



MIRANDA
INSTITUTE

VENEZUELA · POLICY RESEARCH & INTELLIGENCE

MIRANDA INSTITUTE®

Publicaciones de Inteligencia y Estrategia sobre Venezuela

Revisión Mensual Económica — agosto de 2026

Edición: mes cerrado al 31 de agosto de 2026

Cobertura: Energía · Economía · Sanciones · Inversión · Política · Seguridad

Clasificación: Abierta — publicación de MIRANDA INSTITUTE®

Editor: MIRANDA INSTITUTE® · Periodicidad: Mensual

research@miranda-institute.org

Sitio del Miranda Institute

© 2026 MIRANDA INSTITUTE®

Build 2026-09-12 19:52 · source 1ca6965 · RevisionMensualEconomica.txt

Revisión Mensual Económica — agosto de 2026

Índice de la Sección

1 — Compendio de Inteligencia

- [Tablero de Indicadores Económicos Clave — agosto de 2026](#)

2 — Análisis Mensual

- [Análisis Mensual — agosto de 2026](#)

3 — Referencia Comparativa de Datos — 1998 · 2025 · 2026

- [3.1 — Datos de los Gráficos e Indicadores \(Fuente del Tablero\)](#)
- [3.2 — Macroeconomía](#)
- [3.3 — Salarios y Trabajo](#)
- [3.4 — Petróleo y Gas](#)
- [3.5 — Electricidad](#)
- [3.6 — Minería y Materias Primas](#)
- [3.7 — Comercio y Conectividad](#)
- [3.8 — Gobernanza y Sociedad](#)

4 — Perfil Sectorial — Estado Industrial

- [A — Petróleo y Gas](#)
- [B — Electricidad](#)
- [C — Minería, Acero, Aluminio y Carbón](#)
- [D — Telecomunicaciones, Banca, Servicios Industriales y Agricultura](#)

1 — Compendio de Inteligencia

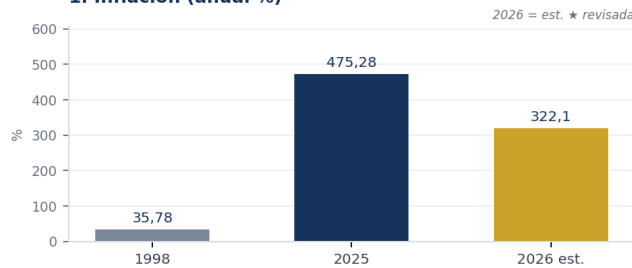
Tablero de Indicadores Económicos Clave — agosto de 2026

La Revisión Mensual Económica es la lectura mensual del boletín sobre dónde se encuentra realmente la economía venezolana, publicada en cuatro partes: este Compendio de Inteligencia, el Análisis Mensual, la Referencia Comparativa de Datos y el Perfil Sectorial. El Tablero de Indicadores Económicos Clave que sigue traza ocho series —inflación anual, desempleo, reservas internacionales, tipo de cambio oficial, tasa activa del BCV, bono soberano de referencia, producción petrolera y capacidad eléctrica— contra los mismos dos parámetros estructurales todos los meses, 1998 y 2025, de modo que la distancia recorrida sea visible y no un punto aislado. El Análisis Mensual que viene a continuación lee esos números en conjunto: la trayectoria de la moneda, la de las reservas, las condiciones crediticias, el estado del petróleo y de la electricidad, los movimientos de deuda y de bonos, y los hechos materiales del mes. La Referencia Comparativa de Datos contiene las tablas completas 1998 · 2025 · actual que están detrás de ellos, sector por sector. El Perfil Sectorial completa el bloque, leyendo cada industria desde el lado del inversionista —petróleo y gas planta por planta, CITGO y Dragón, electricidad, minería y metales, telecomunicaciones, banca y agricultura—, de

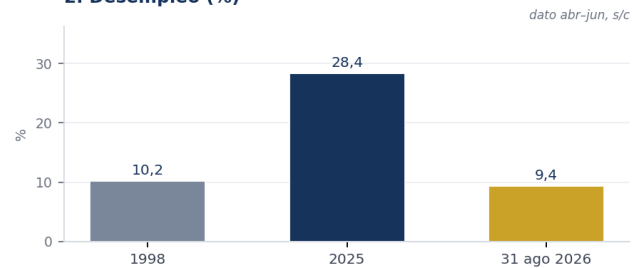
modo que las series macroeconómicas de aquí tengan debajo una imagen operativa. Cada cifra está fechada según su fuente y lleva la fecha en que fue verificada; donde no existe un dato nuevo, la cifra anterior se arrastra y se marca s/c en lugar de estimarse, y toda cifra que sea una estimación lo dice y declara su base. Cuatro series llevan datos nuevos para el mes cerrado al 31 de agosto de 2026 —el INPC de agosto, las reservas internacionales, el tipo de cambio oficial y la producción petrolera— y cuatro se arrastran s/c. **Desde la edición del 14 de septiembre de 2026 el mismo tablero de ocho gráficos se publica TAMBIÉN CADA SEMANA, como continuación de los Titulares de la Semana** (dirección del curador, 8 de septiembre de 2026), con los gráficos y una línea semanal de estado de datos pero sin análisis; la copia que sigue es la parte uno de la Revisión Mensual Económica y es la que recibe el lector mensual, y la lectura de los números que viene después se publica mensualmente y no semanalmente.

MIRANDA INSTITUTE® — Indicadores Económicos Clave · 1998 · 2025 · agosto de 2026

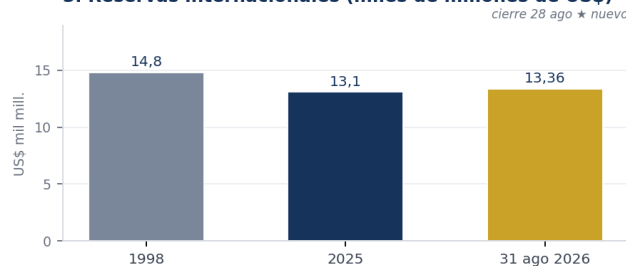
1. Inflación (anual %)



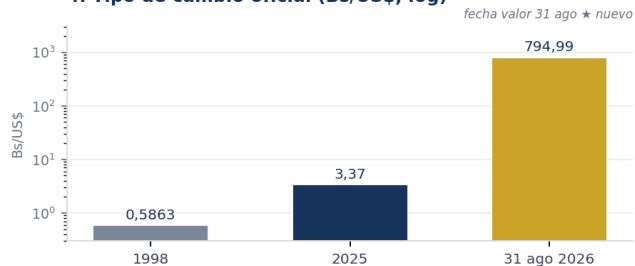
2. Desempleo (%)



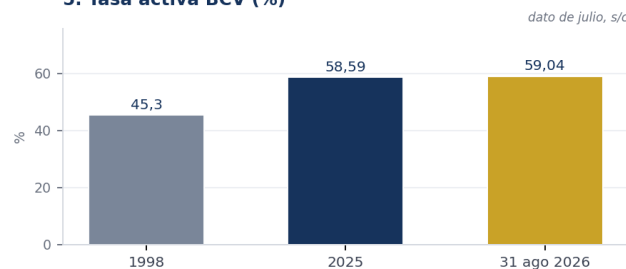
3. Reservas internacionales (miles de millones de US\$)



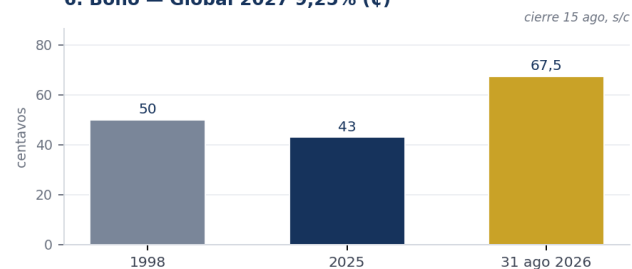
4. Tipo de cambio oficial (Bs/US\$, log)



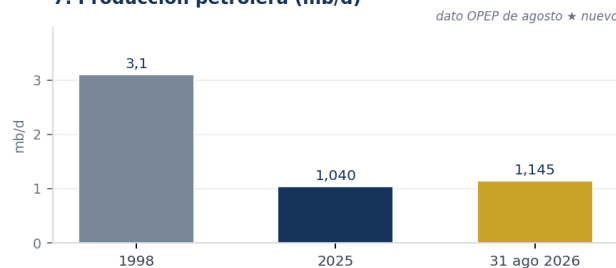
5. Tasa activa BCV (%)



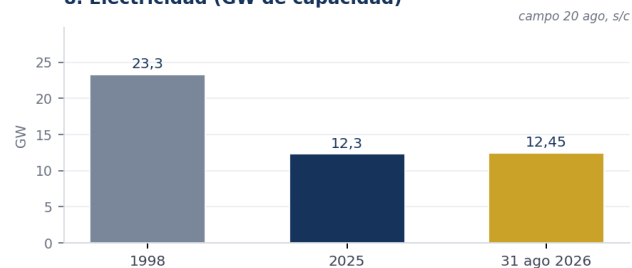
6. Bono — Global 2027 9,25% (¢)



7. Producción petrolera (mb/d)



8. Electricidad (GW de capacidad)



El gráfico 1 es la inflación ANUAL: 35,78% (IPC de 1998, serie histórica del BCV) y 475,28% (cierre publicado de 2025, BCV) son datos publicados; 322,1% para 2026 es una ESTIMACIÓN — el acumulado enero-agosto (200,11%, BCV) extendido a fin de año repitiendo la tasa mensual de agosto (8,9%) de septiembre a diciembre; la estimación anterior de 582,7% se construyó sobre la tasa de julio (19,9%) y queda superada, no corregida. Llevan dato nuevo en este cierre las reservas (28 de agosto), el tipo de cambio oficial (fecha valor del 31 de agosto) y la PRODUCCIÓN PETROLERA: el informe de la OPEP publicado el 10 de septiembre ubica agosto en 1,145 mb/d por FUENTES SECUNDARIAS y revisa julio a ≈1,122 desde el 1,117 antes arrastrado. El gráfico 7 traza solo fuentes secundarias: la cifra de comunicación directa del Ministerio de Hidrocarburos, 1,201 mb/d en agosto, es otra serie y no se grafica. Gráfico 6: la barra de 1998 es una estimación de ≈50¢ y la de 2025 es la marca del 7 de enero de 2026; la barra actual es el cierre del 15 de agosto de 2026, s/c. Gráfico 8: las barras son puntos medios de rango. Las demás series se arrastran s/c por no existir un dato primario más reciente. Fuentes: BCV · INE · OPEP · Finanzas Digital · reportaje de campo de El Nacional.

Nota de fuente de los gráficos — los datos subyacentes de cada barra anterior, serie por serie, están en la Referencia Comparativa de Datos: véase Datos de los Gráficos e Indicadores (Fuente del Tablero) y las notas al pie que la acompañan.

Nota de cambios y reverificación del tablero. Estado del ciclo — edición del 14 de septiembre de 2026: la Revisión Mensual Económica SÍ está en la rotación de este ciclo. El 14 de septiembre es el segundo lunes, y

este Compendio de Inteligencia se publica como parte uno de ese documento junto con el Análisis Mensual, la Referencia Comparativa de Datos y el Perfil Sectorial. El tablero, la tabla de indicadores (en Referencia Comparativa de Datos 6.1) y el Análisis Mensual han sido actualizados todos al mes cerrado al 31 de agosto de 2026, y la columna del período actual pasa de estar rotulada al cierre del 26 de agosto a estarlo al cierre del 31 de agosto. El barrido produjo CUATRO datos nuevos, el cuarto incorporado cuando el informe de la OPEP de septiembre se publicó el 10 de septiembre de 2026. Primero, el INPC de agosto —8,9% mensual, publicado por el BCV el 4 de septiembre de 2026, con acumulado enero-agosto en 200,11% y variación interanual en 534,21%—; es el dato que reconstruye el gráfico 1, cuya ESTIMACIÓN anual para 2026 pasa de ≈582,7% sobre la base de julio a ≈322,1% sobre la base de agosto (Titulares de la Semana, esta edición — La inflación de agosto imprime 8,9%, el mes más lento desde enero). Segundo, las reservas internacionales en US\$13.363 millones para la semana cerrada el 28 de agosto de 2026, que sustituyen la lectura del 24 de agosto de US\$13.355 millones. Tercero, el tipo de cambio oficial en Bs 794,9917/US\$ en la fecha valor del 31 de agosto, que sustituye la fecha valor del 26 de agosto de Bs 787,5196 —una depreciación de ≈0,95% en las cinco sesiones, y una depreciación acumulada en 2026 de ≈166,6%—. Cuarto, la producción petrolera en **1,145 mb/d para agosto de 2026** por fuentes secundarias de la OPEP, publicada el 10 de septiembre de 2026, que sustituye el dato de julio de 1,117 arrastrado s/c durante este ciclo y cierra la retención impuesta a un conteo de agosto no verificado en los países del 11 de septiembre; el mismo informe revisa las fuentes secundarias de julio a 1,122, y la cifra de comunicación directa del Ministerio de Hidrocarburos, de 1,201 mb/d para agosto, es otra serie y no se grafica (Titulares de la Semana, edición del 14 de septiembre — Indicadores Económicos Clave — Tablero Semanal; Referencia Comparativa de Datos 6.1). CUATRO series se arrastran s/c con sus propias fechas de verificación verdaderas, porque no existe para ninguna de ellas un dato primario más reciente: desempleo (trimestre abril-junio del INE; julio-septiembre pendiente), tasa activa promedio del BCV (el dato de julio de 59,04%; el aviso oficial de agosto publicó únicamente tasas de tarjetas de crédito y de obligaciones laborales), el bono de referencia (el cierre del 15 de agosto de 67,50¢ —véase la divergencia retenida en Titulares de la Semana, esta edición — El papel venezolano 2027 alcanza un máximo de cuatro meses) y la capacidad eléctrica (el reportaje de campo del 20 de agosto). El tipo paralelo se arrastra igualmente s/c en ≈Bs 946,72, el promedio P2P de Binance del 26 de agosto, al no haberse localizado una lectura fechada de fin de mes. Ninguna cifra está fechada por delante de su fuente. El próximo tablero, análisis, Referencia Comparativa de Datos y Perfil Sectorial se publican juntos el segundo lunes de octubre de 2026.

2 — Análisis Mensual

Análisis Mensual — agosto de 2026

Fotografía de cierre de mes — reverificada al cierre del 31 de agosto de 2026, con el INPC de agosto recogido de su publicación del 4 de septiembre. Cuatro series llevan datos nuevos; cuatro siguen s/c a la espera de su próxima publicación. La señal del mes es una ruptura pronunciada en la trayectoria de la inflación frente a un deslizamiento del tipo oficial que no se rompió con ella: el IPC mensual de agosto se redujo a menos de la mitad mientras el bolívar siguió depreciándose al mismo ritmo, que es la configuración que decide si la desaceleración se sostiene:

- Moneda: el tipo oficial cerró el mes en Bs 794,9917/US\$ en la fecha valor del 31 de agosto, Bs 3,325 arriba (+0,42%) en la sesión y ≈0,95% sobre la fecha valor del 26 de agosto de Bs 787,5196 arrastrada el ciclo pasado. En lo que va de 2026 el bolívar ha perdido Bs 496,85 frente al dólar, una depreciación acumulada de ≈166,6%; solo en agosto el tipo oficial subió ≈6,5%, el segundo menor incremento mensual del año. El deslizamiento se desacelera por la misma trayectoria que los precios, pero más lentamente que ellos: el movimiento cambiario de ≈6,5% en agosto frente a un movimiento de precios de 8,9% es la brecha más estrecha entre ambos en el año, y es el primer mes de 2026 en que el tipo oficial no ha quedado

claramente rezagado frente a la inflación. **El paralelo**, fusionado en esta lectura por dirección del curador, se arrastra s/c en ≈Bs 946,72, el promedio P2P de Binance del 26 de agosto, al no haberse localizado un dato fechado de fin de mes; la brecha entre ambas lecturas es de ≈20,2% en esa fecha común de agosto, frente a la marca de ≈13,5% al cierre de julio. El deslizamiento oficial se desacelera mientras el paralelo no lo sigue de forma medible a la baja: la configuración que históricamente ha precedido a un ajuste oficial discreto antes que a una convergencia, y lo más importante que vigilar en septiembre

- Reservas: US\$13.363 millones al cierre de agosto — la lectura de la semana cerrada el 28 de agosto de 2026, la última del mes. La trayectoria semanal intramensual ya no se lleva aquí: por dirección del curador esta lectura ahora corre de mes a mes. A esa cadencia el cuadro no cambia y es la serie genuinamente alentadora del mes solo en el sentido estricto de que no se deterioró: las reservas han oscilado dentro de una banda de ≈US\$13,0–13,4 mil millones durante cinco meses consecutivos en vez de acumularse de forma duradera, y agosto cerró dentro de ella. El umbral de suficiencia de reservas que importa para una reestructuración de deuda (Deuda Soberana y de PDVSA) sigue muy por encima de esa banda, y nada de lo anunciado este mes en materia de acuerdos petroleros lo cambia en el corto plazo, porque el ingreso se enruta hacia la custodia del Tesoro bajo la EO 14373 y no hacia el balance del BCV
- Crédito: se arrastra s/c en 59,04%, el dato de julio de la tasa activa promedio, 0,08 pp por debajo del 59,12% de junio; la tasa pasiva DPF a 90 días permanece en 36,00%. El aviso oficial del BCV de agosto (N.º 5.477, Gaceta Oficial 43.441 del 20 de agosto) publicó la banda de tarjetas de crédito —60% máximo, 17% mínimo, 3% adicional por mora— y las tasas de obligaciones laborales de julio, pero ningún dato de tasa activa promedio de agosto, de modo que la cifra de julio se mantiene con su propia fecha de verificación. Lo que registra ahora esa tasa nominal plana ha cambiado materialmente: con la inflación mensual en 8,9% en agosto frente a 19,9% en julio, una tasa anual nominalmente invariable de 59,04% se ha movido con fuerza en términos reales por primera vez en el año. Eso por sí solo no libera el crédito, porque la restricción vinculante es de cantidad y no de precio, pero es el primer mes en que la aritmética de la tasa real no ha sido toda la historia. **El crédito contra el PIB**, fusionado en esta lectura por dirección del curador: la cartera de crédito bancario de Venezuela se situaba en ≈2% del PIB en el primer trimestre de 2026, según Miguel Rojas, presidente del Colegio de Economistas del estado Lara (9 de abril), quien situó el parámetro habilitador del crecimiento en ≈25% del PIB e identificó el encaje legal de 73% del BCV —es decir, que aproximadamente siete de cada diez bolívares depositados no pueden prestarse— como la restricción vinculante. En comparación, el crédito interno al sector privado alcanzó 39,56% del PIB en Colombia y 75,85% del PIB en Brasil (Banco Mundial, datos de 2024): la relación venezolana es una fracción pequeña de la de cualquiera de sus vecinos, que es la medida de cuán poco del crecimiento del PIB reportado está actualmente intermediado por crédito
- Deuda internacional: el Global 2027 9,25% de referencia se sitúa en 67,50¢ —el cierre del 15 de agosto, el último dato verificado de la misma serie, arrastrado s/c—; una marca de 54¢ del 3 de septiembre para papel 2027 sin identificar se reporta en esta edición y expresamente NO se adopta (Titulares de la Semana, esta edición — El papel venezolano 2027 alcanza un máximo de cuatro meses). Diferencial EMBI: ≈7.098 pbs (JPM EMBI Global Diversified) —la marca vigente ya recogida en Deuda Soberana y de PDVSA, reutilizada aquí y no reverificada de forma independiente como cierre fresco—. Ninguna de las dos patas lleva un cierre fresco este mes, de modo que el par registra la ausencia de una marca nueva y no una reacción a los datos de agosto; ambas son el precio de mercado de la pregunta de la reestructuración antes que de los datos macroeconómicos del mes
- Inflación: DATO NUEVO. INPC de agosto 8,9% mensual (BCV, publicado el 4 de septiembre de 2026), frente a 19,9% en julio —una caída de 11 puntos porcentuales y, según la aritmética del propio BCV, un descenso relativo de ≈55,3%—. Acumulado enero-agosto: 200,11%. Interanual: 534,21%, desde 595,96% en el dato de julio. La desaceleración es real y es la mayor ruptura de un solo mes en la serie este año; también valida la propia proyección del BCV de julio, que atribuyó el repunte de julio a la interrupción de

la distribución y la logística por el terremoto del 24 de junio y pronosticó desaceleración hacia agosto. Dos cautelas la acompañan. Primera, desaceleración no es desinflación: el comunicado del BCV dice en sus términos que agosto registra una menor tasa de aumento y no una caída de precios, y un hogar que enfrenta 200,11% en ocho meses no ha experimentado alivio. Segunda, un mes no es una tendencia: la aritmética que lleva la estimación anual de 2026 de $\approx 582,7\%$ a $\approx 322,1\%$ (Compendio de Inteligencia, gráfico 1) funciona repitiendo el 8,9% de agosto durante cuatro meses más, y un solo dato de septiembre cercano al nivel de julio desharía la mayor parte. La estimación se rotula como estimación en todos los lugares donde aparece

