RESCATE ECONÓMICO SÍ, PERO SIN FRENAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Observaciones y propuestas de POLEN Transiciones Justas al Proyecto de Ley 477 de 2026 Cámara



RESCATE ECONÓMICO SÍ, PERO SIN FRENAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Observaciones técnicas y propuestas de modificación sobre las medidas tributarias del Proyecto de Ley 477 de 2026 Cámara

Corporación para el Desarrollo de Políticas Energéticas para las Transiciones Justas, Polen Transiciones Justas

Bogotá D. C., Colombia, noviembre de 2026

www.polentj.org
info@polentj.org

Autoría
Polen Transiciones Justas
Este documento es fruto del análisis colectivo del equipo de Polen Transiciones Justas.

Diseño, diagramación y portada
Polen Transiciones Justas

Esta obra está autorizada bajo CC BY-NC-ND 4.0. licencia CC BY-NC-ND 4.0. Se permite compartirlo con atribución, pero sin uso comercial ni modificaciones. Para ver una copia de esta licencia, visite: https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/

RESCATE ECONÓMICO SÍ, PERO SIN FRENAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Observaciones técnicas y propuestas de modificación sobre las medidas tributarias del Proyecto de Ley 477 de 2026 Cámara Por la cual se expide la Ley de Rescate Económico(...) y se dictan otras disposiciones".

1. Objeto y alcance

Polen es un centro de pensamiento y acción, sin ánimo de lucro que desarrolla investigación técnica y propuestas de política pública para una transición energética justa en Colombia.

Entendemos la urgencia fiscal que motiva el proyecto y respaldamos el fortalecimiento del impuesto al carbono. Sin embargo, el problema no está únicamente en el efecto aislado de cada disposición, sino en las señales que envía el conjunto de la reforma: mientras se aumenta el impuesto al carbono, se gravan con IVA los equipos para generación solar, se crea un régimen de estabilidad tributaria que puede beneficiar grandes inversiones en carbón, petróleo y gas, se ponen en riesgo los recursos para la electrificación y no se garantiza que el recaudo del impuesto al carbono contribuya a una transición energética justa.

La reforma fiscal debe evaluar integralmente sus efectos sobre la seguridad energética, el acceso a la electricidad, la diversificación productiva, el empleo y los compromisos climáticos de Colombia. Fortalecer las finanzas públicas no debería hacerse a costa de debilitar las condiciones necesarias para una transición energética justa.

Por esto, nuestras observaciones buscan que el proyecto sea coherente con los compromisos climáticos que el misma invoca y que ofrezca seguridad jurídica a quienes invierten en la transición. Para cada tema presentamos por qué nos preocupa, quién gana y quién pierde, y propuestas concretas de modificación.

2. Observaciones y propuestas

2.1. IVA a los equipos de generación solar

Gravar con el 19 % de IVA los paneles solares, los inversores y los controladores de carga es una medida regresiva, que frena la expansión de la generación solar, no tiene una estimación del recaudo esperado y contradice la justificación climática del propio proyecto. La carga recae sobre quienes no pueden descontar el IVA: hogares, pequeños negocios, organizaciones sociales, comunidades energéticas y el propio Estado.

¿Por qué nos preocupa?

El proyecto retira estos equipos de la lista de bienes exentos del artículo 477 ET a partir del 1 de enero de 2028 (arts. 42, 45 y 46). Como representan entre el 20 % y el 30 % del CAPEX de un proyecto, el gravamen puede elevar el costo total de la inversión entre un 4 % y un 6 %.

La medida genera inseguridad jurídica. El proyecto no modifica expresamente el artículo 12 de la Ley 1715 de 2014, que excluye de IVA los equipos y servicios de proyectos de fuentes no convencionales certificados por la UPME, lo cual resulta problemático por las siguientes razones:

I) Si la exclusión se mantiene, el incentivo seguiría existiendo, pero sólo sería una realidad práctica para empresas con impuesto de renta a cargo o que puedan cruzar este IVA pagado con el IVA recaudado; mientras que, para los hogares, pequeños negocios, organizaciones sociales, comunidades energéticas y el propio Estado que decidan invertir en energía solar, el IVA se convertiría en un sobrecosto para el proyecto.

II) Por otro lado, si la cláusula derogatoria general del artículo 106 se interpreta como una derogatoria de la exclusión, el costo alcanzaría también a proyectos de gran escala y aquellos que podrían aumentar la competitividad del sector industrial y comercial. Implicando un incremento generalizado de este tipo de inversiones de entre 4% y 6%.

Desarrolladores y financiadores tendrían que cerrar contratos y créditos sin saber cuál tratamiento aplica.

