Ministerio de
Minas y Energía

1300

Acceso: Reservado ( ), Público (X), Clasificada ( ).

EDICTO

LA OFICINA ASESORA JURÍDICA

HACE SABER

Que, en relación con los distribuidores mayoristas, comprendidos en el Plan de Abastecimiento para el departamento de Nariño: **ORGANIZACIÓN TERPEL S.A, BIOMAX BIOCOMBUSTIBLES S.A**, **CHEVRON PETROLEUM COMPANY, PETRÓLEOS DEL MILENIO S.A.S**, **y PRIMAX COLOMBIA S.A**, el Director de Hidrocarburos expidió la **Resolución 01937 del 27 de octubre de 2026**, *"Por la cual se resuelven los recursos de reposición pendientes en relación con el Plan de Abastecimiento de combustibles líquidos del departamento de Nariño, integrado contenido en las Resoluciones 01309 del 17 de julio de 2026, 01451 del 5 de agosto de 2026 y 01484 del 8 de agosto de 2026".*

Con el fin de notificar la citada Resolución, se fija Edicto en lugar público (página web del Ministerio de Minas y Energía)[1], por el término de cinco (05) días hábiles a partir del 04 de noviembre de 2026 a las 7:00 a.m., con la advertencia de que contra la **Resolución 01937 del 27 de octubre de 2026** NO procede recurso alguno.

LUIS HERNANDO PINEDA MONTES
Secretario Ejecutivo
Oficina Asesora Jurídica

Elaboró: Luis Hernando Pineda Montes
Aprobó: Luis Hernando Pineda Montes

Nota: Ver a continuación adjunta Resolución 01937 del 27 de octubre de 2026 en (67) folios

[1] Página Web https://www.minenergia.gov.co / repositorio-normativo / notificaciones-administrativas

Ministerio de
Minas y Energía

RESOLUCIÓN NÚMERO 01937 DE 2026

(27 Octubre 2026)

Por la cual se resuelven los recursos de reposición pendientes en relación con el Plan de Abastecimiento de combustibles líquidos del departamento de Nariño, integrado contenido en las Resoluciones 01309 del 17 de julio de 2026, 01451 del 5 de agosto de 2026 y 01484 del 8 de agosto de 2026

EL DIRECTOR DE HIDROCARBUROS

En ejercicio de las facultades legales, en especial las conferidas por el artículo 74 de la Ley 1437 de 2011, y

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con los artículos 333, 334, 337 y 365 de la Constitución Política de 1991, la intervención estatal en la distribución de combustibles debe armonizar la prestación eficiente del servicio, la libre competencia y las condiciones especiales de las zonas de frontera.

Que el parágrafo 2 del artículo 9 de la Ley 1430 del 29 de diciembre de 2010 y el parágrafo 1 del artículo 6 de la Ley 2135 del 4 de agosto de 2021 atribuyen al Ministerio de Minas y Energía, a través de la Dirección de Hidrocarburos, la regulación y coordinación de la distribución de combustibles en zonas de frontera, con la debida recuperación de los costos, mediante planes de abastecimiento y los demás instrumentos previstos en esas disposiciones.

Que el numeral 29 del artículo 15 del Decreto 381 del 16 de febrero de 2012, adicionado por el artículo 8 del Decreto 1617 del 30 de julio de 2013, atribuye a la Dirección de Hidrocarburos la función de establecer los planes de abastecimiento en zonas de frontera[1].

Que el artículo 2.2.1.1.2.2.6.7 del Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015 establece que la función de distribución de combustibles líquidos en zonas de frontera se realizará con sujeción al orden de prelación allí previsto, el cual aplicará únicamente para efectos de la distribución de combustibles al consumidor final a través de estaciones de servicio. A su vez, el artículo 2.2.1.1.2.2.6.8 del mismo decreto exige que el plan de abastecimiento determine las fuentes, las rutas y la cadena de distribución, consulte los volúmenes máximos establecidos para cada municipio y atienda las condiciones económicas y logísticas del abastecimiento[2].

Que, en ejercicio de estas atribuciones, mediante la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 se estableció el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño. Su artículo 1 reguló el abastecimiento ordinario, su artículo 2 los esquemas de contingencia y su artículo 3 la consideración del Plan de Abastecimiento por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en el ámbito de sus competencias sobre la estructura de precios.

Que la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026 decidió los recursos de PETRODECOL S.A. EN REESTRUCTURACIÓN, de varias estaciones de servicio del departamento de Nariño allí individualizadas, y sus artículos 4, 5, 6 y 7 introdujeron determinaciones sobre la asignación de nueve municipios, la capacidad terrestre de la planta ubicada en Tumaco, la barcaza AN Cape Hippo y la financiación del transporte de contingencia desde Yumbo y/o Cartago; finalmente, los artículos 8 y 9 precisaron el alcance económico y confirmatorio de la decisión.

---

[1] Presidencia de la República de Colombia. Decreto 381 del 16 de febrero de 2012, artículo 15, numeral 29, adicionado por el artículo 8 del Decreto 1617 del 30 de julio de 2013. Disponible en: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=68318. Consultado el 23 de octubre de 2026.

[2] Presidencia de la República de Colombia. Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015, «Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía», artículos 2.2.1.1.2.2.6.7 y 2.2.1.1.2.2.6.8. Link de consulta: https://www.cancilleria.gov.co/normograma/compilacion/docs/decreto_1073_2015.htm. Consultado el 23 de octubre de 2026.

Que la Resolución 01484 del 08 de agosto de 2026 decidió el recurso interpuesto por la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas, ACP y el artículo 3 confirmó la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, sin perjuicio de las modificaciones introducidas al resolver previamente otros recursos.

Que las Resoluciones 01309 del 17 de julio de 2026, 01451 del 5 de agosto de 2026 y 01484 del 8 de agosto de 2026 integran, para efectos de su aplicación y definición de las impugnaciones pendientes de que trata la presente resolución, un único Plan de Abastecimiento para el departamento de Nariño. Esta unidad material exige precisar expresamente las disposiciones que se conservan, modifican o revocan, producto del análisis suscitado por los recursos que acá se estudian, sin volver a decidir, en todo caso, los recursos ya resueltos ni desconocer la individualización de cada acto.

Que la revisión de que trata la presente resolución comprende el Plan de Abastecimiento recurrido, los escritos de impugnación, el documento técnico de soporte, la matriz de respuestas a los comentarios del proyecto, el concepto de abogacía de la competencia con radicado SIC 26-267051 del 10 de julio de 2026, radicado en este Ministerio bajo el número 1-2026-032596, y las autorizaciones administrativas pertinentes. Los argumentos de los recurrentes se distinguen de las determinaciones contenidas en los actos administrativos y de los resultados técnicos que requieren acreditación.

Que mediante las Resoluciones 01439 y 01440, ambas del 03 de agosto de 2026, la Dirección de Hidrocarburos modificó las autorizaciones de PETRODECOL S.A. EN REESTRUCTURACIÓN, como almacenador y distribuidor mayorista, respectivamente, respecto de la infraestructura terrestre de la planta de Tumaco.

Que el artículo 5 de la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026, modificatoria del Plan de abastecimiento, se remitió a las Resoluciones 01439 y 01440 citadas para actualizar la referencia a la capacidad terrestre de Tumaco del Agente PETRODECOL S.A. EN REESTRUCTURACIÓN

Que el parágrafo 4 del artículo 6 de la Ley 2135 del 4 de agosto de 2021, entre otras disposiciones concordantes, ordena dar continuidad al régimen de compensación del transporte terrestre de combustibles líquidos y GLP con destino al departamento de Nariño. La organización de las fuentes de suministro debe articularse con ese régimen.

Que, de conformidad con el artículo 80 de la Ley 1437 de 2011, corresponde resolver las peticiones oportunamente planteadas y las que surjan con motivo de los recursos. Para tal efecto, esta Dirección examinará, en primer lugar, los reparos y las solicitudes particulares de cada recurrente, siguiendo el orden de su exposición inicial; posteriormente, resolverá los problemas jurídicos comunes relativos a la organización del abastecimiento, la capacidad de las plantas, la asignación municipal, las condiciones económicas, la competencia, el acceso a la infraestructura, las contingencias y la adaptación operativa. La respuesta conjunta a estas materias identificará los argumentos de los recurrentes a quienes comprende y se complementará con las determinaciones individuales que correspondan.

I. SÍNTESIS DE LOS RECURSOS PRESENTADOS.

Los recursos pendientes controvierten la organización del abastecimiento contenida en la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, leída conjuntamente con las Resoluciones 01451 del 05 de agosto de 2026 y 01484 del 08 de agosto de 2026.

Este pronunciamiento decide las solicitudes presentadas por ORGANIZACIÓN TERPEL S.A., UNO CORP. COLOMBIA S.A., PETRÓLEOS DE NARIÑO S.A.S., PETRONAR, CHEVRON PETROLEUM COMPANY, PETRÓLEOS DEL MILENIO S.A.S., PETROMIL, y PRIMAX COLOMBIA S.A., con el alcance procesal y sustantivo que se precisa respecto de cada impugnación. Su examen se desarrolla en ese mismo orden, sin perjuicio de la respuesta conjunta a los argumentos que plantean cuestiones jurídicas, técnicas o económicas coincidentes.

De igual forma, se resolverán los argumentos presentados por PETRONAR S.A.S., mediante escrito fechado el 13 de agosto de 2026, radicado en el Ministerio bajo el número 1-2026-038197, con los que controvirtió las determinaciones de la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026 que inciden sobre su participación en el Plan. El escrito se examina respecto de esos contenidos y dentro de la definición integral del instrumento de abastecimiento, con el alcance procesal y sustantivo expuesto en el capítulo preliminar de esta resolución.

a) RECURSO DE REPOSICIÓN PRESENTADO POR LA ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.

La ORGANIZACIÓN TERPEL S.A., por conducto de su representante legal, presentó recurso de reposición contra la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, radicado en el Ministerio bajo el número 1-2026-038079 del 12 de agosto de 2026. Su inconformidad se dirige contra la asignación de municipios entre las plantas de Tumaco y Chachagüí, la suficiencia de la motivación que la sustenta y los efectos que, a su juicio, esa organización produce sobre la competencia y las condiciones de abastecimiento.

El recurrente presenta un recuento sobre la trayectoria regulatoria del plan de abastecimiento de combustibles en el departamento de Nariño y la participación de la Organización Terpel S.A., la legitimación e interés jurídico directo de su representada, las recomendaciones formuladas por la Superintendencia de Industria y Comercio en relación con el acto objeto de su recurso y que, según sus argumentos, no fueron atendidas al momento de su expedición. Seguidamente, se pronuncia sobre el contenido de la Resolución 01309 de 2026, recurrida.

La recurrente estructuró su censura central a partir de la tesis según la cual el orden de prelación de fuentes previsto en el Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015 no confiere a la Dirección de Hidrocarburos una habilitación expresa para subdividir horizontalmente una misma categoría de fuentes y convertirla en zonas municipales exclusivas. Hace consistir el reproche en que la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, al reconocer a Tumaco/Pacific Port y a Petronar como plantas del primer orden, habría debido preservar la concurrencia entre tales infraestructuras frente a la demanda departamental o, cuando menos, frente a la demanda de los municipios de frontera. Según el recurrente, la regla de prelación ordena la utilización de fuentes por categorías, pero no autoriza a asignar de manera excluyente una porción territorial del mercado a cada planta de una misma categoría ni a señalar, por esa vía, qué mayorista puede atender los minoristas localizados en cada municipio. La recurrente atribuye al acto la transformación de una preferencia regulatoria de abastecimiento en una reserva territorial de demanda, con afectación de la libertad de concurrencia de los mayoristas autorizados y de la posibilidad de elección de las estaciones de servicio.

En desarrollo de esa censura, Terpel controvierte la suficiencia de la motivación técnica, económica y logística que soportaría la asignación. Sostiene que el acto relaciona, para la planta Petronar, 2.822.710,93 galones y, para la planta Pacific Port, 2.326.590 galones, frente a una demanda mensual departamental que el escrito cifra en 12.460.000 galones, sin exponer el puente metodológico que permita convertir almacenamiento en aptitud mensual de suministro. La recurrente no niega que el inventario físico pueda ser un insumo relevante, pero afirma que la capacidad nominal de tanque no equivale por sí misma a capacidad útil, comercial ni mensual efectiva. En tal sentido, plantea que la decisión debió explicitar el volumen realmente utilizable por producto, las reservas operativas, las restricciones de recibo y descargue, la tasa de rotación, las posiciones de llenado, las ventanas de despacho, la disponibilidad de transporte, los inventarios mínimos y el *throughput* que puede sostenerse sin comprometer seguridad, calidad o continuidad. También afirma que el concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), mencionado en el escrito contendría dos cifras para Tumaco con una diferencia de 10.530,93 galones.

El disenso se proyecta sobre la asignación de municipios concreta: Terpel reprocha que no se advierta, en la motivación que analiza, una comparación municipal de demanda, distancia, tiempo de recorrido, condición y riesgo de las vías, costos de transporte,

capacidad de recibo de las EDS, tiempos de cargue y descargue, disponibilidad de flota, seguridad, confiabilidad y costo total por alternativa. Su planteamiento no se reduce a que la planta más próxima deba prevalecer automáticamente. La recurrente sostiene, más ampliamente, que la noción de condiciones óptimas exige una decisión trazable que articule las variables geográficas con los costos logísticos, la continuidad física del suministro y la incidencia de la ruta sobre el precio final.

La recurrente añade un cargo económico. Alega que la cadena logística hacia Tumaco puede involucrar cabotaje, flete marítimo, operación portuaria, seguros e inventario, y que el acto no identificaría los costos reconocibles, el mecanismo de compensación aplicable ni la forma en que se preservaría la neutralidad del precio final entre municipios. No afirma, con fuerza demostrativa autónoma, que tales componentes generen necesariamente un incremento; plantea que la regulación de una nueva cadena física requería determinar quién asume cada costo, cómo se articula con las compensaciones y el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC, y si el margen mayorista, el transporte mayorista, el transporte minorista o el usuario final absorben las diferencias.

Terpel controvierte igualmente la atención prestada al concepto de abogacía de la competencia. Sostiene que la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 invocó las recomendaciones de la SIC, pero no incorporó materialmente una metodología de conversión de capacidad, criterios transparentes de asignación municipal, condiciones de acceso a las plantas, comparación de costos o un protocolo verificable de contingencias. En particular, afirma que se habría descartado la propuesta de definir causales y plazos sin explicar suficientemente por qué la flexibilidad operacional impedía adoptar parámetros mínimos. La recurrente señala que la gestión de un abastecimiento regional exige capacidad de reacción frente a eventos sobrevinientes; hace consistir el cargo en que conceptos como «contingencia» y «riesgo para el abastecimiento», utilizados para alterar fuentes o coberturas, no pueden quedar desprovistos de indicadores, evidencia mínima, competencia decisoria, publicidad, duración y reglas de cierre que reduzcan la discrecionalidad y eviten impactos competitivos no justificados.

Finalmente, el agente mayorista plantea que la asignación de municipios desconoce relaciones comerciales, inversiones y eficiencias ya consolidadas, además de restringir el alcance económico de su autorización individual para operar como mayorista desde la planta Petronar. Afirma que cuenta con contratos con distribuidores minoristas, transporte especializado e inversiones ligados a municipios que pasan a la órbita de Tumaco. A partir de ellos, Terpel sostiene que la medida crea mercados cautivos, limita la competencia entre mayoristas, condiciona la decisión de abastecimiento de las EDS y no acredita haber examinado alternativas menos restrictivas, tales como la concurrencia regulada dentro de la capacidad comercial certificada de cada instalación. El efecto jurídico que pretende derivar es la revocatoria del acto y la expedición de un plan que mantenga las dos plantas internas como fuentes de primer orden para todos los municipios de frontera, sin reparto territorial exclusivo.

En correspondencia con esos cargos, la recurrente solicita revocar íntegramente la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 y expedir un nuevo Plan que permita a las plantas del primer orden abastecer los municipios del departamento de acuerdo con su capacidad, sin asignaciones territoriales excluyentes. No pretende, por tanto, una mera corrección de la lista de destinos: cuestiona la justificación jurídica y material de la restricción e insiste en que una medida de esa naturaleza requiere demostrar su necesidad frente a la alternativa de abastecimiento indistinto.

b) RECURSO DE REPOSICIÓN DE UNO CORP. COLOMBIA S.A., ANTES BIOMAX BIOCOMBUSTIBLES S.A.

UNO CORP. COLOMBIA S.A., antes BIOMAX BIOCOMBUSTIBLES S.A., por conducto de su representante legal, interpuso recurso de reposición contra la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, radicado en el Ministerio bajo el número 1-2026-040200 del 26 de agosto de 2026. El escrito pretende la reposición parcial del acto y organiza sus objeciones en seis cargos: insuficiencia de la motivación técnica y económica; insuficiencia de la

capacidad nominal como prueba de la capacidad efectiva de abastecimiento; asignación territorial de municipios y rutas; indeterminación de la estructura de precios y recuperación de costos logísticos; criterios para los esquemas de contingencia; y acogimiento parcial e insuficiente de las recomendaciones de la SIC. .

En relación con el cargo (i) denominado «Insuficiencia de la motivación técnica y económica que sustenta el nuevo Plan de Abastecimiento», la recurrente no niega en abstracto la competencia regulatoria de la Dirección para estructurar el plan; su disenso se concentra en la insuficiencia de la motivación técnica y económica por cuanto la medida adoptada describiría una alternativa de abastecimiento sin demostrar que ella sea la óptima, necesaria y proporcional frente a esquemas menos rígidos. Estructura el cargo bajo los artículos 42 y 44 de la Ley 1437 de 2011 y sostiene que reitera lo dicho en su oportunidad sobre la falta de suficiencia en los considerandos de la resolución recurrida y de la memoria justificativa al no señalarse la comparación integral entre costos, distancias, tiempos, capacidad operativa, restricciones físicas, fuentes alternativas, efecto sobre precio final y condiciones de competencia. Según UNO CORP. la administración no podía deducir la corrección de la asignación de municipios a partir de la sola existencia de dos plantas en el departamento, pues una decisión que determina la fuente ordinaria de municipios y rutas requiere exteriorizar las razones por las cuales el esquema supera otras combinaciones posibles, incluida la posibilidad de utilizar cualquiera de las plantas de primer orden cuando se acrediten razones objetivas.

Respecto del cargo (ii) denominado «La capacidad nominal de almacenamiento no constituye, por sí sola, prueba suficiente de la capacidad efectiva para atender la demanda departamental», el recurso enfatiza que la capacidad nominal de almacenamiento no demuestra, por sí sola, capacidad efectiva para atender una demanda mensual del departamento de Nariño que refiere en 12.460.000 galones. La premisa técnica del recurso consiste en diferenciar el tanque como continente físico del sistema de abastecimiento como cadena de operaciones. La capacidad útil se reduce por fondos no bombeables, segregación de productos, inventarios operativos, restricciones de seguridad y disponibilidad; asegura también que la capacidad comercial depende, además, de que la infraestructura esté habilitada y efectivamente disponible para atender la demanda; y la capacidad mensual efectiva exige incorporar la rotación y el throughput posible, condicionado por posiciones de llenado, descargue, parqueo, maniobra, horarios, independencia de recibo, acceso vial, reposición y movilización de producto. La recurrente afirma que no se acreditó el recibo y despacho diario, la rotación o la continuidad segura de operación, de modo que la comparación entre almacenamiento y demanda mensual sería insuficiente para soportar una conclusión de suficiencia. Por lo tanto, solicita la incorporación de dichas variables con el fin de atender de manera segura y continua los volúmenes asignados y, de no ser efectivos solicita revisar el primer orden de prelación y permitirse la utilización ordinaria de fuentes adicionales para no depender de una apreciación estática de capacidad instalada.

En cuanto al cargo (iii) denominado «La asignación territorial de municipios y rutas debe responder a criterios demostrables de eficiencia logística y no convertirse en una zonificación rígida del mercado» la compañía controvierte una asignación de municipios rígida que, a su juicio, impediría aprovechar la alternativa logísticamente más eficiente para cada municipio. Su argumento sostiene que una ruta debe examinarse junto con topografía, estado de las vías, cierres, orden público, restricciones de movilidad, tiempo efectivo de recorrido y costo integral. Así, plantea que algunos municipios pueden estar mejor conectados, más próximos o tener mayor seguridad de abastecimiento desde una planta distinta de aquella que les fue asignada. Atribuye al acto la generación de barreras a la elección de los minoristas, a la competencia entre mayoristas y al uso eficiente de la infraestructura, y solicita que la regla ordinaria permita la flexibilidad cuando razones técnicas, económicas o logísticas verificables así lo justifiquen; subsidiariamente, pide un estudio de optimización municipio por municipio.

Frente al cargo (iv): «La estructura de precios del nuevo esquema no se encuentra suficientemente determinada y genera incertidumbre sobre la recuperación de los costos logísticos», UNO CORP. sostiene que la resolución altera la cadena física del producto, pero remite el componente económico a una futura actuación de la CREG, sin determinar

en el momento de implementar el Plan cómo se reconocerían los costos de transporte, cabotaje, puerto, almacenamiento y manejo, ni qué porción correspondería al FEPC, a otros mecanismos de compensación, al mayorista o al consumidor.

En relación con el cargo (v) denominado «Los esquemas de contingencia requieren criterios objetivos que reduzcan la incertidumbre regulatoria y aseguren un tratamiento equivalente entre agentes», reprocha que las contingencias queden supeditadas a una solicitud y autorización sin indicadores, términos de respuesta, reglas de acceso, duración o cierre suficientemente definidos. Afirma que una fórmula abierta puede retrasar la reacción ante una emergencia o permitir un acceso selectivo a infraestructura cuando el evento ya ha modificado las condiciones comerciales.

Por último, respecto del cargo (vi) denominado «Acogimiento parcial e insuficiente de las recomendaciones formuladas por la Superintendencia de Industria y Comercio», sostiene que, aunque la Resolución No. 01309 de 2026 manifiesta haberlas atendido, no incorporó la metodología para convertir la capacidad nominal de las plantas en capacidad mensual efectiva de abastecimiento ni desarrolló un análisis comparativo que justificara, en términos de costos y eficiencia competitiva, la asignación de municipios entre Tumaco y Chachagüí. Asimismo, afirma que no se incluyeron un mecanismo específico de seguimiento de las condiciones de acceso a las plantas ni un análisis económico previo de los costos logísticos y sus efectos, y cuestiona que parte de esa verificación se hubiera trasladado a la evaluación posterior del Plan.

Como parte de este mismo reparo, señala que la SIC recomendó evaluar la adopción de un protocolo de contingencias con plazos, causales, criterios de decisión y alcance temporal definidos, mientras que, según sostiene, la Resolución mantuvo un esquema basado en la solicitud del agente y la autorización de la Dirección de Hidrocarburos, sin incorporar esos parámetros. Finalmente, considera insuficiente la afirmación general de haber fortalecido la motivación del proyecto y sostiene que correspondía precisar cuáles recomendaciones fueron acogidas, cómo se materializaron y cuáles fueron las razones para apartarse de las no incorporadas.

UNO CORP. solicita reponer parcialmente la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 para permitir el abastecimiento desde cualquiera de las plantas de primer orden cuando concurran razones técnicas, económicas o logísticas verificables. Pide complementar la motivación con estudios sobre la suficiencia operativa de las plantas de Tumaco y Chachagüí; incorporar y divulgar el análisis técnico-económico de la distribución municipal y de las rutas; establecer condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias de acceso y seguimiento a ambas plantas; precisar, en coordinación con la CREG, el reconocimiento de costos de transporte y su relación con las compensaciones; y condicionar la implementación económica definitiva a reglas que eviten incrementos injustificados al consumidor y distorsiones competitivas. Solicita, además, reglamentar las contingencias mediante causales, requisitos, responsables, términos, duración y terminación, disponer evaluaciones periódicas y mesas técnicas durante el primer año y, subsidiariamente, motivar de forma expresa cualquier restricción que se decida conservar y explicar por qué no procede una alternativa menos restrictiva.

c) RECURSO DE REPOSICIÓN DE PETRÓLEOS DE NARIÑO S.A.S., PETRONAR.

PETRÓLEOS DE NARIÑO S.A.S., PETRONAR, por conducto de su representante legal Mario Andrés Guevara Burbano, presentó escrito fechado el 13 de agosto de 2026, radicado en el Ministerio bajo el consecutivo 1-2026-038197del 13 de agosto de 2026, en el que impugnó la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026 por las determinaciones que modificaron el Plan adoptado mediante la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 y solicita recuperar la asignación municipal prevista en su texto inicial.

La sociedad concentra su inconformidad en los artículos 4, 5, 6 y 9 de la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026 y en el alcance de sus artículos 10, 11 y 12. Cuestiona la asignación a la planta ubicada en Tumaco de los municipios de La Florida, Consacá, El Peñol, El Tambo, Sandoná, Yacuanquer, Nariño, Ancuya y Linares; el cómputo de 3.584.444,91 galones atribuidos a la barcaza AN Cape Hippo junto con 2.908.035,92

galones terrestres; y la utilización de esa sumatoria para sustentar una mayor cobertura municipal.

Petronar sostiene que debía participar en la evaluación de los elementos que incidían sobre su asignación y controvertir sus soportes. Solicita el reconocimiento de su calidad de interesada directa, de la notificación por conducta concluyente a partir de la radicación y de la oportunidad de su impugnación. Plantea, además, que la previsión del artículo 11 de la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026 no debe impedir el examen de las determinaciones que la afectan específicamente.

Luego de presentar las advertencias sobre el conocimiento y la notificación del acto impugnado, presenta en su escrito el acápite denominado Síntesis ejecutiva de la controversia en la que se refiere a las diferentes decisiones adoptadas por la Dirección de Hidrocarburos en relación con el Plan de Abastecimiento y plantea los hechos que dieron lugar a la interposición del recurso de reposición con el desarrollo posterior de los cargos en que sustenta sus peticiones.

Se refiere el recurrente a la violación del derecho de audiencia, defensa y contradicción de su representada, no obstante que la misma Resolución 1451 de 2026 admitió que era destinataria directa de las decisiones adoptadas en el citado acto administrativo.

Agrega que se llevó a cabo una notificación insuficiente y carente de inoponibilidad previa por cuanto la Resolución 01451 solo dispuso la comunicación a su representada, desconociendo lo previsto en los artículos 67 al 72 del CPACA y el artículo 28 de la Ley 10 de 1961.

Menciona que se incurrió en imprecisión frente al artículo 97 del CPACA por cuanto con la expedición de la Resolución 01451 de 2026 al afectar la situación jurídica subjetiva concreta de su representada, sin su consentimiento.

Manifiesta que se omitió la publicación previa del contenido sustancialmente nuevo de la Resolución 01451 de 2026, situaciones que no se incluyeron en el proyecto normativo inicialmente publicado para comentarios ciudadanos y que dio lugar a la expedición de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, desconociendo la garantía de participación y dando lugar a la violación del derecho de defensa.

Se refiere igualmente al incumplimiento o insuficiencia del trámite de abogacía de la competencia, como lo disponen el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 y los artículos 2.2.2.30.5 y siguientes del Decreto 1074 de 2015, toda vez que no se consultó a la Superintendencia de Industria y Comercio previo a la expedición de la Resolución 01451 de 2026 y, sin embargo se incluyó una barcaza en el Plan de abastecimiento dando lugar a señalar una nueva capacidad de almacenamiento de combustibles y la reasignación de nueve municipios.

Así mismo, el recurrente hace mención de la insuficiencia técnica y jurídica del reconocimiento de la barcaza agregando que, en materia técnica, diferencia la capacidad volumétrica de un artefacto naval de la capacidad comercial de una planta construida y operada en tierra. Pide verificar el alcance del Acta No. 010-26 EDS otorgada por el OIN Saybolt, la disponibilidad del volumen flotante, su integración con la planta, las autorizaciones aplicables y la ausencia de doble cómputo. Respecto de la infraestructura terrestre, solicita comprobar la notificación y firmeza de las Resoluciones 01439 y 01440 del 03 de agosto de 2026, sin que la sola ampliación determine una transferencia de municipios.

La recurrente también cuestiona la comparación económica y logística de los nueve (9) municipios trasladados a la planta de Tumaco y de los cinco (5) presuntamente conservados en Chachagüí; el tratamiento de las ampliaciones de las dos plantas; la consideración de los contratos, inversiones y continuidad operativa; y el alcance atribuido a la sentencia del Consejo de Estado del 17 de noviembre de 2023. Reclama precisar la participación y la evaluación de competencia correspondientes al contenido introducido en

los actos administrativos del mes de agosto de 2026, diferenciándolas de las realizadas para el proyecto de julio.

El recurrente alega la falta de acreditación de la firmeza de las Resoluciones 1439 y 1440 mediante las cuales se habría reconocido una capacidad terrestre de PETRODECOL de 2.908.035,92 galones, pues considera que la firmeza de esas resoluciones al momento de expedirse la Resolución 01451 no puede presumirse y, si ese presupuesto no estaba consolidado, la motivación de la resolución impugnada se apoyó en un hecho jurídico no demostrado. En este séptimo cargo, solicita incorporar las constancias de notificación, las renuncias expresas a términos, la certificación de no interposición de recursos y la fecha exacta de ejecutoria, dado que los actos fueron expedidos el 3 de agosto y utilizados como fundamento de la decisión del 5 de agosto de 2026.

En el cargo octavo, relativo a la motivación insuficiente, inconsistente y desproporcionada, sostiene que no se expone una matriz verificable que permita justificar la asignación de nueve municipios a Tumaco y la conservación de cinco en Chachagüí. Reclama que la comparación comprenda demanda por municipio, distancias, tiempos reales, estado vial, costos, capacidad de recepción de las EDS, riesgos de orden público, disponibilidad de producto, confiabilidad de cada infraestructura, inventarios mínimos y efectos sobre el consumidor. Asimismo, identifica una inconsistencia entre negar que la barcaza constituya una planta de abastecimiento y utilizar su capacidad total para aplicar la relación del 30 % y ampliar la cobertura municipal. Por ello, considera que la motivación no satisface las exigencias de coherencia, adecuación y proporcionalidad que invoca con fundamento en los artículos 42 y 44 del CPACA.

En el cargo noveno, sobre trato desigual y afectación de la libre competencia, afirma que el reconocimiento de la ampliación de capacidad de PETRODECOL produjo una transferencia inmediata de nueve municipios, mientras que la ampliación y habilitación de PETRONAR no dio lugar a una asignación adicional equivalente. Sostiene que esa diferencia requiere una justificación objetiva y completa, pues, en su ausencia, podría generar una ventaja selectiva, concentrar la demanda y reducir la viabilidad del segundo agente que el Ministerio presenta como parte de la estructura dual de abastecimiento.