- Crecimiento: la serie publicada del BCV muestra ahora un crecimiento de 9,01% para todo 2025 —una revisión al alza desde el 8,94% que este boletín ha arrastrado desde julio— junto a un 7,14% interanual en el segundo trimestre de 2026 (petrolero +9,10%, no petrolero +5,79%). Nota del Miranda Institute: la revisión de 2025 es pequeña pero es una revisión, y se recoge aquí porque la Referencia Comparativa de Datos del boletín usa la columna de 2025 como parámetro estructural; la cifra se actualizará en la próxima rotación de la Referencia Comparativa
- Petróleo: DATO NUEVO. **1,145 mb/d en agosto de 2026** por fuentes secundarias de la OPEP, publicado el 10 de septiembre de 2026 —un dato nuevo, y el primer mes en que la serie graficada se mueve desde julio—. Sustituye el dato de julio de 1,117 que se arrastraba s/c, y el mismo informe revisa las fuentes secundarias de julio a 1,122, de modo que la ganancia mes contra mes en la propia base del informe es de +2,04% y no el +2,5% que implicaría el par superado. La cifra de comunicación directa del Ministerio de Hidrocarburos es de **1,201 mb/d en agosto frente a 1,200 en julio** —una serie distinta, recogida con atribución y no graficada, y la que resuelve el conteo no verificado de 1,201 retenido en los pases del 11 de septiembre—. Dos afirmaciones de antes en el ciclo siguen siendo afirmaciones y no datos: la meta propia de PDVSA de 1,245 mb/d a finales de agosto, y la declaración del subsecretario de Energía de EE. UU. Kyle Haustveit en la muestra de Houston de que la producción venezolana corre en $\approx 1,25$ mb/d con más de 500 kb/d fluyendo hacia refinadores estadounidenses. En precio, **el Merrey promedió \$76,82/bbl en agosto** frente a una cesta de referencia de la OPEP de **\$86,44/bbl**, estrechando el descuento a algo menos de \$10 desde los \$71,13 y \$82,99 recogidos para julio; el medio que lo transmite describe el alza mes contra mes como “casi \$10”, lo que no concilia con la cifra de julio que este boletín arrastra, y aquí se usa el dato y no la caracterización. La producción se ha mantenido por encima de 1 mb/d todos los meses desde abril, el primer tramo sostenido por encima de ese nivel en más de siete años, y Venezuela aportó 4,76% del total de la OPEP de 24,081 mb/d en agosto
- Electricidad: se arrastra s/c. El reportaje de campo de El Nacional del 20 de agosto sitúa la generación termoeléctrica en ≈ 2.700 MW frente a ≈ 21.000 MW de capacidad térmica instalada ($\approx 13\%$), dentro de una base nacional instalada nominal de ≈ 35.000 MW; el Gurí y el complejo hidroeléctrico del Caroní se reportan por separado en $\approx 62\%$ de su capacidad de diseño. Dos vehículos de rehabilitación vigentes: el contrato CORPOELEC-IMPESA firmado el 12-13 de agosto (672 MW/24 meses) y el memorando de entendimiento con GE Vernova (la Transición — Recuperación Hidroeléctrica). El hecho material de la semana está del lado tarifario y no del lado de la oferta: Corpoelec ha elevado la facturación residencial mientras extiende el racionamiento, lo que ha suscitado protestas en al menos ocho estados (Titulares de la Semana, edición del 31 de agosto — Corpoelec sube las tarifas mientras extiende el racionamiento)
- Ingreso fiscal y de exportación: PDVSA facturó $\approx$ US\$15,9 mil millones entre enero y julio de 2026, 89% por encima del mismo período de 2025, con la mayor parte retenida en la cuenta bajo custodia del Tesoro de EE. UU. conforme a la EO 14373; la Comisión de Comercio Internacional de EE. UU. registró por separado US\$6.434 millones de importaciones de petróleo venezolano en el primer semestre (Titulares de la Semana, edición del 31 de agosto — La rampa petrolera: metas de producción, taladros, datos de subsuelo y dónde está el dinero). Persiste la pregunta de transparencia sobre el desembolso
- No publicado a la fecha de este barrido (s/c): el Global 2027 9,25% no tuvo cierre fresco de la misma serie; el BCV no publicó tasa activa promedio de agosto; el trimestre julio-septiembre de desempleo del

INE está pendiente; no se localizó dato paralelo fechado de fin de mes, y el NIVEL paralelo de fin de julio tampoco consta en el registro propio de este boletín —solo la brecha de $\approx 13,5\%$ de julio—, de modo que la comparación julio contra agosto en la lectura cambiaría anterior se hace sobre las brechas y no sobre dos niveles, y el nivel faltante de julio queda como seguimiento abierto; y Corpoelec no ha publicado ninguna divulgación primaria de capacidad nominal ni de disponibilidad, ni cuenta técnica alguna del apagón de los estados occidentales que su propio gobierno ha atribuido a sabotaje. Ninguna cifra se estima en lugar de un dato genuinamente faltante

3 — Referencia Comparativa de Datos — 1998 · 2025 · 2026

Parte tres de la Revisión Mensual Económica — publicada junto con el Tablero de Indicadores Económicos Clave, el Análisis Mensual y el Perfil Sectorial.

Parámetro pre-Chávez · Estimaciones para todo 2025 · Estado actual de agosto de 2026, llevado al cierre del 31 de agosto (s/c donde no existe un dato más reciente)

Estado del ciclo — edición del 14 de septiembre de 2026: la Referencia Comparativa de Datos Sí está en la rotación de este ciclo. Es la parte tres de la Revisión Mensual Económica, que se publica el segundo lunes, y se emite junto con el tablero y el Análisis Mensual y con el Perfil Sectorial. La tabla de indicadores de 6.1 ha sido actualizada al mes cerrado al 31 de agosto de 2026 y lleva cuatro datos nuevos y cuatro filas s/c; las tablas sectoriales de 6.2–6.8 se actualizan donde existe un dato primario nuevo para una fila y en lo demás se arrastran s/c con sus propias fechas de verificación. Próxima reedición el segundo lunes de octubre de 2026.

Las columnas de 1998 y 2025 son parámetros estructurales en todas las ediciones; la columna de la derecha se actualiza en cada número. La columna de la derecha lleva el último dato verificado de cada fila al corte del 31 de agosto. Cuatro filas de la tabla de indicadores que sigue tomaron datos nuevos en este barrido —el INPC de agosto, las reservas internacionales, el tipo de cambio oficial y la producción petrolera— y todas las demás filas están marcadas s/c y llevan la cifra anterior con su propia fecha de verificación verdadera en lugar de una estimación.

3.1 — Datos de los Gráficos e Indicadores (Fuente del Tablero)

La tabla siguiente es la fuente subyacente del Tablero de Indicadores Económicos Clave que aparece en el Compendio de Inteligencia. Es la primera parte de la Referencia Comparativa de Datos para que cada barra graficada y cada tabla comparativa se lean contra un solo conjunto de cifras, un solo conjunto de fechas de verificación y un solo conjunto de notas al pie.

Indicador	1998	2025	31 ago 2026	Variación	Fecha de verificación	Estado
1. Inflación (anual %)	35,78%	475,28%	≈322,1% (est. 2026) ★	▼ desacelera frente al cierre de 2025 y frente a la estimación anterior	IPC 1998 (serie histórica del BCV) · cierre publicado 2025 del BCV · estimación reconstruida sobre el INPC de agosto de 2026, publicado el 4 de septiembre	ESTIMACIÓN, RECONSTRUIDA SOBRE UN DATO NUEVO — acumulado real enero-agosto de 2026 (200,11%, BCV) extendido a fin de año repitiendo la tasa mensual de agosto (8,9%) de septiembre a diciembre. Supera la estimación de ≈582,7% construida sobre el 19,9% de julio; esa cifra no era errónea, estaba construida sobre la única base entonces publicada
1a. Inflación (mensual %)	n/d	36,4% (dic)	8,9% (ago) ★	▼ desacelera —11,0 pp frente a jul	INPC de agosto de 2026 (BCV, publicado el 4 de septiembre de 2026)	DATO NUEVO — sustituye el dato de julio de 19,9%; un descenso relativo de ≈55,3% según la aritmética del propio BCV. Fila solo de tabla
1b. Inflación (interanual %)	n/d	n/d	534,21% (ago) ★	▼ desde 595,96% en el dato de julio	INPC de agosto de 2026 (BCV, publicado el 4 de septiembre de 2026)	DATO NUEVO — fila solo de tabla, añadida este ciclo
2. Desempleo (%)	10,2	28,4%	9,4% (abr-jun, s/c)	■ plano frente a 9,0% feb-abr	Jul 2026 (INE trimestral, último publicado)	s/c — se arrastra el dato abr-jun; jul-sep pendiente
3. Reservas internacionales (miles de millones de US\$)	14,8	13,1	13,363 ★	■ —0,14% en la semana; +US\$341M (+2,62%) frente al 14 de ago	28 de ago de 2026 (cierre semanal del BCV)	DATO NUEVO — sustituye la lectura del 24 de ago de 13,355
4. Tipo de cambio oficial (Bs/US\$, escala log)	0,5863	3,367	794,9917 ★	▼ deprecia +0,95% frente al 26 de ago; +166,65% en el año	Fecha valor 31 de ago de 2026 (BCV)	DATO NUEVO — sustituye la fecha valor del 26 de ago de 787,5196

Indicador	1998	2025	31 ago 2026	Variación	Fecha de verificación	Estado
5. Tasa activa BCV (% prom. activa)	45,3% prom. anual	58,59%	59,04% (jul, s/c)	■ -0,08 pp frente a jun	Jul 2026 (BCV; DPF 90d 36,00%)	s/c — se arrastra el dato de jul; el aviso oficial de agosto (5.477, Gaceta 43.441) publicó solo tasas de tarjetas de crédito y de obligaciones laborales
6. Precio del bono — Global 2027 9,25% (¢)	n/d ²	43 (7 de ene de 2026) ³	67,50 (s/c ¹)	▲ frente a la marca de enero	Cierre del 15 de ago (último verificado)	s/c — se arrastra el cierre del 15 de ago; no hay cierre fresco de la MISMA SERIE. Una marca de 54¢ del 3 de sep para papel 2027 sin identificar se reporta en esta edición y NO se adopta — véase ⁵
7. Producción petrolera (mb/d)	3,1	1,04	1,145 (ago) ★	▲ mejora +28 kb/d frente al 1,117 arrastrado; +2,04% sobre la cifra de julio tal como el propio informe la declara ahora	10 de sep de 2026 (informe de la OPEP de septiembre, FUENTES SECUNDARIAS)	DATO NUEVO — la cifra de agosto publicada el 10 de septiembre de 2026. El informe también REVISa las fuentes secundarias de julio a 1,122 desde el 1,117 que esta tabla arrastraba. La cifra de comunicación DIRECTA del Ministerio de Hidrocarburos para agosto es 1,201 mb/d frente a 1,200 en julio —una serie distinta, reportada con atribución y NO graficada (§7b)—. El pdf del informe de la OPEP devolvió 402 a las herramientas de este boletín; las cifras se recogen de los medios nombrados y esa limitación se declara
8. Electricidad (GW, capacidad de generación)	23,3	12,1-12,5	12,3-12,6 (s/c)	■ plano (recuperación de capacidad dañada en curso)	20 de ago (reportaje de campo de El Nacional; Corpoelec s/c)	s/c — se arrastran las cifras de campo del 20 de ago; Corpoelec s/c

Indicador	1998	2025	31 ago 2026	Variación	Fecha de verificación	Estado
Paralelo (USDT P2P, Bs/US\$)	n/d (predolarización)	n/d	≈946,72 (s/c)	brecha ≈20,2% contra el oficial de la misma fecha del 26 de ago; ≈19,1% cruzada al cierre del 31 de ago	26 de ago (promedio P2P de Binance, Monitor Dólar)	s/c — no se localizó dato P2P fechado del 27 al 31 de ago; ninguno se estimó. Se sigue en prosa; no se grafica (véase la nota)
Solo de tabla: Inflación en términos de USD	n/d (predolarización)	≈32% anual (Econalítica, dic)	35,17% interanual · -3,91% mensual (jul, s/c) ⁴	▲ interanual	16 de ago (Cedice OGP vía La Patilla/El Nacional)	s/c — se arrastra el dato de jul; gráfico eliminado

La nota del tablero del 14 de septiembre de 2026. Estado del ciclo — la columna del período actual ha sido reverificada al mes cerrado al **31 de agosto de 2026** y **cuatro de las series graficadas llevan datos nuevos** (marcadas ★): la inflación anual, que se reconstruye sobre el INPC de agosto; las reservas internacionales; el tipo de cambio oficial; y, añadida en el pase del 12 de septiembre de 2026, la **producción petrolera**, donde el informe de la OPEP publicado el 10 de septiembre sitúa agosto en 1,145 mb/d por fuentes secundarias y revisa julio a 1,122. Otras dos filas solo de tabla llevan datos nuevos —la inflación mensual en 8,9% y la interanual en 534,21%, esta última añadida como fila propia este ciclo—. Este es el resultado (a) del protocolo de actualización permanente (§5 de las Instrucciones) para esas filas: donde existe un dato verificado más reciente, sustituye a la cifra anterior y la fecha de verificación se mueve con él. **CUATRO series se arrastran s/c**, que es el resultado (b) y es el resultado correcto y no una laguna: desempleo (trimestre abr-jun del INE, jul-sep pendiente), tasa activa promedio del BCV (dato de julio; el aviso de agosto no publicó tasa activa promedio), el bono de referencia (cierre del 15 de ago, sin cierre fresco de la misma serie) y la capacidad eléctrica (reportaje de campo del 20 de ago). El tipo paralelo también se arrastra s/c, al no haberse localizado un dato fechado del 27 al 31 de agosto.⁵ La divergencia del bono, retenida: Reporte Confidencial, citando datos de precios de Bloomberg, reportó papel venezolano en default con vencimiento en 2027 a 54¢ el 3 de septiembre de 2026, descrito como un máximo de cuatro meses. La nota no identifica ninguna emisión específica. Un máximo de cuatro meses de 54¢ el 3 de septiembre no puede ser el mismo instrumento que un cierre de 67,50¢ del 15 de agosto, de modo que ambos no son una comparación de la misma serie; la fila se arrastra s/c sobre el dato verificado del Global 2027 9,25% y la divergencia se registra aquí y se retiene para el curador en vez de resolverse por suposición (Titulares de la Semana, esta edición — El papel venezolano 2027 alcanza un máximo de cuatro meses).

La nota del tablero del 31 de agosto de 2026, recogida como registro del ciclo anterior. Estado del ciclo — edición del 31 de agosto de 2026: la columna del período actual había sido reverificada contra el sitio primario del Banco Central de Venezuela el 26 de agosto de 2026 y cuatro de las ocho series graficadas llevaban datos nuevos: las reservas internacionales, el tipo de cambio oficial, la tasa activa promedio del BCV y —en la tabla, no en el gráfico— el tipo paralelo. Las cuatro restantes se arrastraban s/c: la inflación mensual (INPC de julio, sin dato de agosto entonces exigible), el desempleo (trimestre abr-jun del INE), el bono de referencia (cierre del 15 de ago) y la producción petrolera (fuentes secundarias de la OPEP de julio). Ninguna cifra está fechada por delante de su fuente, y el rótulo de la columna refleja el cierre verdadero de ese barrido y no la fecha de la edición. El tablero es de 8 gráficos este ciclo, por dirección del curador: el gráfico de inflación en términos de USD fue eliminado —no puede existir serie de 1998 (la dolarización es posterior a 2019) y el único dato actual se reanuda bajo la metodología de otro productor (fila solo de tabla más arriba)— y el desempleo subió al gráfico 2 en su lugar. Conforme a la convención permanente, un gráfico sin dato del período actual traza la última lectura verificada de la misma serie marcada s/c con un pie explicativo, en vez de mostrar una barra en blanco: aplicado este ciclo al gráfico 1 (inflación), al gráfico 2 (desempleo — INE abr-jun 9,4%; la metodología de desempleo abierto del INE es más estrecha que los

parámetros amplios de 1998/2025 que la acompañan, inclusivos de la informalidad — señalado, no mezclado), al gráfico 6 (bono — véase ¹) y al gráfico 7 (producción petrolera). ¹ 67,50¢ es el cierre del 15 de agosto —el último dato verificado en mano— arrastrado s/c; no se localizó cierre fresco para la ventana del 19 al 26 de agosto. ² El precio del bono de 1998 sigue sin verificarse: la búsqueda ampliada no-Bloomberg de este ciclo localizó el precio de emisión del bono —93,501% del par en el lanzamiento de septiembre de 1997 (suplemento de cotización de la Bolsa de Valores de El Salvador, que corrige la nota previa de «emitido ≈a la par») — y una tesis de la UCAB que confirma que los datos de precio de cierre del 2027 comienzan el 27 de octubre de 1998 (terminal Bloomberg), pero ningún precio atribuible de fin de diciembre de 1998; el gráfico sigue llevando el marcador de ≈50 (est.) explícitamente rotulado —retenido para Omar—; una extracción de terminal (existen datos desde el 27 de octubre de 1998) lo resolvería. ³ No se dispone de cierre verificado de fin de diciembre de 2025; la marca fuente más cercana es 43¢ del 7 de enero de 2026 (Octus, citando precios de Solve), días después de la captura del 3 de enero — graficada en la barra central rotulada como la marca de enero de 2026 en vez de dejarse en blanco, por dirección del curador. ⁴ La serie basada en canasta del Observatorio de Gasto Público de Cedice Libertad (mensual −3,91% en USD, 12 meses +35,17% en USD, julio de 2026; canasta de tres ciudades ≈US\$885/mes) — un productor y una metodología distintos de la cifra de Ecoanálítica en la columna de 2025; no es una comparación de la misma serie.