Los proyectos adjudicados no pueden trasladar el sobrecosto. En julio de 2026, se llevó a cabo la subasta CLPE-MME 2026, asignando contratos a 995 MW solares, lo que se suma a los 1.547 MW solares que resultaron con asignación de obligaciones en la más reciente subasta del cargo por confiabilidad, estos proyectos esperan ser construidos entre 2028 y 2029 con un precio ya fijado (246,13 COP/kWh por 15 años en el caso de la CLPE-MME 2026). Como la energía eléctrica está excluida del IVA, este nuevo impuesto no sería descontable y se suma al CAPEX, lo que afecta el cierre financiero, retrasando la incorporación de nueva capacidad de generación que el sistema necesita para garantizar la seguridad energética. El RUGE no corrige esta distorsión: 5 de 19 de estos parques no alcanzan su umbral y, para los que lo superan, recupera como máximo un tercio de la rentabilidad que el IVA les resta.

El efecto es mayor en la autogeneración y la generación distribuida. Los proyectos desarrollados bajo esta figura suman cerca de 1.966 MW de capacidad instalada solar (UPME, agosto de 2026) y registraron un récord de 9.360 instalaciones en 2025. Es capacidad que se instala en semanas o meses, sin esperar nuevas líneas de transmisión. Retrasar estas inversiones significa postergar una fuente de generación que puede contribuir de manera oportuna a la seguridad energética y a la resiliencia del sistema eléctrico justo cuando el IDEAM confirma un fenómeno de El Niño de fuerte a muy fuerte al menos hasta marzo de 2027 y frente a las proyecciones climáticas que advierten sobre una mayor probabilidad de episodios de El Niño más intensos en un contexto de calentamiento global.

Ejemplo ilustrativo: ¿de qué tamaño debería ser un proyecto solar para beneficiarse con esta propuesta?

Según los datos reportados por la UPME a noviembre de 2026, Colombia registra 29.380 proyectos de generación solar fotovoltaica, con una capacidad instalada total de 5.318 MW. Sin embargo, únicamente cinco proyectos superan los 150 MW de capacidad, umbral aproximado de inversión requerido para acceder al RUGE (8.140.000 UVT, según el artículo 918). Esto significa que, si continua la tendencia, apenas el 0,02 % de los proyectos podría alcanzar el umbral, mientras que más del 99 % queda por fuera del beneficio.

Los mecanismos de compensación no alcanzan a quienes más lo necesitan. EfectIVA deja por fuera a juntas de acción comunal, cooperativas y asociaciones, y tampoco cubre al Estado: cada programa público basado en energía solar (Colombia Solar, comunidades energéticas, proyectos agrivoltaicos) financiará menos soluciones con el mismo presupuesto.

Ejemplo ilustrativo: el tope de EfectIVA

La devolución máxima es de EfectIVA son 5,5 UVT, a hoy cerca de $288.000 al mes. Un hogar del decil 2 que compra un sistema solar de $15 millones pagaría unos $2,4 millones de IVA en un solo mes y, por el tope, solo recuperaría cerca del 12 %. El resto se pierde, porque el saldo no se puede trasladar a otros meses.

Los precios relativos favorecen a los fósiles. En las Zonas No Interconectadas (ZNI), donde domina el diésel, el ACPM pasa del 5 % a excluido (arts. 42 y 44) mientras los paneles pasan de exentos al 19 %. El IVA encarece la energía solar entre 8 y 12 COP/kWh (hasta 32 si se pierde la exclusión de la Ley 1715), mientras el gas no paga impuesto al carbono en la generación. Además, el gravamen no protege ninguna industria nacional, solo reduce el mercado de instalación y mantenimiento, que es donde está el empleo local.

¿Quién gana y quién pierde?

- **Ganan** en términos relativos, la generación con diésel y otras alternativas más contaminantes que ganaran competitividad con cómo está planteado el proyecto.
- **Mantienen sus condiciones** los grandes desarrolladores y las empresas con impuesto de renta a cargo, los cuales pueden efectivamente tramitar la exclusión o descontarse el IVA.
- **Pierden** los hogares, los pequeños negocios, las comunidades energéticas, las organizaciones comunitarias y las entidades públicas; la autogeneración y la generación distribuida; y la población de las ZNI y de los departamentos con menor cobertura, como Vichada (31,84 %) y La Guajira (54,28 %).

Desde Polen proponemos:

1. **Mantener la exclusión del IVA para los equipos de generación solar**. No retirar los paneles solares, inversores y controladores del tratamiento tributario previsto para las tecnologías de fuentes no convencionales de energía renovable. Gravar estos equipos puede incrementar el CAPEX, dificultar el cierre financiero y afectar

el ritmo de incorporación de nueva capacidad de generación.

2. **Preservar expresamente la aplicación del artículo 12 de la Ley 1715 de 2014**. Aclarar que las modificaciones al artículo 477 del Estatuto Tributario no derogan ni restringen la exclusión de IVA prevista para los proyectos elegibles de fuentes no convencionales de energía. Evitar la creación de trámites adicionales que no aporten valor al procedimiento vigente.