En el cargo décimo, referido al alcance no demostrado de la prelación judicial, aclara que no pretende desconocer una sentencia, sino que se incorpore su texto íntegro, se identifique la orden ejecutoriada y se explique por qué obligaría a trasladar los nueve municipios, reconocer la barcaza como capacidad complementaria y mantener la prelación con el alcance atribuido por el acto. Sostiene que el cumplimiento de la cosa juzgada debe ceñirse a sus términos y no extenderse por analogía a decisiones regulatorias posteriores no comprendidas en la parte resolutiva del fallo.

En el cargo undécimo, relativo al riesgo para la continuidad, la inversión y la operación de Petronar, alega que retirar municipios antes del inicio y consolidación de su operación puede generar subutilización de la planta, afectación de contratos e inversiones y debilitamiento de la redundancia que pretende crear el Plan. Por ello, propone mantener temporalmente la distribución del 17 de julio de 2026 mientras se adelanta un procedimiento contradictorio, técnico y transparente, sin suspender su operación ni el abastecimiento departamental.

Solicita revocar la reasignación de municipios y el reconocimiento de la citada barcaza para el cómputo de capacidad, delimitar los efectos del artículo 5 y precisar el artículo 9 de la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026. Pide conservar la operación y la asignación de julio mientras se decide; celebrar una mesa técnica; practicar inspecciones y obtener conceptos especializados y evaluar la incidencia competitiva del diseño. En concreto, pide dejar sin efectos el artículo 4 hasta que se adelante un procedimiento con audiencia y soporte técnico completo; revocar el artículo 6 y excluir la barcaza del cómputo mientras no se demuestre el cumplimiento integral de los requisitos aplicables; modificar el artículo 5 para impedir que el reconocimiento de capacidad terrestre produzca reasignaciones sin acreditar la firmeza de las Resoluciones 01439 y 01440 y garantizar contradicción; y modificar el artículo 9 para aclarar que la prelación no autoriza por sí sola

la transferencia automática de municipios. También solicita inaplicar frente a PETRONAR la previsión del artículo 11 sobre improcedencia de recursos.

Subsidiariamente, si no se admitiera la reposición, solicita tramitar sus pretensiones como derecho de petición en interés particular y revocatoria directa parcial. La exposición anterior recoge sus solicitudes sin asumir como acreditados los hechos relativos a notificación, ejecutoria, actuaciones de participación, disponibilidad de infraestructura o implementación en SICOM que deben verificarse en el expediente.

d) RECURSO DE REPOSICIÓN DE CHEVRON PETROLEUM COMPANY.

CHEVRON PETROLEUM COMPANY, sociedad comercial extranjera con sucursal en Colombia, por conducto de su representante legal, María de los Ángeles Manrique, formuló recurso de reposición contra la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 mediante escrito con radicado MME 1-2026-039500 del 21 de agosto de 2026. La compañía informa que el acto fue notificado por edicto y sustenta la oportunidad de la impugnación en el término contado desde su desfijación. Su pretensión principal consiste en mantener las plantas ubicadas en el municipio de Yumbo en el departamento del Valle del Cauca, como alternativa ordinaria de suministro y, subsidiariamente, en conservar su utilización para contingencias.

Chevron estructura la primera línea de su inconformidad en relación con la eficiencia en el abastecimiento, alrededor de la exclusión de Yumbo como fuente ordinaria de abastecimiento. Sostiene que esa planta, conectada al poliducto y con experiencia operativa en el esquema anterior, debió ser mantenida como alternativa normal o, cuando menos, de contingencia. La recurrente afirma que Yumbo representa una infraestructura conocida y madura y que su exclusión incrementa el riesgo operativo al trasladar el abastecimiento a nuevas alternativas.

La compañía enlaza la eficiencia con la confianza legítima. En ese sentido, aduce que los agentes planificaron contratos, almacenamiento, transporte y operaciones bajo una cadena que incluía las plantas de Yumbo, y que el cambio abrupto altera costos internalizados y relaciones de largo plazo.

Igualmente, Chevron controvierte la manera en que el acto habría tratado el tema de la demanda de productos en Nariño y lo relacionado con los volúmenes máximos de combustibles con beneficios tributarios y económicos propios de las Zonas de Frontera. Para ello presenta cálculos propios, basados según afirma, en el segundo semestre de 2025, conforme a los cuales la planta de Tumaco tendría una demanda mensual promedio de 5.064.090 galones mensuales, equivalentes al 40,3 %, y Petronar 7.490.514 galones mensuales, equivalentes al 59,7 %, para un total de 12.554.604 galones requeridos por el mercado de combustibles del departamento; agrega que Pasto representaría 4.454.352 galones de dicha demanda y, que ello, extrapolado al tema de los volúmenes máximos municipales representaría que Tumaco deberá atender el 36,76% del cupo departamental y, la planta de Petronar el 63,24% del mismo. La recurrente utiliza estos datos para afirmar que el reparto no parte de demanda municipal ni explica sus efectos sobre el usuario, y para pedir una reconciliación con la cifra aproximada de 12.460.000 galones mensuales.

En materia económica, Chevron sostiene que el plan se expidió sin tener en cuenta una estructura de precios previamente determinada. Afirma que el transporte hacia una planta no interconectada puede ser libremente fijado por el mayorista, que en municipios distintos a Tumaco y Chachagüí los alcaldes fijarían el componente de transporte minorista (Tmin), que la combinación Yumbo a Chachagüí puede sumar una etapa de almacenamiento y que la importación y la logística inciden en el FEPC. También reprocha que el artículo 3 remita la definición económica a la CREG sin que la decisión de fuente venga acompañada de una estimación de transporte mayorista, Tmin, almacenamiento, margen, compensación, impacto FEPC y precio final por municipio. A partir de allí, afirma que la ausencia de coordinación puede trasladar costos o alterar la competencia entre alternativas antes de que exista un tratamiento regulatorio claro.

En relación con los vínculos comerciales entre los agentes de la cadena, Chevron sostiene que el Plan no analiza los efectos que la modificación de las fuentes y los esquemas de abastecimiento puede producir sobre las relaciones contractuales existentes entre distribuidores mayoristas y minoristas. Señala que mantiene contratos con estaciones de servicio que venían abasteciéndose desde plantas distintas de las previstas en el nuevo esquema y que su ejecución podría verse afectada por el cambio. Explica que esas relaciones se estructuran considerando la disponibilidad del producto, la ubicación de las fuentes de abastecimiento, los costos logísticos y la continuidad del suministro, de manera que la modificación de tales condiciones puede incidir en la elección del proveedor y en la posibilidad de conservar los vínculos comerciales previamente establecidos.

La recurrente agrega que la cercanía del punto de suministro o, en su defecto, la disponibilidad de una logística costo-eficiente y continua resulta determinante para la operación de los distribuidores minoristas. Por ello, considera que la adopción del Plan sin criterios claros sobre su implementación, transición y efectos contractuales genera incertidumbre, puede distorsionar las relaciones entre los agentes y afectar la eficiencia de sus decisiones comerciales, con posibles repercusiones en el precio al consumidor final. Finalmente, invoca la facultad de consulta prevista en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.8 del Decreto 1073 de 2015 para sostener que, aun cuando los conceptos de los agentes no sean vinculantes, la elaboración del Plan debe considerar las condiciones reales de operación del mercado y los efectos de sus modificaciones sobre quienes participan en la cadena de distribución.

La recurrente formula un cargo de apertura del mercado y eficiencia geográfica. Señala que la asignación de municipios no debe convertir los puntos de abastecimiento en exclusividades y que varias asignaciones no corresponderían a la planta más cercana. Afirma que veinte de los treinta municipios asignados a Tumaco estarían más cerca de Chachagüí y que solamente uno de los asignados a Chachagüí estaría más próximo a la que llama "planta complementaria"; presenta algunos mapas e información del INVÍAS, si bien los datos subyacentes no se encuentran incorporados.

Chevron reprocha, por otra parte, la atención al concepto de la SIC sobre abogacía de la competencia. Sostiene que no se evidencia la incorporación de una metodología sobre la capacidad efectiva de cada planta, los criterios de asignación municipal a cada una de ellas, y sobre lo que llama acceso no discriminatorio, seguimiento, comparación de costos y protocolo de contingencia; transcribe recomendaciones y afirma que no puede verificar su acogida ni la motivación de un eventual apartamiento.

Chevron formula, además, un cargo sobre la limitación de la libre competencia y los límites de la intervención estatal en la economía. Reconoce que garantizar la continuidad del abastecimiento constituye una finalidad legítima, pero sostiene que la asignación de fuentes y municipios debe sustentarse en un análisis de necesidad, proporcionalidad y eficiencia que demuestre por qué las restricciones adoptadas resultan indispensables y por qué no existen alternativas menos restrictivas. Afirma que el suministro desde Chachagüí continúa dependiendo del transporte terrestre y, por tanto, permanece expuesto a bloqueos viales y eventos naturales, sin que se acredite una reducción del riesgo que justifique limitar alternativas previamente utilizadas, como Yumbo. Añade que la rigidez del esquema puede restringir la elección de soluciones logísticas por los minoristas, reducir los incentivos competitivos y generar diferencias en costos y márgenes entre agentes según las plantas y rutas asignadas.

Por otro lado, Chevron aduce una presunta falta de respuesta a los comentarios ciudadanos que se presentaron frente al proyecto y la ausencia de matriz de observaciones publicada. Finalmente, solicita una transición operativa para adecuar contratos, almacenamiento, transporte y cadenas logísticas, porque la implementación inmediata, según sostiene, puede ocasionar disrupción, sobrecostos y desabastecimiento.

Chevron solicita entonces modificar la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 para integrar a Yumbo como alternativa ordinaria para los municipios de Nariño. Subsidiariamente, pide incorporarla como alternativa de contingencia. En todo caso,

solicita complementar la motivación con un análisis técnico, económico y logístico comparativo de las alternativas y con una justificación expresa de las fuentes de abastecimiento seleccionadas.

e) RECURSO DE REPOSICIÓN DE PETRÓLEOS DEL MILENIO S.A.S., PETROMIL.

PETRÓLEOS DEL MILENIO S.A.S., PETROMIL, por conducto de Cindy Paola Cotes Murgas, directora jurídica y representante legal suplente, interpuso recurso de reposición contra la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, radicado en el Ministerio con el número 1-2026-039905 del 24 de agosto de 2026. La recurrente articula un cargo principal de falsa motivación y, subsidiariamente, uno de infracción de los artículos 2.2.1.1.2.2.6.7 y 2.2.1.1.2.2.6.8 del Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015.

Petromil formula como cargo principal la falsa motivación, que despliega en varias dimensiones. Precisa que no objeta la incorporación de la planta de Petronar como infraestructura desde la cual, además, está autorizada a operar; la censura se dirige a que la Resolución habría transformado la existencia de las plantas internas en exclusividad de Tumaco y Chachagüí, sin acreditar que esas fuentes constituyen, en cada municipio, la opción más eficiente. La recurrente invoca inexistencia, insuficiencia o apreciación errónea de los motivos y sostiene que no se exterioriza una comparación de demanda municipal, costos, tiempos, riesgos, condiciones de acceso, fuentes complementarias y precio final. En su entendimiento, la motivación no se satisface con enunciar la prelación: debe demostrar cómo esa preferencia se articula con el mandato de determinar las condiciones óptimas de abastecimiento.

En relación con el cargo *denominado Eficiencia en el abastecimiento,* Petromil sostiene que la planta de su propiedad ubicada en Yumbo, Valle del Cauca, por estar conectada al Sistema Nacional de Poliductos y contar con operación consolidada, debió integrarse como alternativa comparada y no ser desplazado de la fuente ordinaria. Plantea que el abastecimiento hacia Petronar implica, en su descripción, un tramo Yumbo - Chachagüí seguido de un segundo segmento y operaciones adicionales, mientras que Tumaco adiciona cabotaje. No afirma, en todo caso, que la cadena con dos etapas o la cadena marítima sea necesariamente ineficiente; reclama que se mida. Propone entonces una metodología de cuatro pasos basada en información de demanda, que asocia a SICOM, fletes, información de rutas y riesgos atribuida a INVÍAS y costo total. También afirma que varios municipios asignados a Tumaco estarían más cerca o mejor conectados con Chachagüí.

La recurrente afirma expresamente que no sostiene que el nuevo plan produzca necesariamente un aumento, sino que no se cuantificaron los componentes que podrían incidir en él: transporte mayorista hacia una planta no conectada, almacenamiento, márgenes y presión competitiva. Aduce que la tarifa de transporte hacia la planta no interconectada puede ser trasladada y que los márgenes pueden revelar o amortiguar efectos de competencia.

Petromil estructura una censura conexa sobre compensación y costos logísticos. Sostiene que el Plan define rutas sin cuantificar el mecanismo de compensación, las responsabilidades de reconocimiento ni los efectos de doble almacenamiento, y que el artículo 3 difiere la estructura a la CREG. Invoca un esquema de compensación/FEPC de 2026 y plantea que Yumbo a Chachagüí puede generar un costo adicional sin componente expreso.

La compañía también reprocha afectaciones a la competencia y una atención materialmente insuficiente de la SIC. Aduce que la concentración en dos infraestructuras restringe el acceso de mayoristas y minoristas, y que la Dirección no desarrolló recomendaciones relativas a criterios municipales, conversión de capacidad nominal, desagregación por producto, ciclos, recibo, despacho, acceso y cabotaje. Según su lectura, el propio Ministerio habría reconocido una barrera geográfica en un cuestionario sobre competencia. Petromil sostiene que la resolución declara haber incorporado análisis que no aparecen y que confunde preferencia con exclusividad; agrega que existe una

tensión entre declarar suficiencia de fuentes del primer orden y prever el segundo orden cuando aquellas incumplan.

Subsidiariamente, Petromil plantea infracción de normas superiores. Sostiene que, incluso si la motivación fuera suficiente, la interpretación de los artículos 2.2.1.1.2.2.6.7 y 2.2.1.1.2.2.6.8 convertiría la preferencia por el primer orden en exclusividad y suprimiría, de hecho, la utilización ordinaria del segundo orden, al dejar a Yumbo disponible solo ante incumplimiento. Por último, recuerda que la Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024 habría previsto un período de transición de noventa (90) días y afirma que la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 lo omitió sin justificarlo. El recurso no solicita revocatoria total en el capítulo de peticiones; pide adiciones, precisiones, alternativas y transición.

Petromil solicita adicionar o complementar la motivación con un análisis técnico, económico y logístico comparativo que incluya Yumbo; precisar los criterios de asignación municipal y las fuentes de información empleadas; incorporar seguimiento de acceso a las plantas del primer orden, reportes y procedimiento; expresar las razones para acoger o no integralmente las recomendaciones de la SIC; incorporar la planta ubicada en Yumbo como alternativa de abastecimiento para los municipios del departamento de Nariño; permitir que las EDS se abastezcan desde la planta que los agentes consideren logísticamente eficiente y beneficiosa para el consumidor; y, si se mantiene el esquema actual, establecer una transición razonable desde la firmeza del acto.

f) RECURSO DE REPOSICIÓN PRESENTADO POR PRIMAX COLOMBIA S.A.

PRIMAX COLOMBIA S.A., por conducto de Gabriel Enrique Dueñas Montaño, representante legal suplente, presentó recurso de reposición contra la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, radicado en el Ministerio bajo el número 1-2026-037272 del 10 de agosto de 2026. El escrito se refiere, en primer término, a la omisión de su autorización para operar como mayorista desde Chachagüí, también a la determinación de precios y compensaciones, a los criterios de asignación de municipios y al tratamiento de las recomendaciones de abogacía de la competencia.

Así entonces, Primax inicia por señalar una omisión individual. Sostiene que la resolución la menciona como mayorista autorizado en Tumaco, pero omite que también estaría autorizada para operar a través de Petronar en virtud de la Resolución 00285 del 17 de marzo de 2026. La compañía no pide que la autorización se transforme automáticamente en una garantía de municipios o de demanda; solicita que el plan refleje correctamente la condición de agente autorizado, por considerar que su omisión puede producir una inconsistencia entre los registros individuales y la información del esquema de abastecimiento.

El segundo motivo se refiere a la estructura de precios para el departamento de Nariño. Primax sostiene que no es claro cómo se reconocerán los costos del nuevo sistema, cómo se mantendrá la competitividad frente al esquema que asocia con abastecimiento compensado desde Yumbo/Mulaló y cómo se hará la transición en materia de liquidación o subsidios. Afirma que el transporte a una planta no interconectada se fija libremente, que la SIC alertó sobre efectos diferenciados y que faltan reglas sobre costos adicionales, agente beneficiario y transición. Su reproche no acredita un costo concreto ni un incremento determinado; plantea una incertidumbre regulatoria que podría afectar la toma de decisiones de los mayoristas, las EDS y los usuarios si no se define la relación entre tarifa, compensación y precio final.

Primax controvierte también la asignación de municipios. Afirma que la resolución no explica los criterios de distribución entre Tumaco y Chachagüí ni por qué la asignación resulta adecuada a la luz de demanda, distancia, transporte, tiempos, rutas, recibo y despacho, seguridad, eficiencia y acceso, variables que atribuye a observaciones de la SIC.

La recurrente formula, además, una reflexión sobre la naturaleza del acto. Sostiene que la resolución tiene componentes generales, particulares y mixtos porque ordena un Plan

general, pero incide en plantas, mayoristas y minoristas individualizables; por ello, afirma que debió comunicarse o notificarse a los afectados conforme al artículo 37 de la Ley 1437 del 18 de enero de 2011.

Finalmente, Primax solicita reponer la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 para: i) incluirla como distribuidor mayorista autorizado a través de la Planta de Abastecimiento Petronar S.A.S.; ii) determinar claramente la estructura de precios y las compensaciones de transporte; y iii) establecer los criterios de asignación de municipios.

II. CONSIDERACIONES DE LA DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS FRENTE A LOS ARGUMENTOS PARTICULARES PRESENTADOS POR LOS RECURRENTES.

El examen individual comprende las solicitudes documentales y probatorias, los cuestionamientos sobre autorizaciones, participación y notificación, y las pretensiones cuyo alcance depende de la situación específica de cada recurrente. Los argumentos coincidentes sobre el diseño y la operación del Plan se resolverán a continuación, con identificación de los agentes que los formularon.

a) CONSIDERACIONES FRENTE AL RECURSO DE REPOSICION INTERPUESTO POR LA ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.

La ORGANIZACIÓN TERPEL S.A. sostiene que la asignación municipal restringe el alcance económico de la autorización otorgada mediante la Resolución 00224 del 05 de marzo de 2025 para operar como distribuidor mayorista desde la planta de Chachagüí. Afirma que, sin haberse modificado las condiciones que sustentaron esa habilitación, el Plan limita los destinos respecto de los cuales puede desarrollar su actividad y afecta contratos, inversiones y eficiencias logísticas previamente consolidadas.

La Dirección no acoge la pretensión de atribuir a esa autorización una cobertura territorial invariable sobre la totalidad de los municipios del departamento de Nariño. La habilitación individual permite desarrollar la actividad mayorista en las condiciones previstas en el respectivo acto, mientras que el Plan determina las fuentes, rutas y condiciones de abastecimiento de los municipios comprendidos en el régimen especial. Por consiguiente, la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 no revoca la autorización de Terpel ni modifica sus requisitos individuales por la sola circunstancia de organizar territorialmente el suministro.

Esta distinción no hace irrelevantes los efectos del Plan sobre la operación de la recurrente. Sus argumentos sobre contratos, inversiones y eficiencias se examinan en el problema común relativo a la confianza legítima y la adaptación operativa; los cuestionamientos sobre libertad de concurrencia y elección de fuente se resuelven en los apartados sobre competencia y asignación municipal. Con ese alcance, se mantiene la autorización individual y se niega que de ella se derive, por sí sola, el derecho a abastecer desde una misma planta cualquier municipio, con independencia del Plan aplicable.

En cuanto a la solicitud probatoria formulada por el recurrente, la Dirección admite como anexos el certificado de existencia y representación legal aportado con el recurso y las resoluciones individualizadas por la recurrente que obren en los archivos de la entidad.

b) CONSIDERACIONES FRENTE AL RECURSO DE UNO CORP COLOMBIA S.A.

UNO CORP. COLOMBIA S.A. solicita incorporar al expediente y poner a disposición de los interesados el análisis técnico y económico que soporta la distribución municipal y las rutas del Plan. También pide establecer evaluaciones periódicas durante el primer año de aplicación y reconocer expresamente la posibilidad de solicitar mesas técnicas cuando se acrediten circunstancias que puedan afectar la continuidad, eficiencia, competencia o costo del abastecimiento.

Respecto del acceso a la información, las solicitudes de entrega y puesta a disposición de documentos se tramitarán una vez se expida la presente resolución, mediante respuesta individualizada e identificación de los soportes que obren en el expediente. Cuando la información solicitada no se encuentre en poder de esta Dirección, se informará esa circunstancia.

En cuanto a las evaluaciones, la Dirección acoge parcialmente la solicitud en el sentido de integrar al seguimiento del Plan el examen de las condiciones de acceso, capacidad, operación, costos y continuidad, conforme a lo desarrollado en el capítulo de reparos comunes. No se establece un calendario adicional e indiferenciado de evaluaciones, pues el seguimiento puede adelantarse en cualquier tiempo y debe responder a las circunstancias que comprometan el funcionamiento del esquema, sin esperar a la presentación del informe anual.

La petición relativa a las mesas técnicas no se interpreta como una convocatoria concreta que deba efectuarse de manera inmediata. La recurrente solicita que los agentes puedan promover ese espacio cuando acrediten determinadas circunstancias; esa posibilidad de presentar solicitudes no queda excluida por el Plan. Sin embargo, la Dirección no incorpora una obligación de convocar una mesa por la sola presentación de una petición ni la establece como requisito previo para ejercer sus competencias. La procedencia de cada solicitud será evaluada según su objeto, los antecedentes aportados y su utilidad para atender la situación identificada, sin suspender las medidas que deban adoptarse para proteger el suministro.

La solicitud subsidiaria de explicar las restricciones que se conservan se atiende mediante el desarrollo de los problemas jurídicos comunes. En ellos se examinan las alternativas propuestas por UNO CORP., las razones para mantener la organización ordinaria y los ajustes que se acogen en materia de compensación y seguimiento, sin supeditar la aplicación del Plan a la expedición de una nueva metodología económica.

c) CONSIDERACIONES FRENTE AL RECURSO DE REPOSICIÓN INTERPUESTO POR PETRONAR S.A.

La Dirección de Hidrocarburos examina un único instrumento de abastecimiento, cuyo contenido resulta de la integración de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 y de las decisiones incorporadas por las Resoluciones 01451 del 05 de agosto de 2026 y 01484 del 08 de agosto de 2026. Esta lectura permite resolver de manera concordante las impugnaciones pendientes, pero, valga precisar, no equivale a tener por inexistentes dichas resoluciones ni a reproducir las decisiones ya adoptadas sobre los recursos en su momento presentados por PETRODECOL, varias estaciones de servicio allí individualizadas y la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas, ACP.

La distinción entre el recurso decidido y las disposiciones que integran el Plan delimita esta actuación. No se vuelve a valorar si deben concederse las peticiones originales de PETRODECOL; se examinan los efectos de los contenidos introducidos en las citadas resoluciones 01451 y 01484 frente a la impugnación de PETRONAR y a los reparos pendientes sobre capacidad, asignación, acceso y financiación realizados por los restantes cinco (5) recurrentes.

- **En relación con la procedencia, participación y notificación.**

El escrito de PETRONAR se dirige a la transferencia de nueve municipios hacia la planta de Tumaco, al reconocimiento de infraestructura flotante y a los efectos de la capacidad terrestre sobre su participación en el Plan. Su objeto, entonces, no es reiterar un recurso propio ya decidido: cuestiona determinaciones incorporadas por la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026 que la afectan específicamente. Por esa razón, el artículo 11 de dicho acto se interpreta respecto de los recursos que resolvió, sin extenderlo a excluir el examen de estos contenidos frente a una interesada directamente afectada.

El parágrafo del artículo 28 de la Ley 10 del 16 de marzo de 1961 y los artículos 74 y 80 de la Ley 1437 del 18 de enero de 2011 delimitan el examen de las impugnaciones. De acuerdo con la oportunidad de presentación señalada para PETRONAR dentro de la actuación, se examinan de fondo los contenidos incorporados en las resoluciones del mes de agosto de 2026 que la afectan, sin extender la decisión a una nueva impugnación de asuntos que ya hubiera recurrido y obtenido respuesta.

PETRONAR manifestó conocer la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026 al presentar su escrito. Conforme al artículo 72 de la Ley 1437 del 18 de enero de 2011, ese conocimiento permite establecer la notificación por conducta concluyente a partir de la radicación acreditada y sin retrotraer sus efectos al envío de una copia. En consecuencia, se reconoce su interés directo y se dispone la notificación de la presente decisión.

La participación de PETRONAR no permite prescindir de la de los demás interesados directamente afectados. La unidad del Plan conserva las garantías de comunicación, contradicción y valoración de pruebas de los artículos 37, 79 y 80 de la Ley 1437 de 2011; no constituye una vía para modificar situaciones particulares por fuera del procedimiento aplicable.

PETRONAR, entonces, cuestiona la consistencia del tratamiento otorgado a sus situaciones jurídicas en la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026. Señala que, al resolver otra pretensión, la Dirección de Hidrocarburos invocó el artículo 97 de la Ley 1437 del 18 de enero de 2011 para preservar la posición jurídica derivada de su habilitación como agente Almacenador a través de la planta en Chachagüí; sin embargo, mediante el artículo 4 del mismo acto retiró de su asignación nueve municipios, sin que, según la recurrente, hubiera mediado su consentimiento ni una oportunidad previa de intervención. El reparo consiste, por tanto, en establecer por qué la protección reconocida respecto de su habilitación no se extendió a la modificación de la cobertura municipal prevista en el Plan.

Para responder este cargo debe distinguirse entre la autorización para desarrollar la actividad de almacenamiento y la asignación de municipios dentro del esquema de abastecimiento, especialmente establecida para el departamento de Nariño. La primera y la segunda tienen objetos diferentes, pero esa diferencia no basta, por sí sola, para excluir las garantías invocadas por PETRONAR: es necesario determinar si la asignación controvertida constituye una regla de organización del servicio susceptible de revisión en esta actuación o si creó una situación particular y concreta cuya modificación exige observar el régimen correspondiente. El artículo 97 de la Ley 1437 del 2011 protege las situaciones particulares y concretas creadas o modificadas y los derechos reconocidos mediante un acto administrativo, salvo las excepciones legales; su aplicación no depende únicamente de la denominación general o mixta atribuida al Plan.

En consecuencia, respecto de las determinaciones válidamente sometidas al examen de los recursos pendientes, la facultad de aclarar, modificar, adicionar o revocar encuentra su fundamento en el numeral 1 del artículo 74 y en el artículo 80 de la Ley 1437 de 2011, y no en una excepción al artículo 97 ídem derivada de la insuficiencia de su justificación técnica. Esta distinción impide extender la decisión a situaciones particulares ajenas al ámbito de las impugnaciones procedentes y exige preservar las autorizaciones individuales que no son objeto de revisión en esta actuación.

- **En relación con la capacidad terrestre y exclusión del cómputo flotante.**

El artículo 6 de la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026 reconoció a la barcaza AN Cape Hippo como infraestructura flotante complementaria y auxiliar de la planta de Tumaco, pero precisa que no equivale ni sustituye la autorización de una planta mayorista independiente. Su motivación utiliza, a su vez, la suma de 2.908.035,92 galones terrestres y 3.584.444,91 galones flotantes, para un total de 6.492.480,83 galones de capacidad. Esa sumatoria expresa volúmenes físicamente diferenciados, pero no demuestra su equivalencia regulatoria para asignar municipios.

Ahora bien, el artículo 2.2.1.1.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015 define la planta de abastecimiento mediante instalaciones construidas y operadas en tierra. En concordancia con el artículo 2.2.1.1.2.2.3.95. del mismo decreto, la capacidad comercial exigible a la planta no se incrementa por la sola medición de un artefacto naval. La certificación de volumen invocada no transforma la categoría de la infraestructura ni permite tratar como almacenamiento terrestre el producto que se encuentra en una etapa de transporte o manejo flotante.

Se acoge, por ello, el reparo de PETRONAR respecto del cómputo de la barcaza AN Cape Hippo como parte de la planta de Tumaco y respecto de la incorporación que señaló el artículo 6 de la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026, exclusivamente en cuanto disposición del Plan. La decisión no prejuzga la posibilidad de emplear la embarcación en operaciones autorizadas de transporte per sí impide utilizar su volumen como capacidad comercial terrestre o como fundamento de cobertura municipal adicional.

Las inspecciones y conceptos sobre permisos marítimos, ambientales y portuarios no son necesarios para decidir esta exclusión, porque el pronunciamiento no descansa en afirmar que tales permisos no existen ni en negar la medición del volumen. Descansa en la diferencia entre categorías regulatorias. Por ello no se decretan las pruebas solicitadas por PETRONAR para mantener el volumen dentro del cómputo del Plan, sin perjuicio de las verificaciones que correspondan a las autoridades competentes sobre las operaciones que efectivamente se realicen.

Respecto del artículo 5 de la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026, se delimita su efecto a la referencia a infraestructura terrestre autorizada, sin conceder un reconocimiento adicional ni atribuirle una consecuencia territorial automática.

- **En relación con la asignación de municipios y pertenencia al primer orden.**

El parágrafo 2 del numeral 1.1 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 incluye en el primer orden a las plantas ubicadas en el departamento de Nariño. Tumaco y Chachagüí pertenecen, por tanto, al mismo nivel. La capacidad de una instalación no la sitúa en un orden superior a la otra. Se trata, en todo caso, de la aplicación de la regla establecida en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.7. del Decreto 1073 de 2015 en lo que respecta al orden de prelación allí previsto.

La reasignación dispuesta en el artículo 4 de la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026 debe examinarse a partir de la correspondencia entre las razones invocadas y los municipios efectivamente trasladados. Dicha resolución consideró el orden de prelación, la capacidad terrestre y flotante, la preservación operativa de PETRONAR y la racionalidad geográfica del abastecimiento. No obstante, la identificación de esos factores no sustituye la explicación de su incidencia concreta en la decisión de asignar a Tumaco los nueve (9) municipios controvertidos (La Florida, Consacá, El Peñol, El Tambo, Sandoná, Yacuanquer, Nariño, Ancuya y Linares).

La capacidad adicional permite examinar la viabilidad de atender mayores volúmenes, pero no determina, por sí misma, cuáles municipios deben trasladarse ni demuestra que esa modificación resulte adecuada frente a la alternativa de conservar su abastecimiento desde la planta de Chachagüí. De igual manera, la proximidad relativa a un corredor vial constituye un elemento de análisis, no una conclusión suficiente sobre las condiciones óptimas de suministro que exige el numeral 3 del artículo 2.2.1.1.2.2.6.8. del Decreto 1073 de 2015. La valoración debe relacionar la demanda de los destinos involucrados con la capacidad efectiva, las rutas, los tiempos, los costos y la continuidad de las alternativas disponibles.