3.2 — Macroeconomía

Indicador	1998 (pre-Chávez)	2025	Agosto de 2026
PIB (nominal, USD)	\$101,2 mil mill. (Depto. de Estado)	\$95-105 mil mill. (est. FMI)	\$95-105 mil mill. ▼▼
PIB per cápita (USD)	4.200-4.500	3.200-3.500 est.	Mejora lenta ■
Crecimiento real del PIB	+0,2%	+8,94% (BCV, año completo)	+2,51% 1T-26 vs 1T-25 (BCV) ▲
Reservas internacionales (BCV)	\$14-16 mil mill.	\$9,0-9,5 mil mill.	\$13,149 mil mill. (BCV+FEM, pub. 5 de ago) ▲
Deuda externa	\$29-32 mil mill. (GI)	\$150-170 mil mill. (default 2017)	\$150-170 mil mill. (reestructuración por definir) ▼▼
Deuda sobre PIB	28-32%	150-180%	180-200% ▼▼
Tasa de pobreza	49-52%	75-80%	75-80% ▼▼
Pobreza extrema	22-27%	50-55%	50-55% ▼▼
Desempleo	11-13%	45-55% (informalidad dominante)	Similar ▼

Nota. PIB nominal de 1998 de \$101,2 mil millones (Depto. de Estado; rango \$97-101 mil millones). El máximo nominal histórico ronda los \$372 mil millones (2012). El primer trimestre de 2026 es indicativo; las estadísticas nacionales fiables no se publican con regularidad.

3.3 — Salarios y Trabajo

Indicador	1998	2025	Agosto de 2026
Salario mínimo (equiv. USD)	175-220/mes	3-5/mes	3-5/mes ▼▼
Salario mínimo + cestaticket	195-240/mes	30-40/mes	30-40/mes ▼▼

Indicador	1998	2025	Agosto de 2026
Ingreso mínimo integral (piso del 1.º de mayo)	(igual al salario mínimo + cestaticket de la fila anterior; el «ingreso mínimo integral» como concepto aparte se introduce después de 2018)	\$190/mes	\$240/mes (aumento del 1.º de mayo) ▲
Piso de pensión (IVSS)	175-220/mes (la Ley de Homologación de 1995 ancló la pensión al salario mínimo)	\$58/mes	\$70/mes (aumento del 1.º de mayo) ▲
Pensionados del IVSS (incl. Amor Mayor)	≈387.000	≈5-7 millones est.	s/c — el IVSS no publica ▼▼
Salario promedio (economía)	340-480/mes	60-130/mes	70-160/mes ■
Sector petrolero (empresa intl.)	1.400-2.800/mes	1.200-3.500/mes	1.500-4.000/mes (en alza) ▲
Participación del empleo formal	48-52%	28-32%	Similar; informalidad dominante ▼

Nota sobre el piso de pensión (IVSS) de 1998: la Ley de Homologación de las Pensiones del Seguro Social y de las Jubilaciones y Pensiones de la Administración Pública al Salario Mínimo Nacional (Gaceta Oficial 4.920 Extraordinario, 16 de junio de 1995) estableció la «Pensión Mínima Vital», anclando el piso de la pensión del IVSS al salario mínimo nacional. La cifra de 1998 mostrada coincide por tanto con el salario mínimo de la época. El anclaje constitucional (art. 80 de la Constitución de 1999) codificó después que «las pensiones y jubilaciones otorgadas mediante el sistema de Seguridad Social no podrán ser inferiores al salario mínimo urbano». Fuentes: Gaceta Oficial 4.920 Extraordinario; serie de pensiones de Convite AC (Issuu, Cuadro 4).

Nota sobre el ingreso mínimo integral de 1998: el «ingreso mínimo integral» como partida distinta —que combina salario mínimo, cestaticket y el «bono de guerra económica» posterior a 2018— surgió como construcción fiscal solo después de 2018; en 1998 el salario mínimo y el cestaticket juntos (fila anterior) eran el piso operativo. Las dos filas remiten por tanto a la misma base de 1998.

3.4 — Petróleo y Gas

Indicador	1998	2025	Agosto de 2026
Producción de crudo	3,4 mb/d (pico)	≈900 kb/d (prom. 2024)	Jun 1.070 kb/d (secundarias OPEP); 1.187 directa ▲
Exportaciones de petróleo	2,9 mb/d	800-950 kb/d	≈1,25 mb/d (junio; el mayor desde 2019) ▲
Comprador principal	EE. UU. (3,0 mb/d)	China (75-80%)	China ≈584 kb/d (mayo, n.º 1); EE. UU. ≈140 kb/d; China excluida de las LG de 2026 ▲
Brent (cierre)	\$12/bbl	\$80/bbl prom.	\$104-108 el 11-12 de mayo; \$107-114 el 30 de abril ▲
Tasa de regalía	16-33%	12-25% (ley de 2026)	12-25% (caso por caso) ▲

Indicador	1998	2025	Agosto de 2026
ISLR corporativo (petróleo)	67,7%	50%	Reducido; marco en revisión ▲
Participación efectiva del Estado	65-75%	55-65%	50-60% ▲
Fuente de diluyente	Costa del Golfo de EE. UU.	Irán → EE. UU. → Rusia (rotando)	EE. UU. bajo la LG 47 (3 de feb de 2026) ▲
Taladros activos	130-150	28-35	30-38 ▲
Reservas probadas (puesto)	74 mil mill. bbl — n.º 8	303 mil mill. bbl — n.º 1	303 mil mill.; 17,5% del total mundial ■
Reservas de gas	9.º (180 tcf)	7.º (221 tcf)	7.º; ≈5.500 BCM; Dragón 4,2 tcf licenciado en oct de 2025 ▲
Producción de gas (neta)	1,1 bcf/d	≈0,8-1,0 bcf/d	≈0,8-1,0 bcf/d; ≈80% asociado ■
Quema de gas (flaring)	2-4 bcf/d	8-12 bcf/d (la mayor del mundo)	8-12 bcf/d ▼▼

Fuentes: documentos de reservas de PDVSA; MOMR de la OPEP; Kpler. El detalle de calidad del crudo y de composición de reservas (Merey, Boscán/extrapasado del Orinoco) está en la sección 7.1.

3.5 — Electricidad

Indicador	1998	2025	Agosto de 2026
Instalada (nominal)	18-22 GW	≈34 GW (hidro 19 + térmica 15)	≈34 GW; ≈12-12,5 GW disponibles ▼▼
Hidroeléctrica	14 GW	≈19 GW nominales; ≈9 GW disponibles	≈9 GW disponibles ▼
Térmica	4-6 GW	≈15 GW; utilización <20%	≈4 GW disponibles ▼▼
Hidroeléctrica del Caroní	12,7 GW (Gurí + Macagua)	16 GW (6 plantas)	Igual; Tocoma (2,16 GW) detenida al 70% ■
Generación	85-90 TWh/año	40-48 TWh/año est.	≈40 TWh ▼▼
Consumo pico	≈18-20 GW	≈12-15 GW	≈15,5 GW de demanda frente a ≈12-12,5 GW disponibles ▼
Apagones diarios	Raros	4-12 h	4-12 h; protestas en varios estados desde el 27 de jul ▼

3.6 — Minería y Materias Primas

Indicador	1998	2025	Agosto de 2026
Exportaciones de mineral de hierro	14-16 M t/año; top-10 mundial	20 M+ t/año; la exportación venezolana de mayor crecimiento	Sidor, candidata a reinicio ▲
Acero (Sidor)	4,2-4,5 M t/año; n.º 1 mundial en DRI	<700 mil t/año	Candidata a reinicio bajo LG 49A/54 ▼
Aluminio	650-700 mil t/año; 15.º del mundo	<50 mil t/año; reductoras paradas	Ventaja de costo intacta; LG 54/55 ▼▼

Indicador	1998	2025	Agosto de 2026
Oro (formal)	9-11 t/año	20-30 t/año (mucho informal)	LG 51A/54/55 abren el comercio formal ■
Carbón (Guasare)	7-8 M t/año pico; ≈880 M st de reservas	≈0,3 M t/año (2024; reinicio en dic); 805 M st probadas	1T 2025: ≈3 M t; ruta a 8 M+; no sancionado; comprador Turquía ▲
Cemento	8-10 M t/año pico (5 grandes)	<2 M t/año; bajo control estatal	Candidato a privatización ▼
Exportaciones de cacao	15-18 mil t/año	28 mil t/año est.; \$250 M; fino de aroma	Jugada de diversificación de divisas ▲
Café	70-90 mil t/año	22-28 mil t/año est.; \$35-50 M	Rehabilitación de calidad en curso ▲

3.7 — Comercio y Conectividad

Indicador	1998	2025	Agosto de 2026
Comercio total EE. UU.-Venezuela (bienes)	\$18-20 mil mill. pico	\$6-8 mil mill. est.	En reconstrucción bajo el marco de LG de 2026 ▼
Importaciones de EE. UU. desde Venezuela	\$12-14 mil mill. (crudo dominante)	\$5-7 mil mill. est.	Reanudándose vía entidades estadounidenses establecidas ▲
Exportaciones totales de Venezuela (todos los mercados)	\$17-19 mil mill.	\$12-15 mil mill. est.	Interrumpidas; redireccionamiento; incautaciones de buques ■

Flechas. ▲ mejora estructural frente al parámetro de 1998/2025 · ▼ deterioro · ▼▼ deterioro severo · ■ plano o mixto. La dirección se refiere a la condición general del país, no a lo favorable que resulte para el inversionista un parámetro de política concreto.

Fuentes. FMI WEO 2025/2026, Datos Abiertos del Banco Mundial, MOMR de la OPEP, EIA de EE. UU., USTR, Índice de Percepción de la Corrupción de Transparencia Internacional, Foro Penal, R4V/OIM/ACNUR, Military Balance del IISS, SouthCom de EE. UU., CIA World Factbook, OVF, Conindustria, ICCO, FAO, MSF/OPS, UNICEF/ENCOVI, informes de PDVSA, FRED H.10, Reuters, OFAC. Las cifras de 2025 marcadas (est.) implican estimación dada la limitada publicación oficial venezolana.

3.8 — Gobernanza y Sociedad

Indicador	1998	2025	Agosto de 2026
Corrupción IPC (0=corrupto)	22/100	10-12/100	10/100 ▼▼
Remesas	<\$100 M	>\$4 mil mill.	En crecimiento; ingreso crítico ▲
Facilidad para hacer negocios	100-110/190	188/190	Nuevas leyes señalan reforma ▲
Presos políticos	Muy pocos	863-1.900+ (poselectoral)	Quedan 372 (Foro Penal) / 518 (JEP); 670 excarcelados desde el 8 de ene ▲
Diáspora en el exterior	<200.000	7,7-7,9 millones	7,9 millones (ACNUR) ▼

Indicador	1998	2025	Agosto de 2026
Población (residente)	23,4 millones	28,0–28,5 millones	28,5 millones ■
Militares activos (FANB)	55.000	123.000 + Milicia Bolivariana (365.000+)	123.000 FANB; estatus de la Milicia en transición ▼
Generales (est.)	100–130	2.000+	2.000+; reducción prioritaria ▼▼
Empleados públicos	800 mil–1 millón	2,8–3,2 millones	Meta de reducción en curso ▼
Hospitales públicos (est.)	≈280 plenamente operativos	≈120–140 parcialmente operativos	≈120–140 (est. MSF/OPS) ▼▼
Escuelas públicas (est.)	≈16.000 operativas	≈12.000–13.000	Caída de matrícula ≈30% frente a 1998 ▼▼
Matrícula universitaria	≈800.000	≈400–450 mil est.	Fuga de talento severa ▼▼

Nota sobre población. La población residente era de ≈23,4 millones en 1998 y es de ≈28,0–28,5 millones hoy (ONU/Banco Mundial/INE). Las cifras no son estrictamente comparables por la diáspora: ≈7,9 millones de venezolanos viven ahora en el exterior (ACNUR/R4V), de modo que el total combinado de residentes más diáspora es de ≈33,5–36 millones —es decir, sin el éxodo posterior a 2015 la población en el país hoy superaría sustancialmente el conteo residente actual—. Las filas «Diáspora en el exterior» y «Población (residente)» deben leerse juntas. Fuentes: Perspectivas de la Población Mundial 2024 de la ONU; ACNUR/R4V; INE.

4 — Perfil Sectorial — Estado Industrial

Parte cuatro de la Revisión Mensual Económica — publicada junto con el Tablero de Indicadores Económicos Clave, el Análisis Mensual y la Referencia Comparativa de Datos.

Esta sección da el estado operativo de cada vertical industrial desde la óptica del inversionista actual o potencial —estado, tendencias, actores establecidos y nuevos, ubicaciones, la ley o licencia que rige, y las oportunidades y obstáculos de entrada— en una lectura concisa por sector. Las líneas de base cuantitativas (producción, reservas, precios, capacidad) están en las tablas comparativas de la Referencia Comparativa de Datos y no se repiten aquí; el foco es el estado cualitativo y el cálculo de entrada. Las referencias cruzadas al inventario de Licencias Generales de la OFAC están en la Arquitectura de Sanciones 8.1.6.

Estado del ciclo — edición del 14 de septiembre de 2026: el Perfil Sectorial SÍ está en la rotación de este ciclo. Es la parte cuatro de la Revisión Mensual Económica, que se publica el segundo lunes, y se emite junto con el Compendio de Inteligencia, el Análisis Mensual y la Referencia Comparativa de Datos. Las lecturas siguientes han sido actualizadas al mes cerrado al 31 de agosto de 2026 y recogen la ronda corporativa del 1 al 7 de septiembre, por dirección del curador del 7 de septiembre de 2026: 7.1 Petróleo y Gas toma una lectura de resumen de la arquitectura del acuerdo binacional en lo que atañe al sector, junto con los instrumentos de Chevron, Eni, GeoPark y Primavera firmados o buscados en la ronda de Caracas del 2 de septiembre; y 7.2 Electricidad toma los acuerdos de GE Vernova con PDVSA y Corpoelec. Ese material se llevó como artículos de los Titulares de la Semana en la edición del 7 de septiembre y ha sido TRASLADADO aquí en vez de duplicarse —corresponde a la lectura sectorial, y los artículos semanales se retiraron en el mismo pase—. Próxima actualización el segundo lunes de octubre de 2026. La nota del ciclo del 31 de agosto sigue, sin cambios: las lecturas sectoriales siguientes se arrastran del ciclo del 24 de agosto, con tres excepciones incorporadas en aquel ciclo por dirección del curador: 7.1 Petróleo y Gas toma los desarrollos de SLB en gestión de datos y reactivación de taladros, la inclusión de Bluwaves en la lista SDN del 18 de agosto,

una visión del Miranda Institute sobre el margen de intermediación en la comercialización del crudo y —añadida el 29 de agosto por dirección del curador— una lectura sobre la forma contractual disponible bajo la Ley de Hidrocarburos reformada (Gaceta Oficial Extraordinaria 6.978) junto con los compromisos de Chevron y Halliburton reportados por el Wall Street Journal el 28 de agosto, y —añadida el 29 de agosto por dirección del curador— el perímetro de diecisiete áreas del anuncio de participación accionaria estadounidense y la posición operativa consolidada de Chevron; 7.4 Telecomunicaciones se reescribe sobre los textos publicados de las Licencias Generales 61 y 62, recuperados de treasury.gov en aquel ciclo, lo que cierra la retención de origen periodístico arrastrada desde el 21 de agosto. Las fechas de procedencia a nivel de partida (reportajes de campo, registros, llamadas de resultados) se muestran en línea y no cambian: son fechas de fuente, no fechas de ciclo.

A — Petróleo y Gas

Producción. La producción de crudo se ha recuperado hasta $\approx 1,1\text{--}1,2$ mb/d, desde el mínimo de ≈ 900 kb/d de 2024, y se sitúa muy por debajo del pico de 3,4 mb/d de 1998. La recuperación es despereja y no amplia: NABEP (Harry Sargeant III) ha llevado Petrozamorá, en el lago de Maracaibo, a ≈ 104 kb/d —a ≈ 7 kb/d de la Petroboscán de Chevron— aun cuando $\approx 56\%$ de las empresas mixtas del país siguen reportando producción cero, lo que concentra el potencial de corto plazo en la minoría de empresas mixtas con operador activo. Reliance está en conversaciones para reactivar un acuerdo de suministro con PDVSA de 300–400 kb/d.

Calidad. El hecho económico vinculante es la calidad del crudo. $\approx 70\%$ de la base de reservas de 303 mil millones de barriles es extrapesado del Orinoco (API 8–10°), que debe mezclarse con diluyente —nafta de origen estadounidense bajo la LG 47, en sustitución de la dependencia iraní previa— o mejorarse en el complejo de Jose (que opera a $\approx 30\%$ de capacidad; reconstrucción de \$4–6 mil millones) hasta la mezcla de exportación Merey ($\approx$ API 16°). La venta directa de extrapesado carga un descuento de $-\$25$ a $-\$30$ frente al Brent; el Merey mejorado lo estrecha a $\approx -\$13$ (abril de 2026), que es la razón central para rehabilitar los mejoradores. El costo de levantamiento es de $\approx \$27/\text{bbl}$, de los más bajos del mundo.

Geografía brownfield. El reinicio brownfield más rápido son los Campos Occidentales (Zulia/Maracaibo, históricamente 40% de la producción; repago de 12–24 meses en menos de tres años); los Campos Orientales (Monagas/Anzoátegui) llevan la base convencional con gas asociado.