Si se decide mantenerlo, como mínimo:

3. **Garantizar una certificación de la UPME accesible y proporcional.** Establecer mecanismos adecuados a las características de los proyectos, incluidos sistemas de autogeneración, generación distribuida, soluciones residenciales y comunitarias. La certificación no debería convertirse en una barrera administrativa o económica para hogares, pequeños negocios, instituciones públicas y comunidades energéticas.

4. **Establecer un régimen de transición para proyectos en curso.** Proteger los proyectos adjudicados, contratados o que hayan iniciado su estructuración y financiación antes de la entrada en vigor de la medida, para evitar que el cambio tributario altere las condiciones económicas bajo las cuales fueron formulados.

5. **Evaluar el impacto fiscal y energético de la medida.** Solicitar al Gobierno una estimación del recaudo adicional esperado y contrastarlo con sus posibles efectos sobre la inversión, el cierre financiero, los cronogramas de entrada de nueva capacidad solar y las tarifas eléctricas. La evaluación debe considerar especialmente el aporte de la autogeneración y la generación distribuida a la seguridad energética frente a eventos de variabilidad climática.

2.2. Régimen Único para Generar Estabilidad Empresarial (RUGE)

El RUGE le da a la actividad con mayores rentas y mayor daño ambiental una de las tarifas de renta más bajas del sistema, congelada durante 16 años y blindada frente a impuestos futuros sobre sus utilidades, sin cuantificar su costo fiscal y sin ningún criterio climático. Con ello, el Estado renuncia a las ganancias extraordinarias cuando los precios suben y asume el riesgo de los activos varados cuando caen.

¿Por qué nos preocupa?

El RUGE (arts. 917 a 924 ET) incluye en su sector 1 la extracción de carbón, petróleo y gas, la refinación y el transporte por ductos (art. 918). Los proyectos que superen 8.140.000 UVT (unos $426.300 millones) pagarían renta del 20 % o del 26 % «sin sobretasa ni puntos adicionales», dividendos al 8 % para no residentes, depreciación acelerada de hasta el 50 % anual, exoneración del impuesto al patrimonio y 16 años de estabilidad (arts. 919 y 921). La exposición de motivos no justifica ese plazo ni cuantifica el costo fiscal del régimen, como lo exige el artículo 7 de la Ley 819 de 2003: la tabla 14 no incluye ninguna línea para el RUGE.

El Estado pierde en los dos escenarios de precios. Si los precios suben, como ocurrió en 2026 con el Brent, que pasó de USD 70 a casi USD 115 por el conflicto en Ormuz, el Estado no participa de la bonanza, porque se eliminan los puntos adicionales del artículo 240 ET (hasta 15 para petróleo y 10 para carbón) y no pueden crearse nuevos impuestos. Si los precios caen y el activo queda varado, tampoco

recupera lo que entregó por adelantado: la depreciación acelerada aplaza el pago de impuestos, y la regla de recaptura del artículo 919 solo opera si el activo se vende, no si se abandona o se renuncia al título.

El riesgo también es ambiental, laboral y territorial. La garantía del 2 % que exige el RUGE respalda la ejecución de la inversión y se libera al completarla. No hay una garantía para el cierre, el abandono y la remediación: si la empresa se retira, como ocurrió con Prodeco en el Cesar, esos costos pueden quedar a cargo del Estado.

> **El riesgo de activos varados es real: el caso del pozo Floreña N-18**
>
> En este pozo de Ecopetrol en Yopal (Casanare) no se encontraron reservas aprovechables tras dos años de perforación y USD 85 millones de inversión. No es un caso aislado: de ocho pozos exploratorios terminados por Ecopetrol en el primer semestre de 2026, cuatro fueron fallidos. Bajo el RUGE, la empresa habría descontado rápidamente su inversión a cambio de pagar más impuestos cuando el pozo produjera, pago que nunca habría llegado. Como la Nación es accionista mayoritaria de Ecopetrol, el Estado habría perdido dos veces: como recaudador y como dueño.

El régimen es neutro en tecnología y no llega a la solar. Una térmica de 300 MW supera el umbral tres veces, pero de los 29.380 proyectos solares registrados por la UPME solo 5 superan los 150 MW. Más del 99 % de los proyectos solares nuevos quedaría por fuera: el proyecto incentiva a los grandes capitales y grava a los pequeños, en contravía de su propósito declarado de promover «una mayor participación de fuentes renovables no convencionales» (p. 120).

¿Quién gana y quién pierde?

- **Ganan** los grandes inversionistas de proyectos de carbón, petróleo, gas y generación térmica, y sus accionistas, en especial los extranjeros, que acceden a menores tarifas de renta y dividendos y anticipan una parte de la recuperación fiscal de su inversión mediante la depreciación acelerada.