En particular, la afirmación contenida en la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026 acerca de la ausencia de razones técnicas que hicieran preferible la asignación a Chachagüí no equivale a demostrar las razones positivas que justifican su traslado a Tumaco. La decisión modificatoria requiere explicar por qué los elementos examinados respaldan ese resultado concreto; no basta con afirmar la compatibilidad de los municipios con una planta ni con señalar que no se acreditó una ventaja de la alternativa desplazada.

Por consiguiente, el examen de la reasignación debe distinguir entre la infraestructura autorizada y la justificación de su cobertura territorial. Las autorizaciones terrestres conservan su alcance propio, pero no generan una consecuencia automática sobre la asignación municipal; tampoco la pertenencia de Tumaco al primer orden le confiere una prioridad sobre Chachagüí, que, se reitera, integra ese mismo nivel, esto es, su ubicación dentro del territorio del departamento de Nariño. La controversia exige, entonces, valorar la justificación específica del traslado, sin derivarla exclusivamente de la ampliación de capacidad, de la proximidad geográfica o de una preferencia entre plantas que el Plan no establece.

Con ese alcance es procedente restablecer la asignación original de La Florida, Consacá, El Peñol, El Tambo, Sandoná, Yacuanquer, Nariño, Ancuya y Linares a la planta de Chachagüí, prevista en el numeral 1.2.2 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026. La restitución se dispone expresamente, con las rutas del texto original. Su fundamento técnico se integra al balance de capacidad y asignación que responde también a los demás recurrentes.

Esta determinación atiende el reparo de PETRONAR sobre la incidencia de la capacidad y la prelación en la transferencia de destinos. No reconoce a ninguna planta una participación invariable ni compensa inversiones mediante asignaciones territoriales. La condición de plantas de almacenamiento autorizadas, la infraestructura habilitada y la asignación de municipios conservan objetos distintos.

- **En relación con la participación, competencia y peticiones complementarias.**

El concepto SIC 26-267051 del 10 de julio de 2026 precede a las Resoluciones 01451 del 05 de agosto de 2026 y 01484 del 08 de agosto de 2026 y no se presenta como evaluación específica de la barcaza AN Cape Hippo ni de la reasignación posterior. Frente a los cargos de PETRONAR sobre participación y competencia, la presente decisión no mantiene esos contenidos como una extensión automática del proyecto consultado, sino que retira el reconocimiento de dicho artefacto flotante y restablece la asignación municipal de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026.

En atención a la solicitud de PETRONAR, se restablece la asignación, correspondiente a los nueve (9) municipios mencionados, al suministro a través de la planta ubicada en Chachagüí. Con esta determinación se accede a la petición de mantener la asignación originalmente planteada, en los términos y condiciones establecidos en la presente decisión. Se precisa que los efectos de la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026 no fueron comunicados a SICOM y que, por tanto, no se modificó la asignación registrada en ese sistema, y, porque además la actuación administrativa del asunto objeto de estudio no estaba finalizada. En efecto, las disposiciones anexas y complementarias relacionadas con dicha asignación quedaron sujetas a la evaluación que se resuelve mediante el presente acto.

En lo que hace a la mesa técnica solicitada por el recurrente para abordar la integración del Plan de Abastecimiento, no es viable para esta Dirección acceder a tal solicitud toda vez al resolver los recursos interpuestos por diferentes agentes interesados resultarán ajustes operativos que permitirán el normal funcionamiento de las actividades que conforman la cadena de distribución de combustibles, a través del Plan de Abastecimiento en el departamento de Nariño. Sin embargo, de resultar, posteriormente, la necesidad de tratar temas para mejorar la operatividad del Plan, se procederá de conformidad con las funciones que le asiste al Ministerio de Minas y Energía con la participación de los agentes interesados.

Por lo expuesto se da por analizada la impugnación principal de PETRONAR en los extremos señalados y, por esta razón, no se analiza la petición subsidiaria la cual estaba condicionada a la improcedencia del recurso.

Los aspectos económicos comunes presentados por PETRONAR se resolverán más adelante, junto con argumentos similares de otros recurrentes, incluida la sustitución de la

cláusula introducida por el artículo 7 de la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026, relacionada con los carrotanques desde Yumbo y/o Cartago (Valle del Cauca).

d) CONSIDERACIONES PARTICULARES FRENTE AL RECURSO INTERPUESTO POR CHEVRON.

CHEVRON PETROLEUM COMPANY sostiene que sus observaciones al proyecto no recibieron respuesta material y que no pudo identificar la matriz de comentarios y su evaluación. La Dirección de Hidrocarburos distingue la existencia de respuestas, su suficiencia y la acreditación de su publicidad.

Al respecto, se precisa que la matriz identificada en los antecedentes del proyecto contiene pronunciamientos respecto de las observaciones de CHEVRON numeradas del comentario 24 al 39. Por ello, no se acoge la afirmación de ausencia absoluta de respuesta. Sin embargo, la existencia de esas contestaciones no sustituye el examen de su contenido: los cuestionamientos sobre capacidad, asignación municipal, costos, compensación y acceso se analizan en el punto de estudio de los repartos comunes citados por varios recurrentes, y las precisiones o modificaciones que allí se adoptan tienen el alcance expresamente indicado.

Las solicitudes de acceso o suministro de información relacionadas con esa matriz se tramitarán una vez se expida la presente resolución y se tramite, debidamente, su notificación y firmeza, con identificación del documento y de las constancias de publicación que obren en los archivos de la entidad.

La solicitud principal de CHEVRON de incorporar la planta de Yumbo como fuente ordinaria directa para los municipios de Nariño coincide con la solicitud planteada también por PETROMIL y se resuelve en los problemas comunes sobre órdenes de prelación, asignación y eficiencia logística. En ese apartado se precisa el alcance de la petición subsidiaria, que pretende incorporar esa fuente como alternativa de contingencia.

La Dirección no accede a una habilitación general e incondicionada para abastecer desde Yumbo a todos los municipios bajo la sola denominación de contingencia. El Plan ya contempla su participación como origen del suministro hacia Chachagüí y prevé el transporte desde Yumbo y/o Cartago para el supuesto específico del numeral 1.4.1 del artículo 2. Para situaciones no cubiertas o insuficientemente atendidas por las alternativas expresas, conserva la posibilidad de evaluar medidas adicionales conforme al parágrafo 1 del mismo artículo.

Por tanto, la petición subsidiaria no se considera íntegramente satisfecha por la sola existencia de una ruta particular, pero tampoco exige crear una autorización permanente que sustituya la asignación ordinaria. Se mantiene la alternativa expresamente prevista y se niega su extensión automática a cualquier municipio y circunstancia. La solicitud de transición operativa se resuelve juntamente con la de PETROMIL, sin confundirla con la autorización de abastecimiento ordinario desde Yumbo, como terminal de poliducto hacia la planta no interconectada de Chachagüí.

e) CONSIDERACIONES PARTICULARES FRENTE AL RECURSO INTERPUESTO POR PETRÓLEOS DEL MILENIO S.A.S. PETROMIL.

PETRÓLEOS DEL MILENIO S.A.S., PETROMIL, solicita que se identifiquen las fuentes de información utilizadas para valorar demanda, distancias, costos, tiempos, rutas, capacidad de recibo y despacho, seguridad, eficiencia y acceso. La Dirección de Hidrocarburos atiende esa petición mediante la identificación de los actos, registros, documentos técnicos y elementos aportados por los recurrentes que sustentan cada análisis.

En particular, las comparaciones de tiempos y las propuestas metodológicas formuladas por PETROMIL se valoran como elementos de su impugnación, sin convertirlas automáticamente en resultados técnicos propios de la Dirección. Las solicitudes de suministro o acceso a los documentos correspondientes se tramitarán una vez se expida

la presente resolución, sin diferir la exposición de los fundamentos que permiten decidir el recurso.

Respecto de un régimen de transición, la Dirección precisa que PETROMIL solicita un período calculado desde la firmeza del acto y utiliza como antecedente el plazo de noventa días previsto en la Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024.

La Dirección niega el establecimiento de un período general adicional en esta decisión y atiende la necesidad de adaptación mediante la coordinación de inventarios, despachos, relaciones operativas y comunicaciones de implementación. Las razones comunes para conservar el esquema y adoptar medidas de coordinación, en lugar de una suspensión general, se desarrollan en el apartado sobre confianza legítima y adaptación operativa.

La solicitud de reportes, periodicidad y procedimiento frente a restricciones de acceso se decide en el problema común correspondiente.

f) CONSIDERACIONES PARTICULARES FRENTE AL RECURSO INTERPUESTO POR PRIMAX.

PRIMAX COLOMBIA S.A. solicita que el Plan refleje su autorización para operar como distribuidor mayorista desde la planta de Chachagüí, otorgada mediante la Resolución 00285 del 17 de marzo de 2026. La Dirección de Hidrocarburos precisa que la omisión de ese antecedente en los considerandos de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 no equivale a la revocatoria de la autorización. La relación de agentes allí incluida no sustituye los actos individuales de habilitación ni constituye un listado cerrado capaz de dejar sin efectos una autorización vigente por no mencionarla.

No obstante, en cuanto a las pruebas, la Dirección incorpora como anexos al expediente el certificado de existencia y representación legal y la Resolución 00285 del 17 de marzo de 2026 aportados con el recurso.

En ese sentido, para hacer claridad sobre el primer reparo de Primax abordado en este acápite, se señala que la incorporación de su autorización individual y la previsión expresa sobre la continuidad de la compensación sustentan una reposición parcial de la decisión administrativa recurrida, con los límites establecidos en la parte resolutiva de la presente resolución.

Por otro lado, PRIMAX sostiene que el Plan comprende determinaciones generales y particulares y que deben observarse las garantías de comunicación y notificación de los afectados. La Dirección precisa, entonces, que la presente resolución será notificada a PRIMAX como recurrente y se observarán las comunicaciones, notificaciones y publicaciones exigibles respecto de sus demás destinatarios. Y se advierte que la consulta pública no se invoca como sustituto de la intervención de terceros directamente afectados cuando esta resulte necesaria, aunque tampoco se presume que toda incidencia económica indirecta transforme una regla general en una decisión particular.

Los argumentos de PRIMAX sobre precios, compensaciones, asignaciones municipales y atención de las recomendaciones de competencia se resuelven en el capítulo común.

III. CONSIDERACIONES DE LA DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS EN RELACIÓN CON LOS ARGUMENTOS COMUNES A LOS RECURRENTES.

Los recursos presentan coincidencia al cuestionar la competencia para organizar territorialmente el abastecimiento y sobre la suficiencia de sus fundamentos técnicos, económicos y competitivos. La Dirección resolverá estas cuestiones conjuntamente, identificando en cada apartado los recurrentes que las plantean y las diferencias relevantes entre sus argumentos.

g) EN RELACIÓN CON LA PRELACIÓN Y ASIGNACIÓN DE MUNICIPIOS: ALCANCE DE LA FACULTAD PARA ASIGNAR MUNICIPIOS ENTRE PLANTAS DEL MISMO ORDEN.

El primer problema jurídico avizorado en los recursos, que le corresponde resolver a la Dirección de Hidrocarburos, es determinar si la asignación de municipios entre las plantas de abastecimiento ubicadas en Tumaco y Chachagüí desconoce el régimen de órdenes de prelación previsto en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.7. del Decreto 1073 de 2015, por establecer ámbitos territoriales diferenciados entre infraestructuras que pertenecen al mismo orden. En particular, debe establecerse si esa igualdad de orden impone que las estaciones de servicio puedan abastecerse indistintamente desde cualquiera de las dos plantas o si permite organizar territorialmente el suministro. El cuestionamiento comprende, además, la afirmación de que esa organización habría convertido la preferencia por las plantas departamentales en una exclusividad no autorizada y habría restringido indebidamente la utilización de fuentes del segundo orden.

TERPEL sostiene que la prelación prevista en el Decreto 1073 de 2015 no habilita una subdivisión territorial excluyente entre plantas del mismo orden y que la asignación desborda las competencias de la Dirección. PETROMIL plantea, de manera subsidiaria, que el Plan convierte la preferencia por las plantas departamentales en exclusividad y restringe indebidamente la participación ordinaria de las plantas de Yumbo, Valle del Cauca. UNO CORP. reconoce la competencia de planificación, pero cuestiona que permita conservar una asignación rígida sin demostrar su necesidad; CHEVRON solicita mantener Yumbo como alternativa ordinaria por razones de eficiencia. PETRONAR, por su parte, controvierte, respecto de las determinaciones tomadas en las Resoluciones 01451 del 05 de agosto de 2026 y 01484 del 08 de agosto de 2026, que se atribuya a Tumaco una prioridad sobre Chachagüí o una facultad de absorber municipios por la sola ampliación de capacidad.

Para resolver, esta Dirección debe precisar si la asignación municipal constituye una medida de organización del abastecimiento comprendida en sus competencias o una reserva de mercado carente de fundamento normativo. Esta distinción a su vez exige examinar conjuntamente la regla que establece el orden de prelación y las disposiciones que determinan el contenido del plan, pues la controversia no se resuelve demostrando únicamente que el Ministerio de Minas y Energía puede intervenir en el sector: es necesario establecer si esa intervención comprende la selección de fuentes por municipio, cuáles son sus límites y por qué las alternativas propuestas por los recurrentes no constituyen la única solución jurídicamente admisible.

Pues bien, a juicio de esta Dirección, la pertenencia de dos plantas al mismo orden de prelación no impide asignarles ámbitos territoriales de abastecimiento. La potestad no se desprende, sin embargo, de una supuesta facultad de excluir competidores implícita en la prelación, sino del mandato de determinar fuentes, lugares y cadena de distribución contenido en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.8. del Decreto 1073 de 2015. Dicha competencia debe interpretarse, además, en concordancia con el deber constitucional del Estado de asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos a todos los habitantes del territorio nacional, consagrado en el artículo 365 de la Constitución Política, y con el carácter de servicio público que desde el artículo 212 del Código de Petróleos se atribuye al transporte y a la distribución del petróleo y sus derivados. Por consiguiente, la determinación de ámbitos territoriales de suministro puede constituir un instrumento para materializar el deber de garantizar el abastecimiento, siempre que responda a las condiciones técnicas, logísticas y operativas que inciden en la atención efectiva de la demanda y en la continuidad del servicio.

El ejercicio de esta facultad exige justificar la conexión entre la asignación y las condiciones económicas y logísticas del servicio.

Ahora bien, los numerales 1.2.1 y 1.2.2 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 identifican plantas y ámbitos de abastecimiento: Pacific Port S.A. en Tumaco, ubicada en el municipio de Tumaco, y la planta de abastecimiento Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí; no adjudican, por ese solo contenido,

todos los contratos de suministro a una empresa determinada. La distinción entre planta de abastecimiento y mayorista es relevante porque una misma infraestructura puede servir de soporte a varios agentes autorizados. Así lo explicó el Ministerio en la Resolución 00289 del 14 de marzo de 2025, al diferenciar la determinación de los lugares de abastecimiento de la selección de un proveedor empresarial único[3].

El análisis del reparo formulado por TERPEL exige determinar si las decisiones adoptadas en el Plan se encuentran comprendidas dentro de las competencias atribuidas al Ministerio y a la Dirección de Hidrocarburos. No se discute, por tanto, la sujeción de las autoridades al principio de legalidad, sino el alcance de la habilitación jurídica para organizar el abastecimiento. En este marco, los artículos 6 y 121 de la Constitución impiden fundamentar una actuación exclusivamente en su conveniencia, pero no exigen que la ley defina de manera anticipada la distribución municipal del abastecimiento ni cada una de las configuraciones de infraestructura que puedan incorporarse al Plan. La cuestión consiste, entonces, en establecer si las medidas cuestionadas desarrollan una atribución conferida por el ordenamiento jurídico y se ajustan a los límites y fines previstos para su ejercicio.

En otras palabras, no es la mera conveniencia administrativa, logística o económica la que habilita la delimitación de ámbitos territoriales de abastecimiento dentro del departamento, sino la interpretación sistemática de las competencias atribuidas a estas autoridades, en concordancia con el deber de garantizar el abastecimiento regular, continuo y eficiente de combustibles líquidos. El artículo 1 de la Ley 26 de 1989 desarrolla esa intervención al facultar al Gobierno para determinar horarios, precios, márgenes de comercialización, calidad, calibraciones, condiciones de seguridad, relaciones contractuales y «*demás condiciones que influyen en la mejor prestación de ese servicio*». La disposición demuestra que la intervención no se agota en el precio final ni en la inspección de instalaciones: comprende condiciones de organización de la actividad que inciden en la prestación. Su finalidad sigue siendo el servicio, no la protección de la participación comercial de un operador[4].

Aunado a lo anterior, para las Zonas de Frontera, el parágrafo 2 del artículo 9 de la Ley 1430 del 29 de diciembre de 2010 atribuyó al Ministerio la regulación y coordinación de las actividades de distribución y previó expresamente el establecimiento de planes de abastecimiento. Esta habilitación es relevante porque no se limita a reconocer una función de vigilancia posterior sobre decisiones privadas: comprende una función previa de organización y coordinación. El Plan no aparece, por tanto, como una figura creada autónomamente por la Administración, sino como un instrumento previsto por el legislador para el régimen fronterizo.

A su vez, el artículo 6, parágrafo 1, de la Ley 2135 del 4 de agosto de 2021 atribuye al Ministerio, a través de la Dirección de Hidrocarburos o quien haga sus veces, la regulación y coordinación de la distribución y el fortalecimiento de los mecanismos de información y control, para lo cual contempla planes de abastecimiento, control y monitoreo[5].

En este mismo sentido, el artículo 2.2.1.1.2.2.6.7. del Decreto 1073 de 2015 debe leerse desde su enunciado introductorio y no únicamente desde la enumeración de fuentes. Al establecer los órdenes de prelación, exige tener en cuenta «*las condiciones propias de cada municipio*» y precisa que el orden se aplica «*únicamente para efectos de la distribución de combustibles al consumidor final a través de estaciones de servicio*».

---

[3] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos. Resolución 00289 del 14 de marzo de 2025, «Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024 por la Organización Terpel S.A.», link de consulta: https://www.minenergia.gov.co/documents/13458/V1EDICTO_AA_00289_DEL_14_DE_MARZO__DE_2025.pdf, Consultado el 23 de octubre de 2026.

[4] Congreso de la República de Colombia. Ley 26 del 9 de febrero de 1989, «*Por medio de la cual se adiciona la Ley 39 de 1987 y se dictan otras disposiciones sobre la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo*», artículo 1., link de consulta: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=113699, consultado el 23 de octubre.

[5] Congreso de la República de Colombia. Ley 2135 del 4 de agosto de 2021, «Por medio de la cual se establece un régimen especial para los departamentos fronterizos, los municipios y las áreas no municipalizadas fronterizas, declarados zonas de frontera», artículo 6, parágrafo 1.,link de consulta: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=168088, Consultado el 23 de octubre de 2026.

Por su parte, el artículo 2.2.1.1.2.2.6.8. ibidem ordena a la Dirección elaborar y aprobar un plan de abastecimiento para cada departamento que tenga municipios fronterizos. Entre los elementos que debe determinar se encuentran los lugares desde donde se abastecerá la zona, la procedencia del producto, las posibles rutas, la cadena utilizada para importación, almacenamiento, manejo, transporte y distribución, y «*las condiciones óptimas para abastecer el municipio, atendiendo las consideraciones económicas y logísticas*». Además, exige aprobación mediante resolución motivada y vincula esa decisión con la autorización para distribuir en el respectivo municipio.

Así entonces, aceptar la hipótesis de TERPEL, en el sentido de que la Dirección únicamente puede enumerar las plantas departamentales y debe dejar siempre la distribución de la demanda a decisiones individuales de elección, reduciría sustancialmente el contenido de ese mandato. Ello, por la razón fundamental de que la distribución de combustibles líquidos constituye un servicio público respecto del cual el Estado no cumple un papel de mero espectador de las decisiones del mercado, sino que asume una función activa de **intervención**, regulación y vigilancia, dentro de las competencias atribuidas por el ordenamiento jurídico, para asegurar su prestación eficiente y continua y proteger el interés general.

La libertad de empresa y la libre competencia, reconocidas por el artículo 333 de la Constitución, deben interpretarse armónicamente con la intervención estatal prevista en el artículo 334 ibidem y con el deber de asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos establecido en el artículo 365 de la Norma Superior, sin que ninguna de estas disposiciones pueda entenderse como una habilitación ilimitada para restringir aquellas libertades.

En síntesis, el Decreto 1073 de 2015 no excluye que, bajo determinadas condiciones, un Plan contemple varias fuentes para un mismo ámbito; lo que no establece es que esa sea la única configuración permitida.

- **Los antecedentes administrativos y la interpretación invocada por Terpel.**

La Resolución 00289 del 14 de marzo de 2025 que, precisamente, resolvió en su momento el recurso de reposición interpuesto por la Organización Terpel S.A. contra la Resolución 01853 de 2024 —anterior Plan de Abastecimiento del departamento de Nariño — recoge la interpretación según la cual existe prelación y no exclusión. Al desarrollar ese criterio, explica que, si la necesidad no queda satisfecha con el primer nivel, debe acudirse al siguiente. En el esquema entonces examinado, la capacidad considerada en Tumaco no cubría por sí sola la demanda departamental y la intervención de las plantas de Yumbo atendía esa insuficiencia. Por consiguiente, la expresión «*prelación y no exclusión*» no fue utilizada para declarar que todos los niveles debían operar siempre en igualdad de condiciones o a elección irrestricta de los agentes[6].

El mismo acto expresó que «*el orden de prelación no va dirigido a señalar un agente mayorista en particular, sino a las plantas de abastecimiento desde las cuales uno o varios distribuidores ejercerán su actividad*». También precisó que se había establecido que determinadas zonas debían abastecerse desde unas u otras plantas, «y no necesariamente con unos u otros agentes mayoristas». Estas afirmaciones son relevantes porque el antecedente defendió una organización territorial por infraestructura y la distinguió de una reserva empresarial. No reconoció una libertad general de fuente incompatible con cualquier asignación de municipios.

El alcance de ese antecedente tampoco debe exagerarse en sentido contrario. La Resolución 00289 del 14 de marzo de 2025 examinó la relación entre una planta departamental y plantas externas; no resolvió de manera idéntica la distribución entre dos plantas locales del primer orden.

[6] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos. Resolución 00289 del 14 de marzo de 2025, «Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024 por la Organización Terpel S.A.»., link de consulta: https://www.minenergia.gov.co/documents/13458/V1EDICTO_AA_00289_DEL_14_DE_MARZO__DE_2025.pdf, consultado el 23 de octubre del 2026.

Ahora, la distinción entre habilitación y planificación responde a objetos diferentes. La autorización permite ejercer una actividad bajo determinados requisitos; el Plan organiza cómo se abastecen los municipios comprendidos en el régimen especial. La primera no convierte cualquier oportunidad comercial potencial en una cobertura territorial garantizada frente a ajustes posteriores del segundo. El impacto económico de la asignación de municipios debe ser considerado, pero no transforma por sí mismo la autorización en un derecho a abastecer desde una planta cualquier EDS del departamento, con independencia del esquema vigente.

- **Los límites de la asignación de municipios a la luz de la jurisprudencia y de las observaciones de la SIC.**

Un antecedente judicial relacionado con el abastecimiento de combustibles en el departamento de Nariño corresponde a la acción popular instaurada por Carlos Efraín Santacruz Moreno, identificado en segunda instancia con el radicado 52001-23-33-000-2018-00512-03. Según lo consignado en la Resolución 01705 del 22 de diciembre de 2023, la Sección Primera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Consejo de Estado, mediante sentencia del 17 de noviembre de 2023, con ponencia de la magistrada Nubia Margoth Peña Garzón, revocó la sentencia del 11 de junio de 2020 del Tribunal Administrativo de Nariño, que había declarado la amenaza de los derechos colectivos a la moralidad administrativa, a la libre competencia económica y a los derechos de los consumidores y usuarios, y, en su lugar, denegó la acción popular. Asimismo, exhortó a la Superintendencia de Industria y Comercio a adelantar, en el marco de sus competencias, los controles necesarios para evitar que el esquema previsto en la hoy derogada Resolución 311031 de 2017 (*"Por la cual se modifica el plan de abastecimiento y se establece un esquema especial de abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos a las estaciones de servicio del Departamento de Nariño"*) y los actos que la desarrollaron afectaran al consumidor final del combustible.

En todo caso, la diferencia entre el control de protección de derechos colectivos y el juicio sobre la legalidad de una decisión administrativa impide utilizar aquel antecedente como respuesta autosuficiente a los recursos que acá nos ocupan. La controversia presente exige examinar la competencia, la motivación y la proporcionalidad de la asignación concreta, con arreglo a los hechos y al régimen aplicables. En criterio de esta Dirección, esa es precisamente la razón para responder los cargos de capacidad, logística, acceso y costos de manera diferenciada, en vez de dar por resuelta la discusión mediante una referencia general al pronunciamiento judicial.

La jurisprudencia constitucional proporciona un parámetro adicional y general de análisis: la Sentencia C-616 de 2001 explicó que las limitaciones a la libertad económica deben responder a exigencias de razonabilidad y proporcionalidad y ser necesarias para la protección de valores constitucionales. Aunque se precisa que esta decisión se produjo en una controversia del sector salud, ese criterio general permite descartar que toda restricción sea inconstitucional por el solo hecho de limitar una opción empresarial; exige, en cambio, identificar su fundamento y la relación entre el medio utilizado y la finalidad protegida[7].

Así entonces, una cosa es sostener que la asignación de municipios requiere demostrar demanda, distancias, costos, tiempos, rutas, recepción, despacho y condiciones de acceso; otra, afirmar que el ordenamiento prohíbe distribuir municipios entre plantas del mismo nivel. La primera es una exigencia de motivación del diseño; la segunda es una tesis de inexistencia de competencia. El concepto de la SIC en efecto aporta elementos para la primera, pero no establece, en los apartados examinados, la segunda.

En cuanto al cargo subsidiario de PETROMIL, la conservación del primer orden no supone la desaparición jurídica de los niveles posteriores; pero tampoco convierte cada fuente subsidiaria en alternativa ordinaria libremente intercambiable con las plantas departamentales. El citado artículo 2.2.1.1.2.2.6.7. del Decreto 1073 de 2015 condiciona

[7] Corte Constitucional de Colombia. Sentencia C-616 de 2001, M. P. Rodrigo Escobar Gil. Link de consulta: https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2001/C-616-01.htm. Consultada el 23 de octubre de 2026.

la participación del segundo orden a sus posibilidades técnicas y económicas. La Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 desarrolla esa relación mediante una regla específica que, a fuerza debe concluirse, no puede ignorarse al sostener que Yumbo fue suprimido del sistema.

En efecto, el parágrafo 5 del numeral 1.1 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 contempla el abastecimiento desde plantas con terminal de poliducto localizadas en municipios y departamentos vecinos, **cuando existan posibilidades técnicas y económicas y los agentes del primer orden no cumplan las condiciones de precio, operación o logística requeridas, previa autorización de la Dirección**[8]. (Negrillas y subrayas añadidas).

Por consiguiente, no prospera el cargo de TERPEL relativo a una ausencia absoluta de habilitación para asignar municipios entre plantas del mismo orden, ni el de PETROMIL en cuanto supone la supresión normativa de las fuentes del segundo orden. La conclusión es estrictamente jurídica: no releva al Despacho de justificar por qué la asignación adoptada resulta adecuada para los destinos comprendidos en los numerales 1.2.1 y 1.2.2 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026. Esa justificación, y no la sola prelación, constituye el objeto de los dos problemas siguientes.

h) CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y CAPACIDAD MENSUAL EFECTIVA DE ABASTECIMIENTO.

Ahora, corresponde a la Dirección de Hidrocarburos determinar si la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 cuenta con fundamento suficiente para concluir que las plantas de abastecimiento ubicadas en Tumaco y Chachagüí están en capacidad de atender el suministro de combustible para las EDS de los municipios del departamento de Nariño, de conformidad con el plan de abastecimiento, o si esa conclusión se obtuvo mediante una equiparación indebida entre capacidad nominal de almacenamiento y capacidad mensual efectiva de suministro. La controversia exige establecer el alcance del artículo 2.2.1.1.2.2.3.95. del Decreto 1073 de 2015, precisar si el cumplimiento de la relación mínima de almacenamiento allí prevista demuestra por sí solo la suficiencia operativa y examinar qué información permite relacionar la capacidad de cada uno de los tanques con la recepción, reposición y entrega de combustible durante un período.

TERPEL y UNO CORP. cuestionan que las capacidades nominales relacionadas en el Plan demuestren, por sí solas, suficiencia para atender la demanda mensual, y reclaman una explicación sobre inventarios útiles, rotación, reposición, recibo y despacho. TERPEL señala adicionalmente diferencias entre las cifras atribuidas a Tumaco. PETROMIL y CHEVRON vinculan esa insuficiencia metodológica con las recomendaciones de la SIC y con la selección de las fuentes de suministro; PRIMAX reclama la explicación de la metodología recomendada al controvertir el tratamiento dado a dicho concepto. PETRONAR, por su parte, objeta la incorporación del volumen flotante y sus efectos territoriales, cuestión particular ya decidida.

El examen comprende los efectos de los artículos 5 y 6 de la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026 sobre la base de capacidad utilizada para organizar el abastecimiento. Las solicitudes de PETRONAR y la delimitación de esas disposiciones se desarrollan en

---

[8] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos. Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 1, numeral 1.1, parágrafo 5, página 8 de 15, que dispone textualmente:
Parágrafo 5. Los distribuidores minoristas de los municipios ubicados en zona de frontera del departamento de Nariño podrán abastecerse, en segundo orden de prelación, desde las plantas de abastecimiento que cuenten con terminal de producto y que se encuentren localizadas en municipios y departamentos vecinos, siempre que exista viabilidad técnica y económica para atender dichas zonas.
Esta disposición aplicará únicamente cuando el distribuidor mayorista al que se ha otorgado la función de abastecimiento en primer orden de prelación no cumpla con las condiciones de precio, capacidad operativa o logística de distribución señaladas en la presente resolución. En tales casos, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía mediante autorización, podrá adoptar las medidas que estime necesarias para garantizar el abastecimiento eficiente y continuo en los municipios de frontera, sin perjuicio de las acciones administrativas a que haya lugar.
Enlace oficial de consulta:
https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdfConsultado el 23 de octubre de 2026.

el capítulo preliminar; aquí se examina la suficiencia de la infraestructura terrestre y de su operación frente a los reparos comunes.

Para resolver el reparo, corresponde precisar el alcance con el cual la Dirección de Hidrocarburos incorporó el requisito de almacenamiento nominal al análisis del abastecimiento. El parámetro normativo constituye el punto de referencia para examinar la relación entre la infraestructura de almacenamiento y la actividad de despacho; su utilización exige identificar la capacidad nominal de una planta de abastecimiento, con la totalidad del combustible que debe distribuir durante un mes.

