulos fotovoltaicos.
- Componentes de inversores.
- Conectores MC4.
- Cables y conectores.

5.10. Seguimiento al AOM.

El comercializador encargado de realizar las actividades de AOM deberá remitir al Ministerio de Minas y Energía, de forma anual o cuando este lo requiera, un informe de seguimiento que contenga, como mínimo, la siguiente información:

1. Ejecución de actividades de AOM
 - Relación detallada de actividades ejecutadas por componente.
 - Comparativo entre el Plan de AOM y lo programado.
 - Evidencias de ejecución: bitácoras, órdenes de trabajo, actas de intervención, registros fotográficos.
2. Personal y capacidad operativa
 - Personal asignado por actividad.
3. Mantenimiento preventivo, correctivo y reposiciones
 - Resumen de mantenimientos preventivos realizados.
 - Relación de mantenimientos correctivos.

- Reposiciones ejecutadas, con trazabilidad de seriales cuando aplique.
- 4. Gestión de garantías, pólizas o reclamaciones asociadas a cambios de equipos.
 - Cuando aplique detalle de las pólizas y garantías utilizadas en el periodo.
- 5. Desempeño energético y operacional
 - Energía generada (kWh) mensual y anual, y análisis de variaciones frente a lo esperado y estimado.
 - Indicadores mínimos de desempeño: disponibilidad del sistema, eventos de desconexión y sus causas.
- 6. Eventos de indisponibilidad y atención de fallas
 - Registro de eventos de indisponibilidad
 - Tiempos de respuesta y restablecimiento
 - Medidas correctivas adoptadas y acciones preventivas para evitar recurrencia.
- 7. Gestión financiera asociada al AOM y provisiones
 - Relación del recaudo o provisión destinada a la reposición de inversores, indicando los saldos asociados.
- 8. Inventario mínimo de repuestos críticos
 - Estado del inventario mínimo de repuestos críticos: niveles de stock, consumos, reposiciones y faltantes.
 - Alertas de riesgo por desabastecimiento y medidas adoptadas.
- 9. Atención a PQRSF
 - Consolidado de PQRSF relacionadas con operación, fallas, indisponibilidad, seguridad y servicio.
 - Tiempos de respuesta y acciones implementadas.

El Ministerio de Minas y Energía realizara los formatos requeridos para la presentación de los informes.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

Resulta aplicable en primer lugar, a la entidad o entidades que el Ministerio de Minas y Energía designe como administradoras de los recursos destinados al desarrollo, implementación y ejecución del Programa Colombia Solar, dichas entidades tendrán a su cargo la gestión operativa, financiera y administrativa de los recursos del Programa, en los términos que defina el Ministerio, garantizando su adecuada destinación, trazabilidad y alineación con los objetivos de política pública que sustentan el Programa, de conformidad con el marco normativo vigente.

Así mismo, a los agentes que intervienen en la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, con los cuales el Ministerio de Minas y Energía podrá celebrar los negocios jurídicos necesarios para la ejecución de los recursos de inversión destinados al desarrollo y puesta en marcha del Programa Colombia Solar, esta disposición permite articular la participación de los distintos actores del sector energético, en los términos previstos en la Ley 142 de 1994 y demás normas aplicables, y habilita esquemas contractuales que faciliten la implementación de soluciones de autogeneración con energía solar, asegurando eficiencia, coordinación institucional y cumplimiento de los fines del Programa.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

La competencia orgánica para la expedición de la presente resolución se encuentra definida en el Decreto 381 de 2012, “por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía”, en particular en su artículo 2, que establece como objetivos del Ministerio formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas del Sector de Minas y Energía, así como en su artículo 3, numerales 1, 4 y 5, que le atribuyen, entre otras funciones, la de formular, adoptar y dirigir la política en materia energética, promover el uso racional y eficiente de la energía y el desarrollo de fuentes alternas, y expedir los actos administrativos necesarios para el cumplimiento de sus funciones.

En este marco, el Ministerio de Minas y Energía se encuentra jurídicamente habilitado para expedir actos administrativos de carácter general, como la presente resolución, orientados al desarrollo e implementación de las políticas públicas del sector energético, en concordancia con el marco legal y reglamentario vigente.

Ahora bien, la competencia del Ministerio de Minas y Energía para intervenir normativamente en el sector eléctrico se encuentra respaldada por un conjunto de disposiciones sectoriales. La Ley 143 de 1994 asigna al Estado la función de asegurar la cobertura y prestación eficiente del servicio de electricidad y faculta al Ministerio para definir criterios relacionados con el aprovechamiento de los recursos energéticos. De igual forma, la Ley 697 de 2001 atribuye al Ministerio de Minas y Energía la responsabilidad de promover el uso racional y eficiente de la energía, así como de formular y adelantar programas orientados a dicho fin.