- **Pierde** el Estado que asume riesgos fiscales y ambientales, pues renuncia a ingresos tributarios aparte de las rentas extraordinarias, al no recuperar los impuestos diferidos si el activo queda varado y quedar expuesto a costos de cierre y remediación cuando las garantías del operador son insuficientes.

- Las regiones productoras, como Cesar, La Guajira, Casanare y Meta, que pueden enfrentar desempleo, reducción de regalías, pasivos ambientales y costos sociales asociados al retiro de las empresas, sin contar necesariamente con recursos suficientes para atender las consecuencias del cierre.

- La transición energética al verse afectada por un régimen que reduce el costo de inversión de proyectos fósiles y, al mismo tiempo, encarece tecnologías renovables que contribuyen a sustituirlos.

Desde Polen proponemos:

No aprobar el RUGE en su diseño actual para proyectos de combustibles fósiles. Si se decide mantenerlo, como mínimo:

1. **Introducir criterios de intensidad de carbono (art. 918)**: excluir la nueva generación a carbón y la extracción de carbón térmico y metalúrgico, exigir un tope de emisiones o un plan de descarbonización verificable, y reservar la tarifa del 20 % para renovables y almacenamiento.

2. **Reducir la estabilidad de 16 a 8 años**, plazo que coincide con el de ejecución del sector 1. Con depreciación del 50 % anual la inversión se recupera en los primeros años; además, según la Agencia Internacional de Energía, la demanda de petróleo alcanzaría su pico hacia 2030 y la de gas hacia 2035, de modo que 16 años atarían al Estado hasta 2045, justo cuando es más probable que los activos fósiles pierdan valor.

3. **Mantener las sobretasas extractivas y los mecanismos de captura de rentas extraordinarias.** Excluir expresamente de la estabilidad tributaria los mecanismos de captura de ganancias extraordinarias y asegurar que el RUGE no neutralice los puntos adicionales previstos en el parágrafo 3 del artículo 240 del Estatuto Tributario. También debe aclararse que la estabilidad no impide la aplicación de obligaciones ambientales futuras ni de instrumentos generales de política climática, incluido el impuesto al carbono.

4. **Garantizar la recaptura de la depreciación acelerada en caso de abandono, renuncia al título o suspensión de la operación por más de dos años, y no solo en caso de enajenación.** El artículo 919 únicamente obliga a devolver el beneficio cuando el activo se vende antes de cumplir su vida útil. La recaptura debe aplicar a toda terminación anticipada.

5. **Exigir una garantía de cierre y de pasivos ambientales independiente de la garantía de cumplimiento del 2%**. Esta última respalda la ejecución de la inversión y se libera cuando la inversión se completa. Eso deja al proyecto sin ninguna garantía durante la operación y el cierre, que es precisamente cuando se materializa el riesgo de un activo varado. La nueva garantía debería calcularse sobre el costo del plan de cierre aprobado por la autoridad ambiental, actualizarse periódicamente y mantenerse vigente hasta que se certifique el cierre. Lo anterior en concordancia con la reglamentación que sea expedida del decreto de cierre de minas 0742 de 2026.

6. **Cuantificar, antes del siguiente debate, el costo fiscal del RUGE por sector** y sus pasivos contingentes. Esta evaluación debe presentarse en cumplimiento del artículo 7 de la Ley 819 de 2003 y permitir comparar los beneficios esperados de la inversión con los riesgos fiscales y ambientales asumidos por el país.

7. **Reorientar el régimen hacia industria asociada a energía renovable** (*powershoring*), permitiendo que industria y generación renovable se evalúen como un solo proyecto, con un mínimo de consumo renovable, un techo de emisiones por unidad de producto y un plazo de adhesión más amplio.

2.3. Impuesto al carbono

El aumento del impuesto al carbono va en la dirección correcta, pero el proyecto suprime la destinación del 80 % del recaudo y deja por fuera actividades que generan buena parte de las emisiones, de modo que no se incorporan todos los costos que el impuesto pretende corregir.

¿Por qué nos preocupa?

La tarifa pasa de $29.070 por tonelada en 2026 a 1,59 UVT (cerca de $83.200) en 2029 (art. 54) y el tope de compensación con certificados baja del 50 % al 25 % (art. 53). Sin embargo, el artículo 55 suprime la destinación del 80 % del recaudo que hoy va al sector ambiental a través del FONSUREC, sin definir su nuevo uso. Un precio al carbono que no llega a los hogares, trabajadores y territorios extractivos, como Cesar y La Guajira, les traslada los costos de la transición y deja intacta la renta extractiva.

Además, el impuesto no aplica a las emisiones de Gases de efecto invernadero (GEI) de la extracción de carbón, petróleo y gas, ni el carbón usado en la coquización o el gas en las termoeléctricas. El sector energético aportó el 32,73 % de las emisiones del país en 2021 (INGEI), y el propio proyecto (gráfico 41) muestra que las mayores emisiones se concentran en petróleo y carbón. Así, el diseño contradice el fin que el proyecto le atribuye: «internalizar los costos asociados a las emisiones contaminantes» (p. 117).