En efecto, el artículo 2.2.1.1.2.2.3.95. del Decreto 1073 de 2015[9] exige al distribuidor mayorista disponer, en todo momento, de una capacidad mínima de almacenamiento correspondiente al treinta por ciento (30%) de su volumen mensual de despachos por planta, calculado con el promedio de los doce (12) meses anteriores al cálculo del factor previsto en la disposición; asimismo, establece que la exigencia se aplica a cada tipo de combustible manejado en cada instalación. La relación prevista por el reglamento supone, por tanto, que almacenamiento y despachos cumplen funciones diferentes dentro de la operación y no exige que la demanda mensual permanezca almacenada simultáneamente.

Desde esa perspectiva, la existencia del parámetro reglamentario en el Plan responde a la necesidad de sujetar la organización del abastecimiento al régimen de capacidad nominal aplicable, pues no se puede introducir un estándar autónomo de almacenamiento ni de reemplazar la regla vigente por una proporción definida discrecionalmente por la Dirección. En criterio del Despacho, la controversia debe examinarse a partir de esa función normativa, sin atribuir a la remisión un alcance distinto del que le corresponde.

Ahora bien, la diferencia entre capacidad nominal y demanda mensual no permite, por sí sola, concluir que una instalación resulte insuficiente para participar en el abastecimiento. Tal inferencia prescindiría de la reposición del producto y de la sucesión de operaciones mediante las cuales se atienden los despachos durante el período. Esta precisión no atribuye a los recurrentes la exigencia de almacenar íntegramente la demanda mensual; delimita el valor que puede darse a la comparación entre ambas magnitudes y permite situar el debate en las condiciones de funcionamiento de la cadena.

Bajo ese entendimiento, la remisión contenida en el parágrafo 3 del numeral 1.1 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 debe interpretarse como sujeción de la operación al régimen de almacenamiento nominal. No corresponde convertirla en una garantía autónoma de demanda mensual ni, en sentido contrario, desconocer su relevancia porque no agote todas las variables que intervienen en el suministro. Una cosa es el parámetro al que debe ajustarse la capacidad de almacenamiento y otra el examen de las condiciones bajo las cuales esa infraestructura participa en la atención de los destinos previstos. En todo caso, el parámetro de almacenamiento no se aplica aisladamente del régimen de planificación: el artículo 2.2.1.1.2.2.6.8. del Decreto 1073[10] exige que el Plan consulte los volúmenes máximos establecidos para cada municipio, identifique las fuentes y la cadena de distribución y determine las condiciones de abastecimiento atendiendo consideraciones económicas y logísticas. Ambas disposiciones deben aplicarse de manera concordante: el requisito de almacenamiento delimita una obligación de los agentes, mientras la planificación exige establecer la relación de la infraestructura con el esquema organizado.

- **La Dirección diferencia las capacidades autorizadas y exige una comparación homogénea por planta, producto y período.**

[9] Presidencia de la República de Colombia. Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015, «Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía», artículo 2.2.1.1.2.2.3.95, link de consulta: https://sisjur.bogotajuridica.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=62507, consultado el 23 de octubre del 2026.

[10] Presidencia de la República de Colombia. Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015, «Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía», artículo 2.2.1.1.2.2.6.8, «Aprobación de un Plan de Abastecimiento por parte del Ministerio de Minas y Energía»., link de consulta: https://www.cancilleria.gov.co/normograma/compilacion/docs/decreto_1073_2015.htm, consultado el 23 de octubre del 2026.

Las capacidades nominales relacionadas en la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 son 2.822.710,93 galones para Chachagüí y 2.316.060 galones para Tumaco, cuya suma es 5.149.300,93 galones. La demanda de referencia consignada en ese acto es de 12.460.000 galones mensuales. Son magnitudes distintas: almacenamiento nominal y consumo durante un mes.

El artículo 5 de la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026 actualizó la referencia terrestre de Tumaco a 2.908.035,92 galones; ese dato debe diferenciarse del utilizado en la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 y valorarse con el alcance establecido en el capítulo preliminar, sin adicionar capacidad flotante.

Al momento de la expedición de la Resolución 01309, la capacidad de almacenamiento de la planta Pacific Port de Tumaco, correspondía a lo establecido en la Resolución 00052 del 21 de enero de 2025, la cual se detalla a continuación:

TANQUE	PRODUCTO	CAPACIDA NOMINAL(Gls)
101	GASOLINA MOTOR	906.744,03
102	DIESEL	611.773,71
106	ALCOHOL	114.269,95
107	BIOCOMBUSTIBLE PARA MOTORES DIESEL	113.860,22
108	GASOLINA EXTRA	115.089,95
201	GASOLINA MOTOR	454.322,31
Capacidad Total		2.316.060,17

En el mismo sentido para el 17 de julio de 2026, la capacidad de almacenamiento de la planta Petronar de Chachagüí, correspondía a la establecida en la Resolución 00096 del 5 de febrero de 2026, la cual se detalla a continuación:

TANQUE	PRODUCTO	CAPACIDAD NOMINAL(Gls)
1	DIESEL	888.466,32
2	GASOLINA MOTOR	888.733,02
3	DIESEL	258.631,47
4	DIESEL	258.631,47
5	GASOLINA MOTOR	528.248,65
Capacidad Total		2.822.710,93

En relación con Chachagüí, la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 identifica la ampliación autorizada mediante la Resolución 00096 del 5 de febrero de 2026 a 2.822.710,93 galones. Ese antecedente individualiza la infraestructura incorporada al Plan de Abastecimiento.

La Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 adopta, precisamente, una organización de fuentes y esquemas de suministro. Los numerales 1.1.1 y 1.1.2 del artículo 1 prevén el abastecimiento marítimo hacia Tumaco, mientras el numeral 1.1.3 identifica la reposición terrestre desde Yumbo hacia Chachagüí[11]. Tales recorridos explican cómo ingresa el producto al sistema, pero su sola descripción no cuantifica la frecuencia de reposición, los tiempos de espera ni el caudal de despacho que cada instalación puede sostener. En todo caso, como se indicó al inicio de este acápite, la Dirección aplica el parámetro reglamentario de abastecimiento nominal. Por tanto, las consideraciones sobre la frecuencia de reposición, los tiempos de espera y el caudal de despacho no se traducen en exigencias adicionales para las plantas, pues el Plan de Abastecimiento no puede

[11] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos. Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 1, numerales 1.1.1, 1.1.2 y 1.1.3., link de consulta: https://www.minenergia.gov.co/es/repositorio-normativo/notificaciones-administrativas/edictos-2026/, consultado el 23 de octubre del 2026.

imponer requisitos distintos de los previstos en el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015.

La utilización de medios marítimos o terrestres de transporte explica la forma en que se recibe y repone el combustible en cada planta. Sin embargo, la participación de esos medios de transporte no modifica la naturaleza terrestre de la capacidad de almacenamiento que sirve de fundamento para la planificación. En otras palabras, la operación de abastecimiento puede incluir transporte marítimo o terrestre para llevar combustible a una planta, pero la infraestructura considerada para efectos del Plan corresponde a las instalaciones terrestres de almacenamiento y distribución autorizadas en Tumaco y Chachagüí, tal y como lo indica la norma.

Por la misma razón, la evaluación debe conservar la desagregación por producto. El artículo 2.2.1.1.2.2.3.95. del Decreto 1073 de 2015 exige considerar cada uno de los tipos de combustible manejados en cada planta, de manera que la capacidad disponible no puede apreciarse de forma indiferenciada, como si todos los tanques y todos los productos fueran intercambiables. La infraestructura destinada a mezcla, recepción o manejo de componentes debe valorarse de acuerdo con la función concreta que desempeña dentro de la operación.

Para la planta de Tumaco, las Resoluciones 01439 y 01440 del 03 de agosto de 2026 distinguen tanques destinados a gasolina motor corriente, ACPM-diésel, alcohol carburante y B-100[12]. Esta desagregación impide tratar la totalidad del almacenamiento como si correspondiera a un combustible terminado e indistinto: los componentes de mezcla y los productos despachados cumplen funciones diferentes dentro de la operación. En consecuencia, el balance debe conservar la correspondencia entre almacenamiento, mezcla y comercialización, sin duplicar el volumen de un componente por su posterior incorporación al producto entregado.

La exclusión del volumen de la barcaza AN Cape Hippo del cómputo nominal y el alcance del artículo 5 de la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026 ya fueron objeto de pronunciamiento en el capítulo preliminar de la presente resolución. Así, para el balance de abastecimiento deben utilizarse exclusivamente las capacidades terrestres pertinentes, desagregadas por producto y relacionadas con su disponibilidad y operación; no la sumatoria terrestre y flotante de 6.492.480,83 galones.

i) LA DIRECCIÓN MANTIENE LA ASIGNACIÓN MUNICIPAL DE LA RESOLUCIÓN 01309 DEL 17 DE JULIO DE 2026 CON FUNDAMENTO EN LA CONECTIVIDAD, LA INFRAESTRUCTURA Y LA CONTINUIDAD DEL ABASTECIMIENTO.

El siguiente problema jurídico a resolver por parte de esta Dirección corresponde a establecer si la asignación de los municipios y corregimientos comprendidos en el Plan de Abastecimiento a las plantas de Tumaco y Chachagüí carece de una justificación técnica, económica y logística suficiente, como sostienen los recurrentes, o si encuentra fundamento en las características de los esquemas de suministro, la localización de las instalaciones, la conectividad territorial y los antecedentes del esquema de distribución. En particular, debe determinarse si las diferencias entre los tiempos de recorrido y los volúmenes de demanda correspondientes a cada grupo obligan a modificar la asignación, o si tales elementos deben valorarse juntamente con las demás condiciones que permiten organizar el abastecimiento de las estaciones de servicio.

TERPEL, UNO CORP., CHEVRON, PETROMIL y PRIMAX cuestionan la suficiencia de los criterios empleados para distribuir los municipios entre Tumaco y Chachagüí. TERPEL y UNO CORP. reclaman una comparación integral de demanda, rutas, tiempos, costos y riesgos; CHEVRON destaca las diferencias de demanda entre los grupos y sostiene que varios municipios están más próximos a la planta distinta de la asignada; PETROMIL aporta comparaciones de tiempos y propone valorar las alternativas, incluida Yumbo,

[12] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos. Resoluciones 01439 y 01440 del 3 de agosto de 2026, «Por la cual se modifica el Artículo 1º de la Resolución 00052 de 21 de enero de 2025, modificada por la Resolución 00163 de 19 febrero de 2025» y «Por la cual se modifica el Artículo 1 de la Resolución No. 31787 de 27 de septiembre de 2017», link de consulta: https://www.minenergia.gov.co/es/repositorio-normativo/notificaciones-administrativas/edictos-2026/, consultado el 23 de octubre del 2026.

mediante información de demanda y costo total; PRIMAX solicita hacer explícitos los criterios que justifican la distribución. PETRONAR controvierte específicamente el traslado de nueve municipios introducido hacia la planta de Tumaco, cuyo restablecimiento se ha decidido en el capítulo anterior.

Corresponde explicar por qué las diferencias invocadas no conducen, por sí solas, a sustituir la organización municipal.

La asignación prevista en el numeral 1.2 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 responde a la organización del servicio a partir de dos plantas departamentales ubicadas dentro del territorio departamental, esto es, el primero de los órdenes de prelación establecidos en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.7. del Decreto 1073 de 2015, con localizaciones y esquemas de reposición diferentes. Su fundamento no consiste en asegurar participaciones comerciales equivalentes, sino en articular las agrupaciones territoriales del abastecimiento con la infraestructura autorizada, la demanda y las condiciones de acceso y continuidad del suministro.

La continuidad del esquema histórico constituye un punto de partida, la proximidad se aprecia a través de rutas efectivamente utilizables y la capacidad nominal certificada debe relacionarse con las exigencias de almacenamiento y operación de cada planta. A su vez, la experiencia de la emergencia de Rosas (Cauca), en enero de 2023, permite incorporar al análisis el comportamiento del abastecimiento bajo una interrupción del mismo, sin atribuir a los resultados de una contingencia el alcance de una garantía permanente de suministro.

Este examen corresponde a la valoración de las fuentes, rutas, esquemas de distribución y condiciones económicas y logísticas exigida por el artículo 2.2.1.1.2.2.6.8 del Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015. La decisión sobre la asignación resulta de la consideración conjunta de esos elementos.

- **La asignación se inserta en una organización histórica del abastecimiento y la adapta a la infraestructura departamental.**

La Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 no inauguró la organización territorial del abastecimiento de Nariño. La Resolución 311031 del 29 de diciembre de 2017 incorporó a PETRODECOL a través de la planta de Tumaco y estableció un esquema de prelación posteriormente modificado; a su turno, el artículo 1 de la Resolución 31323 del 15 de mayo de 2020 diferenció los municipios de las llamadas zonas 1, 2 y 3, sujetos al abastecimiento desde Tumaco, de los restantes destinos, que podían acudir a las fuentes autorizadas de primer o segundo orden. Las modificaciones y decisiones judiciales que incidieron sobre esos actos impidieron presentar esta trayectoria como una asignación invariable, pero acreditan la existencia de una organización territorial anterior al plan recurrido.

El antecedente inmediato permite identificar el alcance de la reorganización de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026. El numeral 1.2 del artículo 1 de la Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024 distribuía los destinos entre la planta de Tumaco, en primer orden, y las plantas conjuntas Yumbo y Mulaló, en segundo orden; la Resolución 00358 del 29 de marzo de 2025 incorporó al segundo orden la planta Petromil Guabinas-Arroyohondo, sin sustituir la agrupación municipal restante.

Sobre esa estructura, el numeral 1.2 del artículo 1 de la Resolución 01309 de 2026 conservó el conjunto de destinos asignado a Tumaco y reorganizó el abastecimiento del otro grupo mediante la incorporación de la planta de Chachagüí. Yumbo permaneció como fuente de reposición de esta última planta, conforme al numeral 1.1.3 del mismo artículo; por tanto, el cambio no consistió en suprimir ese origen, sino en integrar una instalación de primer orden al esquema que atiende los destinos del interior.

La consideración del esquema precedente permitió estructurar la asignación sobre agrupaciones y corredores ya identificados por esta Dirección, sin que ello dispensara de examinar los ajustes particulares.

- **La ubicación de las plantas y la conectividad de los municipios sustentan agrupaciones territoriales diferenciadas.**

La proximidad relevante para el abastecimiento no se agota en la vecindad administrativa ni en la distancia entre cabeceras municipales. Comprende la conexión de cada destino con una planta mediante corredores y medios de transporte practicables, de forma que la recepción del producto, su despacho y la entrega a la estación de servicio integren un esquema operativo.

En el caso de Tumaco, el numeral 1.2.1 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 contempla la articulación de las zonas del litoral Pacífico y del Telembí mediante recorridos terrestres, fluviales y marítimos. Así entonces, los destinos de El Charco, La Tola, Mosquera, Olaya Herrera y Santa Bárbara Iscuandé, así como los de Barbacoas, Magüí y Roberto Payán, respetivamente, deben examinarse dentro de esa diversidad de accesos, y no bajo el supuesto de una red terrestre homogénea.

Con todo, la función de la planta de Tumaco se extiende también al piedemonte y al sur andino de Nariño a través de los recorridos que el mismo numeral establece por Junín, Ricaurte y Mallama y sus conexiones hacia los municipios de ese ámbito. La presencia de destinos no costeros en esa agrupación responde a la continuidad de esos corredores; su evaluación exige considerar tanto la conexión con la planta como las condiciones de reposición que permiten sostener los despachos.

Por su parte, el numeral 1.2.2 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 articula desde Chachagüí los destinos de Pasto y su entorno, los corredores hacia Nariño, La Florida, Sandoná, Consacá, El Tambo y El Peñol, y las conexiones hacia Taminango y el norte departamental. La instalación se incorpora así a un ámbito cuya distribución ya se describía desde el puesto de control de Pasto en el numeral 1.2.2 del artículo 1 de la Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024.

Esta articulación geográfica explica la conformación general de los grupos, sin convertir la cercanía en una regla excluyente. Cuando un municipio dispone de acceso desde ambas plantas, la menor duración de uno de los recorridos constituye un elemento pertinente de comparación, pero su alcance debe relacionarse con el costo de entrega, la demanda que asumiría la instalación receptora, sus condiciones de reposición y despacho y la continuidad del suministro al conjunto de destinos asignados.

Ahora bien, la objeción de PETROMIL sobre la reposición desde Yumbo exige una precisión. El Plan no transforma a Chachagüí en una planta conectada al Sistema Nacional de Poliductos ni elimina el transporte terrestre necesario para abastecerla; su numeral 1.1.3 conserva expresamente el suministro desde Yumbo mediante carrotanques. La razón de incorporar la instalación departamental no puede consistir, por ello, en afirmar que desaparece un trayecto que el mismo acto mantiene, sino en organizar una etapa de recepción, almacenamiento y distribución próxima a los destinos asignados.

La recepción y el almacenamiento intermedios agregan actividades y costos que deben valorarse, aunque cumplen una función distinta del transporte directo desde el origen hasta cada estación de servicio. La localización de una planta dentro del departamento permite organizar el despacho y la trazabilidad hacia los destinos asignados; el efecto concreto sobre el control del producto y la prevención de desvíos debe acreditarse mediante los registros y procedimientos correspondientes, sin asumir que la sola ubicación elimina ese riesgo.

Ahora, la diferencia entre ambos esquemas resulta especialmente importante al comparar tiempos históricos. La Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024 señalaba expresamente que el cuadro correspondiente a Yumbo y Mulaló describía recorridos desde el puesto de control ubicado en jurisdicción de Pasto, no desde las plantas del Valle del Cauca[13]; por tanto, los tiempos de ese cuadro no representan el transporte completo

[13] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos. Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño»,

Yumbo a EDS y no son directamente intercambiables con los recorridos que la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 establece desde Chachagüí.

Adicionalmente, la valoración logística debe considerar la vulnerabilidad de los corredores de reposición. La Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024 describió afectaciones de la vía Panamericana y la necesidad de adoptar alternativas de suministro. Ese antecedente explica por qué la continuidad del servicio no puede medirse únicamente con el tiempo de un recorrido bajo condiciones ordinarias; sin embargo, tampoco demuestra que cualquier almacenamiento adicional neutralice una interrupción o que su localización elimine la dependencia de las fuentes externas.

En esa perspectiva, disponer de un esquema marítimo hacia Tumaco y de otro terrestre hacia Chachagüí permite examinar opciones de reposición y respuesta diferentes. Ahora bien, esa diversidad solo constituye una ventaja material si las capacidades de recibo, despacho, transporte e inventario permiten utilizarla cuando se presenta la dificultad. Por ello, la gestión del riesgo no se invoca como una fórmula que dispense de cuantificar las condiciones del esquema, sino como una variable que debe integrarse a la comparación económica y operativa.

Por otro lado, el planteamiento de CHEVRON exige distinguir el resultado económico de la asignación de la razón por la cual se adoptó. Según sus cálculos, los destinos vinculados a Tumaco representarían una demanda mensual promedio aproximada de 5.064.090 galones, equivalente al 40,3%, mientras los asociados a Chachagüí alcanzarían 7.490.514 galones, equivalentes al 59,7%; en todo caso, esas cifras se valoran como parte de la argumentación de la recurrente.

La diferencia es relevante para evaluar las exigencias operativas de cada grupo, pero no demuestra, por sí sola, que la asignación responda a un favorecimiento. Para llegar a esa conclusión sería necesario establecer que se prescindió de las condiciones de abastecimiento de los municipios con el propósito o el efecto injustificado de asegurar una participación comercial a determinada empresa; la sola desigualdad de volúmenes no demuestra ese supuesto, especialmente cuando la demanda se concentra de manera distinta entre los destinos.

El propio recurso permite identificar una explicación determinante de esa asimetría: atribuye a Pasto un consumo promedio aproximado de 4.454.352 galones mensuales, equivalente a cerca del 59,5 % de la demanda del grupo asignado a Chachagüí. Esa concentración debe relacionarse con la conexión vial y con el trayecto previsto para Pasto, que la tabla de PETROMIL estima en tres horas desde Chachagüí frente a cinco desde Tumaco; no se advierte, en esos elementos, una razón para trasladar el municipio a otra planta con el único fin de igualar las participaciones de los dos grupos.

Por otra parte, el artículo 2.2.1.1.2.2.6.8. ordena consultar los volúmenes máximos establecidos para los municipios, pero no dispone que las plantas deban recibir porciones iguales de esos volúmenes ni que la demanda se distribuya en proporción a sus tanques. La consulta de los volúmenes y la evaluación del consumo cumplen una función de planificación del abastecimiento; no convierten el Plan en un mecanismo de reparto de cuotas de mercado entre instalaciones.

El Despacho no desconoce que la tabla presentada por PETROMIL en su recurso identifica destinos asignados a Tumaco para los cuales estima menores tiempos desde Chachagüí. Entre ellos se encuentran Imués, Iles, El Contadero, Funes, Ipiales y Túquerres; asimismo, respecto de La Llanada, asignada a Chachagüí, propone un menor tiempo desde Tumaco.

Sin embargo, la consecuencia que el recurrente deriva de esas diferencias excede lo que la comparación demuestra. La tabla califica la asignación a partir del tiempo de trayecto y no contiene, para cada alternativa, un balance completo del costo del combustible

artículo 1, link de consulta: https://www.minenergia.gov.co/documents/13062/V1EDICTO_AA_01853_DEL_18_DE_DICIEMBRE_DE_2024_.pdf, consultado el 23 de octubre del 2026.

entregado, de las operaciones anteriores al despacho, de las condiciones de reposición, de la demanda adicional que asumiría la planta receptora si se trasladaran los destinos cuestionados y de la seguridad energética de abastecimiento al interior de todo el departamento. La información es pertinente para comparar un componente logístico, pero no equivale a demostrar que la reasignación propuesta mejora necesariamente el abastecimiento integral.

Esta distinción resulta particularmente importante cuando se propone trasladar varios municipios de manera simultánea. Una alternativa no se evalúa únicamente verificando si cada EDS pudiera recibir un vehículo desde otra planta en menos tiempo; también debe establecerse si la nueva agrupación puede atenderse bajo condiciones de recepción, almacenamiento y despacho compatibles con la demanda que se pretende adicionar.

- **La dependencia de la vía Panamericana exige considerar la continuidad de los esquemas completos.**

La reposición ordinaria de Chachagüí conserva el transporte terrestre desde Yumbo en carrotanques, conforme al numeral 1.1.3 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026. Por ello, la incorporación de almacenamiento dentro de Nariño no elimina la dependencia de la conectividad con esa fuente; permite disponer de una etapa departamental de recepción y distribución cuyo alcance ante una interrupción depende del inventario utilizable, el consumo y las alternativas de reposición.

El esquema marítimo de Tumaco, previsto en los numerales 1.1.1 y 1.1.2 del mismo artículo, ofrece una vía de ingreso distinta de la reposición terrestre ordinaria desde Yumbo hacia Chachagüí. Su consideración dentro del Plan permite diversificar los accesos de suministro al departamento, aunque su capacidad de respuesta está igualmente condicionada por la disponibilidad del producto, el transporte marítimo, la recepción portuaria y la distribución posterior a los municipios.

Como ya se señaló, la experiencia de la contingencia de Rosas (Cauca) de enero de 2023 explica la necesidad de valorar esa diversidad al organizar el abastecimiento. Una comparación limitada al tiempo del despacho final omitiría la posibilidad de que una planta próxima al destino encuentre interrumpida su reposición; de igual forma, la existencia de una entrada marítima no garantiza que todos sus destinos puedan atenderse sin restricciones terrestres, fluviales o marítimas.

En este contexto, la utilización de la planta de Tumaco como medida de contingencia durante la emergencia de Rosas constituye un antecedente concreto de la contribución de esta infraestructura al abastecimiento de Nariño. Entre enero y junio de 2023, los despachos desde dicha planta registraron un promedio mensual de 12.570.000 galones. Esta experiencia evidencia la importancia de contar con alternativas de suministro frente a interrupciones de la conectividad terrestre, sin que el volumen despachado durante ese período permita, por sí solo, concluir que la planta puede atender cualquier contingencia o sustituir de manera permanente las demás fuentes de abastecimiento.

- **Valoración conjunta y respuesta a los recurrentes.**

Los criterios anteriores permiten delimitar el alcance de los reparos. El artículo 2.2.1.1.2.2.6.8. del Decreto 1073 de 2015 exige consultar los volúmenes máximos municipales de combustibles con beneficios tributarios y económicos y motivar las condiciones del abastecimiento, pero no establece una distribución igualitaria de demanda entre plantas ni una fórmula que obligue a asignar cada destino a la instalación con menor tiempo de recorrido. Tampoco prescribe un documento autónomo denominado «metodología de asignación»; lo exigible es que los criterios utilizados y su aplicación al caso puedan verificarse en la motivación y sus soportes.

Frente a CHEVRON, la diferencia de volúmenes no demuestra por sí sola un favorecimiento. Según las cifras presentadas por la recurrente, los destinos de Tumaco representan una demanda mensual promedio aproximada de 5.064.090 galones, equivalente al 40,3 %, y los de Chachagüí, 7.490.514 galones, equivalente al 59,7 %; dentro de este último grupo atribuye a Pasto 4.454.352 galones mensuales, aproximadamente el 59,5 % de su demanda. Estos valores se examinan como cifras del recurso, no como sustitutos del balance técnico de la Dirección, y muestran que la comparación de participaciones debe considerar la concentración territorial del consumo.

No corresponde trasladar municipios con el único propósito de igualar esos porcentajes. La cuestión sustancial es si la ubicación de los destinos, la infraestructura y las condiciones de suministro justifican la agrupación y permiten atender su demanda; por ello, la diferencia comercial debe contrastarse con esos factores, sin presumir que toda asimetría es un privilegio ni descartar de antemano sus efectos sobre la competencia.

Respecto de PETROMIL, se reconoce la pertinencia de los menores tiempos que estima desde Chachagüí hacia Imués, Iles, El Contadero, Funes, Ipiales y Túquerres, aunque no así el menor tiempo que indica desde Tumaco hacia La Llanada. Esas comparaciones obligan a examinar las alternativas, pero no demuestran aisladamente que el traslado de todos esos destinos mejore el esquema completo, pues también modifica la demanda, la reposición y las exigencias de despacho de la planta que los recibiría.

Debe conservarse, además, una base homogénea de comparación: los tiempos del numeral 1.2.2 del artículo 1 de la Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024 correspondían al recorrido desde el puesto de control de Pasto, no al transporte completo desde Yumbo. Su contraste con las rutas desde Chachagüí no puede omitir el tramo previo ni utilizar esa diferencia de medición como prueba de un ahorro o encarecimiento.

En cuanto al abastecimiento indistinto planteado por TERPEL y UNO CORP., la existencia de dos plantas de primer orden hace pertinente examinar esa alternativa, pero no resuelve por sí sola la coordinación de la reposición, el acceso de los municipios ni la cobertura de la demanda en condiciones ordinarias y de contingencia.

En consecuencia, no procede modificar la asignación únicamente por la desigualdad de volúmenes entre plantas, por la existencia de trayectos finales más cortos o por la ausencia de una fórmula matemática única. La determinación sobre los destinos debe resultar de la valoración conjunta de la organización histórica, la conectividad geográfica, la capacidad de cada instalación y la continuidad de sus cadenas, incorporando el alcance probado de la contingencia de 2023 y la comparación de las alternativas propuestas. El seguimiento previsto en el parágrafo 4 del numeral 1.1 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 permitirá revisar el comportamiento posterior del esquema.

j) LA DIRECCIÓN DESCARTA QUE EL PLAN CREE UNA ESTRUCTURA AUTÓNOMA DE PRECIOS O AUTORICE A DUPLICAR COSTOS Y MÁRGENES.

Corresponde ahora a esta Dirección determinar si las operaciones logísticas previstas en la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 generan costos cuyo tratamiento en la estructura de precios resulte insuficientemente definido o permita un traslado injustificado a las EDS y al consumidor final, y si esa circunstancia constituye fundamento para modificar o revocar el Plan. Los recurrentes cuestionan, particularmente, la remuneración del transporte hacia plantas no interconectadas, el cabotaje, las operaciones portuarias y el almacenamiento sucesivo, así como sus efectos sobre los márgenes de distribución y el precio de venta al público.

TERPEL y UNO CORP. cuestionan la identificación y recuperación de los costos de transporte, cabotaje, operación portuaria, almacenamiento y manejo, así como su incidencia sobre el consumidor. CHEVRON y PETROMIL destacan el transporte hacia una planta no interconectada, el almacenamiento sucesivo y la necesidad de comparar el esquema directo desde Yumbo con el que incorpora Chachagüí; PETROMIL aclara que no afirma un incremento inevitable, sino la falta de cuantificación de sus posibles

componentes. PRIMAX plantea incertidumbre sobre la estructura de precios y la competitividad frente al esquema anterior.

Pues bien, el Despacho considera que la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 no creó una estructura autónoma de precios ni autorizó el traslado indiscriminado de las erogaciones privadas al consumidor. Sin embargo, de esa delimitación competencial no se sigue que la reorganización logística sea económicamente neutra. Procede, por tanto, distinguir los componentes aplicables, identificar las operaciones que cambian y examinar sus efectos bajo una base comparable; mientras que la continuidad de la compensación se decide, con efectos de adición al Plan, en el problema siguiente.

La definición de metodologías, tarifas y márgenes tiene una fuente competencial distinta de la organización de rutas. El Decreto 381 del 16 de febrero de 2012 y la Resolución 40193 del 21 de junio de 2021 delimitan las funciones correspondientes al Ministerio y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)[14]. En consecuencia, la competencia de la Dirección para estructurar el abastecimiento no le permite convertir el recurso en una regulación tarifaria sustitutiva, aunque sí le exige examinar la coherencia económica de las decisiones logísticas que mantiene.

En ese sentido debe interpretarse el artículo 3 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026. Al disponer que la CREG considere el Plan para la estructura de precios, el acto reconoce que la regulación económica debe atender la configuración material del abastecimiento, pero no suspende las normas existentes ni declara que todas las actividades carezcan de remuneración hasta la expedición de una nueva metodología. Tampoco delega en los agentes la creación de rubros o la modificación de límites regulatorios.

- **La estructura aplicable distingue los componentes y no permite acumularlos indiscriminadamente.**

Por su parte, la Resolución CREG 104 005 del 19 de febrero de 2026 —anterior al Plan— reorganiza la estructura de precios de los combustibles que identifica para las EDS automotrices y fluviales de zonas de frontera. Sus artículos 1 y 2 comprenden las actividades del esquema relacionados con esa formación del precio, sin que dicha cobertura convierta a todos los agentes que intervienen en destinatarios equivalentes del abastecimiento organizado para las EDS.