Por su parte, la Ley 1715 de 2014, modificada y fortalecida por la Ley 2099 de 2021, confirió al Ministerio competencias expresas para promover el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía, particularmente las de carácter renovable, y para adoptar los lineamientos e instrumentos necesarios para la implementación de la política de transición energética.

En atención a lo anterior, el artículo 19, numeral 4 del artículo 19 de la Ley 1715 de 2014 establece que: “el Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios”.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG <small>Sistema Interconectado Nacional</small>	T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

El Decreto 0972 de 2025 habilitó el desarrollo de la energía solar como fuente de autogeneración para los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 como alternativa viable al subsidio existente para el consumo de electricidad. En ese sentido, el decreto ordenó que el Ministerio de Minas y Energía reglamentara los instrumentos contractuales y los aspectos relativos a la propiedad, operación y mantenimiento de la infraestructura que se desarrolle en el marco del Programa. Además, estableció que el MME debía definir los criterios y el mecanismo para la focalización y priorización de usuarios de estrato 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

De manera específica, el mencionado decreto adicionó la Sección 4C al Capítulo 2 del Título III del Decreto 1073 de 2015, creó el Programa Colombia Solar como una política energética de alcance nacional y atribuyó de forma expresa al Ministerio de Minas y Energía la competencia para expedir su reglamentación. En particular, el artículo 2.2.3.2.4.17 del citado decreto establece que corresponde al Ministerio definir, mediante acto administrativo, los instrumentos financieros y contractuales para la implementación del Programa, así como regular los aspectos relativos a la propiedad, operación y mantenimiento de la infraestructura que se desarrolle en su marco, esta habilitación constituye un mandato reglamentario claro, expreso y suficiente, que delimita el ámbito material de la actuación administrativa del Ministerio y le confiere la competencia directa para expedir la presente resolución, en desarrollo de los objetivos del Programa y en armonía con el marco constitucional y legal vigente.

La expedición de la reglamentación del Programa Colombia Solar resulta necesaria para dotar de operatividad y eficacia jurídica al mandato contenido en el Decreto 0972 de 2025, en la medida en que dicho acto creó el Programa como una política energética de alcance nacional y previó expresamente su desarrollo mediante instrumentos normativos posteriores. La reglamentación permite definir de manera clara los mecanismos institucionales, contractuales y operativos requeridos para la implementación del Programa, asegurar una gestión ordenada de los recursos públicos destinados a su ejecución y garantizar la coherencia entre los objetivos de política pública, el marco legal vigente y las actuaciones administrativas que deben adelantar las entidades involucradas.

En consecuencia, la reglamentación se expide en ejercicio de competencias constitucionales, legales, orgánicas y reglamentarias claramente definidas y vigentes, y encuentra sustento expreso y suficiente en el Decreto 0972 de 2025, el cual habilita de manera directa al Ministerio de Minas y Energía para reglamentar el Programa Colombia Solar. En tal sentido, el proyecto normativo resulta jurídicamente viable, al emanar de autoridad competente, respetar los límites de la habilitación conferida y ajustarse al marco constitucional y legal que rige la intervención del Estado en el sector energético y el desarrollo de la Transición Energética Justa.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Las normas relacionadas se encuentran vigentes desde su publicación y son de carácter permanente en el tiempo, por lo que su vigencia y efectos no estarán sujetos a un plazo asociado o situación particular.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Con la presente Resolución

Se deroga y sustituye la Resolución MME 40159 de 2026, mediante la cual se reglamentan los artículos 2.2.3.2.4.17, 2.2.3.2.4.19. y 2.2.3.2.4.21 del Decreto 1073 de 2015 en lo relacionado con el Programa Colombia Solar.

3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción).

A la fecha no existe jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo

4. IMPACTO ECONÓMICO

El Programa Colombia Solar, constituye una de las iniciativas más relevantes de la política pública energética de Colombia; su propósito es contribuir a la Transición Energética Justa (TEJ) mediante la implementación de soluciones de autogeneración fotovoltaica que permitan reducir la carga fiscal del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI) sobre el Presupuesto General de la Nación (PGN) y, al mismo tiempo, garantizar el acceso equitativo y sostenible al servicio de energía eléctrica para los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3. Este proyecto permitirá una reducción en los costos en la facturación de la energía eléctrica para los hogares beneficiarios y un ahorro fiscal por concepto de subsidios para el Estado estimado en 4,7 billones de pesos y una reducción significativa en el valor de factura de los usuarios objeto del Programa, con cerca de 3 billones adicionales de beneficio.

Tabla Concepto de Beneficio

Concepto de beneficio	Descripción	Valor en VPN (COP)
Ahorros para los usuarios	Reducción del valor pagado por energía eléctrica frente al escenario sin programa.	\$3,010,458,823,300
Ahorros fiscales para el Estado (subsidios evitados)	Disminución de los subsidios energéticos destinados a los usuarios beneficiarios.	\$4,700,021,272,296
Emisiones de CO ₂ evitadas	Beneficio ambiental por reducción de emisiones del sistema eléctrico convencional.	23 MtonCO ₂ toneladas
Empleos directos generados	Personal contrato en función del número de proyectos	51,437

Fuente: Elaboración propia Equipo CS - MME.