Actores establecidos. Chevron, ENI, Repsol, Shell y BP están reentrando bajo las LG 50A/46B, y sus activos heredados reducen el riesgo del movimiento; ENI firmó en abril un acuerdo de crudo pesado del Orinoco, y los ≈ 29 CPP petroleros anteriores a 2026 están bajo auditoría (la Transición — Auditoría de Acuerdos con Empresas Petroleras). La posición consolidada de Chevron se lee en **El perímetro y Chevron** más abajo, y los instrumentos de septiembre de 2026 en **La ronda de septiembre**.

Repsol. El 16 de junio Repsol firmó dos acuerdos con PDVSA: uno de estudio y exploración sobre la nueva área de Horcón, al sureste del lago de Maracaibo (entre sus campos Barúa y Motatán, con un componente de estudio de gas costa afuera y una campaña de perforación contemplada entre 2028 y comienzos de la década de 2030) y un acuerdo de impulso de producción en Petroquiriquire (60% PDVSA / 40% Repsol) que podría añadir ≈ 20.000 bpd de crudo liviano para el Centro de Refinación Paraguaná, sobre el marco de abril de Repsol para elevar la producción $\approx 50\%$ en un año hacia ≈ 135.000 bpd en tres años. Horcón destaca por ser el primer paso desde la reactivación de activos heredados hacia terreno nuevo de exploración.

Capital nuevo. Una ola de capital estadounidense se está posicionando. Las independientes Hunt Oil (a través de su filial Hunt Overseas Oil) y Crossover Energy Holdings firmaron el 30 de abril memorandos de entendimiento con PDVSA para proyectos de la Faja del Orinoco en el estado Monagas, ricos en petróleo y gas —hasta \$2 mil millones combinados, firmados en Caracas ante el asesor de energía de la Casa Blanca Jarrod Agen y el encargado de negocios John Barrett— y la dirección de Hunt ha confirmado públicamente el alcance, una evaluación de desarrollo petrolero que no excluye el gas, caracterizada por la vicepresidenta

María Julia Aybar como una apuesta arriesgada y agresiva que entusiasma a la compañía; junto con HKN Energy, la ola de memorandos de las independientes refleja la dinámica de reserva de campos por orden de llegada que describen los asesores. Lionheart Capital está armando una SPAC de Nasdaq de ≈\$2,25 mil millones para adquirir campos en producción (con respaldo de Clear Street por ≈\$1,5 mil millones), sobre su empresa conjunta brownfield de \$500 millones con Latam Energy Partners. Del lado de servicios, SLB (antes Schlumberger) firmó un acuerdo de largo plazo con PDVSA el 10 de junio de 2026 para modernizar y revivir el sector con un impulso basado en inteligencia artificial —la reentrada emblemática de servicios junto a Halliburton y Baker Hughes, leída en detalle en **Datos y taladros**—.

Gas. El gas es el premio estructural mayor: ≈221 tcf probados (7.º del mundo, el mayor del hemisferio), ≈80% asociado, concentrado cerca de Anaco. Visión del Miranda Institute: ≈221 tcf mantienen a Venezuela fuera de los primerísimos puestos mundiales entre tenedores de reservas de gas —una posición reñida con una dotación de hidrocarburos, petróleo y gas juntos, de las mayores del mundo—, principalmente porque la exploración no se ha reanudado a escala; la base de reservas está en buena medida delineada por herencia y no es producto de una campaña exploratoria actual, y las cuencas inexploradas (aguas profundas costa afuera, bloques caribeños transfronterizos) probablemente contienen bastante más de lo que la cifra probada capta. La causa estructural más profunda es que la abundancia petrolera desplazó históricamente al gas como prioridad de desarrollo autónoma: el gas se produjo sobre todo como subproducto del petróleo y se monetizó en el mercado interno o se quemó en vez de desarrollarse para exportación, un patrón reforzado durante los largos tramos de precios petroleros deprimidos en que la asignación de capital favoreció la recuperación del petróleo frente a la construcción de infraestructura gasífera. Esa herencia es el telón de fondo contra el cual los acuerdos transfronterizos de GNL de Dragón/Loran y la expansión de Cardón IV representan ahora el primer empuje sostenido de Venezuela para tratar el gas como recurso primario y no incidental. Los acuerdos vigentes son la expansión de exportación de GNL de Cardón IV de Repsol/ENI (terminal flotante, primeras exportaciones previstas a finales de 2031) y la licencia costa afuera de Dragón de Shell, que alimenta Atlantic LNG en Trinidad (véase 7.1a). La quema de gas de 8–12 bcf/d —de las mayores del mundo— es a la vez la mayor oportunidad de monetización de corto plazo y un pasivo de emisiones de metano que intersecta con el escrutinio a las importaciones en EE. UU. y la UE.

Marco legal. La reforma de enero de 2026 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (regalía de hasta 30%, alivio de ISLR, plazos de 30 años, derechos de empresas mixtas con extranjeros) se completa con el Reglamento firmado el 8 de julio de 2026: la primera reglamentación integral de la ley de hidrocarburos en 83 años, que sustituye un mosaico de 1.389 resoluciones ministeriales dispersas superpuestas desde el marco de la época de 1943 por un único texto operativo consolidado. Aporta la mecánica de implementación que la reforma dejó abierta —los procedimientos para fijar regalías proyecto por proyecto dentro de la banda flexible de hasta 30%, la administración del impuesto integrado de hidrocarburos, las rutas de contratación y licenciamiento para plazos de 30 años, el ejercicio de los derechos de empresa mixta extranjera y de comercialización directa, y las disposiciones de arbitraje— y, según la presentación oficial, fue redactado en consulta con los actores productivos del sector en torno a cuatro criterios declarados: seguridad jurídica, eficiencia operativa, reglas claras de cooperación Estado-privados y sostenibilidad, con el ingreso del sector expresamente vinculado al financiamiento de la reconstrucción. El análisis cláusula por cláusula seguirá cuando el texto se publique en la Gaceta Oficial (pendiente). Las LG 49A/56 habilitan contratos contingentes, la ejecución requiere una licencia específica de la OFAC, y los pagos no tributarios se enrutan por el FGDF del Tesoro (EO 14373). Las formas de instrumento que la ley efectivamente ofrece están en **Forma contractual**; los términos anunciados medidos contra la tabla fiscal publicada están en **Arquitectura fiscal**.

Obstáculos. La compuerta de la licencia específica; la fricción de cumplimiento bancario; la restricción eléctrica (7.2); y, para el canal de exportación, la reversión posterior a abril hacia la salida asiática liderada por China, con descuento y ruteada por intermediarios, en ausencia de un licenciamiento estadounidense renovado (datos de exportación en la Referencia Comparativa de Datos — Petróleo y Gas). Los proyectos

greenfield por encima de \$1 mil millones siguen condicionados a un programa con el FMI, a la reestructuración de deuda y a la reconstrucción de la red; la ventana abierta hoy son las grandes brownfield, los comercializadores estadounidenses bajo la LG 46B y la reentrada de servicios petroleros (SLB, HAL, BKR bajo la LG 48A) hacia una década de mantenimiento diferido.

Actores actuales (junio de 2026). Productoras y operadoras de empresas mixtas Chevron, Repsol, Shell, BP, Eni y Maurel & Prom (las operadoras nombradas en la LG 50B); nuevo capital de aguas arriba vía Lionheart Capital/Clear Street y Latam Energy Partners; servicios petroleros SLB, Halliburton y Baker Hughes; cargamentos comercializados por las casas de trading Vitol y Trafigura, que manejaron 64% de las exportaciones de junio, con Vitol preparando una oficina en Caracas de ≈una docena de operadores bajo el veterano ex-Chevron Mario Pantoja; compradores principales de crudo EE. UU. (Valero, Phillips 66, Citgo — ≈630 kb/d en junio, el primer destino según el seguimiento de buques de Reuters), India (Reliance, BPCL, Nayara — ≈277 kb/d en junio, ≈427 kb/d en mayo), Europa (≈99 kb/d) y China (Sinochem); los bloques operados por rusos (Petromonagas, Petroperijá) siguen en cuarentena respecto de la comercialización occidental; en gas, Shell (Loran, Dragón, Cocuina) y BP en los campos transfronterizos y Repsol/Eni en el GNL de Cardón IV. La india ONGC Videsh reexamina por separado un retorno a operaciones activas en sus activos accionarios San Cristóbal (40%) y Carabobo-1 (11%) — leído en **La ola de agosto**.

La ola de agosto. La cartera de independientes y reentradas avanzó en varios frentes en la tercera semana de agosto. Aguas arriba: Hunt Oil firmó un contrato de participación en la producción por dos campos terrestres orientales, incluido Carito (19 de ago), tomando una parte de la producción en vez de una tarifa —la conversión de memorando a contrato firmado de su posición del 30 de abril en la Faja—; SLB firmó un acuerdo marco nacional de servicios para estudios integrados de yacimientos (19 de ago), sobre su memorando de transformación digital del 10 de junio; Crossover Energy Holdings afirmó haber «establecido una presencia operativa en el oriente de Venezuela» (19 de ago, no verificado más allá de la caracterización de la propia empresa); y la india ONGC divulgó una licencia de la OFAC que permite la reanudación plena de operaciones en Venezuela (16-17 de ago) y persigue ahora la operatoría —y no solo su participación accionaria existente— en San Cristóbal (40%) y Carabobo-1 (11%), con la recuperación de más de \$500 millones en dividendos pendientes también a la vista (Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto — ONGC obtiene licencia de la OFAC y reanuda plenamente sus operaciones en Venezuela). En acreaje disputado, Pacific Coast Energy Company (con Klaus Hasbo como director ejecutivo) aseguró ≈\$800 millones en capital, deuda y financiamiento comercial (30 de julio) para cerrar un acuerdo con PDVSA sobre seis campos de Monagas y Delta Amacuro reasignados desde la posición en Petrodelta de DP Delta Finance B.V. —una reasignación que DP Delta califica de arbitraria y disputa por más de \$2 mil millones en daños— (Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto — Chevron apunta a 420.000 bpd para finales de 2028 mientras Hunt, Crossover, SLB y Pacific Coast Energy encabezan la ola de reentrada petrolera). Comercialización: BP comenzó a comercializar directamente crudo y fuel oil venezolanos (18 de ago, cargamento de ≈400.000 bbl del Monte Lema a Houston), sumándose a Vitol y Trafigura como tercer gran comprador-comercializador y estrechando la ventaja de los primeros en llegar (Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto — BP entra al comercio petrolero venezolano y desafía la delantera de Trafigura y Vitol). Y del lado de las sanciones, la OFAC congeló los activos de Bluewave Properties Ltd., vinculada a Harry Sargeant III (8 de ago) —el vehículo que tiene su participación minoritaria en NABEP, operadora de Petrozamora (≈104 kb/d, la segunda mayor productora privada del país después de Chevron)—, acompañando la congelación con una licencia de liquidación ordenada, una acción administrativa que queda por debajo de una designación SDN confirmada (Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto — El Tesoro congela los activos de Bluewave, de Sargeant, y presiona su salida de una empresa petrolera venezolana). Nota del Miranda Institute: ninguno de los cuatro acuerdos de aguas arriba anteriores (Hunt, SLB, Crossover, ONGC) cuenta con una declaración independiente de la empresa más allá de las fuentes recogidas en Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto; el alcance y los términos deben tratarse como reportados y no como confirmados.

Forma contractual. El instrumento que rige cada tesis de entrada anterior es la reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos publicada en Gaceta Oficial Extraordinaria 6.978 (enero de 2026), y no restablece las concesiones —la forma que Venezuela usó por última vez bajo la ley de 1943, cuyos otorgamientos de cuarenta años debían revertir a la nación en 1983 y fueron superados por la Ley de Reversión de 1971 y la nacionalización de 1975—. Los yacimientos siguen siendo del dominio público e inalienables; la participación en un yacimiento no es transmisible. Lo que la reforma sí ofrece son tres rutas de trabajo: la empresa mixta con el Estado por encima del 50%, ahora constituida por decreto presidencial y no por aprobación de la Asamblea Nacional, con un plazo de 25 años prorrogable hasta 15 más; el nuevo contrato del Capítulo IV (artículos 40 a 44) por el cual una empresa privada domiciliada en Venezuela ejecuta actividades primarias a su propio costo, cuenta y riesgo contra una parte de la producción —la forma del contrato de Hunt Oil en Carito—; y una cesión, total o parcial y autorizada ministerialmente, de derechos de extracción por parte de un operador estatal a tal empresa. Los términos fiscales se movieron con ella: la regalía es ahora de hasta 30% en vez de fija en 30%, un único impuesto integrado de hasta 15% sobre el ingreso bruto mensual sustituye a los impuestos de extracción y de consumo, y los impuestos de sombra y de ganancias súbitas quedan derogados; los activos revierten a la República al término del contrato y el socio estatal tiene derecho de preferencia sobre las acciones del socio privado. Este es el marco en el que debe encajar la negociación de participación accionaria estadounidense reportada el 27 de agosto, y en el que se escribirían los compromisos de Chevron y Halliburton reportados por el *Wall Street Journal* el 28 de agosto —dos campos adicionales de crudo pesado para Chevron junto a sus tres empresas mixtas existentes con PDVSA, con firmas esperadas en Caracas en la primera semana de septiembre— (Titulares de la Semana, edición del 31 de agosto — EE. UU. ha asegurado el control mayoritario de más de 65 mil millones de barriles de reservas venezolanas). Nota del Miranda Institute: el texto de la reforma y sus términos están verificados contra la cita de Gaceta y dos lecturas jurídicas independientes; los compromisos de Chevron y Halliburton son reportados y no confirmados por ninguna de las dos empresas. Fuentes: Gaceta Oficial Extraordinaria 6.978 · Baker McKenzie · Acceso a la Justicia · Wall Street Journal.

El perímetro y Chevron. El perímetro del anuncio de participación accionaria estadounidense se ha mostrado públicamente como diecisiete áreas rotuladas «CCP DE HIDROCARBUROS», suministradas a este boletín desde una lámina de televisión y expuestas en detalle en Titulares de la Semana (Titulares de la Semana, edición del 31 de agosto — EE. UU. ha asegurado el control mayoritario de más de 65 mil millones de barriles de reservas venezolanas): nueve bloques de la Faja del Orinoco en las divisiones Ayacucho, Boyacá y Junín más Zuata 2, y ocho áreas maduras occidentales del complejo del lago de Maracaibo y Zulia —Bachaquero-Lagunillas-Ceuta, Intercampo Norte, Lagomedio, Tía Juana Lago y las unidades de producción Lagocinco, Lagomar, Lagunillas Lago y Rosa Mediano—. Para una lectura de inversionista importa más la división que el total: las ocho occidentales producen hoy sobre infraestructura existente y son el acreaje al que apunta la reorientación del ministerio hacia crudos livianos y medianos, mientras que las nueve del Orinoco son acreaje extrapesado no desarrollado cuyos barriles dependen del suministro de diluyente, del servicio eléctrico y de una flota de taladros reconstruida desde dos unidades terrestres activas. La posición propia de Chevron se movió antes del anuncio: el canje de activos del 13 de abril de 2026 llevó su participación en Petroindependencia a 49% (+13,21%), mantuvo 30% de Petropiar y añadió derechos de desarrollo sobre el área adyacente de Ayacucho 8, a la vez que transfirió a PDVSA los bloques 21 y 32 de la Plataforma Deltana y una participación no operada en Petroindependiente —una consolidación hacia posiciones operadas de crudo pesado servidas por infraestructura existente de mejoramiento y mezcla, y una salida del gas costa afuera—. La directora financiera Eimear Bonner, en la teleconferencia de resultados del segundo trimestre del 31 de julio, situó la producción actual en ≈280 kb/d entre Petropiar, Petroindependencia y Petroindependiente y fijó una meta de ≈420 kb/d para finales de 2028 —un aumento de 50%, autofinanciado con flujo de caja operativo y sin capital externo nuevo, con la recuperación plena de la deuda de PDVSA con Chevron esperada para comienzos de 2027— (Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto — Chevron apunta a 420.000 bpd para finales de 2028). El presidente ejecutivo Mike Wirth reafirmó esa estructura el 11 de septiembre de 2026, situando una expansión de US\$7 mil millones dentro

de la propia generación de caja de esas mismas empresas mixtas, sin capital externo nuevo, frente a una meta de más de 600.000 b/d en cinco años —una meta de la compañía y no un dato— (Titulares de la Semana, edición del 14 de septiembre — El presidente ejecutivo de Chevron sitúa la expansión de US\$7 mil millones en Venezuela dentro del flujo de caja de sus empresas mixtas existentes). Chevron representa aproximadamente una quinta parte de la producción nacional y es la única gran petrolera estadounidense que opera en el país; el vicepresidente Mark Nelson dijo a la Casa Blanca a comienzos de enero que podría elevar la producción de sus empresas mixtas con PDVSA en 50% en un plazo de 18 meses a dos años (Titulares de la Semana, edición del 31 de agosto — La rampa petrolera: metas de producción, taladros, datos de subsuelo y dónde está el dinero). El lado de servicios ha planteado condiciones antes que planes: Jeffrey Miller, de Halliburton, ha condicionado la expansión a términos comerciales y jurídicos «incluida la certeza de pago», que es una cuestión de la cuenta bajo custodia del Tesoro y no de Caracas. Nota del Miranda Institute: los diecisiete nombres son suministrados por el curador desde una lámina televisada, no verificados contra un texto de Gaceta ni contra instrumento publicado alguno; el rótulo dice «CCP» donde el comunicado de la Asamblea Nacional sobre la reforma nombra el Contrato de Participación Productiva (CPP), y esa divergencia queda sin resolver. Los términos del canje de activos provienen de la divulgación propia de la compañía de abril. Fuentes: lámina de televisión suministrada por el curador · Asamblea Nacional · Chevron · World Oil · Bloomberg · Wall Street Journal · TheStreet.

Logística. Reuters encontró que los buques venezolanos esperan ahora hasta 30 días para cargar crudo —frente a menos de una semana históricamente— mientras la infraestructura portuaria deteriorada de José (≈70% de las exportaciones nacionales) choca con la rampa de recuperación exportadora: tasas lentas de transferencia de tanque a buque, fallas de equipos obsoletos, cortes eléctricos durante la carga, problemas de calidad del crudo y derrames en terminal (Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto — Puertos en condición «deplorable»). Las exportaciones actuales siguen por debajo de 1,25 mb/d frente a una capacidad de terminal que manejaba más de 2,5 mb/d hace dos décadas. Transparencia Venezuela advirtió por separado (10 de ago) que 72% de la flota de buques controlada por PDVSA opera de forma irregular. Lectura del Miranda Institute: la rehabilitación de la infraestructura portuaria y de carga es hoy una prioridad de capital de primer orden junto con la rehabilitación brownfield de aguas arriba —toda la ola de reentrada anterior tiene su cuello de botella en el muelle de carga y no solo en el pozo—.