El artículo 3 diferencia el ingreso al productor o importador, el transporte mayorista, el margen de distribución mayorista, el transporte minorista, el margen de distribución minorista, los impuestos y otros componentes[15]. La separación resulta decisiva para resolver los recursos: el transporte hasta una planta, el recorrido desde la última planta hasta la EDS y la remuneración de la actividad de distribución cumplen funciones distintas y no pueden tratarse como expresiones intercambiables de un mismo cobro.

La misma regulación dispone que el precio de venta al público resulte de la sumatoria simple de sus componentes. Esa regla exige evitar que, al reconstruir la cadena, se sume un precio intermedio completo y se adicionen nuevamente los conceptos que ya se encuentran incorporados en él, pues el resultado no mediría el costo del abastecimiento, sino una duplicación contable de sus elementos.

[14] Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Ministerio de Minas y Energía. Resolución 40193 del 21 de junio de 2021, «Por la cual se delegan funciones de regulación del sector de combustibles líquidos en la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG», artículo 1, numeral 1, link de consulta: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40193_2021.htm, consultado el 23 de octubre del 2026.

[15] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución CREG 104 005 del 19 de febrero de 2026, «Por medio de la cual se reorganiza la estructura de precios de la gasolina motor corriente, gasolina motor corriente oxigenada, ACPM y ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diésel en Estaciones de Servicio automotriz en zonas de frontera y se dictan otras disposiciones», artículos 1, 2 y 3., link de consulta: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_104-5_2026.htm, consultado el 23 de octubre del 2026.

- **El transporte hasta una planta no conectada y el transporte hasta la EDS corresponden a etapas diferentes.**

El numeral 5.4 de la Resolución CREG 104 005 del 19 de febrero de 2026 define el transporte a planta no conectada como el valor asociado a las actividades de transporte desde una planta interconectada hasta una no interconectada, o desde una refinería o punto de importación hasta una planta no interconectada, incluidos los diferentes modos de transporte[16]. La definición permite ubicar la operación que lleva el producto hasta la instalación desde la cual se organiza su distribución posterior y no se limita al desplazamiento por carretera.

Por su parte, el artículo 7 define el transporte minorista desde la última planta de abastecimiento mayorista, interconectada o no, hasta la estación de servicio. La diferencia depende de los extremos del recorrido y de su función dentro del esquema, no simplemente de quién contrata el vehículo o efectúa el pago; por ello, la identificación de un transporte a planta no conectada no absorbe automáticamente el recorrido posterior hasta la EDS.

En el esquema previsto por la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, el transporte Yumbo a Chachagüí abastece una instalación no conectada, mientras las rutas desde Chachagüí hasta las EDS corresponden a la distribución desde la última planta mayorista.

El acto identifica ambas etapas mediante los numerales 1.1.3 y 1.2.2, de modo que no existe una indeterminación sobre los puntos físicos entre los cuales se ejecutan[17].

Asimismo, la distinción también permite precisar cómo debe compararse el esquema directo con el paso por la planta intermedia. No sería correcto sumar al costo completo de Yumbo a EDS los valores completos de Yumbo a Chachagüí y Chachagüí a EDS, como si los tres recorridos fueran ejecutados para el mismo galón; deben confrontarse las secuencias alternativas e identificar las operaciones que se sustituyen y las que realmente se adicionan. Esta decisión evita atribuir al cambio un gasto que corresponde a un recorrido reemplazado.

Respecto del transporte minorista, el artículo 7 de la Resolución CREG 104 005 del 19 de febrero de 2026 remite al artículo 3 de la Resolución 90664 del 24 de junio de 2014 y a la Resolución 41280 del 30 de diciembre de 2016, con sus modificaciones o sustituciones[18]. Estas disposiciones diferencian el tratamiento de los municipios y áreas metropolitanas

---

[16] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución CREG 104 005 del 19 de febrero de 2026, «Por medio de la cual se reorganiza la estructura de precios de la gasolina motor corriente, gasolina motor corriente oxigenada, ACPM y ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diésel en Estaciones de Servicio automotriz en zonas de frontera y se dictan otras disposiciones», artículo 5, numeral 5.4, link de consulta: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_104-5_2026.htm, consultado el 23 de octubre del 2026.

[17] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos. Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 1, numerales 1.1.3 y 1.2.2, páginas 8, 11 y 12. Las disposiciones establecen:
«1.1.3. Abastecimiento de la planta Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí, Nariño, con entregas en las plantas ubicadas en el municipio de Yumbo:
El esquema se podrá realizar a partir de transporte terrestre en carrotanques desde las plantas ubicadas en el municipio de Yumbo, departamento de Valle del Cauca, bajo los contratos de operación logística que suscriban los distribuidores mayoristas, por medio del cual se garantizará el transporte de Gasolina Motor Corriente y ACPM-Diésel para ser entregado en la planta Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí. La remuneración del transporte se hará con la aplicación de la estructura de precios vigente; por lo tanto, no se afectará el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC.»
«1.2.2. Esquema de distribución de combustibles desde la Planta Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí Nariño, en primer orden de prelación.
La planta Petronar S.A.S. ubicada en el municipio de Chachagüí del departamento de Nariño, realizará el abastecimiento de combustible hacia los municipios de ese departamento descritos bajo el siguiente esquema:», link de consulta: https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf, consultado el 23 de octubre de 2026.

[18] L 23 de octubre del 2026. Ministerio de Minas y Energía. Resolución 90664 del 24 de junio de 2014, «Por la cual se dictan disposiciones en relación con el cálculo del flete de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo entre planta mayorista hasta las estaciones de servicio», artículo 3; y Resolución 41280 del 30 de diciembre de 2016, «Por la cual se dictan disposiciones en relación con el cálculo de la tarifa de transporte de combustibles líquidos derivados del petróleo entre planta mayorista hasta las estaciones de servicio», artículo 1., link de consulta: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_90664_2014.htm y https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_41280_2016.htm, consultado el 23 de octubre del 2026.

que cuentan con planta en su jurisdicción y la intervención de los alcaldes en los demás casos; por consiguiente, el componente no puede aplicarse como una cifra histórica uniforme para todos los destinos del departamento.

Por esa razón, la cifra de $57,17 por galón mencionada por CHEVRON y PETROMIL no puede utilizarse como un valor uniforme e inalterado para establecer el efecto del Plan en 2026: corresponde al valor fijado por la Resolución 41280 del 30 de diciembre de 2016 para su ámbito específico y está sujeto a actualización.

- **El cabotaje y las operaciones portuarias no constituyen, en su totalidad, costos nuevos creados por el Plan de Abastecimiento.**

La Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 contempla el abastecimiento de Tumaco mediante cabotaje desde Buenaventura y mediante transporte marítimo desde las facilidades de Cartagena o puertos alternos de Bolívar, Atlántico y Magdalena. El acto identifica las responsabilidades operativas y económicas de los mayoristas respecto de esas operaciones, lo cual exige diferenciarlas de la cadena terrestre que llega a Chachagüí[19].

Sin embargo, conviene precisar a los recurrentes que el cabotaje hacia Tumaco no fue introducido por primera vez con la recurrida Resolución 01309 de 2026. La Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024 ya describía el suministro desde Buenaventura, su ejecución mediante contratos de operación logística y la remuneración del transporte con aplicación de la estructura de precios; no resulta correcto, por tanto, atribuir al acto recurrido la totalidad del costo de ese esquema como si se tratara de una erogación inexistente bajo el esquema anterior.

La comparación debe identificar qué operación permanece, cuál cambia y qué condiciones contractuales pueden variar. El flete marítimo, el uso de instalaciones portuarias, el manejo y el almacenamiento no son necesariamente un único servicio, pero tampoco puede presumirse que cada uno origine siempre un cobro separado; ello depende del alcance de las prestaciones efectivamente contratadas y de su tratamiento regulatorio.

- **El almacenamiento sucesivo no crea automáticamente un segundo margen ni un nuevo cargo al consumidor.**

CHEVRON y PETROMIL señalan que el paso por Chachagüí puede exigir capacidad contratada tanto en Yumbo como en esa instalación. Para este Despacho el almacenamiento no carece de costo; pero es importante precisar que deben distinguirse el uso físico de las plantas, las obligaciones contractuales de cada agente y la remuneración regulatoria de la actividad mayorista. La presencia de dos instalaciones en

---

[19] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos. Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 1, numerales 1.1.1 y 1.1.2, los cuales disponen:
1.1.1. Abastecimiento de la planta ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., con entregas en el Puerto de Buenaventura:
El esquema de cabotajes se podrá realizar en buque tanques y/o barcazas a partir del puerto de Buenaventura desde las terminales de Chevron y/o Petrodecol hacia el puerto de Tumaco bajo los contratos de operación logística que suscriban los distribuidores mayoristas, por medio del cual se garantizará el transporte de Gasolina Motor Corriente y ACPM-Diésel, para ser entregado en la planta ubicada al interior de la planta de abastecimiento ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., en Tumaco. La remuneración del transporte se hará con la aplicación de la estructura de precios vigente; por lo tanto, no se afectará el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC.
1.1.2. Abastecimiento de la planta ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., a través de buque tanques desde la Zona Norte:
El abastecimiento de combustibles se realizará mediante entregas en las facilidades portuarias de la refinería de Cartagena, o desde puertos alternos ubicados en los Departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena. Los Distribuidores Mayoristas deberán transportar el combustible mediante buque tanques y/o barcazas hasta la planta de abastecimiento ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A. del municipio de Tumaco. La remuneración del transporte y de todos los costos logísticos asociados a la entrega en las facilidades portuarias estarán bajo la responsabilidad operativa y económica del distribuidor mayorista interesado, y se hará con la aplicación de la estructura de precios vigente; por lo tanto, no se afectará el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC.
Link de consulta: https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf, consultado el 23 de octubre del 2026.

el recorrido no demuestra, por sí sola, que se cobre dos veces un mismo servicio ni que toda la capacidad contratada tenga idéntica función, utilización y costo.

El artículo 6 de la Resolución CREG 104 005 del 19 de febrero de 2026 remite, para el margen de distribución mayorista, a la Resolución 41278 del 30 de diciembre de 2016 y a sus modificaciones o sustituciones. Esta última señala que el margen tiene en cuenta inversiones en infraestructura, costos de operación y mantenimiento, gastos de administración y ventas y pérdidas por evaporación[20]; en consecuencia, no puede tratarse como una utilidad enteramente desligada de las actividades necesarias para prestar el servicio.

El margen minorista, a su vez, tiene su propia regulación. El artículo 8 de la Resolución CREG 104 005 del 19 de febrero de 2026 remite a la Resolución 40222 del 22 de febrero de 2015 y al régimen de libertad vigilada o regulada aplicable[21]; no constituye un componente residual que el Plan haya incrementado para financiar cualquier costo adicional del mayorista.

- **La fijación de un componente no autoriza a modificar unilateralmente el límite del precio final.**

Esta Dirección considera que los reparos económicos formulados en los recursos de reposición deben examinarse distinguiendo los costos de las operaciones previstas en el Plan de Abastecimiento, su reconocimiento dentro de la estructura de precios aplicable y su incidencia efectiva sobre las condiciones de suministro. Esta distinción orienta la valoración de sus efectos sobre los márgenes, los descuentos y los precios efectivamente cobrados, con fundamento en las disposiciones que regulan cada componente y en los soportes del expediente.

El numeral 1.1.3 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 somete la remuneración del transporte hacia Chachagüí a la estructura de precios vigente. Esa regla se articula con el numeral 5.4 del artículo 5 y el artículo 12 de la Resolución CREG 104 005 del 19 de febrero de 2026, que distinguen el transporte a planta no conectada y la sumatoria de componentes para formar el precio de venta al público. La facultad de determinar un componente, cuando proceda, no habilita a crear rubros ajenos a la estructura ni a remunerar dos veces la misma operación.

En ese marco debe examinarse la respuesta al comentario número 26 de CHEVRON, consignada en la matriz de participación ciudadana del proyecto[22]. La explicación sobre el transporte hacia una planta no interconectada y su incidencia en el margen deben vincularse con la operación y el componente a los que se refieren. Su alcance, para efectos de resolver el recurso, exige precisar tanto el tratamiento regulatorio del costo como las consecuencias económicas que puedan establecerse a partir de la información disponible.

La evaluación económica comprende, además, los efectos sobre la rentabilidad de los agentes, los descuentos y los precios efectivamente cobrados. Así, un incremento de costos puede ser absorbido mediante una reducción del margen o reflejarse en condiciones comerciales menos favorables para el comprador. Por esta razón, la valoración debe distinguir entre el precio máximo aplicable y el precio efectivo de la operación, así como entre la remuneración regulatoria de un servicio y su repercusión comercial.

[20] Ministerio de Minas y Energía. Resolución 41278 del 30 de diciembre de 2016, «Por la cual se dictan disposiciones en relación con el margen de distribución mayorista para la gasolina motor corriente y el ACPM», artículos 1 y 2., link de consulta: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_41278_2016.htm, consultado el 23 de octubre del 2026.

[21] Ministerio de Minas y Energía. Resolución 40222 del 22 de febrero de 2015, «Por la cual se dictan disposiciones en relación con el margen de distribución minorista para la gasolina motor corriente, la gasolina motor corriente oxigenada, el ACPM y el ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diésel», en concordancia con el artículo 8 de la Resolución CREG 104 005 del 19 de febrero de 2026., link de consulta: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40222_2015.htm, consultado el 23 de octubre del 2026.

[22] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos. Matriz de observaciones y respuestas al proyecto del Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos del departamento de Nariño, comentario n.º 26 presentado por CHEVRON PETROLEUM COMPANY y respuesta de la entidad.

Para establecer esos efectos, la comparación entre el esquema anterior y el previsto en el Plan de Abastecimiento debe comprender operaciones equivalentes en producto, volumen, período, origen y destino, con identificación de los trayectos y servicios incluidos en cada alternativa. Cuando se utilicen precios de distintos períodos, corresponde separar la variación atribuible a la logística de aquella relacionada con el ingreso al productor, la composición de las mezclas y los impuestos aplicables. Estos criterios permiten concentrar la respuesta en los cambios concretamente controvertidos y establecer el alcance de las conclusiones que admite el expediente.

En este escenario, la comparación se estructuró sobre una base común. El producto es GMC y ACPM mezclados, con las condiciones de zona de frontera. El origen del producto destinado a Chachagüí es la refinería de Barrancabermeja, que llega por poliducto hasta Galán y Mulaló en ambos esquemas; el de Tumaco es la refinería de Cartagena, por vía marítima. El destino son las estaciones de servicio de los municipios asignados a la planta de Chachagüí, que bajo la Resolución 01853 del 18 de diciembre de 2024 se atendían en segundo orden de prelación desde Yumbo. El volumen es la demanda mensual promedio del departamento que registra la propia Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, de 12.460.000 galones, distribuida entre GMC y ACPM según la mezcla SICOM. Los componentes de la estructura y las tarifas corresponden a cifras con corte a octubre de 2026.

No cambia el tratamiento del trayecto terrestre largo. Tanto en el esquema anterior como en el recurrido se reconoce mediante la compensación del transporte terrestre, que se mantiene vigente (artículos 55 de la Ley 191 de 1995, 147 de la Ley 1940 de 2018, 267 de la Ley 1955 de 2019 y el parágrafo 4 del artículo 6 de la Ley 2135 de 2021) y no integra la estructura de precios. Por eso el componente de transporte a planta no conectada (TP_PNI) para Chachagüí es cero ($0,00) y el precio de referencia coincide con el del esquema anterior; reconocer además ese trayecto como TP_PNI configuraría un doble reconocimiento. El único concepto físicamente incremental es el almacenamiento y manejo en la planta de Chachagüí, que carece de componente propio y está comprendido en el margen mayorista (Resolución 41278 de 2016); la información disponible no permite cuantificarlo, por lo que no se reconoce un cobro separado.

El cuadro 1 presenta la estructura de precios completa, por planta, para GMC y ACPM bajo el esquema recurrido.

Cuadro 1. Estructura de precios por planta, esquema recurrido, octubre de 2026 (COP/gal)

Componente	GMC Tumaco	GMC Chachagüí	ACPM Tumaco	ACPM Chachagüí
Ingreso al productor (ST_IP)	10.660,16	10.660,16	7.465,69	7.465,69
Impuesto al carbono (IM_CAR)	189,00	189,00	213,61	213,61
Recuperación de costos (FC_RC)	21,87	21,87	21,87	21,87
Tarifa de marcación (FC_MARC)	14,99	14,99	14,99	14,99
Transporte por poliducto (TP_POLI)	0,00	503,48	0,00	514,67
Transporte de biocomponente (TP_BIO)	97,30	23,69	242,81	150,64
Precio máximo al mayorista (ST_PVMAY)	**10.983,32**	**11.413,19**	**7.958,97**	**8.381,46**
Sobretasa (IM_SBTS)	588,60	588,60	280,00	280,00
Margen mayorista (FC_MDMAY)	618,98	618,98	618,98	618,98

Componente	GMC Tumaco	GMC Chachagüí	ACPM Tumaco	ACPM Chachagüí
Transporte a planta no conectada (TP_PNI)	1.393,38	0,00	1.388,08	0,00
Precio máximo en planta (ST_MVPAB)	**13.584,28**	**12.620,77**	**10.246,03**	**9.280,44**
Margen minorista (FC_MDMIN)	1.155,09	1.155,09	1.155,09	1.155,09
Pérdida por evaporación (FC_PERD)	54,34	50,48	0,00	0,00
Transporte planta–EDS (TP_PABEDS)	93,65	93,65	93,65	93,65
Precio de referencia de venta (TT_PRV)	**14.887,36**	**13.920,00**	**11.494,77**	**10.529,18**

Todos los valores establecidos en el Cuadro No. 1 son valores de referencia cumpliendo con la mezcla establecida en la normatividad vigente para cada una de las Plantas.

En Tumaco el TP_PNI corresponde al punto medio del rango estimado para el transporte marítimo ($1.306,71 a $1.480,05 en GMC y $1.290,50 a $1.485,66 en ACPM) y no incluye poliducto. El transporte del biocombustible se calcula con la tarifa de la ruta hasta Tumaco (etanol) y hasta Buenaventura más el tramo a Tumaco (biodiésel). Ese esquema ya figuraba en la Resolución 01853 de 2024 y se mantiene, por lo que no hay variación atribuible al acto recurrido en esa planta. En Chachagüí se conservan el poliducto y el transporte del biocomponente hasta Yumbo; el trayecto terrestre largo permanece en la compensación, fuera de la estructura (TP_PNI = 0). El transporte a la EDS se mantiene en el valor vigente y varía por municipio.

Sobre el origen de los valores de transporte: el poliducto corresponde a las tarifas reguladas vigentes (Resolución 41276 de 2016 y las normas que la modifiquen). El transporte terrestre por carrotanque se calculó con la metodología SICE-TAC del Ministerio de Transporte, esto es, el Sistema de Información de Costos Eficientes para el Transporte Automotor de Carga, aplicada al recorrido entre Mulaló y Chachagüí. El cabotaje y el transporte marítimo no tienen tarifa regulada: su valor es un precio de referencia construido a partir de las cotizaciones de los agentes y debe leerse como una estimación, no como una tarifa.

En conclusión, el Plan no duplica el recorrido ni crea un cobro autónomo. Con la compensación vigente, el trayecto terrestre largo conserva su tratamiento, el precio de referencia no varía por ese concepto y no hay traslado de costos al precio ni absorción del margen del agente; el único costo eventualmente nuevo es el almacenamiento y manejo en Chachagüí, sin cuantificar. Estos resultados son estimaciones: la tarifa de compensación aplicada corresponde a 2025 y debe actualizarse con el ICTC vigente, y ese trayecto no puede sumarse además como TP_PNI.

Por consiguiente, no prospera el cargo según el cual la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 se expidió en ausencia absoluta de regulación económica o autorizó por sí misma la duplicación de márgenes y transportes. El esquema marítimo, el recorrido hacia una planta no interconectada y el transporte desde la última planta hasta la estación de servicio deben examinarse en sus respectivos componentes. Ello no permite afirmar, en el extremo opuesto, que la nueva organización carezca de efectos económicos: estos deben quedar determinados mediante la comparación indicada.

Frente a UNO CORP. y PRIMAX, la remisión a la CREG no implica un vacío integral de reglas aplicables; sin embargo, el reparo sobre la continuidad de la compensación requiere una respuesta dispositiva y no solamente explicativa. Por esa razón, en el problema siguiente (literal f) se concede la adición de un artículo transitorio al Plan, sin anticipar una metodología nueva ni reconocer valores que no resulten del régimen vigente.

k) LA DIRECCIÓN HACE EXPLÍCITA LA CONTINUIDAD DE LA COMPENSACIÓN TERRESTRE Y EXCLUYE RECONOCIMIENTOS AUTOMÁTICOS CON CARGO AL FPEC

UNO CORP. y PRIMAX solicitan precisar cómo continuará la compensación del transporte dentro del esquema reorganizado y cuestionan que su tratamiento se remita a una regulación futura. CHEVRON plantea esa incertidumbre al examinar la estructura de precios y las respuestas a sus comentarios; PETROMIL solicita aclarar el reconocimiento de los costos logísticos y su articulación con los mecanismos de compensación, y TERPEL reclama identificar qué costos corresponden a cada instrumento y agente. Estas objeciones requieren separar la compensación territorial vigente de los reconocimientos del FEPC y distinguir ambos mecanismos de la autorización operativa de una ruta. La respuesta se limita a los reparos económicos pendientes y al alcance de las disposiciones que integran el Plan.

El problema debe resolverse a partir de la distinción entre tres decisiones: (i) autorizar una operación de abastecimiento, (ii) determinar su tratamiento económico y (iii) reconocer un valor con cargo a un mecanismo público de financiación. La cuestión comprende la continuidad del régimen territorial de compensación y el alcance de la remisión a la Resolución 40736 del 25 de junio de 2015 contenida en el artículo 7 de la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026. La unificación exige distinguir la habilitación operativa del transporte de contingencia de los presupuestos del reconocimiento económico, sin mantener una cláusula que pueda leerse como orden general de pago.

La compensación del transporte terrestre hacia Nariño y los reconocimientos del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) se sujetan a sus respectivos regímenes. Su articulación no permite utilizar el Plan como título autónomo para reconocer pagos a un agente por su sola participación en una ruta o por la asignación de municipios a una planta.

El artículo 2 de la Resolución 40736 del 25 de junio de 2015 regula las importaciones y movilizaciones de combustibles efectuadas por Ecopetrol y Reficar desde una fuente de producción o importación hasta una fuente de suministro, así como el reconocimiento de los costos asociados a esas operaciones. Sus parágrafos incluyen conceptos como cabotaje, seguros, servicios portuarios y transporte en tierra, cuyo reconocimiento se vincula con la actividad regulada. Por tanto, la modalidad terrestre o marítima identifica una característica del transporte; el título para obtener su reconocimiento deriva de la concurrencia de los presupuestos relativos al agente, la operación y el costo.

El artículo 244 de la Ley 2294 de 2023 contempla competencias para establecer mecanismos diferenciales de estabilización y subsidios mediante el FEPC. La remisión a esa facultad no equivale a la creación, en esta decisión de recursos, de un mecanismo individual de financiación: deben concurrir el instrumento competente y los presupuestos propios del reconocimiento.

- **La Dirección sustituye la cláusula económica del transporte de contingencia y conserva su habilitación operativa.**

El artículo 7 de la Resolución 01451 del 05 de agosto de 2026 dispuso cobertura de los costos de la contingencia desde Yumbo y/o Cartago con cargo al FEPC, *«(...)en los términos y condiciones establecidos en la Resolución 40736 de 2015 y demás normas concordantes»*. Esa remisión debe conservar su contenido material: no basta con que el transporte tenga por finalidad atender una contingencia para que el distribuidor mayorista sea titular de un reconocimiento previsto para otra operación o calidad de agente.

El numeral 1.4.1 del artículo 2 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, antes de la modificación de agosto mencionada, habilitaba el transporte desde las plantas del Valle del Cauca hacia los municipios del numeral 1.2.1 del artículo 1, previa solicitud del agente mayorista y autorización de esta Dirección. El Plan de Abastecimiento consolidado conserva íntegramente esa alternativa operativa y sustituye expresamente su cláusula

económica para sujetar cada reconocimiento al régimen competente, sin cobertura automática derivada del Plan.

El numeral 1.5.1 del artículo 2 contempla, a su turno, el transporte terrestre desde Neiva hasta Chachagüí y la alternativa de cabotaje Buenaventura–Tumaco seguida del transporte terrestre Tumaco–Chachagüí. Para esta última, asigna a Ecopetrol la contratación del cabotaje y a los mayoristas la contratación del trayecto posterior. Asimismo, vincula la remuneración del transporte Tumaco–Chachagüí con la estructura de precios vigente y establece cobertura del FEPC para los costos en que incurra Ecopetrol al atender la contingencia, previa autorización de la Dirección.

La cláusula relativa a Ecopetrol debe interpretarse de manera concordante con el régimen del Fondo. Su aplicación comprende los costos efectivamente asumidos por esa sociedad que correspondan a operaciones reconocibles y cumplan las condiciones exigidas para su autorización, acreditación y liquidación. La misma regla determina el alcance económico de la alternativa Neiva–Chachagüí: la habilitación del recorrido permite su ejecución, mientras la procedencia de cada reconocimiento depende de la actividad desarrollada, del agente que asume el costo y del régimen aplicable.

La diferencia determinante reside en la operación regulada y en la calidad del agente que asume el costo. El artículo 2 de la Resolución 40736 del 25 de junio de 2015 contempla importaciones o movilizaciones de Ecopetrol y Reficar desde fuentes de producción o importación hasta fuentes de suministro; el transporte mayorista desde Yumbo y/o Cartago hacia los municipios no queda comprendido automáticamente en ese supuesto por atender una contingencia.

Esta delimitación se aplica con independencia del operador de la planta o del municipio de destino. No se conserva una cobertura general en favor de PETRODECOL ni se introduce otra en favor de PETRONAR; se exige el mismo examen de agente, operación, costo y título de reconocimiento.

La Dirección concluye que el reconocimiento previsto en el numeral 1.5.1 del artículo 2 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 tiene por objeto los costos de las operaciones de Ecopetrol que reúnan los requisitos del régimen del FEPC. Ese es el presupuesto jurídico de la cobertura, y su aplicación depende de la actividad desarrollada y del costo reconocido, con independencia de la planta destinataria del combustible. Por su parte, el mismo numeral mantiene el transporte mayorista Tumaco–Chachagüí bajo la remuneración de la estructura de precios.

En consecuencia, se sustituye el numeral 1.4.1 del artículo 2 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, en la redacción introducida por el artículo 7 de la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026, para conservar la habilitación de transporte y precisar que esta no constituye reconocimiento económico, orden de pago ni ampliación de los supuestos del FEPC. Al respecto, debe indicarse que no se decide, en esta instancia, nuevamente el recurso de PETRODECOL.

- **La compensación al transporte terrestre tiene un fundamento propio que no desaparece con la reorganización del abastecimiento.**

En este punto es necesario precisar lo siguiente: el régimen de compensación no nació con la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026. Su antecedente legal se encuentra en el artículo 55 de la Ley 191 del 23 de junio de 1995 que estableció la asunción del costo de transporte de combustibles entre determinadas plantas de abastecimiento y capitales de departamentos fronterizos comunicadas por carretera, mientras se construía la red de poliductos contemplada en la disposición; se trató, por tanto, de una medida dirigida a una condición logística y territorial específica[23].

[23] Congreso de la República de Colombia. Ley 191 del 23 de junio de 1995, «Por medio de la cual se dictan disposiciones sobre Zonas de Frontera», artículo 55, link de consulta: https://cancilleria.gov.co/sites/default/files/Normograma/docs/ley_0191_1995.htm, consultado el 23 de octubre del 2026.

Ese antecedente debe leerse con sus modificaciones posteriores. El parágrafo 1 del artículo 9 de la Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006 dispuso que Ecopetrol asumiría las cargas allí identificadas durante 2007 y que, a partir de 2008, corresponderían a la Nación en las mismas condiciones, de acuerdo con la ley[24]. Para resolver la controversia actual resulta determinante señalar a su vez, que el parágrafo 4 del artículo 6 de la Ley 2135 del 4 de agosto de 2021, ordenó dar continuidad al régimen de compensación hacia Nariño.

En el expediente, la respuesta al comentario 33 de CHEVRON expresó que se mantenía la compensación bajo la Resolución 40702 del 6 de septiembre de 2019 y que se prepararía un instrumento regulatorio separado[25]. Ese antecedente responde a la separación de competencias y materias. En criterio de esta Dirección, precisamente porque se conserva el régimen anterior mientras se adopta otro, resulta procedente expresar esa continuidad en el articulado y delimitar sus efectos.

La disposición transitoria que se incorpora al Plan tiene por objeto hacer explícita la continuidad del régimen de compensación del transporte terrestre hacia el departamento de Nariño, en cumplimiento del parágrafo 4 del artículo 6 de la Ley 2135 del 4 de agosto de 2021. Su incorporación no constituye la creación de una compensación ni el otorgamiento de un beneficio adicional, sino la articulación del Plan con el régimen económico que se viene aplicando al abastecimiento del departamento.

En consecuencia, la cláusula remite a las reglas de asignación de valores y a los procedimientos de verificación y control establecidos en las Resoluciones 40702 del 6 de septiembre de 2019 y 31237 del 1 de octubre de 2019, respectivamente, cuyo contenido y aplicación se encuentran documentados por el Ministerio de Minas y Energía. No introduce una metodología distinta, modifica los supuestos de reconocimiento ni incorpora requisitos adicionales para acceder a la compensación; conserva el tratamiento previsto en esas disposiciones, dentro de sus respectivos ámbitos de aplicación.

El carácter transitorio de esta previsión se refiere a su articulación con la regulación que posteriormente modifique o sustituya el régimen aplicable, y no a una suspensión de la compensación durante ese proceso. Por ello, la cláusula no supedita la continuidad del régimen existente a la expedición de una nueva metodología ni convierte los estudios encaminados a su actualización en una condición adicional para reconocer las operaciones que cumplan los requisitos vigentes.

Con este alcance se atiende la solicitud de incorporar una previsión expresa sobre compensación en el Plan de Abastecimiento. La adición precisa que la reorganización del suministro no constituye, por sí misma, una causa para interrumpir la aplicación del régimen existente, sin anticipar el contenido de su eventual modificación ni sustituir las decisiones de reconocimiento y liquidación que correspondan conforme a sus reglas.

- **La compensación al transporte terrestre y los reconocimientos del FEPC no son un mismo mecanismo.**

La distinción desarrollada en este capítulo se mantiene al aplicar la disposición transitoria: la continuidad de la compensación terrestre no amplía los supuestos del FEPC, y la delimitación de este último no suspende el régimen territorial de compensación.