Esto beneficios fueron estimados de acuerdo con los insumos técnicos y, en especial, considerando los aspectos formulados en la estructuración del proyecto y pueden considerarse un impacto positivo que se materializa únicamente si se garantizan desde la reglamentación del Programa las condiciones bajo las cuales fueron estimados:

- Adecuados procedimientos para la focalización y priorización de usuarios.
- Correcta liquidación de la factura a los usuarios objeto del Programa.
- Aplicación adecuada del Programa como una alternativa al esquema de subsidios vigente.
- Claridad sobre la propiedad de la infraestructura.
- Esquema de sostenibilidad y de administración, operación y mantenimiento de la infraestructura.

En este sentido, si bien la reglamentación propuesta en sí misma no implica un impacto económico, de lo derivado de ella en la implementación del Programa si condiciona el impacto positivo identificado para el Programa.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Como parte de la estructuración del Programa Colombia Solar se formuló el Proyecto de Inversión *“Implementación de soluciones de generación fotovoltaica para la reducción del costo del servicio eléctrico en los estratos 1, 2 y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN) – Programa Nacional Colombia Solar”*, identificado con el código BPIN 20250000025335 e inscrito en el Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional, reconocido además como Proyecto de Interés Nacional y Estratégico (PINES). Además, se cuenta con la aprobación del Aval Fiscal por parte del Ministerio de Hacienda y la aprobación del Documento CONPES 4158 de 2025 de Importancia Estratégica: *“Declaración de importancia estratégica del proyecto de inversión Implementación de soluciones de generación fotovoltaica para la reducción del costo del servicio eléctrico en los estratos 1, 2 y 3 del sistema interconectado nacional del programa Colombia Solar”*.

De esta manera, la financiación del Programa Colombia Solar se soporta en recursos del Presupuesto General de la Nación (PGN), concebidos bajo un horizonte plurianual que asegura su coherencia con los instrumentos de planeación macroeconómica, en particular, el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) y el Marco de Gasto de Mediano Plazo (MGMP) del sector energético.

Adicionalmente, el MINISTERIO de MME cuenta con: i) Aval Fiscal aprobado mediante Radicado No. 2-2025-055116 del 11 de septiembre de 2025, que permitió establecer que el Programa se enmarca en el Marco de Gasto de Mediano Plazo (MGMP) del sector; y ii) Autorización del cupo de Vigencia Futura mediante el Radicado No. 2-2025-051770 del 9 de noviembre de 2025 del DNP y mediante Radicado de 2-2025-072600 del 21 de noviembre de 2025 del CONFIS, bajo los siguientes montos:

Recursos Aprobados por Vigencia Futura	
Vigencia	Valor
2026	361.359.706.552
2027	1.967.630.160.573
2028	1.974.541.897.666
2029	1.978.788.488.539
2030	1.983.051.771.694

Fuente: Elaboración Propia – Equipo CS.

La disponibilidad de los recursos ratifica la prioridad nacional del programa y evidencian su naturaleza plurianual y estratégica, la cual trasciende una sola vigencia fiscal; dichos hitos constituyen pruebas claras de que el proyecto cuenta con la viabilidad y disponibilidad presupuestal.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

En la actualidad, el marco normativo ambiental vigente contempla disposiciones generales para la gestión de residuos eléctricos y electrónicos; sin embargo, no existe una regulación específica orientada a la gestión integral de los residuos derivados de los sistemas de generación solar fotovoltaico, particularmente aquellos asociados a soluciones solares fotovoltaicas implementadas de manera masiva en el marco de programas públicos o inclusive en el marco general de implementación de soluciones de este tipo en el sector privado. Esta ausencia normativa dificulta la definición de criterios diferenciados para el manejo de los distintos componentes de los sistemas, cuyos ciclos de vida, condiciones de operación y alternativas de aprovechamiento no son homogéneos.

En este contexto, la implementación del Programa Colombia Solar hace necesario avanzar hacia una regulación ambiental específica que reconozca las particularidades técnicas de estas tecnologías, incluyendo la diferencia entre el final de la vida útil nominal de los equipos y su funcionalidad remanente. En el caso de los módulos fotovoltaicos, al finalizar su vida útil nominal estos pueden conservar niveles relevantes de eficiencia, lo que abre la posibilidad de su reutilización en aplicaciones de menor complejidad, siempre que se cumplan las condiciones técnicas, de seguridad y ambientales definidas en la normatividad vigente. En este contexto, resulta necesario que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y/o las entidades competentes expidan lineamientos específicos que permitan una gestión ambiental adecuada, coherente con el ciclo de vida real de los sistemas de generación solar fotovoltaica y con los objetivos del Programa.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO

No aplica.

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	N/A
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