¿Quién gana y quién pierde?

- **Ganan** la extracción de fósiles, la generación térmica a gas y la coquización, que no asumen el costo de sus emisiones.

- **Pierden** las renovables, que pagan IVA mientras el gas no paga impuesto al carbono en la generación, y los territorios extractivos, pues se mantienen tratamientos favorables para determinados usos de combustibles fósiles y no se internalizan integralmente sus externalidades.

Desde Polen proponemos:

1. **Restablecer la destinación del 80 % del recaudo** a acciones ambientales y climáticas, con criterios verificables para que una parte significativa llegue a los territorios en transición energética, a los trabajadores y a las comunidades afectadas por la extracción y el uso de combustibles fósiles. La asignación debe responder a criterios verificables de vulnerabilidad, impactos ambientales y necesidades de reconversión productiva y laboral.

2. **Ampliar la cobertura del gravamen a las emisiones de las actividades fósiles.** Revisar los tratamientos diferenciales y las exclusiones aplicables a los combustibles fósiles utilizados en la generación térmica y en procesos industriales como la coquización, de manera que se eviten ventajas tributarias injustificadas frente a tecnologías renovables. Asimismo, aplicar el gravamen a las emisiones de Gases de efecto invernadero (GEI) generadas durante la extracción y el procesamiento de carbón, petróleo y gas, . No se propone gravar automáticamente las exportaciones de carbón, sino asegurar que las emisiones generadas en las operaciones de extracción realizadas en Colombia incorporen las externalidades.

3. **Evaluar integralmente los efectos del impuesto al carbono.** Solicitar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible que estimen los efectos fiscales, ambientales y distributivos de los cambios propuestos, incluyendo la cobertura sectorial, las emisiones no gravadas y la destinación territorial del recaudo.

2.4. Fondos para el acceso a la energía: Fonenergía

El artículo 3 trasladaría al Tesoro, cada 31 de diciembre, los saldos no comprometidos de los fondos especiales, incluido Fonenergía, que se financia con cargos que pagan los usuarios por kilovatio hora para llevar el servicio a quienes no lo tienen.

Fonenergía (Decreto 375 de 2026) recauda cargos por kWh para el FAZNI, el FAER y el PRONE, que financian la electrificación de las ZNI, las redes rurales y la normalización de barrios subnormales. En 2024 había 1.326.971 viviendas sin energía eléctrica, el 85,8 % en zonas rurales (UPME). Que un recurso no esté comprometido al cierre del año no significa que sea excedentario: estos proyectos tardan años

en estructurarse por la logística, la consulta previa y la contratación, y retirarles los saldos empuja a comprometerlos a la carrera. Además, si los cargos son parafiscales, su traslado a la caja general chocaría con el artículo 29 del Estatuto Orgánico del Presupuesto.

¿Quién gana y quién pierde?

Gana el Tesoro, con liquidez de corto plazo y **pierden** los hogares sin servicio o con servicio precario y los usuarios, que pagan un cargo cuya destinación deja de estar garantizada.

Desde Polen proponemos:

1. **Ampliar el parágrafo del artículo 3** para exceptuar, junto con salud y pensiones, los fondos financiados con cargos de destinación específica de los servicios públicos, en particular Fonenergía y sus subcuentas.
2. **De manera subsidiaria**, reincorporar los saldos al mismo fondo en la vigencia siguiente y considerar «afectados» los recursos de proyectos aprobados en estructuración, consulta previa o contratación.

2.5. Sobretasa hidroeléctrica

El proyecto deja vencer en 2026 la sobretasa de renta a las grandes hidroeléctricas, mientras prorroga hasta 2030 la del sector financiero. Así renuncia a un recaudo focalizado en quienes tienen capacidad contributiva, al tiempo que encarece los equipos solares.

La Ley 2277 de 2022 estableció una sobretasa de 3 puntos para la generación hidroeléctrica con renta gravable de al menos 30.000 UVT, con excepción de las centrales de hasta 1 MW y sin posibilidad de trasladarla al usuario; la Corte Constitucional la declaró exequible (sentencias C-389 de 2023 y C-050 de 2026). Se trata de una renta ricardiana: la represa ya está pagada y el agua tiene un costo marginal casi nulo. Aun así, el proyecto no la prorroga y, con la nueva tarifa general, estos generadores pasarían del 38 % en 2026 al 31 % desde 2028, mientras la sobretasa financiera sí se extiende (art. 57). Según estimaciones propias, no prorrogarla le cuesta al fisco entre $0,55 y $1,1 billones entre 2027 y 2030[1].

No se trata de enfrentar la energía hidroeléctrica con la solar, sino de evitar que el ajuste recaiga sobre las inversiones que el país necesita acelerar.