En el régimen del FEPC, el artículo 2.3.4.1.1 del Decreto 1068 de 2015 define el diferencial de compensación a partir de la relación entre el ingreso al productor y el precio de paridad internacional. El artículo 2.3.4.1.4 del mismo decreto regula, a su turno, los reportes de los refinadores e importadores sobre cantidades vendidas, operaciones y costos asociados a importaciones y movilizaciones[26]. Se trata de un diseño que

[24] Congreso de la República de Colombia. Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006, «Por la cual se modifica la naturaleza jurídica de Ecopetrol S. A. y se dictan otras disposiciones», artículo 9, parágrafo 1, link de consulta: https://www.cancilleria.gov.co/sites/default/files/Normograma/docs/ley_1118_2006.htm, consultado el 23 de octubre del 2026.

[25] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos. Matriz de observaciones y respuestas al proyecto del Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos del departamento de Nariño, comentario n.º 33.

[26] Presidencia de la República de Colombia. Decreto 1068 del 26 de mayo de 2015, «Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Hacienda y Crédito Público», artículos 2.3.4.1.1, numeral 3, «Diferencial de

individualiza productos, agentes, períodos y operaciones; **no de una autorización para imputar al Fondo toda erogación logística que no encuentre cobertura en otro componente.**

La regulación de movilizaciones y almacenamiento confirma esa necesidad de individualización. El artículo 2 de la Resolución 40736 del 25 de junio de 2015 contempla operaciones de importación o movilización de Ecopetrol y Reficar desde fuentes de producción o importación hasta fuentes de suministro, mientras su artículo 3 regula determinados almacenamientos de refinadores e importadores destinados a enfrentar potenciales interrupciones, sujetos a autorización y condiciones específicas[27].

En consecuencia, no procede utilizar el FEPC como una fuente residual destinada a cubrir todo aquello que un recurrente considere insuficientemente remunerado por otra vía. Aunque la continuidad del servicio puede justificar medidas extraordinarias, no elimina la necesidad de identificar el régimen que autoriza cada reconocimiento.

- **La autorización de una contingencia no constituye por sí sola una orden de pago.**

La diferencia entre autorización y reconocimiento no es una carga creada por esta decisión. El régimen del FEPC contempla reportes y liquidaciones, mientras la aplicación administrativa de la compensación terrestre exige verificar los soportes y la combinación de origen, destino, volumen y tarifa. En ambos casos, la procedencia económica se determina sobre la operación acreditada y no sobre la mera posibilidad de realizarla.

Por ello, la claridad solicitada por los recurrentes se satisface mediante una adición expresa que conserva la compensación en su ámbito vigente y excluye interpretaciones expansivas carentes de fundamento. El paso por Chachagüí no autoriza, por sí solo, a asimilarla a un origen tarifario distinto ni a dividir artificialmente un recorrido para duplicar pagos. La trazabilidad debe permitir establecer qué transporte se realizó y bajo cuál supuesto procede su reconocimiento, sin modificar documentalmente la operación para ajustarla a una tarifa.

En consecuencia, conforme se advirtió en renglones precedentes, se adiciona la disposición transitoria de compensación y se sustituye expresamente la redacción del numeral 1.4.1 del artículo 2 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 incorporada por el artículo 7 de la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026. Ambas determinaciones se articulan con las impugnaciones objeto de la presente resolución de fondo

I) LA DIRECCIÓN RESPONDE MATERIALMENTE LAS RECOMENDACIONES DE LA SIC Y MOTIVA LAS SOLUCIONES QUE CONSERVA.

Corresponde determinar si la Dirección de Hidrocarburos desconoció las obligaciones derivadas del procedimiento de abogacía de la competencia al expedir la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026. En particular, debe establecerse si el tratamiento dado a las recomendaciones de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) se limitó a una mención formal, sin desarrollar las explicaciones técnicas, económicas y operativas solicitadas, y si esa circunstancia impone revocar o modificar el Plan de Abastecimiento.

TERPEL, UNO CORP., CHEVRON, PETROMIL y PRIMAX sostienen que la referencia al concepto de la SIC no demuestra la incorporación material de sus recomendaciones sobre capacidad, asignación, costos, acceso y contingencias. TERPEL y UNO CORP. cuestionan especialmente la motivación para no adoptar el protocolo propuesto; CHEVRON invoca el deber de explicar el tratamiento del concepto; PETROMIL solicita

Compensación», y 2.3.4.1.4, «Reporte ante el Ministerio de Minas y Energía - Dirección de Hidrocarburos», modificados por el artículo 1 del Decreto 1451 de 2018, link de consulta: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=72893, consultado el 23 de octubre del 2026.

[27] Ministerio de Minas y Energía. Resolución 40736 del 25 de junio de 2015, artículos 2 y 3, relativos a las operaciones de importación o movilización de combustibles para garantizar el abastecimiento nacional y al almacenamiento de combustibles por parte de refinadores e importadores, sujeto a autorización de la Dirección de Hidrocarburos, link de consulta: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40736_2015.htm, consultado el 23 de octubre del 2026.

una respuesta expresa sobre lo acogido y lo descartado, y PRIMAX destaca la falta de justificación de la distribución municipal y de sus efectos económicos. PETRONAR formula un reparo distinto sobre el alcance del concepto frente a los contenidos introducidos en agosto, ya examinado en su apartado particular.

Pues bien, el Despacho considera que no procede revocar el Plan de Abastecimiento por la sola circunstancia de que el Ministerio no haya incorporado literalmente todas las recomendaciones de la SIC dentro del proceso de su expedición. El régimen aplicable permite adoptar una solución diferente, siempre que la autoridad examine las observaciones y explique las razones de su decisión; por consiguiente, el juicio sobre la regularidad del procedimiento debe recaer en la existencia y suficiencia de la respuesta de la entidad frente a dichas observaciones.

En este sentido, lo primero que debe precisarse es que el artículo 7 de la Ley 1340 del 24 de julio de 2009, modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019, atribuye a la SIC la posibilidad de emitir concepto previo sobre proyectos de regulación que puedan incidir en la libre competencia y obliga a las autoridades a informar los actos que pretendan expedir. La misma disposición establece que el concepto no es vinculante y exige que el apartamiento se explique expresamente en las consideraciones de la decisión[28].

También, la jurisprudencia confirma este entendimiento. En el auto del 27 de septiembre de 2023, radicación 11001-03-26-000-2022-00033-00, expediente 68018, la Sección Tercera, Subsección C, del Consejo de Estado destacó que las razones para no acoger las recomendaciones deben constar en la parte considerativa del propio acto y no solamente en sus memorias justificativas[29]. Esa providencia se trató de una decisión cautelar sobre un régimen diferente al aquí examinado, pero su regla resulta pertinente: la motivación del apartamiento debe ser identificable en la decisión regulatoria, sin que pueda sustituirse por explicaciones externas que aquella no incorporó.

También debe atenderse la sentencia del 13 de febrero de 2026, expediente 70.737, invocada por CHEVRON. En ella, la Sección Tercera, Subsección A, examinó, entre otros asuntos, actos de la CREG cuyos proyectos no fueron remitidos a la SIC con fundamento en respuestas negativas al cuestionario que carecían de explicación suficiente, y rechazó que esa fundamentación pudiera suplirse mediante argumentos presentados durante el proceso judicial.

La diferencia con el presente asunto es relevante: el proyecto del Plan sí fue sometido a consideración de la SIC y dio lugar a un concepto anterior a su expedición. Por lo tanto, le corresponde a esta Dirección establecer el alcance de las razones expresadas para atender las recomendaciones y conservar determinadas soluciones del proyecto.

La Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 registra que la Dirección de Hidrocarburos respondió el cuestionario de evaluación y elevó la consulta mediante radicado 2-2026-027174 del 17 de junio de 2026. Asimismo, identifica el concepto contenido en el oficio 26-267051 del 10 de julio de 2026, recibido por el Ministerio bajo el consecutivo 1-2026-032596 del 14 de julio de 2026; por consiguiente, la intervención de la autoridad de competencia precedió a la decisión del 17 de julio.

Ahora bien, el concepto contiene cinco (5) recomendaciones finales:

(i) explicar la relación entre capacidad nominal y abastecimiento mensual;
(ii) fortalecer la justificación de la asignación municipal y sus efectos;
(iii) evaluar mecanismos de seguimiento al acceso a las plantas;
(iv) fortalecer el análisis económico de las rutas y operaciones;

[28] Congreso de la República de Colombia. Ley 1340 del 24 de julio de 2009, «Por medio de la cual se dictan normas en materia de protección de la competencia», artículo 7, «Abogacía de la Competencia», modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019., link de consulta: https://normograma.mintic.gov.co/mintic/compilacion/docs/ley_1340_2009.htm, consultado el 24 de octubre del 2026.
[29] Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C. Auto del 27 de septiembre de 2023, radicación n.º 11001-03-26-000-2022-00033-00 (68018), C. P. Jaime Enrique Rodríguez, link de consulta: https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=148917, consultado el 24 de octubre del 2026.

(v) evaluar lineamientos para las contingencias.

La resolución las resume en cuatro grupos temáticos, al reunir materias técnicas y económicas relacionadas. En este orden de ideas, es preciso resaltar que las recomendaciones técnicas y económicas no ordenaron abandonar el esquema desarrollado en el Plan, sino explicar sus condiciones de funcionamiento.

En relación con capacidad, la recomendación se atiende mediante la distinción entre almacenamiento nominal, exigencia comercial y flujo mensual desarrollada en el segundo problema. La diferencia entre las magnitudes no impone descartar las plantas departamentales, pero obliga a demostrar la correspondencia entre infraestructura, reposición y despacho. En consecuencia, no se atribuye al concepto una validación de la división aritmética entre treinta por ciento ni se presenta el seguimiento futuro como sustituto del balance operativo que fundamenta la decisión.

En cuanto a la asignación de municipios, la SIC no propuso eliminar la prelación reglamentaria ni declaró que el abastecimiento indistinto fuera la única solución admisible. Exigió explicar la conexión entre la distribución de destinos, la capacidad disponible, los costos y las condiciones de acceso. La respuesta se encuentra en el tercer problema propuesto en el presente acto administrativo, con la comparación de cadenas y de los destinos controvertidos; no en la sola reproducción de la tabla municipal ni en la invocación de antecedentes históricos.

La observación económica requiere, a su turno, una respuesta diferenciada. La SIC advirtió que el uso de plantas no interconectadas al sistema nacional de poliductos y de distintos modos de transporte podía producir efectos sobre los costos de los agentes y las condiciones ofrecidas a las EDS, y señaló expresamente que su evaluación no debía diferirse exclusivamente al seguimiento posterior. En consecuencia, el informe previsto después de un año no sustituye la explicación de los componentes económicos de la decisión, aunque sí permite contrastar sus resultados durante la ejecución.

La respuesta de los problemas (iv) y (v) mantiene separados los costos de transporte, cabotaje, almacenamiento y distribución, los componentes del precio, la compensación territorial y los reconocimientos del FEPC.

- **El seguimiento previsto en el Plan debe examinarse por su alcance, no solamente por la fecha del informe anual.**

La recomendación sobre acceso al mercado identificada por la SIC parte de un riesgo concreto: concentrar el abastecimiento ordinario en determinadas infraestructuras puede afectar la participación de los mayoristas que no dispongan de acceso a ellas, aun cuando el Plan no les asigne individualmente los municipios. Claro es que la SIC no afirmó que toda contratación existente fuera discriminatoria ni propuso sustituir los acuerdos comerciales por un régimen de contratación impuesto en el Plan; solicitó evaluar mecanismos de seguimiento que permitieran identificar barreras, restricciones de capacidad o tratamientos diferenciados.

Frente a ese planteamiento, la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 conservó un mecanismo de evaluación que no se limita a la elaboración de un informe al cumplirse el primer año. El segundo inciso del parágrafo 4 del numeral 1.1 del artículo 1 dispone que la Dirección realizará el seguimiento correspondiente «*en cualquier tiempo*» durante la vigencia del Plan o conforme a los resultados del informe, para adelantar los ajustes a que haya lugar. Por consiguiente, a juicio de esta Dirección, no resulta exacto interpretar que el Ministerio deba esperar un año antes de examinar una dificultad que comprometa el funcionamiento del esquema.

La existencia del informe anual y de la facultad de ajuste no demuestra, por sí sola, que se encuentren acreditadas las condiciones efectivas de acceso. Se dispone el seguimiento específico desarrollado en el capítulo «Acceso a las plantas de

abastecimiento, barreras de entrada y seguimiento de las condiciones de operación», orientado también a identificar las condiciones que permitan ampliar la libertad de elección entre fuentes autorizadas.

- **La decisión de no adoptar un protocolo rígido de contingencias fue expresa y no elimina los límites de la actuación administrativa.**

El reparo sobre contingencias exige reconocer que la SIC formuló su recomendación sin desconocer la necesidad de flexibilidad. En el apartado 4.4 del referido concepto explicó que las condiciones geográficas y de seguridad de Nariño podían requerir respuestas oportunas y, precisamente por ello, propuso lineamientos que permitieran conocer los elementos relevantes para solicitar, activar y finalizar una alternativa de suministro. No sería fiel al concepto atribuirle la intención de impedir la respuesta inmediata o de someter toda emergencia a un procedimiento incompatible con su atención.

La diferencia con la solución adoptada se encuentra en el instrumento propuesto. La recomendación final alude a un protocolo con plazos perentorios y causales exactas, mientras el Ministerio explicó en la parte considerativa que no resultaba procedente establecer términos de esa naturaleza ni causales taxativas porque podrían limitar la respuesta inmediata frente a situaciones excepcionales. Existe, por tanto, un apartamiento expreso respecto de esa forma de regulación, cuya justificación debe leerse junto con las condiciones que el propio Plan establece para autorizar las contingencias.

En suma, se desestima la pretensión de revocar el Plan por la sola ausencia de incorporación literal de todas las recomendaciones. La consulta previa se distingue de la respuesta material, y esta última exige explicar tanto lo acogido como aquello respecto de lo cual se conserva una solución diferente. En la presente decisión, capacidad, asignación, costos y acceso reciben tratamiento en sus respectivos problemas; la opción de no adoptar un protocolo rígido se justifica por la diversidad de eventos, sin eliminar los presupuestos objetivos, la motivación y el control de las autorizaciones.

- **Respuesta a los reparos de participación y a la omisión invocada por Primax.**

En cuanto al reproche de CHEVRON por ausencia de respuesta a sus comentarios, la matriz del proyecto contiene pronunciamientos respecto de las observaciones identificadas con los números 24 a 39[30]. No puede sostenerse, por tanto, que la intervención careció absolutamente de respuesta. Cuestión distinta es la suficiencia material de esas contestaciones: las remisiones generales a la prelación o al seguimiento no reemplazan el examen de los reparos concretos de capacidad, acceso y costos, que se efectúa en esta decisión. Así ocurre, particularmente, con el comentario 33, cuya preocupación sobre compensación conduce ahora a una adición expresa del articulado.

Por su parte, PRIMAX sostiene que el Plan produce efectos generales y particulares y reclama la aplicación del artículo 37 de la Ley 1437 del 18 de enero de 2011. A juicio del Despacho, la respuesta no depende de elegir una denominación única para todo el instrumento, sino de identificar sus determinaciones y cumplir las actuaciones de comunicación, notificación y publicación que correspondan. La consulta pública no sustituye la comunicación a terceros directamente afectados cuando esta sea exigible; tampoco la incidencia económica indirecta convierte cada regla del Plan en una decisión particular que deba notificarse personalmente a todos los participantes del mercado.

Finalmente, PRIMAX identifica la Resolución 00285 del 17 de marzo de 2026 como autorización de su operación mayorista desde Chachagüí y la relaciona entre las pruebas del recurso. Su omisión en los considerandos de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 no equivale a revocarla ni convierte la enumeración de antecedentes en un listado constitutivo y cerrado de agentes habilitados, ya que como se ha advertido párrafos

[30] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Matriz de comentarios y respuestas al proyecto de resolución «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», hoja «Sheet1», observaciones números 24 a 39 formuladas por CHEVRON PETROLEUM COMPANY, filas 50 a 65. En particular, observación número 33, «Impacto y costo logístico para las EDS», fila 59, relativa al reconocimiento de la compensación del transporte terrestre para los distribuidores minoristas abastecidos desde la planta Petronar S.A.S.

arriba, la autorización como distribuidor mayorista, en este caso, es un trámite y acto administrativo diferente al que nos ocupa, es decir, el Plan de Abastecimiento del departamento de Nariño. Se acoge, por consiguiente, la solicitud de incorporar ese antecedente, sin otorgar una autorización nueva, ampliar su alcance o asignar municipios propios a la recurrente.

Con base en lo anterior, surge diáfano que se cumple con lo requerido por el ordenamiento jurídico citado, en relación con explicar de manera adecuada y suficiente, las razones por la cuales la Dirección de Hidrocarburos se aparta de las observaciones de la SIC en relación con la estructuración del Plan de Abastecimiento en cuestión.

m) ACCESO LA DIRECCIÓN MANTIENE EL MARCO DE ACCESO A LAS PLANTAS Y FORTALECE EL SEGUIMIENTO DE RESTRICCIONES CONCRETAS.

Corresponde determinar si la organización del abastecimiento a través de las plantas de Tumaco y Chachagüí en el departamento de Nariño establece una barrera injustificada para la participación de los distribuidores mayoristas y si la ausencia de un régimen específico de acceso, acompañado de indicadores y reportes periódicos, obliga a modificar o revocar la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026. Según los recurrentes, la posibilidad jurídica de operar desde una planta no garantiza que todos los agentes puedan contratar y utilizar efectivamente sus servicios, de manera que la asignación municipal podría favorecer a quienes ya disponen de capacidad contratada y dificultar la entrada o expansión de los demás.

UNO CORP. solicita condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias de acceso a las plantas y mecanismos de seguimiento; PETROMIL pide identificar la información, periodicidad y actuación frente a restricciones de capacidad o tratamientos diferenciados. CHEVRON y TERPEL sostienen que la asignación territorial puede limitar la competencia si la autorización jurídica para operar no se corresponde con posibilidades efectivas de contratar y utilizar la infraestructura. PRIMAX vincula las condiciones de acceso con los criterios de asignación recomendados por la SIC. La Dirección debe determinar si esas objeciones exigen un reglamento integral nuevo o si pueden atenderse mediante el marco aplicable y el fortalecimiento del seguimiento del Plan.

El Despacho considera que no procede revocar el Plan por la sola ausencia de un reglamento integral de acceso incorporado en la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026. Las plantas y los agentes que intervienen en su operación no quedan sustraídos del régimen sectorial ni de las normas de protección de la competencia por el hecho de que el Plan no reproduzca todas sus obligaciones; en particular, el Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015 contempla la utilización compartida de plantas por distintos mayoristas, impone deberes de colaboración e información y prohíbe las prácticas comerciales restrictivas.

En efecto, el numeral 4 del artículo 2.2.1.1.2.2.3.84. ibidem distingue expresamente las entregas a plantas de otros distribuidores mayoristas de las operaciones entre distribuidores que comparten una misma planta. Esta previsión demuestra que el reglamento admite la coexistencia de varios mayoristas en una infraestructura y que, por tanto, no existe una equivalencia normativa necesaria entre planta de abastecimiento y proveedor único de las EDS atendidas desde ella[31].

Ahora bien, tampoco sería suficiente responder que todos los agentes pueden acudir a la planta porque el Decreto admite su utilización compartida. La posibilidad normativa debe distinguirse de la capacidad disponible y de las condiciones efectivas de recepción, almacenamiento y despacho; precisamente por ello, la SIC advirtió que la concentración del suministro en determinadas infraestructuras podía generar ventajas para quienes ya contaban con acceso y dificultades para quienes pretendieran ingresar o ampliar su operación.

[31] Presidencia de la República de Colombia, Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015, «Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía», artículo 2.2.1.1.2.2.3.84, numeral 4, relativo a las operaciones de entrega de combustibles entre distribuidores mayoristas y a la utilización compartida de plantas de abastecimiento. Enlace de consulta:https://cancilleria.gov.co/normograma/compilacion/docs/decreto_1073_2015.htm 24 de octubre del 2026

En ese sentido, el Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015 distingue al almacenador del distribuidor mayorista. Para el primero, el artículo 2.2.1.1.2.2.3.82 contempla la prestación regular del almacenamiento, la colaboración con el Ministerio, el registro de información en SICOM y la prohibición de prácticas restrictivas; además, su numeral 8 regula la prestación del servicio a determinados agentes de la cadena, entre ellos los mayoristas, y exige autorización ministerial previa presentación del contrato correspondiente. Esta disposición debe aplicarse a quien tenga la condición regulatoria de almacenador, no atribuirse indistintamente a todo propietario de tanques[32].

Para el distribuidor mayorista, el artículo 2.2.1.1.2.2.3.84 ídem establece, entre otras obligaciones, colaborar con el Ministerio, garantizar un suministro regular y estable a quienes tengan contrato o acuerdo comercial, salvo interrupción justificada, registrar la información exigida por la regulación de SICOM y abstenerse de realizar prácticas restrictivas o de competencia desleal. El parágrafo transitorio del artículo 2.2.1.1.2.2.1.10 del mismo decreto preserva las disposiciones allí relacionadas mientras se expide la regulación sustitutiva correspondiente a cada agente; por ello, no resulta procedente asumir que la falta de reproducción de estas obligaciones en el Plan equivale a su desaparición.

Esta conclusión, no significa que la autonomía contractual permita cualquier diferencia de trato. El artículo 50 del Decreto 2153 de 1992 identifica, cuando exista posición dominante, la aplicación de condiciones discriminatorias para operaciones equivalentes y la obstrucción del acceso de terceros a mercados o canales de comercialización como conductas constitutivas de abuso; por su parte, el numeral 3 del artículo 48 contempla la negativa de venta o prestación de servicios cuando pueda entenderse como retaliación frente a la política de precios de otra empresa.

Los antecedentes de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 relacionan autorizaciones de distintos mayoristas para operar desde Chachagüí. Ese dato permite identificar una configuración que no está jurídicamente reservada a un único distribuidor; sin embargo, su alcance probatorio no debe ampliarse hasta afirmar que cualquier interesado dispone de capacidad suficiente o de condiciones contractuales equivalentes.

A efectos, de indicar lo señalado, nos permitimos presentar el siguiente cuadro:

Planta de Tumaco	Planta de Chachagüí
PETRODECOL S.A.	PRIMAX COLOMBIA S.A.
COMERCIALIZADORA INTERNACIONAL KAMCA ENERGY S.A.S.	UNO CORP. (BIOMAX)
PRIMAX COLOMBIA S.A.	ORGANIZACION TERPEL S.A.
	PETROLEOS DEL MILENIO S.A.S. - PETROMIL S.A.S.
	CHEVRON PETROLEUM COMPANY

En consecuencia, la relación de tres distribuidores mayoristas en la planta de Tumaco y cinco en la planta PETRONAR constituye un elemento concreto que respalda la utilización de estas infraestructuras por una pluralidad de agentes y desvirtúa que su operación esté necesariamente reservada a un proveedor único.

Este elemento, valorado conjuntamente con las obligaciones sectoriales y las normas de protección de la competencia previamente expuestas, ofrece sustento suficiente para

[32] Presidencia de la República de Colombia, Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015, «Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía», artículo 2.2.1.1.2.2.3.82, relativo a las obligaciones del almacenador, particularmente las relacionadas con la prestación del servicio de almacenamiento, colaboración con el Ministerio de Minas y Energía, registro de información en SICOM y prohibición de prácticas comerciales restrictivas; numeral 8, sobre la prestación del servicio a los agentes señalados en la disposición, en concordancia con el artículo 2.2.1.1.2.2.3.81. Enlace de consulta: https://cancilleria.gov.co/normograma/compilacion/docs/decreto_1073_2015.htm. Consultado el 24 de octubre de 2026.

concluir que la ausencia de un reglamento integral de acceso incorporado en el Plan no configura, por sí sola, una razón para revocarlo. La suficiencia de este marco no supone afirmar que la capacidad sea ilimitada o que las condiciones contractuales deban ser idénticas para todos los interesados, sino reconocer que las condiciones de acceso están sujetas a reglas y mecanismos de control cuyo cumplimiento resulta exigible con independencia de su reproducción en el Plan. Por tanto, las eventuales controversias sobre restricciones concretas deberán examinarse respecto de las circunstancias y conductas que las originen, sin que su mera posibilidad desvirtúe la decisión adoptada por el Ministerio.

- **El seguimiento no está suspendido hasta el informe anual y sus indicadores deben corresponder a los registros disponibles.**

El parágrafo 4 del numeral 1.1 del artículo 1 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 exige un informe de evaluación después del primer año, pero dispone adicionalmente que la Dirección de Hidrocarburos realizará seguimiento «en cualquier tiempo» durante la vigencia del Plan para adelantar los ajustes a que haya lugar. En contravía de la lectura según la cual la Administración solamente podría reaccionar al finalizar ese período, el acto conserva una intervención durante su ejecución; el informe anual es un instrumento de evaluación, no un término de espera frente a dificultades de abastecimiento.

El Decreto 1073 de 2015 ofrece un fundamento específico para esa relación. El artículo 2.2.1.1.2.2.3.84 contempla el registro de la información exigida por la regulación de SICOM y el informe de capacidad de almacenamiento comercial, mientras el artículo 2.2.1.1.2.2.1.8. prevé la expedición de regulación sobre información operacional, logística, comercial y de infraestructura; estas disposiciones no deben confundirse con un formato de acceso ya establecido, pero sí descartan que la capacidad y la operación sean materias ajenas al conocimiento de la autoridad sectorial[33].

Para responder a la petición de indicadores, es necesario precisar qué debe observarse, sin convertir esta explicación en una nueva obligación periódica de reporte. En primer lugar, la capacidad nominal, la capacidad contratada y la disponibilidad operativa por producto permiten examinar dimensiones distintas: la primera describe infraestructura; la segunda, compromisos informados; y la tercera requiere relacionar esos elementos con las condiciones de recepción y despacho del período.

Adicionalmente, cuando existan registros comparables, la relación entre volúmenes solicitados, programados y efectivamente atendidos permite identificar diferencias que requieren explicación. Esta comparación debe conservar el mismo producto, agente y período, y distinguir una solicitud de ingreso de una operación ya contratada; además, una diferencia entre programación y despacho no demuestra por sí sola una negativa discriminatoria, pues debe establecerse si obedece a disponibilidad del producto, transporte, mantenimiento u otra circunstancia documentada.

Finalmente, el seguimiento debe relacionar la restricción con su incidencia en el abastecimiento de las EDS. La información sobre duración de una indisponibilidad, operaciones afectadas y posibilidad de utilizar las alternativas previstas permite distinguir una diferencia comercial de un problema que compromete el funcionamiento del Plan; de este modo, el análisis conserva su finalidad sectorial.

Estas variables precisan el contenido del seguimiento, pero no autorizan a afirmar que todas se encuentran registradas en SICOM. Los registros de despachos y capacidad deben utilizarse para aquello que efectivamente informan, mientras las solicitudes no

[33] Presidencia de la República de Colombia, Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015, «Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía», artículo 2.2.1.1.2.2.3.84, relativo a las obligaciones del distribuidor mayorista, particularmente el suministro de información a través del Sistema de Información de Combustibles (SICOM) y los reportes de capacidad de almacenamiento comercial; y artículo 2.2.1.1.2.2.1.8, adicionado por el artículo 1 del Decreto 1281 del 23 de septiembre de 2020, sobre la expedición de regulación para solicitar información y reportes relacionados con las actividades operacionales, logísticas y comerciales de los agentes, así como sobre su infraestructura física y ubicación geográfica. Enlace de consulta: https://cancilleria.gov.co/normograma/compilacion/docs/decreto_1073_2015.htm. Consultado el 24 de octubre de 2026.

atendidas, sus razones y los tiempos de respuesta requieren los antecedentes que las documenten; por consiguiente, la falta de despachos de un agente no demuestra, por sí sola, que haya solicitado acceso y que este le fuera negado.

Por estas razones, se acoge parcialmente la solicitud de UNO CORP. y PETROMIL en cuanto reclama un seguimiento específico de las condiciones de acceso. La decisión dispone integrar esas variables al seguimiento del Plan, sin crear un formulario general, un régimen tarifario de almacenamiento o un plazo contractual uniforme.

- **La respuesta a una restricción debe guardar relación con su causa y con la competencia de la autoridad.**

El Plan no obliga a mantener indefinidamente una fuente que incumpla las condiciones de abastecimiento exigidas. En su parágrafo 5 del numeral 1.1 del artículo 1, contempla el segundo orden de prelación cuando el mayorista al que se ha otorgado la función en primer orden no cumpla las condiciones de precio, capacidad operativa o logística de distribución, previa autorización de la Dirección y bajo la viabilidad técnica y económica prevista; por ello, existe una respuesta dentro del esquema frente a dificultades que tengan esa incidencia[34].

Sin perjuicio de esa alternativa, una diferencia comercial no habilita automáticamente a desconocer la asignación municipal ni convierte toda negativa de contratación en contingencia. Corresponde establecer la naturaleza de la restricción, su relación con el abastecimiento y el supuesto del Plan que resulte aplicable; de lo contrario, la excepción sustituiría permanentemente la regla, aun cuando no se acreditaran las condiciones que justifican su activación.

Asimismo, debe diferenciarse la actuación sectorial para mantener el suministro de la investigación de una eventual práctica restrictiva. La Ley 1340 del 24 de julio de 2009 atribuye a la SIC, en forma privativa, las investigaciones administrativas y las decisiones por infracción al régimen de protección de la competencia, sin que ello elimine las funciones de las autoridades de regulación, control y vigilancia de cada sector[35]; por consiguiente, el Ministerio no necesita declarar previamente un abuso de posición dominante para examinar una dificultad operativa del Plan.

Frente a UNO CORP., CHEVRON y PETROMIL, las condiciones de acceso deben valorarse mediante criterios verificables de capacidad, disponibilidad, programación y tratamiento de solicitudes comparables. En consecuencia, se fortalece expresamente su seguimiento, pero no se declara que toda diferencia contractual constituya una infracción ni que la autorización mayorista confiera un derecho incondicionado a utilizar infraestructura ajena.

---

[34] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 1, numeral 1.1, parágrafo 5, página 8 de 15, que dispone textualmente:

Parágrafo 5. Los distribuidores minoristas de los municipios ubicados en zona de frontera del departamento de Nariño podrán abastecerse, en segundo orden de prelación, desde las plantas de abastecimiento que cuenten con terminal de producto y que se encuentren localizadas en municipios y departamentos vecinos, siempre que exista viabilidad técnica y económica para atender dichas zonas.
Esta disposición aplicará únicamente cuando el distribuidor mayorista al que se ha otorgado la función de abastecimiento en primer orden de prelación no cumpla con las condiciones de precio, capacidad operativa o logística de distribución señaladas en la presente resolución. En tales casos, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía mediante autorización, podrá adoptar las medidas que estime necesarias para garantizar el abastecimiento eficiente y continuo en los municipios de frontera, sin perjuicio de las acciones administrativas a que haya lugar. Enlace de consulta: https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf. Consultado el 24 de octubre de 2026.