Datos y taladros. Dos desarrollos de SLB inciden en cada tesis de entrada anterior. Primero, SLB ha obtenido acceso a los datos petroleros de Venezuela bajo un contrato de alcance no divulgado con PDVSA que cubre gestión de datos y servicios tecnológicos esenciales, cuyo objeto declarado es digitalizar y consolidar todo el conjunto de datos de la industria —desde la caracterización de yacimientos hasta la producción en tiempo real— tras años de descuido y un ciberataque reciente, aplicando inteligencia artificial para restaurar la fiabilidad de los datos e incluyendo transferencia tecnológica y capacitación (Reuters, 25 de ago; Titulares de la Semana, edición del 31 de agosto — La rampa petrolera: metas de producción, taladros, datos de subsuelo y dónde está el dinero). La línea de base que corrige: Venezuela no publica estadísticas petroleras de rutina desde hace más de una década, y el último boletín anual del Ministerio de Hidrocarburos data de 2015, lo que deja solo el reporte mensual limitado a la OPEP —que es a su vez la razón por la que este boletín ha llevado tres series de producción divergentes (secundarias de la OPEP, afirmación gubernamental, nivel de campo de El Recadero) sin poder conciliarlas—. Segundo, SLB se prepara para reactivar hasta 15 taladros de perforación y reacondicionamiento inactivos, con hasta cuatro de vuelta en servicio antes de fin de año y el conjunto completo previsto ocupado dentro de un año, frente a solo dos taladros terrestres activos actualmente; Formentera Partners está por separado en conversaciones para importar más (Reuters, 19 de ago). Lectura del Miranda Institute: estos son los dos elementos menos discutidos y más importantes estructuralmente de la ola de reentrada. El conteo de taladros es el techo físico de la velocidad a la que el acreaje firmado se convierte en barriles: una flota reconstruida desde dos unidades limita la rampa de 2027-28 cualquiera que sea el licenciamiento. El contrato de datos es el estratégico: quien tenga y estructure el conjunto de datos del subsuelo tiene la ventaja informativa en la

certificación de reservas, en las rondas de licitación y en la comercialización del inventario exploratorio de 916 bloques. Para una administración entrante la pregunta no es si digitalizar —evidentemente debe hacerlo— sino en qué términos: propiedad de los datos, acceso estatal incondicional, custodia en depósito del conjunto consolidado, no exclusividad y prohibición de que el custodio licite por acreaje que su propio conjunto de datos describe. Esos términos son baratos de escribir ahora y muy caros de incorporar después.

Superposición de sanciones. La OFAC añadió a Bluwaves Properties Limited —una compañía de las Islas Vírgenes Británicas, registro 2056404, constituida el 5 de marzo de 2021— a la lista SDN el 18 de agosto bajo la etiqueta de programa [VENEZUELA-EO13850], en una acción publicada junto a designaciones no relacionadas de la Corte Penal Internacional. La inclusión es la contraparte de designación formal de la congelación administrativa de activos del 8 de agosto sobre el vehículo Bluewave vinculado a Harry Sargeant III que tiene su participación minoritaria en NABEP, operadora de Petrozamora (Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto — El Tesoro congela los activos de Bluewave, de Sargeant). Nota del Miranda Institute para tamizaje de contrapartes: el registro de la OFAC escribe la entidad como «Bluwaves», que difiere de la grafía «Bluewave» del reporte periodístico; el tamizaje debe correr ambas grafías y el número de registro en las Islas Vírgenes Británicas antes que el nombre solo, y la relación entre las dos no está establecida en la faz del registro de la OFAC. La exposición viva es la regla del 50% —toda entidad poseída en 50% o más, directa o indirectamente y en agregado, por una parte designada queda ella misma bloqueada, esté o no listada por separado—, que alcanza a la cadena operativa NABEP/Petrozamora para cualquiera con una posición allí. Con ≈104 kb/d, Petrozamora es la segunda mayor productora del sector privado del país después de Chevron, de modo que no es un nombre periférico.

Margen de comercialización — visión del Miranda Institute. Un rasgo estructural de la arquitectura de exportación posterior a enero ya sobrevive a su razón de ser. Desde enero, el crudo venezolano se comercializa bajo licencias exclusivas del Tesoro de EE. UU. otorgadas a Vitol y Trafigura, contratadas «a solicitud del gobierno de EE. UU.» para aportar logística y comercialización cuando se reanudaron las exportaciones; el reporte periodístico sitúa el plazo de esas licencias hasta junio de 2027. La correspondencia de control del Congreso (miembro de mayor rango del Comité de Supervisión de la Cámara, 23 de febrero), citando reportes de prensa, describe la economía: las comercializadoras compraron a unos \$15/bbl por debajo del mercado y revendieron a refinadores a unos \$8-9 por debajo del mercado, un diferencial de unos \$6-7/bbl. Sobre volúmenes por encima de 1,2 mb/d, esa es una transferencia material y continua de ingreso de exportación venezolano, y es un costo que el Estado venezolano ni negoció ni puede hoy declinar. La justificación —que nadie más podía mover barriles varados con rapidez bajo un bloqueo, con buques, financiamiento y cumplimiento en su sitio— era real en enero y ya ha caducado. El comercio ya está migrando: refinadores y socios de empresas mixtas están contratando directamente con PDVSA, con Phillips 66 y Reliance firmados y Valero y Tipco reportados a seguir, y con PDVSA volviendo al modelo previo a 2019 de contratos de suministro con refinerías y socios operativos por encima de intermediarios —lo que eleva el precio realizado precisamente al eliminar la prima del revendedor— (Reuters, 21 de julio). BP comenzó a comercializar directamente en agosto, y Vitol y Trafigura están ellas mismas montando oficinas en Caracas, es decir, compitiendo como contrapartes en vez de operar como monopolistas licenciados. La lectura del Miranda Institute es que la capa de comercialización exclusiva debería desmontarse y terminar a más tardar a finales de 2026, muy por delante del horizonte reportado de junio de 2027: la razón operativa está agotada, el canal de contratación directa funciona de forma demostrable, y cada mes que la capa persiste es un mes de margen restado al financiamiento de la reconstrucción bajo un arreglo sin proceso competitivo publicado. La solicitud negociadora de la transición ante el Tesoro debería ser específica —una fecha cierta de terminación, la publicación de los términos de la licencia y de los diferenciales realizados, y acceso abierto para cualquier comprador que cumpla— y corresponde situarla junto a la pregunta de transparencia de desembolsos del FGDF y no separada de ella (la Transición — Auditoría del Ingreso de Exportación de Petróleo y Gas; la Agenda para la Democracia — Deuda Soberana y de PDVSA).

Refinación. La capacidad nominal de refinación es de $\approx 1,30$ mb/d en el sistema de seis plantas —el Centro de Refinación Paraguaná (Amuay 645 mil + Cardón 310 mil = 955 mil), Puerto La Cruz (≈ 187 mil), El Palito (146 mil), más Bajo Grande y San Roque—, esencialmente sin cambios desde los años noventa. El procesamiento real es la métrica del colapso: en 1998 el sistema operaba cerca de su capacidad, en $\approx 1,1$ - $1,2$ mb/d, cubriendo una demanda interna robusta con excedente de exportación; para 2025, tras dos décadas de subinversión, mantenimiento diferido, apagones y éxodo de personal calificado, el procesamiento real había caído a ≈ 20 - 25% de la placa, y a comienzos de 2026 la red se había recuperado apenas a $\approx 35\%$ —unos 450 kb/d entre Amuay, Cardón, Puerto La Cruz y El Palito, con reinicios habilitados en parte por apoyo iraní (\$460 millones en la revisión del CRP) y chino—. El consumo interno de productos refinados cayó en paralelo con la economía y la emigración —de ≈ 500 kb/d de combustibles terminados en 1998 a un estimado de ≈ 200 - 300 kb/d ahora—, que es la única razón por la que PDVSA describe una utilización de $\approx 35\%$ como cobertura aproximada de la demanda nacional de gasolina y diésel; la parada de El Palito posterior al sismo (Titulares de la Semana, una edición anterior — Las refinerías de Venezuela, «feas y oxidadas») estrecha ese balance. Para un inversionista este es el brownfield de aguas abajo más claro: gran placa hundida, unidades de conversión profunda y FCC por rehabilitar (Puerto La Cruz, Cardón, El Palito) y un mercado de combustibles que crece con cualquier recuperación —condicionado, como aguas arriba, al régimen de licencia específica y a la red eléctrica—. Fuentes: EAI · Reuters · Hydrocarbon Processing.

Refinerías, planta por planta (nominal $\rightarrow$ operativa real $\rightarrow$ crudo procesado reciente; seguimiento en cada ciclo). Amuay 645 mil $\rightarrow$ operando muy por debajo de placa, arreglos menores restauraron ≈ 20 mil; Cardón 310 mil $\rightarrow$ intermitente, se detiene con los apagones; Puerto La Cruz ≈ 187 mil $\rightarrow$ reparaciones crónicas; El Palito 146 mil $\rightarrow \approx 35$ - 70 mil tras el reinicio del FCC posterior al sismo, ahora ante una parada de 3-4 semanas; Bajo Grande ≈ 16 mil y San Roque ≈ 5 mil $\rightarrow$ marginales. El crudo procesado del sistema corrió en ≈ 248 - 260 kb/d a comienzos de julio (con rendimiento de ≈ 74 - 80 kb/d de gasolina y ≈ 76 - 77 kb/d de diésel); la capacidad operativa real es de ≈ 450 kb/d ($\approx 35\%$ de la placa de $\approx 1,30$ mb/d). El reportaje de campo de Reuters de julio de 2026 («feas y oxidadas») encontró deterioro en Amuay, Cardón y El Palito anterior a los sismos (Titulares de la Semana, una edición anterior — Las refinerías de Venezuela, «feas y oxidadas»).

Petroquímica (Pequiven — nominal $\rightarrow$ real; seguimiento en cada ciclo). Tres complejos: Morón (Carabobo, fertilizantes alimentados con gas — amoníaco ≈ 1.440 t/d $\approx 0,5$ Mt/año, urea; real: mayormente fuera de servicio, daño menor por el sismo); Ana María Campos / El Tablazo (Zulia — olefinas: etileno ≈ 600 kt/año y propileno ≈ 400 kt/año, más PVC, polietileno, poliestireno y cloro-soda; placa total $> 3,6$ Mt/año; real: fuertemente reducida — Asoquim sitúa la restauración de confiabilidad en $\approx \$162$ millones y una expansión de polietileno/cloro-soda en $\approx \$1,65$ mil millones); José (Anzoátegui — metanol $\approx 0,7$ Mt/año o más vía Metor/Supermethanol, urea/amoníaco, olefinas; real: operando reducido por baja alimentación de gas). La recuperación del sector en conjunto se sitúa en $\approx \$10$ mil millones a lo largo de una década (Asoquim). El plan completo de rehabilitación de aguas abajo —mejoradores, refinerías y petroquímica, más el caso para expandir el complejo de José alimentado con gas en el oriente— está expuesto en la Agenda para la Democracia (Rehabilitación de Aguas Abajo). Fuentes: Pequiven · Asoquim · Reuters · EAI.

Lectura a nivel de campo (El Taladro Azul — el reporte semanal de operaciones petroleras de M. Juan Szabo y Luis A. Pacheco, publicado en el blog El Recadero de Pacheco): la producción a nivel de campo se mantuvo esencialmente plana durante los sismos — 935 kb/d en la última semana completa de junio (Occidente 258 · Oriente 110 · Faja del Orinoco 567) y 942 kb/d en la primera semana de julio (Occidente 262 · Oriente 111 · Faja 569)—, una lectura materialmente más baja que los $\approx 1,15$ - $1,18$ mb/d reportados a la OPEP, reflejo de una base de conteo campo por campo; la divergencia entre ambas series es en sí misma un dato que las contrapartes deberían llevar. Las lecturas de refinación y petroquímica de esas mismas dos semanas están en **Refinerías, planta por planta** y **Petroquímica** más arriba y no se repiten aquí; en petroquímica, el complejo de Morón sufrió algún daño de infraestructura por el sismo sin consecuencia inmediata (lleva tiempo fuera de servicio), El Tablazo sigue igual y el complejo de José opera reducido por baja alimentación de gas natural. La descomposición de exportaciones del reporte es la observación

prospectiva: los 1,17 mb/d de exportaciones de junio se componían de ≈ 760 kb/d de producción corriente más ≈ 410 kb/d de reducción de inventario y reexportación de diluyente —y de los ≈ 50 millones de barriles de existencias acumulados a comienzos de enero, más de 43 millones ya se han colocado, quedando poco más de 6 millones—. A medida que la reducción de inventario termine, las exportaciones deberían converger hacia el nivel respaldado por producción (el reporte sigue exportaciones mensuales en ruta hacia ≈ 750 kb/d de crudo más ≈ 50 kb/d de fuel residual), un escalón a la baja que la economía del canal de exportación, y la línea de ingreso del FGDF detrás de ella ($\approx \$2,8$ mil millones fluyeron a la cuenta petrolera controlada por el Tesoro en junio, con la pregunta de transparencia persistiendo), registrarán en el segundo semestre. La cesta venezolana promedió \$79,6/bbl a finales de junio y bajó a \$75,8/bbl a comienzos de julio con la caída del precio internacional. S/c este ciclo: no se recuperó un nuevo semanario de El Recadero en la compilación del 20 de julio, de modo que la lectura de campo anterior se arrastra; la divergencia metodológica se amplió del lado oficial —la afirmación gubernamental del 13 de julio de 1,203 mb/d se sitúa 133 kb/d por encima del dato secundario de junio de la OPEP (1,070, plano frente a mayo) y ≈ 260 kb/d por encima de la serie de campo—, con el ingreso de exportación petrolera del primer trimestre del BCV reportado en +21% interanual, en \$5.491 millones. El dato trimestral del PIB petrolero está en el Análisis Mensual y en 7.4 y no se repite aquí. Fuente: El Recadero (Luis Pacheco) · MOMR de la OPEP · BCV.

Pozos inactivos. El economista y asesor petrolero del BCV Carlos Mendoza Potellá dijo a Unión Radio el 26 de agosto que Venezuela tiene 17.000 pozos con capacidad de producción abandonados hace mucho tiempo, situó la capacidad instalada actual en $\approx 1,1$ mb/d y sostuvo que reactivar los pozos de campos convencionales es una tarea de mediano a largo plazo que no puede entregarse en uno o dos años, cualquiera que sea la postura de sanciones, y añadió que las condiciones de mercado y geopolíticas no han producido el entorno de precios que suponían proyecciones anteriores por encima de \$120/bbl. Nota del Miranda Institute: esta es una lectura experta atribuida, no un dato de PDVSA ni del ministerio, y convive con otros dos conteos de pozos inactivos que este boletín ya lleva —los ≈ 22.000 pozos inactivos frente a dos taladros activos (Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto — Capacidad de perforación) y los ≈ 25.000 pozos marginales del consultor William Hernández (la Transición — Oportunidades Petroleras Brownfield)—. Los tres no pueden conciliarse en una sola cifra a partir de fuentes públicas: el conteo depende de si «abandonado», «inactivo» y «marginal» se miden con la misma definición, y ningún registro de estatus de pozos del Ministerio de Hidrocarburos se ha publicado desde 2015. Lo que las tres lecturas comparten es dirección y orden de magnitud: el inventario inactivo es la variable dominante de producción de corto plazo y es un orden de magnitud mayor que cualquier paquete brownfield firmado hasta la fecha. Fuentes: Unión Radio (vía Banca y Negocios · Noticias al Día y a la Hora · LosTubazos).

No convencionales. Las evaluaciones publicadas de yacimientos continuos sitúan la dotación no convencional de Venezuela en $\approx 15,2$ mil millones de barriles de petróleo de esquisto y $\approx 204,8$ tcf de gas de esquisto, la mayor parte asignada a la Formación La Luna en la cuenca de Maracaibo, según el geólogo Juan Francisco Arminio en un panorama del AAPG Explorer del 1 de abril de 2026; Jairo Lugo, en el mismo panorama, ubica los puntos dulces específicamente en Maracaibo, el sistema generador del Cretácico Tardío que corre de oeste a este por el país, y sitúa los recursos convencionales prospectivos y con riesgo de las cuencas maduras en tierra en más de 41 mil millones de barriles de petróleo y 154 tcf de gas. La Luna es la roca madre que cargó los campos convencionales de Maracaibo, de modo que el intervalo no convencional se sitúa directamente debajo y al lado de infraestructura, carreteras, energía y una fuerza laboral entrenada que ya existen —que es lo que lo hace comercialmente interesante y lo que hace delgada la caracterización publicada, puesto que los estudios se construyeron sobre pozos convencionales heredados y no sobre pozos perforados para evaluar un esquisto—. Nada de esto es una reserva registrada, no existe instrumento regulatorio específico para no convencionales y ningún operador ha propuesto un programa. Para la óptica del inversionista la lectura relevante es que este nivel es real, grande, no delineado y no regulado, y que se sitúa detrás del inventario de pozos inactivos anterior en cualquier secuencia racional de capital. El tratamiento prospectivo, las restricciones ambientales y de agua específicas del lago de Maracaibo y la

posición del Miranda Institute que separa evaluación de licenciamiento están expuestos en la Agenda para la Democracia (Evaluación de Fracking); las disposiciones regulatorias que tendría que llevar una reforma de la ley de hidrocarburos están en Reforma de la Ley de Hidrocarburos 2.0 y Reglamento 2.0. Fuentes: AAPG Explorer, 1 de abril de 2026 (Emily Smith Llinas), citando a Juan Francisco Arminio y Jairo Lugo.

Reservas certificadas. Una restricción estructural sobre cada proyecto mayor costa afuera y greenfield anterior se ha vuelto ahora abordable. La negociación de la administración Trump para participaciones accionarias directas del gobierno de EE. UU. en campos petroleros venezolanos —reportada por Axios como abarcando más de una docena de campos y unos 90 mil millones de barriles de reservas probadas— introduce una variable nueva en la ecuación de financiamiento de proyectos: en el momento en que esos 90 mil millones de barriles se certifiquen y se registren en balances del gobierno o de empresas estadounidenses, la base de reservas misma se convierte en garantía y en fundamento de grado crediticio, lo que ha faltado en las propuestas de crédito venezolanas desde 2017. El mecanismo comercial es conocido. Las grandes petroleras y las instituciones financieras no financian producción de reservas probadas sin declaraciones de reservas certificadas de forma independiente; Wells Fargo, Goldman Sachs y contrapartes comparables con grado de inversión han estado impedidas de dar financiamiento de proyecto a emprendimientos venezolanos por la ausencia de certificación creíble de reservas y por el riesgo de contraparte de tratar con un balance de PDVSA no auditado desde 2013. Una vez que una porción de la base de 303 mil millones de barriles se certifique a través del Tesoro de EE. UU. o mediante auditorías de reservas ejecutadas bajo supervisión estadounidense o de grandes bancos, las restricciones de financiamiento que han frenado las aprobaciones de proyectos en Nueva York y Londres empiezan a disolverse. Las operadoras multinacionales (Chevron, Repsol, Shell, Eni, BP) podrán llevar la porción certificada de sus proyectos venezolanos en sus propios balances con grado de inversión, lo que libera asignación de capital interno y sanción de proyectos que están en pausa. El mismo mecanismo libera financiamiento de offtake para ventas de crudo y posiciones de trading de materias primas. Lectura del Miranda Institute: este es el objeto estratégico detrás de la negociación de participación accionaria, y es más importante que cualquier precio del barril o cifra de producción de corto plazo. La vía jurídica a través de los artículos 12 y 303 de la Constitución —la reserva de los yacimientos de hidrocarburos a la República como inalienables, y de las acciones de PDVSA al Estado— sigue sin resolverse, pero el incentivo financiero para resolverla es ahora material. (El tratamiento prospectivo está en la Agenda para la Democracia — Reforma de la Ley de Hidrocarburos 2.0 y Reglamento 2.0.) Para contrapartes que suscriben exposición a proyectos de hidrocarburos venezolanos, las reservas certificadas son el punto de inflexión entre «demasiado riesgoso para financiar» y «financiable». Este boletín seguirá de cerca las negociaciones paralelas de participación accionaria del gobierno de EE. UU. y la vía de certificación; ambas importan tanto para la sanción de proyectos como cualquier licencia general o específica. Fuentes: Axios · administración Trump · estándares de financiamiento de proyecto de la banca mayor.