Desde Polen proponemos:

1. **Prorrogar la sobretasa hidroeléctrica hasta 2030,** igual que la del sector financiero, con el mismo umbral, excepciones y prohibición de traslado a las tarifas.
2. **Solicitar al Ministerio de Hacienda una estimación** del recaudo que se dejaría de percibir y compararlo con el costo de mantener la exclusión de IVA a los equipos solares.

[1] Estimación propia: puntos de tarifa que se dejan de cobrar multiplicados por la utilidad antes de impuestos de 2025 de los principales generadores hidroeléctricos (base de $4,5 billones; $9,1 billones en el escenario amplio, que agrega Grupo EPM y Celsia). Es indicativa: las cifras contables no equivalen a la renta gravable y 2025 fue un año de márgenes altos.

2.6. Contenido nacional, empleo e industria en los territorios

Los incentivos tributarios deben promover capacidades productivas instaladas en Colombia, no limitarse a reconocer como nacionales las compras facturadas por empresas domiciliadas en el país.

El artículo 921, literal b), obliga a los proyectos del RUGE a comprar al menos el 30 % de sus bienes y servicios a proveedores nacionales, un tercio de ese porcentaje a MiPymes o proveedores del departamento, y a ejecutar un plan de desarrollo de proveedores. Pero no define qué es un «proveedor nacional»: una empresa colombiana que importe y revenda equipos podría contar su valor completo como compra nacional. El mapeo de Polen sobre 565 insumos y 497 empresas de la cadena solar muestra que solo el 22,5 % de los insumos tiene fabricante nacional directo y el 54 % está cubierto solo por comercializadores, aunque hay capacidad productiva en reactivos y gases (88 %) y materiales estructurales (86 %).

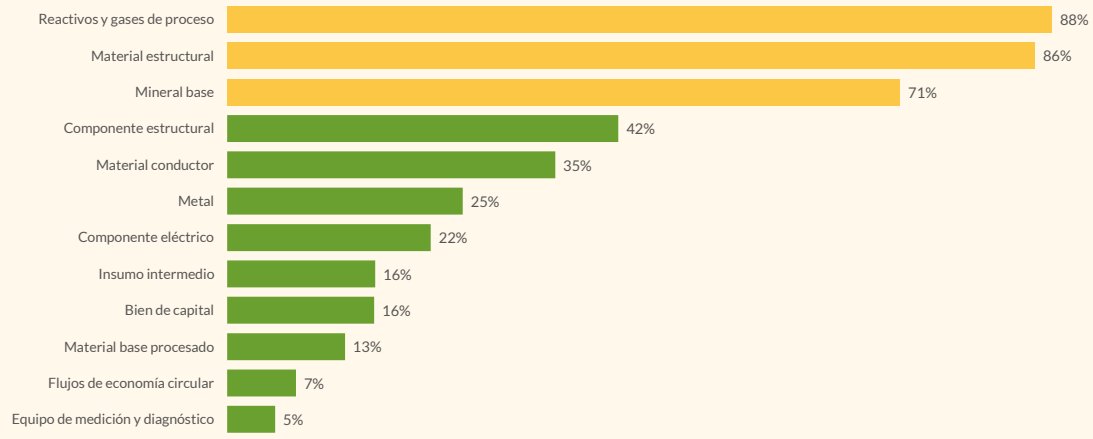


Gráfico 1. Porcentaje de insumos con al menos un fabricante nacional directo, por tipo de bien.
Fuente: Polen Transiciones Justas (2026), Sol con marca colombiana, p. 9.

Desde Polen proponemos:

1. **Precisar en el artículo 921 el concepto de proveedor nacional y de contenido nacional efectivo,** diferenciando el domicilio del proveedor del origen del bien, con metodologías verificables para medir la participación de producción, trabajo y servicios efectivamente generados en Colombia.

2. **Reglamentar una lista actualizable de bienes con producción nacional comprobada** (empezando por estructuras de soporte, conductores eléctricos, gabinetes, gases industriales y obras civiles) y una **regla de sustitución gradual de importaciones** que solo aplique cuando exista oferta nacional técnicamente equivalente, disponible y competitiva, y en la proporción que pueda suministrar.

3. **Fortalecer los planes de desarrollo de proveedores** con metas verificables y énfasis en proyectos de menor escala, autogeneración, comunidades energéticas y generación distribuida, que no necesariamente cumplen los umbrales para acceder a este régimen.

4. **Crear un bono de transición energética transferible**, registrado ante la DIAN, que permita a los proyectos monetizar desde sus primeras etapas la deducción del 50 % de la inversión prevista en el artículo 11 de la Ley 1715, de 2014 que hoy no pueden aprovechar mientras no generan renta suficiente.