[35] Congreso de la República de Colombia, Ley 1340 del 24 de julio de 2009, «Por medio de la cual se dictan normas en materia de protección de la competencia», artículo 6, «Autoridad Nacional de Protección de la Competencia», que atribuye a la Superintendencia de Industria y Comercio, de manera privativa, el conocimiento de las investigaciones administrativas, la imposición de multas y la adopción de las demás decisiones administrativas por infracciones al régimen de protección de la competencia. Su parágrafo establece la colaboración técnica de las entidades gubernamentales encargadas de la regulación, control y vigilancia de los distintos sectores. Enlace de consulta: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=36912. Consultado el 24 de octubre de 2026.

n) LA DIRECCION MANTIENE LA ORGANIZACIÓN DE FUENTES Y NIEGA QUE LA ELECCIÓN DE PROVEEDOR PERMITA DESCONOCER EL PLAN.

Corresponde ahora determinar si la asignación de municipios a las plantas de Tumaco y Chachagüí restringe injustificadamente la libre competencia entre distribuidores mayoristas y la posibilidad de las EDS de escoger su proveedor, hasta el punto de conformar mercados cautivos incompatibles con el ordenamiento. Los recurrentes no controvierten únicamente la existencia de una prelación entre fuentes de abastecimiento: cuestionan que, dentro del primer orden, el Ministerio haya vinculado grupos de municipios a infraestructuras determinadas, aun cuando un agente autorizado desde otra planta pudiera ofrecer condiciones comerciales que considera más favorables.

TERPEL solicita eliminar la asignación territorial por considerar que crea mercados cautivos y limita la elección de las EDS. UNO CORP. propone permitir el uso de cualquiera de las plantas del primer orden cuando existan razones objetivas; CHEVRON reclama mayor apertura y conservación de alternativas eficientes, y PETROMIL pide que los agentes puedan escoger la planta que consideren logísticamente favorable para el consumidor. PRIMAX cuestiona los efectos competitivos de una asignación cuyos criterios considera insuficientemente explicados, mientras PETRONAR controvierte el trato territorial derivado de las modificaciones de agosto.

La Dirección de Hidrocarburos reitera que las medidas de organización y planificación del abastecimiento se adoptan en ejercicio de las competencias constitucionales y legales atribuidas al Ministerio, con el propósito de garantizar la continuidad y oportunidad del suministro de combustibles en el departamento de Nariño. Su adopción no tiene como finalidad perpetuar las condiciones de intervención, sino atender las circunstancias que las justifican y propiciar las condiciones para avanzar hacia un esquema de libre mercado, una vez se encuentren dadas las condiciones económicas y fácticas que permitan hacerlo sin comprometer el abastecimiento.

El Despacho considera que la libertad de competencia y la elección del proveedor no confieren un derecho absoluto a definir unilateralmente la planta y la ruta de abastecimiento, prescindiendo del régimen especial aplicable a las EDS de frontera. El Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015 establece una prelación de fuentes y exige un Plan que detalle la procedencia del producto, la cadena de distribución y las condiciones económicas y logísticas del abastecimiento municipal; en consecuencia, la elección comercial se ejerce dentro de esa organización y no sustituye la función de planificación atribuida al Ministerio.

La Sentencia C-616 de 2001 ya referida con antelación, reconoce que las libertades económicas admiten restricciones orientadas al interés general, sujetas a razonabilidad y proporcionalidad. Asimismo, distingue la existencia de una posición dominante de su abuso[36]. De allí que la controversia no pueda resolverse afirmando que toda intervención es contraria a la competencia o, en el extremo opuesto, que la naturaleza regulada del servicio vuelve irrelevantes sus efectos competitivos.

Ahora bien, ese entendimiento constitucional no traslada automáticamente a la Dirección el margen de configuración del legislador. La medida debe permanecer dentro de la competencia sectorial y demostrar su adecuación a la finalidad de abastecimiento. En criterio del Despacho, el análisis debe recaer sobre la restricción efectivamente introducida y sus alternativas, no sobre una oposición abstracta entre regulación y libertad.

En este punto, la Dirección debe fijar una posición clara, a juicio de este Despacho, la elección de proveedor y la selección de infraestructura son decisiones distintas, pues, el

[36] Corte Constitucional, Sala Plena, Sentencia C-616 del 13 de junio de 2001, expediente D-3279, M. P. Rodrigo Escobar Gil, consideraciones jurídicas 4.2, 4.3 y 4.4, sobre los límites de la libertad económica, la regulación estatal de la competencia y la distinción entre posición dominante y abuso de dicha posición. Enlace de consulta: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/c-616_2001.htm. Consultado el 24 de octubre de 2026.

régimen sectorial reconoce relevancia a la relación comercial entre mayorista y EDS. El literal a) del artículo 2.2.1.1.2.2.3.90 del Decreto 1073 de 2015 exige, para la autorización de una estación automotriz, demostrar la celebración del contrato correspondiente, con la excepción allí prevista; a su vez, el numeral 8 del artículo 2.2.1.1.2.2.3.84 ibidem impone al mayorista obligaciones relacionadas con la existencia de contrato o acuerdo comercial y con la marca exhibida por las estaciones automotrices y fluviales. Estas disposiciones muestran que la elección se desarrolla dentro de relaciones reguladas, no como la posibilidad de adquirir cada despacho de cualquier agente y desde cualquier infraestructura[37].

Ahora bien, de esas condiciones no se sigue que el Ministerio pueda escoger al proveedor comercial de cada EDS. La Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 identifica las plantas y los municipios atendidos desde ellas, pero contempla que una misma infraestructura cuente con varios distribuidores mayoristas, como lo confirma el parágrafo de su artículo 4[38]; en consecuencia, la planta asignada y la empresa con la que se celebra el acuerdo de suministro no son categorías jurídicamente equivalentes.

En oposición a los argumentos que presentan la libertad de elección de planta como una consecuencia necesaria de la libertad de competencia, la comparación debe abarcar la cadena completa. Una ventaja comercial o de distancia en una operación concreta no demuestra, por sí sola, que la sustitución general de la asignación produzca un resultado equivalente en disponibilidad, atención de los municipios y respuesta ante interrupciones; del mismo modo, la sola existencia de capacidad agregada no bastaría para justificar cualquier reparto. Esa es la razón por la cual los análisis de capacidad, asignación y costos se desarrollan conjuntamente en los capítulos precedentes.

La proporcionalidad del esquema también debe examinarse a partir de sus límites. El Plan no establece que las EDS deban permanecer en una fuente que incumpla las condiciones de precio, capacidad operativa o logística, pues el parágrafo 5 del numeral 1.1 del artículo 1 contempla el segundo orden de prelación, sujeto a autorización y viabilidad; además, el artículo 2 prevé alternativas temporales cuando se materialicen contingencias que pongan en riesgo el abastecimiento. Estas disposiciones no eliminan toda restricción, pero impiden interpretar la asignación como un cierre incondicionado frente a las dificultades que el propio Plan de abastecimiento reconoce.

Por lo anterior, se desestima la pretensión de eliminar la asignación municipal por considerar que la libertad de elección del minorista comprende necesariamente la facultad de escoger cualquier planta, con independencia del Plan. La elección de proveedor no equivale a la selección unilateral de toda la cadena logística, y su ejercicio debe armonizarse con las condiciones del abastecimiento fronterizo y con las relaciones comerciales reguladas. Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015, artículos 2.2.1.1.2.2.6.7, 2.2.1.1.2.2.6.8 y 2.2.1.1.2.2.3.84.

- **La apertura del abastecimiento como finalidad y los presupuestos para hacerla efectiva.**

En este punto, la Dirección considera necesario fijar con claridad el sentido de la intervención: la finalidad del Ministerio no es perpetuar una asignación de municipios ni

[37] Presidencia de la República de Colombia, Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015, «Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía», artículo 2.2.1.1.2.2.3.90, literal A, numeral 7, relativo a la acreditación del contrato de suministro con un distribuidor mayorista para la autorización de estaciones de servicio automotriz, con la excepción allí contemplada; y artículo 2.2.1.1.2.2.3.84, numerales 5 y 8, relativos a las obligaciones del distribuidor mayorista relacionadas con los acuerdos comerciales y la exhibición de marca. Enlace de consulta: https://cancilleria.gov.co/normograma/compilacion/docs/decreto_1073_2015.htm. Consultado el 24 de octubre de 2026.

[38] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 4, parágrafo, página 15 de 15, que establece textualmente:
Parágrafo. En caso de que las plantas de abastecimiento que trata el presente acto administrativo cuenten con varios distribuidores mayoristas, deberá el propietario de la planta comunicarles e informarles del contenido de este acto administrativo. Enlace de consulta: https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf. Consultado el 24 de octubre de 2026.

asegurar mercados reservados en favor de una infraestructura. El propósito es avanzar, en el menor tiempo técnicamente viable, hacia condiciones que permitan escoger entre fuentes autorizadas en un entorno de competencia efectiva. La organización ordinaria no constituye un fin en sí misma y, por ello, no puede mantenerse por inercia cuando sus presupuestos hayan sido superados.

Ahora bien, la apertura de las fuentes de suministro no se identifica con la desregulación de precios, la supresión de controles fronterizos o el desconocimiento de las obligaciones de seguridad y calidad. Incluso si se aceptara que el abastecimiento indistinto ofrece, en abstracto, mayor libertad comercial, todavía sería necesario establecer que las plantas pueden atender la demanda, que el acceso es efectivo, que la reposición es confiable y que los municipios conservarán continuidad en condiciones económicas justificadas. La conclusión favorable a la apertura no puede prescindir de esos presupuestos, del mismo modo que una restricción no puede sostenerse invocándolos sin demostración.

En consecuencia, el Ministerio adelantará, dentro del ámbito de sus competencias, las actuaciones de evaluación, coordinación y ajuste necesarias para remover los obstáculos que puedan superarse y ampliar oportunamente las opciones de abastecimiento. No esperará al vencimiento del Plan ni al informe anual para examinar cambios acreditados que hagan procedente esa ampliación, por el contrario, hará so de esta facultad *en cualquier tiempo* como lo indica el mismo Plan. El compromiso institucional consiste en procurar que las condiciones para una mayor libertad de elección se materialicen en el menor tiempo posible, sin prometer una fecha que no pueda sostenerse técnicamente ni conservar restricciones cuya justificación haya desaparecido.

o) LA DIRECCIÓN CONSERVA LAS CONTINGENCIAS FLEXIBLES Y EXIGE DECISIONES MOTIVAS SOBRE SU ACTIVACIÓN, ALCANCE Y TERMINACIÓN.

Agotado el análisis anterior, corresponde determinar si las expresiones «*contingencia*» y «*riesgo para el abastecimiento*», utilizadas en la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, dejan a la Dirección de Hidrocarburos un margen de decisión carente de límites objetivos y si la ausencia de un protocolo adicional impone modificar el Plan. Los recurrentes cuestionan la previsibilidad de las autorizaciones, sus condiciones de activación y terminación y la posibilidad de que las alternativas se habiliten tardíamente o de manera selectiva.

TERPEL cuestiona la indeterminación de los conceptos de contingencia y riesgo para el abastecimiento; UNO CORP. solicita indicadores, requisitos, responsables, términos, duración y reglas de terminación. CHEVRON controvierte la atención de las recomendaciones sobre contingencias y pide conservar Yumbo como alternativa, mientras PETROMIL y PRIMAX incluyen esta materia en sus reparos al tratamiento del concepto de competencia.

La delimitación de las alternativas previstas en el Plan sustenta también la respuesta particular a la solicitud subsidiaria de CHEVRON. Su examen permite distinguir una ruta temporal expresamente contemplada de la habilitación general para abastecer todos los municipios desde una fuente distinta, que no se concede mediante la sola invocación de una contingencia.

Pues bien, el Despacho considera que el Plan contiene un supuesto material de activación, una autoridad competente, alternativas identificadas y reglas de temporalidad y control. Por ello, no se acoge la afirmación de que la contingencia depende exclusivamente de la voluntad de la Dirección; la apreciación del caso debe establecer una relación verificable entre el hecho ocurrido, el riesgo para el abastecimiento y la medida temporal escogida.
La Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 identifica como contingencia cualquier hecho que impida el abastecimiento en condiciones normales durante un período determinado desde las plantas autorizadas hasta los municipios o corregimientos comprendidos. Además, menciona, sin agotar los supuestos, el deterioro de las vías, las alteraciones del orden público, las emergencias ambientales, las restricciones económicas y las

dificultades logísticas; por tanto, en contravía de lo señalado por TERPEL, no existe una ausencia absoluta de definición en el acto considerado integralmente[39].

Esa definición debe leerse junto con el artículo 2, que permite actuar cuando se materialicen contingencias que «pongan en riesgo» el abastecimiento. Lo que debe haberse presentado es el hecho que altera la operación normal, no necesariamente el agotamiento del combustible en las EDS; exigir este último resultado privaría a la medida de su función preventiva y no corresponde al texto de la disposición[40].

Así, una afectación comprobada de la vía o de la capacidad de recepción puede justificar el examen de una alternativa antes de que se interrumpa la venta al consumidor. Pero tampoco basta una eventualidad genérica: la decisión debe explicar cómo el evento compromete el abastecimiento previsto, con qué alcance y por qué la medida seleccionada resulta adecuada; esta exigencia deriva de la relación entre el supuesto del Plan y el deber de proporcionalidad administrativa[41].

- **La valoración objetiva requiere relacionar el evento con la respuesta, no fijar un mismo umbral para toda la cadena.**

Los eventos mencionados por el Plan no son operacionalmente equivalentes. Una interrupción de carretera, una limitación de recepción de producto o una dificultad de despacho afectan tramos distintos de la cadena; por ello, la respuesta debe identificar qué componente se encuentra comprometido y si la alternativa propuesta permite superar esa afectación, en lugar de habilitar indiscriminadamente todas las fuentes disponibles.

En ese sentido, los indicadores solicitados por UNO CORP. son pertinentes como elementos de valoración, pero no todos admiten un umbral uniforme. La suficiencia temporal de un inventario, por ejemplo, debe relacionarse con el producto, las entregas que deben atenderse, la reposición realizable y el tiempo necesario para que opere la alternativa; una misma cantidad almacenada puede tener un significado distinto según esas condiciones, sin que resulte correcto convertir el volumen nominal del tanque en una medida automática de autonomía.

La motivación de una autorización debe permitir seguir ese razonamiento: identificar el evento, precisar la operación afectada, relacionarla con el riesgo de suministro y explicar la aptitud de la alternativa. Esta descripción no crea un nuevo formulario ni exige un

---

[39] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», parte considerativa, página 5 de 15, que señala textualmente:

Que, para efectos del presente plan, se entiende por situación de contingencia cualquier hecho que impida el abastecimiento en condiciones normales durante un determinado período, desde las plantas de abastecimiento autorizadas hasta los municipios o corregimientos reconocidos como zonas de frontera. Tales hechos pueden corresponder, sin limitarse a, entre otros, el deterioro de las vías de comunicación, alteraciones del orden público, emergencias ambientales, restricciones económicas o dificultades logísticas.
Enlace oficial de consulta:
https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf Consultado el 24 de octubre de 2026.

[40] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 2, inciso introductorio, página 13 de 15, que dispone textualmente:

Artículo 2. Abastecimiento en situaciones de contingencia. En los casos en que se materialicen contingencias que pongan en riesgo el abastecimiento de combustibles líquidos para el departamento de Nariño, la Dirección de Hidrocarburos podrá habilitar, de forma temporal, la implementación de los esquemas de transporte y distribución que se relacionan a continuación, según aplique:
Enlace de consulta: https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf. Consultado el 24 de octubre de 2026.

[41] Congreso de la República de Colombia, Ley 1437 del 18 de enero de 2011, «Por la cual se expide el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo», artículo 44, «Decisiones discrecionales», que establece que, en la medida en que una decisión de carácter general o particular sea discrecional, debe ser adecuada a los fines de la norma que la autoriza y proporcional a los hechos que le sirven de causa. Enlace de consulta: https://cancilleria.gov.co/normograma/compilacion/docs/ley_1437_2011.htm. Consultado el 24 de octubre de 2026.

estudio integral para cada incidente; concreta el deber de resolver con base en las pruebas e informes disponibles y de adoptar una medida proporcionada a los hechos.

Tampoco procede establecer en esta decisión un plazo universal de duración de las contingencias. La temporalidad dependerá de la persistencia del hecho y de la recuperación de las condiciones de abastecimiento, y el parágrafo 3 del artículo 2 vincula el retorno al esquema ordinario con la superación de las circunstancias que motivaron la autorización[42]; por consiguiente, la terminación no queda librada a la sola preferencia del beneficiario de la medida.

- **La ausencia de un protocolo adicional no elimina las exigencias de solicitud, decisión y control.**

El artículo 2 Resolución 01309 de 17 de julio de 2026 prevé, para los esquemas allí individualizados, la solicitud del agente correspondiente y la autorización de la Dirección mediante oficio. Ese vehículo no dispensa de motivación ni convierte la autorización en una comunicación informal: debe expresar la decisión adoptada y su relación con el supuesto de contingencia, de acuerdo con las exigencias generales del procedimiento administrativo. Ley 1437 del 18 de enero de 2011, artículos 3 y 42.

Asimismo, la falta de un término especial en el Plan no significa que la Administración pueda diferir indefinidamente su respuesta. Los principios de eficacia y celeridad exigen actuar con diligencia, dentro de los términos legales aplicables y sin retardos injustificados; en un asunto que comprometa la continuidad del suministro, la valoración de la solicitud debe ser coherente con esa finalidad y con la urgencia acreditada, sin que esta decisión invente un plazo que el régimen no establece[43].

Por otra parte, el parágrafo 2 del artículo 2 del Plan (Resolución 01309 de 17 de julio de 2026) dispone que las autorizaciones se pongan en conocimiento de las autoridades de control, especialmente de la DIAN, dentro de los tres días siguientes a su expedición. A fuerza debe concluirse que ese término corresponde a una actuación posterior de comunicación: no es un plazo para resolver la solicitud ni una habilitación para esperar tres días antes de atender el riesgo.

- **La Dirección mantiene las alternativas específicas desde Yumbo y somete las adicionales a evaluación del caso concreto.**

La solicitud de CHEVRON debe contrastarse con el contenido completo del acto: Yumbo no desaparece de la cadena: el numeral 1.1.3 del artículo 1 lo contempla como origen del transporte terrestre hacia PETRONAR en condiciones ordinarias [44] y el artículo 2 prevé

---

[42] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 2, parágrafo 3, página 14 de 15, cuyo texto literal es:

Parágrafo 3. Una vez superados los hechos que den lugar a la aprobación de cualquiera de los esquemas de abastecimiento temporales de que trata este artículo, el inventario de gasolina y ACPM-diésel almacenado, ya sea por Ecopetrol S.A. o adquirido por cada uno de los distribuidores mayoristas, deberá ser retirado en su totalidad para luego retornar al plan de abastecimiento en operación de normalidad.
Enlace oficial de consulta:
https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf. Consultado el 24 de octubre de 2026.

[43] Congreso de la República de Colombia, Ley 1437 del 18 de enero de 2011, «Por la cual se expide el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo», artículo 3, numerales 11 y 13, relativos a los principios de eficacia y celeridad administrativa, respectivamente; y artículo 42, «Contenido de la decisión», que establece el deber de motivar las decisiones administrativas con fundamento en las pruebas e informes disponibles. Enlace de consulta: https://www.cancilleria.gov.co/normograma/compilacion/docs/ley_1437_2011.htm. Consultado el 24 de octubre de 2026.

[44] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 1, numeral 1.1.3, página 8 de 15, que establece textualmente:

1.1.3. Abastecimiento de la planta Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí, Nariño, con entregas en las plantas ubicadas en el municipio de Yumbo:
El esquema se podrá realizar a partir de transporte terrestre en carrotanques desde las plantas ubicadas en el municipio de Yumbo, departamento de Valle del Cauca, bajo los contratos de operación logística que suscriban los distribuidores

carrotanques desde Yumbo y/o Cartago para atender a los municipios asignados a la planta de Tumaco cuando corresponda activar ese esquema temporal[45].

Para los municipios atendidos desde Chachagüí, el Plan establece otras alternativas específicas y conserva una disposición residual. El parágrafo 1 del artículo 2 permite autorizar temporalmente medidas viables cuando las alternativas previstas no resulten posibles o sean insuficientes[46]; de este modo, una contingencia no queda sin respuesta por el solo hecho de no coincidir con un itinerario inicialmente descrito, pero la medida adicional exige justificar esa imposibilidad o insuficiencia y su aptitud para garantizar el suministro.

Esa facultad puede dar lugar al examen de una propuesta concreta de abastecimiento desde Yumbo, sin que ello equivalga a conceder desde ahora una autorización general o automática. Si la situación que se presente hace necesaria una medida distinta, deberá decidirse con fundamento en sus circunstancias; lo que no resulta procedente es convertir la solicitud subsidiaria en una habilitación permanente para sustituir la asignación ordinaria, pues ello desbordaría la finalidad temporal del mecanismo.

En todo caso, la autorización temporal no equivale a una modificación permanente de la asignación. El parágrafo 3 del artículo 2 de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 dispone que, superados los hechos de la contingencia, se retire en su totalidad el inventario de gasolina y ACPM-diésel almacenado por Ecopetrol o adquirido por los mayoristas, para luego retornar a la operación normal[47]. Si la dificultad deja de ser transitoria y revela un cambio estructural, corresponde examinar el ajuste del Plan y no mantener indefinidamente una excepción.

---

mayoristas, por medio del cual se garantizará el transporte de Gasolina Motor Corriente y ACPM-Diésel para ser entregado en la planta Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí. La remuneración del transporte se hará con la aplicación de la estructura de precios vigente; por lo tanto, no se afectará el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC. Enlace oficial de consulta: https://www.minenergia.gov.co/docum

[45] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 2, numeral 1.4.1, página 13 de 15, cuyo texto literal establece:

1.4.1. Carrotanques desde Yumbo y/o Cartago, Valle del Cauca
Previa solicitud del agente mayorista y contando con la autorización proferida mediante oficio por la Dirección de Hidrocarburos, se podrá activar el esquema de transporte terrestre desde las plantas de abastecimiento ubicadas en el departamento de Valle del Cauca, hacia los municipios del departamento de Nariño identificados en el numeral 1.2.1. del artículo 1 de esta resolución.
Enlace oficial de consulta:
https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf. Consultado el 24 de octubre de 2026.

[46] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 2, parágrafo 1, página 14 de 15, que dispone textualmente:

Parágrafo 1. En caso de que las alternativas propuestas no resulten viables o sean insuficientes ante la contingencia respectiva, la Dirección de Hidrocarburos podrá gestionar directamente o en coordinación con otras entidades, especialmente el Ministerio de Relaciones Exteriores, la habilitación de importaciones desde la República del Ecuador u otro país, o autorizar de forma temporal las medidas que considere viables para garantizar la continuidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo en los municipios reconocidos como zona de frontera del departamento de Nariño.
Enlace oficial de consulta:
https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf. Consultado el 24 de octubre de 2026.

[47] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, «Por la cual se establece el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos en el departamento de Nariño», artículo 2, parágrafo 3, página 14 de 15, que establece textualmente:

Parágrafo 3. Una vez superados los hechos que den lugar a la aprobación de cualquiera de los esquemas de abastecimiento temporales de que trata este artículo, el inventario de gasolina y ACPM-diésel almacenado, ya sea por Ecopetrol S.A. o adquirido por cada uno de los distribuidores mayoristas, deberá ser retirado en su totalidad para luego retornar al plan de abastecimiento en operación de normalidad.
Enlace oficial de consulta:
https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf. Consultado el 24 de octubre de 2026.

Respecto de CHEVRON, se precisa que Yumbo y/o Cartago ya están previstos para el supuesto identificado en el numeral 1.4.1, mientras las medidas adicionales deben evaluarse bajo las condiciones del parágrafo 1. Se niega, por tanto, la incorporación de una habilitación general e incondicionada para abastecer desde Yumbo a todos los municipios bajo la sola denominación de contingencia, y se confirma el Plan con el alcance expuesto.

p) LA DIRECCIÓN NIEGA UN PERÍODO GENERAL ADICIONAL Y DISPONE LA COORDINACIÓN NECESARIA PARA ADAPTAR LA OPERACIÓN.

Corresponde determinar si la modificación del esquema de abastecimiento desconoce la confianza legítima de los agentes que organizaron sus contratos, inversiones y operaciones bajo las disposiciones anteriores, y si ese principio obliga a conservar las fuentes históricamente utilizadas o a establecer un nuevo período general de transición. El cargo requiere examinar tanto la posibilidad jurídica de actualizar el Plan como los efectos de esa actualización sobre relaciones existentes, sin identificar la protección de expectativas legítimas con un derecho a la permanencia indefinida de todas las condiciones regulatorias.

TERPEL invoca contratos, inversiones, eficiencias logísticas y su autorización para operar desde Chachagüí como circunstancias que deben ponderarse frente a la reorganización del suministro. CHEVRON sostiene que la utilización histórica de Yumbo generó expectativas operativas y solicita una transición suficiente para ajustar contratos, transporte y almacenamiento; PETROMIL pide un período razonable desde la firmeza del acto y cita como antecedente los noventa días concedidos en 2024. PETRONAR reclama protección de su continuidad y operación frente al retiro de municipios, cuestión atendida mediante el restablecimiento particular. PRIMAX plantea una transición en materia de liquidación y compensaciones, que se resuelve mediante la continuidad del régimen económico existente. Estas solicitudes comparten la necesidad de distinguir la estabilidad jurídica y la adaptación operativa de un derecho a mantener indefinidamente el esquema anterior.

El Despacho considera que la confianza legítima no impide actualizar el Plan ni garantiza la continuidad indefinida del abastecimiento directo desde Yumbo. El propio Decreto 1073 de 2015 prevé el ajuste del esquema cuando se presenten cambios significativos en las condiciones de mercado que incidan en la prestación eficiente del servicio, de manera que la estabilidad protegida debe armonizarse con una potestad de actualización expresamente prevista y con la incorporación de infraestructura relevante[48].

Sin perjuicio de ello, la existencia de esa potestad no autoriza a desconocer los efectos de una modificación ni a presumir que toda adecuación puede ejecutarse de manera inmediata. La respuesta debe identificar el cambio efectivamente impuesto y las condiciones para su aplicación, pero no deducir de un plazo concedido en otro contexto un derecho automático a repetirlo, ni utilizar el recurso para restablecer permanentemente el esquema anterior bajo la denominación de transición.

La jurisprudencia sectorial ofrece una precisión adicional. En la sentencia del 7 de mayo de 2015, radicación 11001-03-24-000-2014-00108-00, la Sección Primera examinó modificaciones en el orden de atención de contratos de gas natural y señaló que los agentes conocían o debían conocer el régimen que permitía alterar ese orden en circunstancias excepcionales; la existencia de contratos previos no impedía, por sí misma, una intervención respaldada por la ley[49].

[48] Presidencia de la República de Colombia, Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015, «Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía», artículo 2.2.1.1.2.2.6.8, «Aprobación del plan de abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo», inciso relativo a la modificación del Plan ante cambios significativos en las condiciones de mercado que incidan en la prestación eficiente del servicio de distribución de combustibles líquidos. Enlace de consulta: https://cancilleria.gov.co/normograma/compilacion/docs/decreto_1073_2015.htm. Consultado el 24 de octubre de 2026.

[49] Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera, Sentencia del 7 de mayo de 2015, radicación n.º 11001-03-24-000-2014-00108-00, C. P. Guillermo Vargas Ayala, consideraciones sobre la modificación del orden de prioridad en la atención de la demanda de gas natural, las condiciones de ejecución de contratos de suministro y transporte y el principio de confianza legítima. Enlace de consulta: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/11001-03-24-000-2014-00108-00.htm. Consultado el 24 de octubre de 2026.

Ese precedente no permite trasladar al presente Plan las competencias especiales del racionamiento de gas ni afirmar que cualquier modificación contractual resulta legítima. Su regla pertinente es más concreta: los contratos y las expectativas se examinan dentro del régimen regulatorio al que pertenece la actividad, y no como si ese régimen hubiera asegurado su inmutabilidad; en Nariño, la posibilidad de ajustar el Plan deriva específicamente del artículo 2.2.1.1.2.2.6.8 del Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015.

- **La incorporación de Chachagüí tiene antecedentes anteriores al plan y no supone la desaparición de Yumbo de la cadena logística.**

La Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 relaciona la autorización de la planta de Chachagüí como almacenador mediante la Resolución 01918 del 27 de diciembre de 2024, la ampliación prevista en la Resolución 00096 del 5 de febrero de 2026 y las autorizaciones de distintos mayoristas[50]. También registra consultas a TERPEL y UNO CORP. sobre la reposición desde Yumbo o Mulaló y dos períodos de participación del proyecto, entre el 6 y el 21 de agosto de 2025 y entre el 24 de marzo y el 8 de abril de 2026. Estos antecedentes permiten descartar que la infraestructura apareciera por primera vez con el acto recurrido; no demuestran, por sí solos, que todos los agentes hubieran concluido las adecuaciones necesarias.

Sin perjuicio de ello, conocer un proyecto no equivale a consentirlo ni demuestra que todos los agentes hubieran concluido los ajustes necesarios para ejecutarlo. Estos antecedentes son relevantes para descartar una caracterización de sorpresa absoluta, pero no se utilizan como prueba de que la consulta pública hubiera reemplazado la transición operativa o de que los contratos ya estuvieran plenamente adaptados.

Que, en mérito de todo lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1. ***Recurso de reposición de la ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.*** NO REPONER la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 frente a las pretensiones de revocarla y eliminar la asignación municipal entre las plantas de Tumaco y Chachagüí, sustentadas en la alegada falta de competencia, insuficiencia de motivación técnica y económica, desconocimiento de las recomendaciones de la Superintendencia de Industria y Comercio, afectación de la libre competencia, restricción del alcance de su autorización individual e indeterminación de las contingencias, por las razones expuestas en la parte motiva de esta resolución.

Parágrafo. PRECISAR que la autorización otorgada mediante la Resolución 00224 del 05 de marzo de 2025 para operar como distribuidor mayorista desde la planta de Chachagüí conserva su objeto y condiciones, sin que de ella se derive una asignación territorial invariable o la facultad de abastecer cualquier municipio con independencia del Plan.