Arquitectura fiscal. Las divulgaciones del 28 y 29 de agosto dan a este sector sus primeros términos fiscales declarados desde la reforma de enero, y se leen contra la ley vigente en la lectura de resumen que sigue, *La arquitectura del acuerdo binacional*. Tres puntos inciden directamente en el cálculo de entrada anterior. Primero, la regalía anunciada de 16% se sitúa en o por debajo de la banda más baja del Reglamento del 7 de julio de 2026 (Gaceta Oficial 7.052, Decreto 5.381), que fija 20% para campos no desarrollados, 25% para crudo extrapesado, 30% para campos desarrollados sin producción y 35% para campos desarrollados con producción, menos hasta cinco puntos por proyectos costa afuera o de valor agregado; de modo que ocho de las diecisiete áreas, por ser productoras occidentales maduras, se sitúan en bandas de dos a diecinueve puntos por encima de la tasa anunciada, y cualquier operador que entre con los términos anunciados está entrando por debajo de la tabla publicada. Segundo, la tasa de impuesto sobre la renta anunciada de 34% es una tasa que la reforma no fija por sí misma. El apilamiento estatutario está en **Forma contractual** más arriba; lo que corresponde aquí es lo que deja libre al Ejecutivo —reducir el ISLR para preservar el equilibrio económico de un proyecto— y lo que elimina: los operadores quedan exentos del

impuesto a los grandes patrimonios, de las parafiscalidades de ciencia, deporte, drogas y pensiones, de los tributos estatales y municipales y de la Ley de Contrataciones Públicas. Una contraparte que modele debería modelar el apilamiento estatutario y no la tasa titular anunciada. Tercero, la ruta de aprobación cambió con la reforma: las empresas mixtas ahora son autorizadas por el Presidente, con la Asamblea Nacional notificada y no consultada, y Acceso a la Justicia ha establecido que la reforma misma se publicó sin la revisión previa de su carácter orgánico que exige el artículo 203 de la Constitución. Lectura del Miranda Institute: para este sector la consecuencia práctica es que la calidad del título, y no la tasa fiscal, es la variable vinculante. Términos por debajo de la tabla publicada, otorgados por un instrumento que no se ha publicado, bajo un estatuto cuyo propio carácter orgánico nunca fue verificado, son el perfil que una autoridad futura revisa primero. Cada tesis de entrada de esta subsección debería suscribirse asumiendo que sus términos fiscales son reabribles y ponerle precio a eso, en vez de asumir que una tasa favorable está asegurada. Fuentes: Gaceta Oficial Extraordinaria 6.978 · Gaceta Oficial 7.052 · Acceso a la Justicia · Efecto Cocuyo · VTV · Wall Street Journal.

La arquitectura del acuerdo. La estructura anunciada en Caracas y Washington a finales de agosto no es un instrumento entre dos Estados; ningún texto bilateral se ha publicado de ninguno de los dos lados, y lo que los dos gobiernos han descrito son DOS acuerdos, cada uno entre una contraparte privada y un gobierno. La contraparte es North American Blue Energy Partners (NABEP), controlada por Alejandro Betancourt, que ya producía ≈200.000 b/d antes del anuncio. El 10 de septiembre de 2026 NABEP dijo por correo electrónico a Bloomberg News que planea elevar esa producción a 500.000 b/d para finales de 2028, y que la sociedad y la inversión externa que trae «solo acelera la trayectoria en la que hemos estado» —una meta de la compañía, atribuida aquí y mantenida fuera de la tabla de indicadores, y no un dato— (Bloomberg News, según lo recogido por Transport Topics). El perímetro mismo —diecisiete áreas de las que se dice que contienen ≈65 mil millones de barriles, cinco de ellas antes operadas por compañías chinas, y la división occidente-Orinoco que importa más que el total— está expuesto en **El perímetro y Chevron** más arriba; la reasignación provocó la protesta formal de Pekín del 3 de septiembre. La versión de Caracas sitúa el otorgamiento en 25 años con una regalía mínima de 16%. La versión de Washington describe una concesión de 100 años, una participación accionaria de 35% de Estados Unidos tomada por la Oficina de Capital Estratégico del Departamento de Guerra mediante warrants de un centavo, un derecho del Departamento de Estado a 20% de la producción a costo de producción y un derecho de preferencia sobre el resto a precio de mercado, y el enrutamiento del ingreso a la custodia del Tesoro bajo la EO 14373. Las dos versiones se leen HACIA ABAJO por cada columna y nunca de forma cruzada: un término declarado por un lado no es un término que el otro haya acordado. La descripción completa, la tabla de los dos acuerdos y el registro de treinta y cuatro objeciones abiertas están en Titulares de la Semana, edición del 7 de septiembre — La arquitectura del acuerdo binacional: dos hojas de términos oficiales. **Lo que importa a esta subsección es más estrecho y no depende de que ninguna de esas disputas se resuelva.** El perímetro está ahora detrás de un guardabarrera privado: un operador internacional que busque una posición en cualquiera de las diecisiete áreas contrata con NABEP y no con PDVSA ni con el Ministerio de Hidrocarburos, lo que es un riesgo de contraparte distinto, un análisis de sanciones distinto y una exposición a terminación distinta de la ruta de contratación directa que ha tomado cualquier otro entrante de esta subsección. Y la duración descrita del lado de Washington —un otorgamiento de 100 años a un vehículo privado— no está disponible bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos tal como fue reformada en enero de 2026, de modo que o bien existe un instrumento fuera del estatuto o bien se requiere una segunda reforma antes de que pueda emitirse uno (la Agenda para la Democracia — Reforma de la Ley de Hidrocarburos 2.0). Una tesis de entrada dentro del perímetro y una tesis de entrada fuera de él son por tanto dos transacciones distintas, y la diligencia de la primera no es la diligencia de la segunda.

La ronda de septiembre. El 2 de septiembre de 2026, con el secretario de Energía de Estados Unidos Chris Wright y la presidenta encargada Delcy Rodríguez presentes en Miraflores, se firmó una ronda de acuerdos corporativos. Cuatro inciden en esta subsección, y el rasgo común es el que conviene nombrar primero: cada

uno es una relación DIRECTA con PDVSA o con el Estado y no una subadjudicación del guardabarrera descrito arriba.

Chevron. Una inversión de más de US\$7 mil millones hasta 2031, contra una meta declarada de 600.000 b/d en la Faja del Orinoco, junto con dos campos adicionales de extrapesado: Carabobo-1 y Carabobo-2 Sur. El instrumento es una expansión de empresas mixtas que Chevron ya tiene y no una entrada nueva, que es la razón por la que pudo firmarse primero y más rápido: los vehículos corporativos, las licencias y las relaciones operativas ya existían. La cifra de 600.000 b/d es una META de la compañía y un compromiso de US\$7 mil millones es un plan; ninguno es un dato, ninguno entra en la tabla de indicadores, y ambos deben leerse contra la posición actual propia de Chevron de ≈ 250.000 b/d. Según la aritmética de la propia ronda, Chevron sigue siendo la mayor operadora del país y NABEP la segunda.

Eni. Un contrato de 25 años sobre Junín-5, uno de los bloques mayores de la Faja del Orinoco, con derechos de exploración y —según la versión de Caracas— operatoría exclusiva. El punto estructural es la forma contractual antes que el acreaje: la posición migra de una empresa mixta en la que PDVSA tenía la mayoría a un Contrato de Participación Productiva, que aumenta la participación y el control del operador privado. Esa es la misma migración que hizo Hunt Oil en Carito en agosto, y es ahora la plantilla para un activo de escala de supermayor. No se ha publicado cifra alguna sobre el instrumento de Eni.

GeoPark. La firma del 2 de septiembre no llevó cifra publicada alguna; los términos se publicaron en los días siguientes, y son ahora los más plenamente divulgados de la ronda. El instrumento es un **contrato de participación en la producción** sobre el **bloque Bare** en la Faja del Orinoco, por **25 años**, firmado con PDVSA y reportado entre el 3 y el 5 de septiembre de 2026. Bare produce actualmente ≈ 11.000 b/d; GeoPark sitúa el potencial pico en **85.000–95.000 b/d** brutos y un nivel estabilizado de **55.000–62.000 b/d** netos para sí, y declara $\approx$ US\$700 millones de liquidez incluidos US\$310 millones en efectivo para financiar el desarrollo. Esas son cifras y metas de la compañía, no datos, y ninguna entra en la tabla de indicadores. La transacción cambia además quién es GeoPark: el **Grupo Gilinski** toma el control de la compañía, pasando a $\approx 56,3\%$ de las acciones ordinarias y hasta $\approx 58,4\%$ bajo un mecanismo de ajuste, financiado mediante una nueva emisión de 42,1 millones de acciones a US\$12,22. Para una lectura de contraparte ese es el hecho material: la operadora de un contrato del Orinoco a 25 años es ahora un vehículo controlado por colombianos y no la independiente cotizada que firmó en Caracas. Ninguna autorización de la OFAC se nombra en las versiones consultadas.

Primavera. No una firma sino una concesión buscada y, según las versiones del 2 de septiembre, otorgada sobre el bloque Budare-Elotes en el oriente de Venezuela (crudo mediano y pesado). El vehículo se asocia al cofundador de Coinbase Fred Ehrsam, y previamente había abordado tres campos en manos de una operadora de la era de Maduro. Dos rasgos lo hacen digno de seguimiento más allá de su tamaño: la contraparte es un patrocinador financiero antes que industrial, y los títulos subyacentes cargan la cuestión de restitución que este boletín sigue por separado (la Agenda para la Democracia — Restitución de Propiedades e Indemnización por Expropiaciones 2.0). **Aspect Energy** tomó derechos en la misma ronda para ESTUDIAR posibles campos nuevos en el oriente de Venezuela, que es un derecho de estudio y no un instrumento de desarrollo, y se registra como tal.

Lectura del Miranda Institute — la ronda es evidencia sobre la forma, no sobre el volumen. Ninguno de los cuatro añade un barril verificado: la última lectura independiente de producción es 1,145 mb/d (agosto de 2026, fuentes secundarias de la OPEP, publicada el 10 de septiembre), y cada cifra de producción adherida a la ronda —incluidos los ≈ 11.000 b/d del propio bloque Bare y su potencial pico de 85.000–95.000 b/d— es una cifra de compañía o una meta. Lo que la ronda sí establece es que el Contrato de Participación Productiva, y no la empresa mixta ni la concesión, se ha vuelto el instrumento de elección para la entrada internacional nueva, y que una contraparte estatal directa sigue disponible fuera del perímetro de diecisiete áreas. Para un operador que sopesa entrar, ese es el hecho más útil del mes. Fuentes: Reuters · Local 10 News · Venezuelanalysis · Euronews · Energy News Beat.

Aguas abajo. El activo menos examinado del sector es el más vacío. La placa, la división por planta y el colapso del procesamiento real están en **Refinación y Refinerías, planta por planta** más arriba y no se reexponen aquí; lo que suman es un sistema operando en aproximadamente un quinto de placa —**por debajo de 300.000 b/d**—, con Paraguaná en cerca de 10% de su propia placa en la última lectura de la EIA, frente a una demanda interna de combustibles de ≈250.000 b/d, y con pequeños proyectos de reparación de 2026 recuperando unos 20.000 b/d de capacidad de procesamiento en cada uno de El Palito y Amuay. La escala histórica de lo perdido está en la serie de consumo: el consumo venezolano de productos refinados alcanzó un pico de ≈840.600 b/d en 2012 e imprimió ≈234.500 b/d en 2024 (Estadísticas Internacionales de Energía de la EIA), y en los componentes de exportación publicados de PDVSA el fuel oil residual solo se exportó hasta 297.000 b/d (2009), los destilados hasta 140.000 b/d y la gasolina y la nafta hasta 95.000 b/d (ambos en 2006). La restauración plena se sitúa en **al menos US\$20 mil millones**. El cálculo de entrada para un inversionista es que la pata de refinación es la única parte del programa sectorial con operador listo, mercado listo y sin cuestión de permisología aguas arriba: CITGO opera 829.000 b/d de capacidad estadounidense de crudo con 97% de utilización promedio de crudo en el dato del segundo trimestre de 2026, con caja neta (7.1a); el promedio minorista de diésel en EE. UU. fijó un récord histórico de US\$5,820 por galón el 4 de septiembre de 2026 con los inventarios de destilados de la Costa Este en un mínimo récord de 19,3 millones de barriles; y la diferencia de margen entre vender un barril extrapesado con un descuento de –US\$25 a –US\$30 frente al Brent y vender ese mismo barril como producto es todo el caso de aguas abajo. Lectura del Miranda Institute: la rehabilitación de refinación corresponde al FRENTE del programa sectorial y no detrás de las adjudicaciones de aguas arriba, estructurada como una empresa conjunta entre CITGO y las grandes ya contratadas en el sector antes que como un proyecto estatal autónomo, y secuenciada después de la cuestión de control en Delaware y junto al cronograma eléctrico (7.2). El tratamiento semanal está en Titulares de la Semana, esta edición — Con las refinerías estadounidenses operando llenas al 98% de capacidad, el caso de CITGO como operadora de una rehabilitación refinadora venezolana. Fuentes: Administración de Información Energética de EE. UU. (Weekly Petroleum Status Report, International Energy Statistics, informe de análisis del país Venezuela) · CITGO Petroleum Corporation · Reuters (vía Pipeline & Gas Journal y EnergyNow) · GasBuddy (vía Hydrocarbon Processing) · CEIC (componentes de exportación de productos de PDVSA/OPEP).

CITGO y el Precedente del Gas de Dragón.

Dos activos discretos anclan el mapa de inversión energética. CITGO cerró 2025 con **US\$452 millones de utilidad neta** y ≈US\$1,28 mil millones de EBITDA, **829.000 b/d de capacidad nominal de refinación de crudo a fin de año** (elevada desde 807.000 durante el año) entre Lake Charles (479.000 b/d), Lemont (183.000 b/d) y Corpus Christi (167.000 b/d), un procesamiento de todo el año de **833.000 b/d** con crudo procesado en 760.000 b/d y **92% de utilización**, liquidez de fin de año de **US\$2,45 mil millones**, deuda bruta reducida en US\$1.825 millones en el año hasta una **posición de deuda neta de aproximadamente –US\$795 millones –caja neta—** y ventas de comercialización de 430.000 b/d (CITGO Petroleum Corporation, comunicado de resultados del 5 de marzo de 2026). Los datos del año en curso son mayores: en el comunicado del segundo trimestre del 13 de agosto de 2026, utilidad neta de **US\$936 millones** frente a US\$100 millones en el mismo trimestre de 2025, EBITDA de US\$1,38 mil millones (US\$1,39 mil millones ajustado, el segundo trimestre más alto del registro de la compañía), procesamiento de **820.000 b/d** con **97% de utilización promedio de crudo**, liquidez de cierre de trimestre de **US\$2,9 mil millones** incluida la disponibilidad plena de una facilidad de cuentas por cobrar de US\$500 millones extendida hasta el 31 de diciembre de 2026, y ventas de comercialización de 414.000 b/d —con el gasto de capital y de paradas de 2026 revisado a la baja a US\$867 millones desde US\$985 millones y una guía anual de ≈US\$5,8 mil millones de EBITDA y ≈US\$5,7 mil millones de caja a fin de año—. Reuters reportó el 9 de septiembre de 2026 que la refinadora ha recuperado el acceso a crudo venezolano, y que las juntas ad hoc designadas por la oposición se preparan para liquidarse tan pronto como este mes, con la oferta de Amber Energy aún sin ejecutar a la espera de la aprobación del Tesoro y una corte federal de apelaciones escuchando impugnaciones en

octubre (Acciones Prioritarias de Transición — Reestructuración de la Junta de CITGO; Titulares de la Semana, esta edición — La Licencia General 5Y de la OFAC vence el 17 de septiembre). El sobrevuelo del control disputado domina: el Tribunal de Distrito de EE. UU. para el Distrito de Delaware (juez Stark) aprobó la oferta de US\$5,9 mil millones de Amber Energy en noviembre de 2025, desde entonces decidida a su favor con ≈US\$11 mil millones de inversión comprometida y la licencia específica de la OFAC aún pendiente, mientras que el total de acreencias en Delaware supera los US\$19 mil millones frente a US\$13-15 mil millones de activos estimados (principales acreedores ConocoPhillips más de US\$10 mil millones, Crystallex US\$1,4 mil millones). Por separado, Dragón es el precedente operativo de gas costa afuera: la OFAC reautorizó a Trinidad y a Shell (70%/NGC 30%) en octubre de 2025 a reanudar negociaciones con PDVSA sobre el campo de 4,2 tcf (una licencia en tres etapas, con la primera corriendo hasta abril de 2026, sin efectivo al gobierno venezolano y con participación obligatoria de empresas estadounidenses), con una autorización acompañante para el campo transfronterizo Manakin-Cocuina. El 11 de junio de 2026 el precedente avanzó con fuerza: la presidenta encargada Delcy Rodríguez firmó a Shell una licencia de fase uno para el campo transfronterizo Loran (parte del sistema Loran-Manatee de ≈10 tcf, mayoritariamente en aguas venezolanas), más acuerdos de unidades de producción de Carito/Piritá, habilitados por el paquete de la OFAC del 10 de junio (la LG 50B nombra a Shell y BP) y que abren las primeras exportaciones venezolanas de gas costa afuera hacia Trinidad alrededor de 2027. Juntos definen cómo se despejan las estructuras de activos disputados y de gas transfronterizo bajo el marco de licencias generales de 2026.