2.7. Coherencia climática y jurídica de la reforma

El proyecto invoca los compromisos climáticos del país para justificar el impuesto al carbono, pero no los tiene en cuenta cuando grava los equipos solares ni cuando concede al sector fósil beneficios por 16 años.

La exposición de motivos se apoya en la meta de reducir un 51 % las emisiones a 2030 y alcanzar la carbono neutralidad en 2050 (p. 119). Esos compromisos se sustentan en el Acuerdo de París, cuyo principio de progresión exige avanzar en cada contribución; en la Ley 2169 de 2021, que ordena diversificar la matriz y transformar las ZNI con renovables (art. 8) bajo el principio de no regresividad (art. 14); y en la NDC 3.0, que se compromete a eliminar progresivamente los incentivos a los fósiles. El proyecto hace lo contrario: excluye el ACPM, beneficia la extracción y refinación por 16 años y encarece una tecnología de mitigación, sin evaluar su efecto sobre estas metas ni sobre las comunidades energéticas incorporadas a la Ley 1715 por la Ley 2294 de 2023. Además, sigue la recomendación de la OCDE sobre el carbono, pero se aparta de las que piden fortalecer la inversión en renovables y sustituir el diésel en las ZNI[2].

La Corte Constitucional ha señalado que todo retroceso en el nivel de protección ambiental se presume prima facie inconstitucional, salvo que sea justificado, adecuado y proporcionado (Sentencia C-443 de 2009). Esto no impide al Congreso modificar exenciones (Sentencia C-341 de 1998), pero sí exige proteger las situaciones en curso y la confianza legítima (Sentencia C-007 de 2002) y considerar alternativas menos lesivas, como la transición y la focalización propuestas.

A esto se suma lo dicho por la Corte en la Sentencia C-056 de 2021, que reconoció que la mitigación del cambio climático es una finalidad constitucionalmente legítima, vinculada al derecho a un ambiente sano (art. 79 C.P.). En esa misma sentencia, la Corte consideró que fomentar las fuentes no convencionales de energía renovable es un medio idóneo para lograrla y para reducir la dependencia hidroeléctrica del país, y advirtió que estas tecnologías aún requieren incentivos económicos, entre ellos los tributarios. Retirar ese incentivo a la energía solar, sin evaluar sus efectos y en plena amenaza de El Niño, desconoce este lineamiento.

Desde Polen proponemos:

1. **Evaluar, antes del segundo debate, el impacto climático y energético de la reforma**, incluyendo sus efectos acumulados sobre las emisiones, la capacidad renovable, la electrificación, las comunidades energéticas y el cumplimiento de la NDC 3.0, así como su regresividad ambiental.

2. **Revisar los tratamientos favorables a los combustibles fósiles**, incluida la exclusión del ACPM, cuya justificación inflacionaria en el transporte de carga podría atenderse con apoyos a su electrificación.

[2] OCDE (2024), Estudios Económicos de la OCDE: Colombia 2024, cap. 5, https://doi.org/10.1787/e61e16ad-es; OCDE (2023), Energía renovable distribuida en Colombia, https://dx.doi.org/10.1787/58322dd6-es.

3. Consideración final

Una reforma fiscal puede fortalecer el recaudo y, al mismo tiempo, ampliar el acceso a la energía, promover capacidades productivas nacionales y contribuir a la acción climática. Los ajustes que proponemos pueden hacerse dentro del trámite actual del proyecto. La urgencia fiscal no debe resolverse a costa de debilitar las herramientas que permiten construir un sistema energético más seguro, limpio y equitativo.

Con este proyecto, el Estado pierde dos veces. Por un lado, deja de percibir ingresos al conceder una tarifa reducida y estabilidad por 16 años al sector fósil, y dejar vencer la sobretasa a las grandes hidroeléctricas, que representa entre $0,55 y $1,1 billones. Por el otro, grava la tecnología que el país necesita para cumplir sus metas climáticas y enfrentar El Niño. Ni la exposición de motivos ni sus tablas cuantifican el costo fiscal del RUGE ni el recaudo esperado del IVA a los equipos solares. Por eso, nada demuestra que lo que se le cobra a las renovables compense lo que se les concede a los combustibles fósiles.

Lo anterior es incompatible con el artículo 7 de la Ley 819 de 2003, que obliga a que todo proyecto que otorgue beneficios tributarios haga explícito su costo fiscal y la fuente de ingreso adicional que lo financia. Esa obligación cobija también las ponencias, por lo que todavía puede subsanarse antes del segundo debate. También es incompatible con el criterio de sostenibilidad fiscal del artículo 334 de la Constitución, que busca que las decisiones públicas no comprometan la estabilidad de las finanzas del país en el mediano y largo plazo. Un régimen que congela beneficios por 16 años sin medir su costo, y que traslada al Estado el riesgo de los activos varados, es precisamente el tipo de pasivo que ese principio busca evitar.

Una ley de rescate económico no puede rescatar las finanzas públicas cobrándole a la transición energética y aliviando a los combustibles de los que el país se comprometió a salir.