---

[50] Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Hidrocarburos, Resolución 01309 del 17 de julio de 2026, parte considerativa, páginas 4 y 5 de 15, que establece textualmente: Que teniendo en cuenta que la planta de abastecimiento Petronar S.A.S. no se encuentra conectada a la red de poliductos y dando cumplimiento a lo señalado en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.8. del Decreto 1073 de 2015, la Dirección de Hidrocarburos mediante radicado 2-2025-025745 y 2-2025-025744 del 9 de julio de 2025, consultó a los agentes mayoristas Terpel S.A. y Biomax S.A, la información sobre los esquemas de abastecimiento. Específicamente se solicitó: "(...) Indicar las rutas de abastecimiento para cada municipio, indicando desde la planta de abastecimiento Petronar S.A.S. ubicada en el municipio de Chachagüí, departamento de Nariño, hacia cada uno de los municipios catalogados como zonas de frontera, describiendo los municipios o caseríos por donde pasan los vehículos que transportan el combustible y los tiempos estimados de las rutas". Que, en respuesta a lo anterior, las sociedades Organización Terpel S.A, y Biomax Biocombustibles S.A., mediante radicados 1-2025-034155 y 1-2025-034121 del 10 de julio de 2025, informaron que el combustible es recibido vía poliducto en sus plantas de abastecimiento ubicadas en Mulaló, municipio de Yumbo, Valle del Cauca, y desde allí es transportado por carrotanque hasta la planta no interconectada Petronar S.A.S. ubicada en el municipio de Chachagüí. Posteriormente abastecerán cada una de las estaciones de servicio dentro del departamento.

Enlace de consulta: https://www.minenergia.gov.co/documents/16163/V2_EDICTO_AA_01309_17_DE_JULIO_DE_2026.pdf. Consultado el 24 de octubre de 2026.

Artículo 2. ***Recurso de reposición de UNO CORP. COLOMBIA S.A., antes BIOMAX BIOCOMBUSTIBLES S.A.*** NO REPONER la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 respecto de las pretensiones de eliminar o flexibilizar de manera general la asignación municipal, habilitar el abastecimiento indistinto desde las plantas del primer orden, condicionar la aplicación del Plan a una nueva metodología económica y establecer causales taxativas, umbrales uniformes o términos perentorios para las contingencias, de conformidad con la motivación de esta resolución.

Parágrafo 1. REPONER PARCIALMENTE la decisión para incorporar un parágrafo transitorio sobre continuidad de la compensación del transporte terrestre, en los términos del artículo 7 de esta resolución, sin crear un beneficio adicional, ampliar su cobertura ni supeditar su aplicación a una nueva metodología.

Parágrafo 2. COMUNÍQUESE al Grupo de Combustibles Líquidos de la Dirección de Hidrocarburos para que, en firme esta decisión, gestione la entrega de la información solicitada por UNO CORP. COLOMBIA S.A. sobre los análisis técnicos y económicos que soportan la asignación municipal y las rutas del Plan, mediante respuesta individualizada e identificación de los documentos que obren en poder de la entidad.

Artículo 3. ***Recurso de reposición de PETRÓLEOS DE NARIÑO S.A.S., PETRONAR*****.** NO REPONER la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026 en cuanto se solicita retirar del Plan la referencia a la infraestructura terrestre autorizada mediante las Resoluciones 01439 y 01440 del 3 de agosto de 2026. Dicha referencia conserva exclusivamente el alcance de las autorizaciones individuales, sin constituir un reconocimiento adicional de capacidad, presumir su ejecutoria en una fecha determinada ni producir una reasignación municipal automática.

Parágrafo 1. REPONER PARCIALMENTE la Resolución 01451 del 5 de agosto de 2026 y, en consecuencia, REVOCAR la reasignación municipal dispuesta en su artículo 4 y el reconocimiento de infraestructura flotante incorporado en su artículo 6, este último exclusivamente en cuanto disposición del Plan de Abastecimiento. De esta manera, RESTABLECER expresamente el abastecimiento de La Florida, Consacá, El Peñol, El Tambo, Sandoná, Yacuanquer, Nariño, Ancuyá y Linares desde la planta de Chachagüí, con las rutas previstas en el texto de la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 que se reproduce en el artículo 7 de esta resolución.

Parágrafo 2. PRECISAR que las plantas de Tumaco y Chachagüí pertenecen al mismo primer orden de prelación, conforme a lo señalado en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.7. del Decreto 1073 de 2015.

Parágrafo 3. NEGAR (i) la inspección y los conceptos especializados solicitados para verificar la infraestructura flotante, por las razones expuestas en la parte motiva, sin perjuicio de las competencias de las autoridades encargadas de controlar las operaciones que efectivamente se realicen, y (ii) la convocatoria de la mesa técnica solicitada para revisar la integración del Plan, dado que se restablece su estructura de asignación original, sin excluir el seguimiento de las condiciones de acceso y operación.

Parágrafo 4. COMUNÍQUESE al Grupo de Combustibles Líquidos de la Dirección de Hidrocarburos para que, en firme esta decisión, gestione la entrega de la información y los documentos solicitados por PETRONAR en los numerales 47 a 75 de su escrito, mediante respuesta individualizada que conserve dicha numeración e identifique los documentos entregados, los que no obren en poder de la entidad y los traslados por competencia que correspondan.

Artículo 4. ***Recurso de reposición de CHEVRON PETROLEUM COMPANY.*** NO REPONER la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 respecto de las pretensiones de modificar la asignación municipal y habilitar a las plantas de abastecimiento del municipio de Yumbo, departamento de Valle del Cauca, como fuente ordinaria directa y general para los municipios de Nariño, sustentadas en los reparos de motivación, eficiencia logística,

costos, competencia y tratamiento de sus comentarios al proyecto, de conformidad con la parte considerativa.

Parágrafo 1. NEGAR la solicitud subsidiaria en cuanto pretende una habilitación general e incondicionada de abastecimiento desde Yumbo (Valle del Cauca), bajo la denominación de contingencia. Se conservan las alternativas expresamente previstas en el artículo 2 de la Resolución 01309 de 17 de julio de 2026 y la evaluación de medidas adicionales conforme a su parágrafo 1, sin extender automáticamente una ruta específica a cualquier municipio o circunstancia.

Parágrafo 2. NEGAR un período general adicional de transición. La adaptación operativa se atenderá mediante las medidas de coordinación previstas en el artículo 8 de esta resolución.

Parágrafo 3. COMUNÍQUESE al Grupo de Combustibles Líquidos de la Dirección de Hidrocarburos para que, en firme esta decisión, gestione la entrega a CHEVRON PETROLEUM COMPANY de la matriz que contiene las respuestas a sus comentarios y de las constancias de publicación que obren en poder de la entidad, con identificación de los documentos suministrados, sin perjuicio de la publicación posterior de la misma.

Artículo 5. *Recurso de reposición de PETRÓLEOS DEL MILENIO S.A.S., PETROMIL.* NO REPONER la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 respecto de las pretensiones de habilitar el abastecimiento desde cualquier planta, conservar a Yumbo como fuente ordinaria directa e incondicionada para los municipios de Nariño y establecer un período general adicional de transición, incluidos los noventa días invocados como antecedente, por las razones expuestas en la parte motiva.

Parágrafo 1. COMUNÍQUESE al Grupo de Combustibles Líquidos de la Dirección de Hidrocarburos para que, en firme esta decisión, gestione la entrega de la información solicitada por PETROMIL sobre las fuentes y los soportes utilizados para valorar demanda, distancias, costos, tiempos, rutas, capacidad de recibo y despacho, seguridad, eficiencia y acceso a las plantas.

Artículo 6. *Recurso de reposición de PRIMAX COLOMBIA S.A.* NO REPONER la Resolución 01309 del 17 de julio de 2026 respecto de las pretensiones de modificar la organización territorial del abastecimiento por los reparos sobre asignación municipal, estructura de precios, competitividad y atención de las recomendaciones de la Superintendencia de Industria y Comercio, salvo las precisiones y la adición expresamente dispuestas en los siguientes parágrafos.

Parágrafo 1. REPONER PARCIALMENTE la decisión recurrida en el sentido de precisar que las autorizaciones para el desarrollo de la actividad de distribución mayorista se entienden comprendidas como antecedente del Plan, sin que ello constituya una nueva autorización, modifique sus condiciones o implique la asignación de municipios propios.

Parágrafo 2. ACOGER la solicitud de hacer explícita la continuidad de la compensación del transporte terrestre, mediante el parágrafo transitorio incorporado en el artículo 7 de esta resolución, dentro del ámbito y las condiciones del régimen vigente.

Artículo 7. *Plan de Abastecimiento de combustibles líquidos para el departamento de Nariño.* Como consecuencia de lo resuelto en la presente resolución, el Plan de Abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos para el departamento de Nariño será del siguiente tenor:

> **«1. Objeto.** Establecer el plan de abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos producidos en el país y/o importados, para los municipios o corregimientos fronterizos del departamento de Nariño, el cual quedará así:
>
> **1.1. Abastecimiento con producto nacional.** El abastecimiento con producto nacional se realiza mediante el siguiente esquema:

Refinador → Planta de Abasto → Transporte → Distribución Mayorista → Distribuidores minoristas → Usuario Final.

El refinador suministrará el combustible líquido para el abastecimiento en el departamento de Nariño, por lo que entregará los productos en malla de refinería (Cartagena o Barrancabermeja) o puertos alternos, o facilidades portuarias de la refinería de Cartagena, según corresponda. Desde los puntos referidos, el producto será transportado a cargo de los distribuidores mayoristas (siendo remunerado el transporte con la aplicación de la estructura de precios vigente). Los productos serán transportados por el sistema nacional de poliductos, buque tanques o carrotanques hasta las plantas de abastecimiento de Yumbo y/o Buenaventura. Estos productos contarán con marcación nacional a la salida del poliducto y/o, en los casos de entregas en puertos alternos, el producto debe estar marcado al momento de la entrega al distribuidor mayorista.

Parágrafo 1. La marcación nacional de los combustibles líquidos entregados por el refinador en las facilidades portuarias de la refinería de Cartagena, cuando el destino final del producto sea la planta ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., se realizará exclusivamente en la planta de abastecimiento de Tumaco.

Parágrafo 2. El primer orden de prelación para el abastecimiento del departamento de Nariño estará dado por aquellas plantas de abastecimiento ubicadas dentro del departamento. Los distribuidores mayoristas realizarán, en las plantas de abastecimiento Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., ubicada en el municipio de Tumaco, y Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí, la remarcación de zona de frontera de que trata la Resolución 91349 de 2014, o la norma que la modifique o sustituya.

Parágrafo 3. La operación de distribución de combustibles de las plantas Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A. y Petronar S.A.S., deberá sujetarse a la capacidad de almacenamiento comercial certificada, de conformidad con lo establecido en el artículo 2.2.1.1.2.2.3.95. del Decreto 1073 de 2015, la cual determinará su límite de comercialización y volumen mensual a distribuir.

Parágrafo 4. Cumplido el año de entrada en vigencia del presente acto administrativo, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía deberá realizar un Informe de evaluación de impacto del plan de abastecimiento, en el cual se tenga en cuenta como mínimo los efectos en: precios de venta percibidos por el consumidor final, eficiencia en la logística de distribución de combustibles en el departamento y condiciones sociales y desarrollo económico del departamento.

En todo caso, en cualquier tiempo durante la vigencia del presente plan de abastecimiento o conforme a los resultados del mencionado Informe de evaluación, la Dirección de Hidrocarburos hará el seguimiento que le corresponde con el fin de adelantar los ajustes a que haya lugar sobre el referido plan, de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 2.2.1.1.2.2.6.8. del Decreto 1073 de 2015 o la norma que lo modifique o sustituya.

Parágrafo 5. Los distribuidores minoristas de los municipios ubicados en zona de frontera del departamento de Nariño podrán abastecerse, en segundo orden de prelación, desde las plantas de abastecimiento que cuenten con terminal de poliducto y que se encuentren localizadas en municipios y departamentos vecinos, siempre que exista viabilidad técnica y económica para atender dichas zonas.

Esta disposición aplicará únicamente cuando el distribuidor mayorista al que se ha otorgado la función de abastecimiento en primer orden de prelación no cumpla con las condiciones de precio, capacidad operativa o logística de distribución señaladas en la presente resolución. En tales casos, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía mediante autorización, podrá adoptar las medidas que estime necesarias para garantizar el abastecimiento eficiente y continuo en los

municipios de frontera, sin perjuicio de las acciones administrativas a que haya lugar.

1.1.1. Abastecimiento de la planta ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., con entregas en el Puerto de Buenaventura:

El esquema de cabotajes se podrá realizar en buque tanques y/o barcazas a partir del puerto de Buenaventura desde las terminales de Chevron y/o Petrodecol hacia el puerto de Tumaco bajo los contratos de operación logística que suscriban los distribuidores mayoristas, por medio del cual se garantizará el transporte de Gasolina Motor Corriente y ACPM-Diésel, para ser entregado en la planta ubicada al interior de la planta de abastecimiento ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., en Tumaco. La remuneración del transporte se hará con la aplicación de la estructura de precios vigente; por lo tanto, no se afectará el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC.

1.1.2. Abastecimiento de la planta ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., a través de buque tanques desde la Zona Norte:

El abastecimiento de combustibles se realizará mediante entregas en las facilidades portuarias de la refinería de Cartagena, o desde puertos alternos ubicados en los Departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena. Los Distribuidores Mayoristas deberán transportar el combustible mediante buque tanques y/o barcazas hasta la planta de abastecimiento ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A. del municipio de Tumaco. La remuneración del transporte y de todos los costos logísticos asociados a la entrega en las facilidades portuarias estarán bajo la responsabilidad operativa y económica del distribuidor mayorista interesado, y se hará con la aplicación de la estructura de precios vigente; por lo tanto, no se afectará el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC.

1.1.3. Abastecimiento de la planta Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí, Nariño, con entregas en las plantas ubicadas en el municipio de Yumbo:

El esquema se podrá realizar a partir de transporte terrestre en carrotanques desde las plantas ubicadas en el municipio de Yumbo, departamento de Valle del Cauca, bajo los contratos de operación logística que suscriban los distribuidores mayoristas, por medio del cual se garantizará el transporte de Gasolina Motor Corriente y ACPM-Diésel para ser entregado en la planta Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí. La remuneración del transporte se hará con la aplicación de la estructura de precios vigente; por lo tanto, no se afectará el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC.

1.2. Abastecimiento en el Departamento. Las plantas de abastecimiento autorizadas para los municipios del departamento de Nariño, en consonancia con la parte motiva del presente acto administrativo y con los parámetros y especificaciones de la normatividad vigente, son las siguientes:

PLANTA DE ABASTECIMIENTO EN PRIMER ORDEN DE PRELACIÓN	UBICACIÓN	MUNICIPIOS Y/O CORREGIMIENTOS A DISTRIBUIR
Ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A.	Tumaco-Nariño	Aldana, Barbacoas, Cuaspud Carlosama, Córdoba, Cumbal, El Charco, El Contadero, Francisco Pizarro, Funes, Guachucal, Guaitarilla, Gualmatán, Iles, Imués, Ipiales, La Tola, Magüí, Mallama, Mosquera, Olaya Herrera, Ospina, Potosí, Puerres,

		Pupiales, Ricaurte, Roberto Payán, Santa Bárbara Iscuandé, Sapuyes, Tumaco y Túquerres.

PLANTA DE ABASTECIMIENTO EN PRIMER ORDEN DE PRELACIÓN	UBICACIÓN	MUNICIPIOS Y/O CORREGIMIENTOS A DISTRIBUIR
Petróleos de Nariño Petronar S.A.S.	Chachagüí-Nariño	Ancuyá, Aponte, Arboleda, Belén, Buesaco, Chachagüí, Colón-Génova, Consacá, Cumbitara, El Peñol, El Tablón, El Rosario, El Tambo, La Cruz, La Florida, La Llanada, La Unión, Leiva, Linares, Nariño, Pasto, Policarpa, Samaniego, Sandoná, San Bernardo, San José de Albán, San Lorenzo, San Pablo, San Pedro de Cartago, Santacruz-Guachaves, Sotomayor, Taminango, Tangua y Yacuanquer.

1.2.1. Esquema de distribución de combustibles desde la Planta ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., en primer orden de prelación.

La planta Pacific Port S.A., ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional del municipio de Tumaco en el departamento de Nariño, realizará el abastecimiento de combustible hacia los municipios de ese departamento descritos bajo el siguiente esquema:

MUNICIPIO Y/O CORREGIMIENTO DESTINO	RUTAS	TIEMPO DE RUTA
Aldana	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal - Aldana	8 horas
Barbacoas	Tumaco - Junín - Barbacoas (Multimodal)	6 horas
Cuaspud Carlosama	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal - Aldana - Carlosama	9 horas
Córdoba	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal - Aldana - Ipiales - Córdoba	11 horas
Cumbal	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal - Cumbal	8 horas
El Charco	Tumaco - El Charco	12 horas
El Contadero	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal - Aldana - Ipiales - El Contadero	11 horas
Francisco Pizarro	Tumaco - Francisco Pizarro	1 hora
Funes	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Sapuyes - Túquerres - Funes	11 horas
Guachucal	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal	7 horas
Guaitarilla	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Sapuyes - Túquerres - Guaitarilla	10 horas
Gualmatán	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal - Aldana - Ipiales - Pupiales - Gualmatán	11 horas
Iles	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Sapuyes - Túquerres - Imués - Iles	11 horas
Imués	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Sapuyes - Túquerres - Imués	9 horas
Ipiales	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal - Aldana - Ipiales	9 horas
La Tola	Tumaco - La Tola	12 horas
Magüí	Tumaco - Junín - Barbacoas - Magüí Payán (multimodal)	10 horas
Mallama	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama	5 horas
Mosquera	Tumaco - Mosquera	8 horas

Olaya Herrera	Tumaco - Olaya Herrera	10 horas
Ospina	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Sapuyes - Túquerres - Ospina	9 horas
Potosí	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal - Aldana - Ipiales - Potosí	10 horas
Puerres	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal - Aldana - Ipiales - Puerres	11 horas
Pupiales	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Guachucal - Aldana - Ipiales - Pupiales	10 horas
Ricaurte	Tumaco - Junín - Ricaurte	4 horas
Roberto Payán	Tumaco - Junín - Barbacoas - Roberto Payán (multimodal)	8 horas
Santa Bárbara Iscuandé	Tumaco - Santa Bárbara Iscuandé	14 horas
Sapuyes	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Sapuyes	7 horas
Tumaco	Tumaco	1 hora
Túquerres	Tumaco - Junín - Ricaurte - Mallama - Sapuyes - Túquerres	8 horas

1.2.2. Esquema de distribución de combustibles desde la Planta Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí Nariño, en primer orden de prelación.

La planta Petronar S.A.S. ubicada en el municipio de Chachagüí del departamento de Nariño, realizará el abastecimiento de combustible hacia los municipios de ese departamento descritos bajo el siguiente esquema:

MUNICIPIO Y/O CORREGIMIENTO DESTINO	RUTAS	TIEMPO DE RUTA
Ancuya	Chachagüí - Pasto - Genoy - Nariño - La Florida - Sandoná - Ancuya	4 horas
Aponte	Chachagüí - Buesaco - Aponte	6 horas
Arboleda	Chachagüí - Buesaco - El Empate - Arboleda Berruecos.	4 horas
Belén	Chachagüí - El tablón Panamericano - Pueblo Remolino - Mercaderes - Florencia - San Pablo - Belén	8 horas
Buesaco	Chachagüí - El Tambo del Obispo - Buesaco	3 horas
Chachagüí	Chachagüí - Chachagüí	1 hora
Colón-Génova	Chachagüí - Buesaco - El Tablón de Gómez - La Unión - Colon Génova	7 horas
Consacá	Chachagüí - Pasto - Buesaquillo - Catambuco - Yacuanquer - Zaragoza - Consacá.	6 horas
Cumbitara	Chachagüí - Buesaco - El Tablón - La Punta - Policarpa - Cumbitara.	7 horas
El Peñol	Chachagüí - Pasto - Genoy - El Tambo - El Peñol.	7 horas
El Rosario	Chachagüí - El Tablón Panamericano - Puerto Remolino - El Rosario	7 horas
El Tablón	Chachagüí - Buesaco - El Tablón de Gómez	5 horas
El Tambo	Chachagüí - Pasto - Nariño - Mirador El Diviso - El Tambo	5 horas
La Cruz	Chachagüí - Buesaco - El Tablón Panamericano - Mercaderes - Florencia - San Pablo - La Cruz	7 horas
La Florida	Chachagüí - Pasto - Genoy - Nariño - La Florida.	3 horas
La Unión	Chachagüí - Buesaco - El Tablón de Gómez - La Unión	6 horas
La Llanada	Chachagüí - Pasto - Genoy - El Tambo - El Peñol - Sotomayor - La Llanada	8 horas
Leiva	Chachagüí - El Tablón Panamericano - Pueblo Remolino - Mojarras (Cauca) - Leiva	10 horas
Linares	Chachagüí - Pasto - Genoy - Nariño - Sandoná - Ancuyá - Linares	6 horas

Nariño	Chachagüí - Pasto - Genoy - Nariño	3 horas
Pasto	Chachagüí - Pasto	3 horas
Policarpa	Chachagüí - El Tablón Panamericano - Puerto Remolino - Policarpa	8 horas
Samaniego	Chachagüí - Pasto - Tangua - Imués - Túquerres - Samaniego.	8 horas
Sandoná	Chachagüí - Pasto - Genoy - Nariño - La Florida - Sandoná	4 horas
San Bernardo	Chachagüí - Pasto - Buesaco - San José de Albán - Belén - San Bernardo	5 horas
San José de Albán	Chachagüí - El Tambo del Obispo - Buesaco - San José de Albán.	5 horas
San Lorenzo	Chachagüí - Cimarrones - El Tablón Panamericano - Taminango - Santa Cruz - San Lorenzo	5 horas
San Pablo	Chachagüí - El Tablón Panamericano - Pueblo Remolino - Mercaderes - Florencia - San Pablo	6 horas
San Pedro de Cartago	Chachagüí - Buesaco - El Empate - San Pedro de Cartago	5 horas
Santacruz-Guachavés	Chachagüí - Buesaquillo - Tangua - Pedregal - Túquerres - Santacruz Guachavés.	7 horas
Sotomayor	Chachagüí - Pasto - Genoy - El Tambo - El Peñol - Sotomayor	8 horas
Taminango	Chachagüí - El Tablón Panamericano - La Granada - La Concordia - Taminango	4 horas
Tangua	Chachagüí - Buesaquillo - Catambuco - San Mateo - Tangua	3 horas
Yacuanquer	Chachagüí - Buesaquillo - Catambuco - San Mateo - Yacuanquer	3 horas

1.3. Abastecimiento con producto importado.

1.2.1. Producto importado directamente en la planta de abastecimiento ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A.

El importador suministrará el combustible líquido para el departamento de Nariño, por lo que entregará sus productos en la planta de abastecimiento ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A. En dicha planta el producto deberá tener la marcación nacional y adicionalmente la remarcación de zona de frontera de que trata la Resolución 91349 de 2014, o la norma que la modifique o sustituya; adicionalmente, se deberán cumplir los requisitos necesarios para la procedencia de dicha importación. La distribución de combustibles en el departamento se realizará bajo el mismo esquema de abastecimiento con producto nacional:

País de Origen → Transporte terrestre Fluvial o marítimo → Terminal de Recibo → Logística Nacional → Distribuidores minoristas.

1.2.2. Producto importado en otros puertos del territorio colombiano con destino a las plantas de abastecimiento ubicadas en el departamento de Nariño, distinto al producto importado por Ecopetrol S.A.

El importador suministrará el combustible líquido para el abastecimiento en el departamento de Nariño, por lo que entregará los productos en los puertos de importación. Desde los puntos referidos, el producto será transportado a cargo de los distribuidores mayoristas (siendo remunerado el transporte con la aplicación de la estructura de precios vigente). Estos productos contarán con marcación nacional a la salida del puerto de importación. Los distribuidores mayoristas realizarán en las plantas de abastecimiento ubicadas en el departamento de Nariño, la remarcación de zona de frontera de que trata la Resolución 91349 de 2014, o la norma que la modifique o sustituya; adicionalmente, se deberán cumplir los requisitos necesarios

para la procedencia de dicha importación. La distribución en el departamento se realizará bajo el mismo esquema de abastecimiento con producto nacional:

País de Origen → Transporte terrestre Fluvial o marítimo → Terminal de Recibo → Logística Nacional → Distribuidores minoristas.

Artículo 2. ***Abastecimiento en situaciones de contingencia.*** En los casos en que se materialicen contingencias que pongan en riesgo el abastecimiento de combustibles líquidos para el departamento de Nariño, la Dirección de Hidrocarburos podrá habilitar, de forma temporal, la implementación de los esquemas de transporte y distribución que se relacionan a continuación, según aplique:

2.1. Esquema de contingencia para la planta ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A.

2.1.1. Carrotanques desde Yumbo y/o Cartago, Valle del Cauca.

Previa solicitud del agente mayorista y contando con la autorización proferida mediante oficio por la Dirección de Hidrocarburos, se podrá activar el esquema de transporte terrestre desde las plantas de abastecimiento ubicadas en el departamento de Valle del Cauca, hacia los municipios del departamento de Nariño identificados en el numeral 1.2.1. del artículo 1 de esta resolución.

2.2. Esquema de contingencia para la planta Petronar S.A.S.

2.2.1. Carrotanques desde Neiva, Huila - Cabotajes de buques o barcazas desde Buenaventura, Valle del Cauca a Tumaco y carrotanques hasta Chachagüí.

Previa solicitud del agente mayorista y contando con la autorización proferida mediante oficio por la Dirección de Hidrocarburos, se podrá activar esquema de transporte terrestre desde la planta de abastecimiento Neiva, ubicada en el departamento del Huila, hasta la planta Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí Nariño; o el esquema de cabotajes en buques o barcazas desde las terminales de Chevron y/o Petrodecol ubicados en el municipio de Buenaventura, Valle del Cauca, hacia la planta ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., bajo el contrato de operación logística que suscriba Ecopetrol S.A. y desde dicha planta transporte por vía terrestre hasta la planta Petronar S.A.S., ubicada en el municipio de Chachagüí, bajo el contrato de operación logística que suscriban los mayoristas, por medio del cual se garantizará el transporte de gasolina y ACPM-diésel.

El transporte por vía terrestre desde la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A., y hasta la planta Petronar S.A.S. estará a cargo de los distribuidores mayoristas y su remuneración se hará con la aplicación de la estructura de precios vigente; por lo tanto, no se afectará el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC.

Los costos en los que incurra Ecopetrol S.A. para la atención de la situación de contingencia serán cubiertos por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), previa autorización de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

2.2.2. Entregas desde la planta ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A. a los municipios señalados en el numeral 1.2.2. del artículo 1.

Previa solicitud del agente interesado y contando con la autorización proferida mediante oficio, por la Dirección de Hidrocarburos, se podrán activar entregas hacia los municipios del departamento de Nariño señalados en el numeral 1.2.2. del

artículo 1 de esta resolución, desde la planta ubicada al interior de la Sociedad Portuaria Regional Tumaco, Pacific Port S.A.

Parágrafo 1. En caso de que las alternativas propuestas no resulten viables o sean insuficientes ante la contingencia respectiva, la Dirección de Hidrocarburos podrá gestionar directamente o en coordinación con otras entidades, especialmente el Ministerio de Relaciones Exteriores, la habilitación de importaciones desde la República del Ecuador u otro país, o autorizar de forma temporal las medidas que considere viables para garantizar la continuidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo en los municipios reconocidos como zona de frontera del departamento de Nariño.

Parágrafo 2. Dentro de los tres (3) días siguientes a la expedición de cada autorización de que trata este artículo, la Dirección de Hidrocarburos deberá poner en conocimiento de las autoridades de control que considere pertinentes y especialmente de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN, los esquemas de distribución a ejecutar para conjurar la contingencia.

Parágrafo 3. Una vez superados los hechos que den lugar a la aprobación de cualquiera de los esquemas de abastecimiento temporales de que trata este artículo, el inventario de gasolina y ACPM-diésel almacenado, ya sea por Ecopetrol S.A. o adquirido por cada uno de los distribuidores mayoristas, deberá ser retirado en su totalidad para luego retornar al plan de abastecimiento en operación de normalidad.

Artículo 3. Estructura de precios. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, deberá considerar para la estructura de precios para el departamento de Nariño, el presente Plan de Abastecimiento, de conformidad con la delegación de funciones de que trata la Resolución 40193 de 2021 o la norma que la modifique o sustituya.

Parágrafo transitorio. En cumplimiento del parágrafo 4 del artículo 6 de la Ley 2135 del 4 de agosto de 2021, continuará aplicándose el régimen de compensación del transporte terrestre de combustibles hacia el departamento de Nariño, conforme a las reglas de asignación de valores y a los procedimientos de verificación y control establecidos en las Resoluciones 40702 del 6 de septiembre de 2019 y 31237 del 1 de octubre de 2019, dentro de sus respectivos ámbitos de aplicación, mientras se expida la regulación que los modifique o sustituya.

La aplicación del presente Plan de Abastecimiento no interrumpe la continuidad de dicho régimen ni la condiciona a la expedición de una nueva metodología. Esta disposición no crea una compensación adicional, amplía los supuestos de reconocimiento ni modifica los requisitos de verificación y liquidación previstos en las normas aplicables».

Artículo 8. *Notificaciones.* Por la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía, NOTIFÍQUESE la presente resolución a todos los distribuidores mayoristas y comprendidos en el Plan de Abastecimiento para el departamento de Nariño, incluidos los recurrentes, por conducto de sus representantes legales, apoderados o personas debidamente autorizadas.

La Dirección de Hidrocarburos suministrará a la Oficina Asesora Jurídica la relación de destinatarios y los datos de contacto que obren en el expediente, en SICOM y en los registros correspondientes. La notificación electrónica se surtirá cuando se cumplan los presupuestos legales para su utilización.

Parágrafo. Si no pudiere llevarse a cabo la notificación personal, se surtirá por edicto en la forma y por el lapso establecido en el artículo 28 de la Ley 10 de 1961.

Artículo 9. *Recursos*. Contra la presente decisión no procede recurso alguno.

Artículo 10. *Comunicaciones*. Por la Dirección de Hidrocarburos, REMÍTASE copia íntegra de la presente resolución a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC; a la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN; y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, y a la Gobernación del Departamento de Nariño, para su conocimiento y los fines de su competencia.

Artículo 11. *Publicación*. Una vez en firme la presente resolución, PUBLÍQUESE en el Diario Oficial y en la página web del Ministerio de Minas y Energía.

Dada en Bogotá, D.C., a los 27 días del mes de Octubre de 2026.

NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE



German Orlando Leon Duarte
Director Técnico
Dirección de Hidrocarburos

Documento firmado electrónicamente amparado en las disposiciones referidas por la Ley 527 de 1999.
Elaboró: Daniela Preziosi Ribero – Contratista –
Revisó: Diego Felipe Gómez Duarte – Contratista –
José Alejandro Rodríguez Quimbay – Coordinador –
David Felipe Hernández Taborda
Yenith Andrea Sanabria Cancelado – Contratista –
Iván Altamar Cuava – Profesional Especializado –
Héctor Emilio Moreno Bonilla – Coordinador –
Aprobó: German Orlando Leon Duarte – Director Técnico –