La junta de CITGO — el reconocimiento y las designaciones (actualizado el 10 de septiembre de 2026). El reconocimiento vigente es el de un jefe de Estado y no un acto separado sobre la participación accionaria: la declaración del Departamento de Estado del 5 de marzo de 2026 normalizó relaciones bajo Delcy Rodríguez, y una carta del Departamento de Justicia en el Distrito Sur de Nueva York, reportada el 11 de marzo, la describió como «única jefa de Estado» de Venezuela, capaz de actuar en su nombre, lo que remueve el reconocimiento dual sobre el que descansaban las juntas ad hoc de la Asamblea Nacional de 2015. Las únicas designaciones que constan siguen siendo las de PDVSA del 17 de marzo: Asdrúbal Chávez, con Nelson Ferrer, Alejandro Escarrá y Ricardo Gómez. Reuters reportó el 1 de abril que las listas esperaban autorización del Tesoro, y el 9 de septiembre que las juntas ad hoc se liquidarán mientras no se espera cambio inminente en la propia junta de CITGO ni en la gerencia de Carlos Jordá. **Hallazgo del Miranda Institute:** ninguna autorización del Tesoro de designado alguno, y ninguna designación posterior al 17 de marzo, aparece en el registro consultado en este pase. **Lectura del Miranda Institute:** la capa de supervisión del accionista se retira antes de que un sucesor autorizado pueda tomar su asiento, en el mes en que vence la Licencia General 5Y y antes de la audiencia de apelación de octubre (Acciones Prioritarias de Transición — Reestructuración de la Junta de CITGO, autorización del Tesoro de EE. UU. y los US\$4,5 mil millones).

El precedente Loran-Manatee se extendió más el 13 de agosto: Venezuela otorgó a BP, a XRG (el brazo internacional de inversión energética de ADNOC) y a UCC Oil and Gas Holding LLC una licencia por tercios iguales (33,33% cada uno) para la Fase 2 de Loran —unos ≈4 tcf estimados de recursos de gas recuperables, a desarrollarse en paralelo con la licencia de Fase 1 de Shell del 11 de junio—, con un memorando de entendimiento acompañante sobre el bloque Carúpano Este en la subcuenca de Caracolito firmado el mismo día (la Agenda para la Democracia — Oportunidades de Gas Costa Afuera). La presidenta ejecutiva de BP, Meg O'Neill, calificó la adjudicación de «un paso importante hacia adelante» que «refleja el progreso que hemos hecho juntos». La adjudicación incorpora dos nombres internacionales nuevos —XRG y UCC— al complejo transfronterizo de gas de Loran-Dragón junto a Shell y la NGC de Trinidad, dentro de los nueve meses siguientes a la primera licencia.

B — Electricidad

Restricción. La electricidad sigue siendo la restricción operativa vinculante de todas las demás verticales, y en 2026 el problema crónico se convirtió en un incidente activo de estabilidad: el pico de demanda del 9 de mayo (consumo nacional de ≈ 15.579 MW —un máximo de nueve años, según el ministro Rolando Alcalá— frente a $\approx 12\text{--}12,5$ GW de capacidad disponible, con el plan de ahorro de 45 días ya vencido) produjo apagones diarios de 8 a 10 horas o más en muchos estados y un margen de reserva nulo. El diagnóstico es estructural: $\approx 70\text{--}80\%$ de dependencia del complejo hidroeléctrico del Caroní, con riesgo de punto único de falla concentrado en el Gurí; una flota térmica operando muy por debajo de 20% de utilización (la lectura planta por planta sigue); pérdidas de distribución de $\approx 25\text{--}30\%$ frente a un promedio latinoamericano de 10–15% (una oportunidad de medición y control de hurto en sí misma); y una tarifa efectiva de casi cero, de 0,00 a 0,02 USD/kWh, que ella misma requiere reestructuración.

Flota térmica. Un reportaje de campo de El Nacional del 20 de agosto de 2026 (Omar Lugo) sitúa la generación termoeléctrica nacional en apenas ≈ 2.700 MW frente a ≈ 21.000 MW de capacidad térmica instalada — $\approx 13\%$ de utilización— contra una base instalada combinada térmica más hidroeléctrica de ≈ 35.000 MW y un déficit estructural de oferta frente a demanda de ≈ 2.000 MW (Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto — La flota termoeléctrica opera al $\approx 13\%$ de la capacidad instalada). La flota que este boletín ha llevado por lo demás en ≈ 15 GW nominales opera por debajo de 20% de utilización, y en el Zulia aproximadamente 1 de 46 unidades está operativa, $\approx 1,4\%$ de ≈ 3.020 MW de placa. Estado reportado de plantas: Tocoa (La Guaira, 1.800 MW nominales) y Planta Centro (Carabobo, 2.600 MW) totalmente fuera de servicio; Termozulia (450 MW) produciendo ≈ 300 MW; La India-Urquía (Miranda, 1.080 MW) produciendo ≈ 540 MW. Se citan como causas el mantenimiento diferido, los faltantes de suministro de combustible y la sustitución de gas natural por diésel (que acelera el desgaste); los especialistas citados tratan con escepticismo los +4.000 MW prometidos por el gobierno para fin de año. Nota del Miranda Institute: la cifra de ≈ 21.000 MW de placa térmica de El Nacional se sitúa por encima de los ≈ 15 GW que este boletín ha llevado por lo demás para la flota; ambas se recogen lado a lado, sin conciliar, a la espera de una divulgación primaria de CORPOELEC sobre la capacidad nominal actual.

Alimentación de gas. El vicepresidente de Gas de PDVSA, Jannier Viloria, dijo en una entrevista con Venezolana de Televisión del 13 de agosto que la empresa ejecuta un plan para elevar el suministro de gas natural (metano) al sistema termoeléctrico nacional, junto a la demanda industrial, residencial y comercial, con una meta de entrega al mercado interno de ≈ 2.000 millones de pies cúbicos diarios (≈ 2 Bcf/d) para diciembre de 2026, y describió el suministro de gas como garantizado al «100%» a escala nacional (Titulares de la Semana, edición del 24 de agosto — PDVSA planea aumentar el suministro de gas a las plantas termoeléctricas). Nota del Miranda Institute: no se ha publicado desglose alguno de cómo se reparte la meta de ≈ 2 Bcf/d entre lo termoeléctrico y otros usos finales, ni cuáles plantas concretas reciben suministro primero; señalado para seguimiento una vez que PDVSA publique detalle por planta. De cumplirse, la meta incidiría directamente en la cifra de $\approx 13\%$ de utilización térmica anterior, puesto que los faltantes de combustible y la sustitución de gas natural por diésel figuran entre las causas citadas del colapso actual de la flota.

Geografía. La geografía es la variable oculta y la tesis que se afila. La generación está en el extremo sur —el complejo del Caroní en Bolívar/Guayana— mientras que los centros de carga (Caracas, Valencia, Maracaibo) están a más de 500 km al norte, alcanzados por largos corredores de 765 kV que son el principal cuello de botella de la red y su punto único de falla; el apagón nacional de marzo de 2019 se originó en el corredor de transmisión del Gurí. La energía consumida en la fuente nunca toca esa frágil columna vertebral del norte, y el nodo de Guayana ha operado largamente un excedente exportable: de 2001 a 2019 el Gurí suministró aproximadamente 50–70% del estado brasileño de Roraima por una línea de ≈ 680 km hasta Boa Vista, y ha alimentado históricamente también a Colombia y a la Isla de Margarita. Esta es la razón estructural por la que el complejo industrial de Guayana (SIDOR; las reductoras de aluminio Venalum/Alcasa) se construyó junto a las represas, y la razón por la que cualquier carga industrial o de centro de datos colocalizada disfruta de una autonomía eléctrica genuina, independiente del sistema de transmisión del

norte. También replantea la restricción de capacidad para grandes cargas nuevas del sur: el factor limitante es menos la placa nacional que la disponibilidad local del Caroní y la condición de las unidades específicas que alimentan la carga.

La base de activos. Gurí (10.235 MW nominales, ≈6 GW efectivos, la tercera mayor planta hidroeléctrica del mundo), Macagua (3.167 MW el complejo completo; nótese que la cifra de 2.540 MW en circulación corresponde a Macagua II sola), Caruachi (2.160 MW, con mantenimiento vencido) y la detenida Tocomá «Manuel Piar» (≈2.160–2.320 MW; presa y embalse construidos en su mayor parte, al ≈90%, pero sin una sola unidad puesta en servicio; más de \$3 mil millones y varios años para terminarla) —en conjunto ≈17.882 MW de placa del Caroní que combinan la hidroelectricidad de menor costo del hemisferio con capacidad varada, el cimientado estructural de la fundición de aluminio y, tras la rehabilitación, de centros de datos de inteligencia artificial—. Marco legal: la LG 48A autoriza bienes, tecnología, software y servicios para operaciones eléctricas; la LG 49A habilita inversión contingente con la ejecución condicionada a una licencia específica; y la reforma parcial de junio de 2026 de la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (aprobada en primera discusión, segunda discusión pendiente) reabre generación, transmisión, distribución y comercialización a empresas privadas y mixtas por primera vez desde la nacionalización de 2007, permite concesiones de hasta 25 años (+15), ordena tarifas que reflejen costos y —de forma notable— exige que los nuevos proyectos industriales y comerciales cuenten con suministro independiente del SEN; la desagregación de CORPOELEC está secuenciada en la Agenda para la Democracia.

Conjunto de oportunidades. El conjunto de oportunidades para entrantes abarca trabajos de EPC y de fabricantes de equipo original en hidroelectricidad (≈\$20 mil millones de capex de modernización según consenso; el reinicio de Tocomá es el proyecto discreto individual mayor, con Gurí y Caruachi como principales reacondicionamientos brownfield), rehabilitación de plantas térmicas (Zulia y el racimo Anaco/Furrial/Punta de Mata como reinicios prioritarios, ligados al suministro de gas de los Campos Orientales; una instancia temprana es el reinicio de la unidad 3 de Termocarabobo del 5 de junio, +150 MW), capacidad de despliegue rápido de productores independientes y de balanceo de red (se anticipa una procura de emergencia de ≈500–1.500 MW en el tercer trimestre de 2026) y reducción de pérdidas de distribución y medición. La apertura se firmó materialmente entre junio y agosto de 2026 a través de dos instrumentos, ambos leídos en detalle más abajo: el marco GE Vernova-CORPOELEC del 16 de junio (los acuerdos del 2 de septiembre que lo siguieron están en **GE Vernova**) y el acuerdo CORPOELEC-IMPESA sobre Tocomá y Macagua (en **IMPESA**). Ambos recibieron un respaldo explícito de la Embajada de EE. UU. (17 de junio) bajo la vía de recuperación de la Fase II. Actores actuales y prospectivos (a agosto de 2026): IMPESA (de propiedad estadounidense) en la terminación de Tocomá y Macagua; Siemens Energy y GE Vernova en y alrededor de la evaluación de CORPOELEC; Mitsubishi Power involucrada en lo térmico; Andritz y Voith como oferentes prospectivos de turbinas; CORPOELEC llevando los reinicios térmicos.

IMPESA. IMPESA merece lectura propia. Es la fabricante original de las turbinas de Tocomá (las unidades Kaplan de mayor potencia que jamás había construido) y de Macagua —su ventaja central de ejecución, con ≈60% del equipo de Tocomá ya construido y en sitio— y es ahora propiedad de un vehículo de inversión estadounidense, el cambio de propiedad que destrabó su licencia de la OFAC de 2026 para exportar e instalar las turbinas. Dos señales honestas atemperan el mensaje: la condición del equipo en sitio de Tocomá tras años de almacenamiento inadecuado es desconocida (un obstáculo de ejecución entre reacondicionar y reemplazar que podría generar retraso y sobrecosto), e IMPESA carga un historial de pasivos heredados con CORPOELEC (una disputa de larga data por el pago de turbinas suministradas previamente). Tanto el instrumento de GE como el de IMPESA seguían siendo marcos a la espera de contrato definitivo y de licenciamiento específico de desempeño de la OFAC; ninguno es todavía obra ejecutada. Actualización: el marco de IMPESA se convirtió en contrato definitivo el 12–13 de agosto de 2026 —una fase inicial de 672 MW en 24 meses (432 MW Tocomá, 240 MW Macagua; 160 MW dentro de 90 días) contra un plan maestro divulgado de 2.640 MW— (la Transición — Recuperación Hidroeléctrica, que también recoge la recomendación de gobernanza del Miranda Institute de que EDELCA opere las plantas del Caroní bajo la CVG

como entidad tenedora).

Supervisión estadounidense. El 2 de agosto de 2026 el encargado de negocios de EE. UU. John Barrett acompañó a un equipo técnico del Departamento de Energía y a expertos del Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) en una evaluación técnica en sitio del Gurí, coordinada con CORPOELEC y el Ministerio de Energía Eléctrica bajo el Programa del Sector Eléctrico del Departamento de Estado (el plan de tres fases de Trump/Rubio), expresamente para establecer la condición de los equipos y trazar una hoja de ruta de modernización; la Embajada señaló que el Gurí suministra más de 60% de la electricidad nacional (más de 10.000 MW de los ≈13.000 MW entregados). Es la señal más clara hasta la fecha de que la supervisión técnica estadounidense se extiende ahora a la generación del Caroní misma, y no solo a la política y al licenciamiento.

El terremoto. El doblete del 24 de junio (M7,2/7,5; costa norte de Yaracuy-Carabobo; sistemas de falla de San Sebastián y Boconó; PNUD ≈\$6,7 mil millones de daño directo, ≈6% del PIB; con el saldo aún en aumento, más de 3.500 fallecidos según los reportes de comienzos de agosto) puso a prueba el sistema y, de forma reveladora, dejó indemne al sur. El daño a la red se concentró en el norte —la termoeléctrica Planta Centro, cerca de Morón, sufrió salidas de servicio pero comenzó a restaurarse en cerca de un día, mientras que el campo de gas costa afuera Perla (≈50% del gas termoeléctrico) permaneció normal— y el complejo del Caroní (Gurí/Macagua/Caruachi), a ≈500-600 km al sur sobre el Escudo Guayanés precámbrico (Macizo Guayanés, un cratón de muy baja sismicidad), no resultó afectado, sin edificación alguna dañada en Guayana. El evento es una prueba viva del punto de autonomía en la fuente descrito arriba: la generación y la industria colocadas sobre el escudo están estructuralmente aisladas de los choques que inutilizan la red del norte. El sismo también cortó el cable submarino internacional de Cirion Technologies a ≈1.800 m de la estación de amarre de La Guaira, con pérdida de ≈50% del ancho de banda internacional del país; Cirion reconstruyó el anillo de Caracas en 48 horas, los redireccionamientos recuperaron más de 60% y CONATEL confirmó la restauración internacional plena a finales de julio (buque Wave Sentinel; la huella del cable abarca más de 105.000 km de fibra, 18 estaciones de amarre, AS3356 de nivel 1). La lectura regulatoria es material: una permisología que normalmente corre en ≈45 días se comprimió a ≈14 bajo un plan expedito coordinado con el operador privado —la demostración más clara hasta ahora de que el Estado puede despejar su propia fricción regulatoria cuando el resultado es medible y hay una contraparte privada responsable, la misma plantilla que necesitan los expedientes eléctrico y petrolero recogidos en este boletín, y un dato de debida diligencia sobre la velocidad a la que Caracas puede moverse cuando lo decide.

Dos riesgos prospectivos. Hidrología: el 4 de agosto Delcy Rodríguez anunció un Plan de Ahorro de Electricidad y Agua y racionamiento ante un ciclo de sequía y altas temperaturas de «Súper El Niño» (Termocarabobo estuvo entre las plantas afectadas por el sismo), una variable de demanda y de nivel de embalse a seguir para el margen del Caroní. Macro y tarifa: la tarifa efectiva de casi cero persiste en parte porque la moneda aún no está estabilizada; la trayectoria cambiaria y la serie de inflación detrás de ese juicio se recogen una sola vez, en el Análisis Mensual, y no se reexponen aquí. Solo cuando el dólar esté establemente estabilizado y la inflación controlada se revisarán las tarifas de servicios públicos —previsiblemente no como un salto único sino como un deslizamiento gradual de incrementos que converja hacia ≈75% de las tarifas industriales de Brasil y Colombia (≈\$0,08-0,12/kWh), la banda en la que la economía de costo de servicio y un retorno privado razonable se vuelven financierables—. Cualquier contrato de compraventa de energía estructurado ahora debería codificar esa trayectoria de escalamiento y no la tarifa heredada.

Transfronterizo. Colombia anunció un paquete de ≈\$25,7 millones (15 de junio) para avanzar la interconexión binacional desde Vichada (Puerto Carreño-Puerto Páez, alcanzando Apure/Bolívar/Amazonas), que se empareja con la interconexión priorizada del occidente venezolano (acuerdo CORPOELEC-IPSE, abril de 2026, que salda deudas heredadas) y con el hilo recíproco de gas venezolano a través de Colombia; la dirección es de suministro fronterizo de Colombia hacia Venezuela, en etapa temprana y contingente a

sanciones e infraestructura —una señal de diversificación de suministro antes que una fuente de capacidad de corto plazo—.

GE Vernova. El 2 de septiembre de 2026, en la misma ronda de Caracas que llevó los instrumentos de Chevron y Eni (7.1 Petróleo y Gas), GE Vernova firmó acuerdos con AMBAS, PDVSA y Corpoelec, para la recuperación de infraestructura eléctrica, descritos del lado venezolano como una alianza estratégica y caracterizados en los reportes como más firmes que el marco de cooperación del 15 de junio de 2026 al que suceden. Las metas arrastradas de ese marco no cambian: **1.000 MW restaurados dentro de 24 meses, y más de 5.000 MW dentro de cuatro a cinco años.** El secretario de Energía Chris Wright fijó el objetivo de corto plazo el 3 de septiembre en «seis a 12 meses» para «poner de vuelta en condiciones de funcionamiento los activos existentes en el terreno», y se ha reportado que Washington maneja una meta de un año para la estabilización de la red.