Para más información contactar a:

Nadia Catalina Combariza Diaz
Codirectora ejecutiva
nadia.combariza@polentj.org

Corporación para el Desarrollo de Políticas Energéticas para las Transiciones Justas

Anexo 1. Tabla resumen de propuestas

Tema y artículos	Propuesta principal	Si no se acoge, como mínimo
IVA a equipos solares (arts. 42, 45 y 46)	Mantener la exención de paneles, inversores y controladores de carga (art. 477 ET).	Transición para proyectos adjudicados, tratamiento diferencial para pequeña escala, comunidades energéticas, ZNI y programas públicos, y aclarar la vigencia de la Ley 1715 de 2014.
RUGE (arts. 917 a 924 ET)	No aprobar el RUGE en su diseño actual para proyectos fósiles.	Criterios de carbono, estabilidad de 8 años, mantener los puntos adicionales, recaptura de la depreciación acelerada, garantía de cierre y cuantificación del costo fiscal.
Impuesto al carbono (arts. 53 a 55)	Restablecer la destinación específica del 80 % del recaudo.	Ampliar la cobertura a toda la generación térmica, la coquización y la extracción.
Fondos especiales (art. 3)	Exceptuar a Fonenergía (FAZNI, FAER y PRONE) del traslado al Tesoro.	Reincorporar los saldos al mismo fondo en la vigencia siguiente.
Sobretasa hidroeléctrica (art. 240 ET, par. 4)	Prorrogarla hasta 2030, como la del sector financiero.	Estimar el recaudo que se deja de percibir.
Contenido nacional (art. 921, lit. b)	Precisar qué es proveedor nacional y contenido nacional efectivo.	Lista de bienes con producción nacional y sustitución gradual de importaciones.
Coherencia climática	Evaluar, antes del segundo debate, el efecto de la reforma sobre la NDC 3.0.	Analizar su regresividad ambiental y sus efectos territoriales.

Referencias normativas y documentales

- Corte Constitucional. Sentencia C-341 de 1998, M.P. José Gregorio Hernández Galindo, 8 de julio de 1998.
- Corte Constitucional. Sentencia C-007 de 2002, M.P. Manuel José Cepeda Espinosa, 23 de enero de 2002.
- Corte Constitucional. Sentencia C-443 de 2009, M.P. Humberto Antonio Sierra Porto, 8 de julio de 2009.
- Corte Constitucional. Sentencia C-056 de 2021, M.P. Paola Andrea Meneses Mosquera, 11 de marzo de 2021.
- Decreto 2680 de 2009, artículos 1, 4 y 5, sobre bienes nacionales, transformación sustancial y porcentaje mínimo de valor agregado nacional.
- Decreto 1625 de 2016, artículo 1.2.1.18.74, sobre procedencia y aplicación de la deducción de la Ley 1715 de 2014.
- Gobierno de Colombia (2025). NDC 3.0: Transformaciones para la Vida. Aprobada por la Comisión Intersectorial de Cambio Climático el 11 de diciembre de 2025. https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2026/05/NDC-3.0.pdf
- Ley 1715 de 2014, artículo 11, modificado por el artículo 8 de la Ley 2099 de 2021.
- OCDE (2023). Energía renovable distribuida en Colombia: desbloqueando la inversión privada para zonas no interconectadas. OECD Publishing, París. https://dx.doi.org/10.1787/58322dd6-es
- OCDE (2024). Estudios Económicos de la OCDE: Colombia 2024. OECD Publishing, París, cap. 5. https://doi.org/10.1787/e61e16ad-es
- OCDE (2026). OECD Environmental Performance Reviews: Colombia 2026. OECD Publishing, París. https://doi.org/10.1787/968398f7-en
- Polen Transiciones Justas (2026). Sol con marca colombiana: oportunidades de desarrollo de la cadena de valor solar en Colombia. Gráfico 3, p. 8; gráfico 4, p. 9; sección 5.1, “Demanda y contenido nacional”, p. 20; sección 5.3, “Escalamiento productivo”, p. 21.
- Polen Transiciones Justas (2025). ¡Tenemos con qué! Fabricación de electrodomésticos, componentes eléctricos y vehículos, sectores claves para la reindustrialización verde en Colombia. Tabla 2 y análisis del escenario de manufacturas con localización, p. 22.
- Proyecto de Ley 300 de 2024 Cámara – 245 de 2024 Senado, artículo 18 y exposición de motivos, especialmente pp. 30–33 y 73–74.
- Proyecto de Ley 477 de 2026 Cámara, artículo 69, que adiciona los artículos 917 a 924 del Estatuto Tributario, en particular el artículo 921, literal b).
- UPME (2024). Índice de Cobertura de Energía Eléctrica en Colombia.



pol·en
Transiciones Justas

@polentjcol
polentj.org