Cuatro observaciones, en el orden en que un inversionista las necesita. **Primera, esto es reparación, no construcción.** Cada cifra anterior corresponde a restaurar turbinas y equipos existentes; nada en el alcance anunciado agrega placa, y la meta de 1.000 MW es $\approx 8\%$ de los $\approx 12,3\text{--}12,6$ GW de capacidad efectiva que este boletín lleva. **Segunda, el dinero no está identificado.** Ninguna parte ha declarado quién financia el trabajo. Las estimaciones independientes de lo que cuesta una recuperación real corren muy por encima de cualquier cosa anunciada —el ingeniero Miguel Lara Guarenas la sitúa cerca de US\$15 mil millones en tres años— y Reuters reportó que proveedores de equipos se retiraron de la ronda sin respuestas sobre el pago. Ha circulado un titular de reconstrucción nacional de US\$100 mil millones sin desglose específico para electricidad; es una afirmación y se registra como tal. **Tercera, los instrumentos siguen por debajo de aquello contra lo que un contratista cotiza.** Son acuerdos y metas, y no contratos con financiamiento asegurado, alcance de obra definido y mecanismo de pago, que es la misma señal de estatus que esta subsección ha llevado sobre los instrumentos de GE y de IMPSA desde agosto. **Cuarta, y la más consecuente para el cronograma: se está pidiendo a la contraparte que suscriba una red cuya mayor falla reciente tiene una causa oficial y ningún registro probatorio.** El apagón de los estados occidentales de la quincena anterior ha sido atribuido por la presidenta encargada a un sabotaje ligado a los acuerdos petroleros, y Corpoelec no ha publicado informe de incidente, cronograma de restauración ni lista de subestaciones afectadas —buscados en este ciclo en los propios canales de Corpoelec, en el Ministerio de Energía Eléctrica y en la prensa nacional, y un **hallazgo del Miranda Institute** antes que una atribución—. El riesgo de sabotaje y el riesgo de equipos se valoran de forma distinta y se aseguran de forma distinta, y ninguno puede valorarse sin una causa.

Lectura del Miranda Institute. La firma de GE Vernova importa menos por los megavatios que por la secuencia. Cada compromiso de aguas arriba firmado en la misma sala —la meta de 600.000 b/d de Chevron, la operatoría de Junín-5 de Eni, el propio perímetro de diecisiete áreas— está condicionado a una energía que hoy no existe, y las cargas de mezcla, mejoramiento y bombeo de la Faja están entre las más intensivas en electricidad del país. La energía es por tanto la ruta crítica de toda la ronda de septiembre, y el único instrumento anunciado sobre esa ruta es un programa de reparación con financiamiento no identificado y una meta de 1.000 MW a dos años. Un operador que construya un modelo de producción sobre las cifras titulares de la ronda debería construir primero el cronograma eléctrico y dejar que este fije el cronograma de producción, y no al revés. Fuentes: Reuters · Descifrado · El Pitazo · Rio Times · Local 10 News.

Obstáculos, sin cambios y más afilados: la compuerta de licencia específica sobre la ejecución; la economía tarifaria en plena reestructuración; las señales de condición de almacenamiento y de pasivos heredados de IMPSA; el estatus de marco y alianza —no de contrato— de los instrumentos de GE Vernova y de IMPSA y el financiamiento no identificado detrás de ambos; y la regla dura de que toda tesis dependiente de capacidad —notablemente los centros de datos— debe esperar disponibilidad del Caroní restaurada y documentada, y no la placa nominal. El matiz importante de este ciclo: una carga colocalizada en la fuente en Guayana está

condicionada por la disponibilidad de unidades locales y por el ritmo de los reacondicionamientos de Macagua, Caruachi y Gurí, y no por el cuello de botella de transmisión del norte que restringe al resto del país.

C — Minería, Acero, Aluminio y Carbón

El Arco Minero del Orinoco ($\approx 112.000 \text{ km}^2$) es la mayor concentración de minerales estratégicos del hemisferio, y las licencias del 27 de marzo de 2026 (LG 51A oro y minerales, LG 54 bienes y servicios, LG 55 empresas mixtas contingentes) más la Ley Orgánica de Minería del 9 de abril (promulgada el 16 de abril de 2026, Gaceta Oficial Extraordinaria N.º 7.020; regalías de hasta 13%, concesiones de 30 años, derogación de la Ley del Oro de 2015) son la primera apertura genuina al capital estadounidense desde la nacionalización, con entrantes estadounidenses y canadienses rondando ahora —Gold Reserve y Lundin Mining, Caterpillar y Hartree Partners, y el vehículo de offtake Mercuria-Heeney, que está ahora en conversaciones separadas con Glencore por la propia Venalum (Titulares de la Semana, edición del 14 de septiembre — Glencore y Mercuria mantienen conversaciones separadas por Venalum, la mayor reductora de aluminio del país)—. Estado por producto: el mineral de hierro es el punto brillante (20 M+ t/año, la exportación de mayor crecimiento, con el recurso de las Tierras Altas de Guayana intacto y Sidor como candidata a reinicio); el acero (Sidor, antes n.º 1 mundial en DRI) y el aluminio (reductoras paradas, $<50 \text{ mil t/año}$ frente a un pico de 650 mil) conservan ventajas de costo intactas pero están condicionados a la energía del Caroní (Perfil Sectorial 7.2); la producción formal de oro (20–30 t/año, buena parte informal) es el punto de entrada inmediato porque la LG 51A permite a comercializadoras estadounidenses establecidas, con documentación canalizada por el BCV, posicionarse ya; el coltán y el tantalio atraen interés de los sectores de vehículos eléctricos y defensa y del USGS como mineral crítico. El carbón (cuenca del Guasare, Zulía; 805 M st probadas, térmico de bajo azufre) es el único extractivo venezolano que se despeja enteramente fuera del marco de la OFAC: el pico de 7–8 M t/año bajo la antigua empresa conjunta CDG/Peabody se derrumbó por debajo de 0,3 M t/año, y luego la empresa conjunta Carboturven (Carbozulía 51% / Glenmore Turquía 49%) —siendo Carbozulía expresamente alcanzada por la extensión al carbón del 2 de septiembre de 2026 de las LG 51D/54C/55A (8.1.6), que es lo que hace contratable la contraparte por una persona estadounidense— reinició Paso Diablo y Mina Norte en diciembre de 2024, alcanzando $\approx 3 \text{ M t}$ en el primer trimestre de 2025 con una ruta a 8 M+ si se rehabilitan la logística ferroviaria y portuaria de Maracaibo; Turquía es el comprador principal y Glenmore es la plantilla de socio operador para nuevos entrantes (comercializadoras térmicas especializadas, compradores industriales de la UE, concesionarios ferroviarios y portuarios). El cemento ($<2 \text{ M t/año}$, bajo control estatal) es candidato a privatización del ciclo de reconstrucción. Obstáculos en toda la minería: la operabilidad de extracción, refinación y empresas mixtas es un plazo de 12 a 18 meses condicionado a la reforma de seguridad del Arco Minero (el ELN, disidencias de las FARC, el Tren de Aragua y garimpeiros controlan buena parte de la zona —la operación de la FANB en Las Claritas del 9 de junio, recogida en Titulares de la Semana anteriores, es el primer movimiento a gran escala para despejarla—), a licencias específicas de desempeño de la OFAC y —para escalar el carbón por encima de 5 M t/año— a la rehabilitación de concesiones ferroviarias y portuarias más el cumplimiento obligatorio de la consulta indígena del Convenio 169 de la OIT (más de 12 comunidades del río Guasare). Actores actuales (junio de 2026): el vehículo de offtake Mercuria-Heeney (minerales a granel y oro); Trafigura como compradora del oro de Minerven (desde marzo); Gold Reserve y Lundin Mining en oro y minería, con Caterpillar y Hartree Partners posicionándose; la minera estatal Minerven (que se fusiona en la CVM) como contraparte del oro; en carbón, Carbozulía con Glenmore (Turquía) en Paso Diablo y Mina Norte.

D — Telecomunicaciones, Banca, Servicios Industriales y Agricultura

Señal. Las licencias generales de banca y telecomunicaciones del 14 de abril reabrieron la capa de servicios, y Larry Fink, de BlackRock, se declaró públicamente «bastante optimista» sobre Venezuela el 11 de mayo

(citando la demanda de infraestructura de inteligencia artificial sobre economías ricas en energía) —la señal institucional operativa, reforzada por el Fondo Intrépida de mil millones de dólares del Grupo Cisneros (16 de abril, que nombra telecomunicaciones e infraestructura)—.

Banca. El telón de fondo operativo es la recuperación de demanda contra la que se valora la capa de servicios: la serie publicada del BCV lleva el crecimiento de todo 2025 en 9,01% y el segundo trimestre de 2026 en 7,14% interanual —el vigésimo primer trimestre consecutivo de expansión, con petrolero +9,10%, no petrolero +5,79%, financiero y seguros +26,26% y construcción +16,11%—. Esas cifras, su historial de revisión y la trayectoria trimestral se recogen una sola vez, en el Análisis Mensual y en Referencia Comparativa de Datos 6.2, y no se reexponen aquí. Precio y cantidad siguen ambos ajustados: la tasa activa promedio del BCV se arrastra s/c en 59,04%, el dato de julio, con la tasa pasiva DPF a 90 días en 36,00% —un nivel en términos reales que mantiene el crédito escaso y corto— y el tope minorista de compra de divisas permanece en \$1.000/mes y \$12.000/año. La LG 57 (la primera licencia general bancaria desde 2017) autoriza servicios al BCV, al Banco de Venezuela y al Banco Digital de los Trabajadores, y según se reporta habilita un primer flujo de ≈mil millones de dólares de ingreso petrolero canalizable por el BCV; las obligaciones de la BSA y de FinCEN se mantienen y la incorporación de contrapartes condiciona la activación plena —la apertura de corto plazo son los rieles de corresponsalía y pagos para instituciones establecidas—.

Telecomunicaciones — el marco. La privatización de CANTV/Movilnet está secuenciada en la Agenda para la Democracia (Privatización de Telecomunicaciones — CANTV y Movilnet), y el desmantelamiento de la pila heredada de vigilancia china (ZTE/Huawei/CEIEC) crea demanda greenfield de un reemplazo occidental completo —mayor que una privatización típica—, con la resubasta de espectro y la consolidación de torres como vectores tempranos.

LG 61. La autorización de telecomunicaciones está verificada contra los textos publicados de las licencias, recuperados de treasury.gov —lo que cierra la retención arrastrada desde el 21 de agosto y corrige un detalle que circuló en los reportes periodísticos—. La OFAC emitió la Licencia General 61 y la Licencia General 62 el 21 de agosto de 2026, ambas firmadas por el director Bradley T. Smith, junto con la FAQ 1266. La LG 61 («Authorizing the Supply of Certain Items and Services to Venezuela Related to Telecommunications») autoriza la provisión desde Estados Unidos o por una persona estadounidense de bienes, tecnología, software o servicios para la instalación, mantenimiento, reacondicionamiento, reparación, mejora, operación o soporte de telecomunicaciones en Venezuela, incluidas transacciones con el Gobierno de Venezuela y expresamente «incluidos, entre otros», CONATEL y CANTV. Corrección a reportes previos: el texto de la licencia no nombra a Movilnet; la fórmula «entre otros» la alcanza como entidad estatal, pero no es beneficiaria nombrada y no debe citarse como tal. Las telecomunicaciones se definen de forma amplia —datos, telefonía, conectividad a internet, radio, televisión, servicios de agencias de noticias y similares, sobre cualquier medio de transmisión, incluidos satélite y cable submarino— y la lista de actividades autorizadas es expansiva: procesamiento de pagos, envío y flete aéreo, logística, almacenamiento, seguros y entrega; acuerdos de interconexión y de roaming; arrendamientos de capacidad y de infraestructura; el tendido, mantenimiento, reparación, reacondicionamiento, mejora, seguridad y operación de cables submarinos y de otra infraestructura de telecomunicaciones; y la provisión, licenciamiento, renovación y soporte de software y sistemas relacionados.

Tres condiciones. Primera, un mandato de ley aplicable y de foro: todo contrato con el Gobierno de Venezuela bajo esta licencia debe exigir que sus términos se interpreten conforme a la ley de un estado u otra jurisdicción dentro de Estados Unidos, y que los procedimientos de resolución de disputas ocurran en Estados Unidos, el Reino Unido, Francia o Singapur. Una nota preserva espacio para que la ley venezolana rijan materias regulatorias soberanas —permisos, concesiones, laboral, ambiental, salud y seguridad—, pero el contrato comercial mismo se empuja al exterior. Segunda, una obligación permanente de reporte: toda persona que suministre bajo la licencia debe reportar a Sanctions_inbox@state.gov las partes, los bienes o servicios con cantidades y valores, las fechas de transacción y cualesquiera impuestos, tasas u otros pagos

hechos al Gobierno de Venezuela —con vencimiento a los 10 días de la primera transacción de ese tipo y cada 90 días en lo sucesivo mientras continúe la actividad—. Ninguna licencia general previa sobre Venezuela carga un deber equivalente. Tercera, la LG 61 no autoriza la formación de nuevas empresas conjuntas u otras entidades en Venezuela para desarrollar o invertir en el sector de telecomunicaciones. También se excluyen: términos de pago no comercialmente razonables, canjes de deuda, pago en oro y monedas o tokens digitales emitidos por o para el Gobierno de Venezuela, incluido el petro; toda transacción que involucre a una persona ubicada en Rusia, Irán, Corea del Norte, Cuba o la República Popular China u organizada bajo sus leyes, o a cualquier entidad poseída o controlada por tales personas o en empresa conjunta con ellas; el desbloqueo de bienes bloqueados; y cualquier buque bloqueado.

LG 62. La LG 62 («Authorizing Negotiations of and Entry Into Contingent Contracts for Investment in the Telecommunications Sector of Venezuela») es el instrumento emparejado, no un duplicado: autoriza negociar y celebrar contratos contingentes para inversión *nueva*, con la ejecución de cualquiera de esos contratos expresamente condicionada a una autorización separada de la OFAC —el patrón de las LG 49A/55/56—. Su Nota 2 autoriza precisamente lo que la LG 61(b)(5) retiene: contratos contingentes para establecer nuevos prestadores de servicios de telecomunicaciones en Venezuela, para expandir operaciones existentes y para formar nuevas empresas conjuntas u otras entidades con esos fines, junto con la debida diligencia comercial, jurídica, técnica, de seguridad y ambiental previa. «Contratos contingentes» se define de modo que incluye contratos por ejecutar y facturas proforma, acuerdos de principio, ofertas ejecutorias susceptibles de aceptación como pujas o propuestas en licitaciones públicas, y memorandos de entendimiento vinculantes —que es lo que hace operativo el par para una licitación de privatización de CANTV/Movilnet: un oferente puede ahora lícitamente pujar, hacer diligencia y firmar, y necesita una licencia específica solo para ejecutar—. Aplica la misma exclusión de cinco países, incluida China, así como la prohibición de desbloquear bienes bloqueados. Ambas licencias preservan obligaciones ante la FCC, ante el Comité para la Evaluación de la Participación Extranjera en el Sector de Servicios de Telecomunicaciones de EE. UU. y ante Comercio/BIS.

La lectura. Esta es la arquitectura habilitante de las dos vías de telecomunicaciones que este boletín viene siguiendo —la privatización de CANTV/Movilnet y el reemplazo occidental de la pila heredada de ZTE/Huawei/CEIEC— y la exclusión de China es lo que hace la segunda efectivamente obligatoria antes que meramente disponible: un proveedor estadounidense no puede transar donde una contraparte de propiedad china o en empresa conjunta con China se sitúa en la cadena, lo que cierra la extensión incremental de la red existente construida por China y empuja hacia el reemplazo.

Dos cautelas. El deber de reporte de la LG 61(c) es granular e incluye valores de transacción, de modo que los participantes deben asumir que sus términos comerciales se vuelven visibles para el Departamento de Estado en un ciclo de 90 días y deben incorporarlo en su fijación de precios y en sus acuerdos de confidencialidad. Y a diferencia de las licencias de petróleo y minerales, ninguna de las dos licencias de telecomunicaciones reexpone el requisito de enrutamiento al FGDF para pagos no tributarios al Gobierno de Venezuela; la EO 14373 sigue operando con independencia de cualquier licencia general, de modo que el supuesto seguro es que sigue rigiendo —pero el silencio es una laguna genuina del texto y es una pregunta para abogados de la OFAC antes que algo que este boletín vaya a resolver—.

Starlink. CONATEL ha abierto sesiones técnicas y jurídicas de trabajo con SpaceX sobre asignación de espectro para Starlink, homologación de equipos y cumplimiento regulatorio bajo la Ley Orgánica de Telecomunicaciones, después de que Starlink se activara sin costo tras el terremoto del 24 de junio —un segundo vector de entrada occidental junto a la pila terrestre—.

Laboral. Jubilados de CANTV han protestado en varios estados tras el recorte de un bono mensual de US\$200, y exigen además la restitución de la cobertura médica garantizada por contrato colectivo; los pasivos heredados de pensiones y beneficios son una partida permanente de debida diligencia en cualquier privatización de la operadora. Fuentes: OFAC (LG 61, LG 62, textos recuperados de treasury.gov) ·

Centros de datos. La hidroelectricidad de bajo costo de Bolívar más el inmueble industrial varado son la tesis de racimo a cinco años más sólida del hemisferio, pero la decisión final de inversión apunta realistamente a una ventana posterior a la Fase I (puesta en servicio en 2027-28 si Tocomá y la rehabilitación de Siemens/GE cumplen), puesto que la emergencia eléctrica de mayo empuja cualquier despliegue a después de una restauración documentada de capacidad, con el reemplazo de la columna vertebral de fibra y la confirmación de agua de enfriamiento como precondiciones; los vectores de entrada son la reserva de terrenos cerca de las subestaciones de Gurí y Macagua, los memorandos de derivación con CORPOELEC y la procura de hiperescaladores. Una primera propuesta de campus privado toma la otra ruta: *TP AI Factory*, reportado por Bloomberg Línea el 10 de septiembre de 2026, se ubicaría en el corredor Guarenas-Guatire al este de Caracas con su propia planta a gas de ≈ 80 MW, cambiando la precondición de red por una de suministro de gas, y está en prefactibilidad sin socio, contrato de gas ni presupuesto (Titulares de la Semana, edición del 14 de septiembre — Se propone al este de Caracas un campus privado de inteligencia artificial con su propia planta a gas de 80 MW, sin socio, contrato de gas ni presupuesto todavía).

Agricultura. El cacao (≈ 28 mil t/año, \$250 millones, prima de fino de aroma) y el café (22-28 mil t/año, \$35-50 millones) son jugadas de diversificación de divisas con acceso establecido a primas en la UE y EE. UU. y, de forma crítica, se sitúan fuera del marco de la OFAC —la entrada temprana de menor riesgo para casas comercializadoras e importadores especializados, y el sector que la Asamblea Nacional está reregulando activamente (las nuevas leyes de Café y Cacao previstas para junio, sección Depuración de la Constitución de 1999)—. El lado de las importaciones se movió el 11 de septiembre de 2026, cuando el Departamento de Agricultura de EE. UU. reactivó la garantía de crédito a la exportación GSM-102 para ventas a Venezuela —trigo, maíz, soya y harina de soya, arroz y algodón— junto con el levantamiento de restricciones de financiamiento bajo su iniciativa de Seguridad Alimentaria y Resiliencia Agrícola; no se ha publicado asignación por país, techo ni primera transacción para Venezuela, y el programa garantiza crédito bancario en vez de mover fondos (Titulares de la Semana, edición del 14 de septiembre — Washington reabre el crédito a la exportación agrícola hacia Venezuela con la reactivación de la garantía GSM-102 del USDA).