

Plan Integrado Eléctrico 2026-2046

Plan Génesis · Volumen II — Síntesis del Bloque Eléctrico (Capítulos LXXXV–LXXXVIII)

Integración de los cuatro pilares del nuevo Sistema Eléctrico Nacional: modernización hidro, CCGT clase H Siemens Energy + GE Vernova alimentado por gas asociado capturado, programa nuclear SMR GE Vernova BWRX-300, y renovables masivos. Mix energético Y10 y Y20, capex agregado USD 90–110 mil millones / 20 años, financing stack 30/40/20/10, LCOE blended y conclusión sobre el SEN como pilar habilitante de todo el Plan Génesis.

Fecha de compilación: 10 de mayo de 2026.

LXXXIX.1 MIX ENERGÉTICO OBJETIVO Y10 (2036)

El Plan Génesis eléctrico converge al final de la primera década en un mix diversificado que reduce simultáneamente (a) la concentración hidro-única del eje Bajo Caroní, (b) la dependencia del flaring no monetizado, (c) las emisiones agregadas del sistema, y (d) la vulnerabilidad a shocks climáticos plurianuales.

LXXXIX.1.1 Tabla mix Y10 — capacidad y operatividad

Pilar	Capacidad nominal Y10 (MW)	Vendors anchor	Generación anual Y10 (TWh)
Pilar 1 — Hidroeléctrica modernizada (Bajo Caroní + Uribante-Caparo + J.A. Páez)	12,000	Hydro-Québec + Voith Hydro + GE Renewable Energy (Hydro Solutions)	~50
Pilar 2 — Gas CCGT clase H + recuperación termo legacy + peakers	8,000 nuevo CCGT + ~4,400 legacy recuperado	Siemens Energy (HL/8000H/ SST5-5000) + GE Vernova (9HA.02/7HA.03/LM6000)	~52 (nuevo) + ~20 (recuperado) = ~72
Pilar 3 — Nuclear SMR	1,200 (4 × BWRX-300)	GE Vernova / GE Hitachi Nuclear Energy (anchor único)	~10

Pilar	Capacidad nominal Y10 (MW)	Vendors anchor	Generación anual Y10 (TWh)
Pilar 4 — Renovables + storage	15,500 MW + 4 GWh	Siemens Gamesa + GE Vernova Wind (eólica) ; Iberdrola/EDF/Engie/Enel/Acciona/AES/Atlas Renewable (solar) ; Tesla/Fluence/CATL/Wärtsilä (BESS)	~30
TOTAL Y10	~36,100 MW disponibles		~162 TWh/año

LXXXIX.1.2 Comparativa con demanda Y10

Métrica	Valor
Capacidad disponible Y10	~36 GW
Demanda pico Y10 proyectada (recuperación industrial + datacenters + electrificación)	25–28 GW
Margen de reserva Y10	30–35% (saludable según N-1 + N-2 estándar)
Demanda anual Y10	~120–150 TWh
Generación anual Y10	~162 TWh
Superávit estructural	suficiente para export a Colombia/Brasil/Caribe + datacenters IA del Cap. XII

LXXXIX.1.3 Composición de la matriz Y10 (% de generación)

Pilar	% generación Y10
Hidro modernizada	~31%
Gas CCGT + recuperación termo + peakers	~44%
Nuclear SMR	~6%
Renovables (solar + eólica)	~19%
Total	100%

Esta composición Y10 mantiene al gas natural como bridge dominante (acomodando la capacidad ya construida en el Cap. LXXXVI), con renovables como segundo bloque y nuclear como semilla. La trayectoria Y20 desplaza significativamente el peso del gas hacia renovables y nuclear.

LXXXIX.2 MIX ENERGÉTICO OBJETIVO Y20 (2046)

LXXXIX.2.1 Tabla mix Y20 — proyección de la matriz madurada

Pilar	Capacidad nominal Y20 (MW)	Generación anual Y20 (TWh)
Hidro modernizada (con repotenciación adicional + pumped-hydro retrofit Guri 2 GW reversible)	14,000	~58
Gas CCGT (Sitio 1+2+3 mantenidos + repotenciación Sitio 1 a 9HA.04 cuando disponible)	12,000	~75
Nuclear SMR (Escenario B: 2 sitios × 4 × BWRX-300/ SMR-300 = 2,400 MW; Escenario C parcial Sitio 3: +1,200 MW)	3,600	~30
Renovables (solar 18 GW + eólica 5 GW + storage 12 GWh)	25,000 + 12 GWh	~55
TOTAL Y20	~54,600 MW	~218 TWh/año

LXXXIX.2.2 Composición de la matriz Y20 (% de generación)

Pilar	% generación Y20	Δ vs. Y10
Hidro	~27%	-4 pp
Gas CCGT	~34%	-10 pp
Nuclear SMR	~14%	+8 pp
Renovables	~25%	+6 pp
Total	100%	

Lectura estratégica: el Y20 desplaza el peso del gas (-10 pp) hacia nuclear (+8 pp) y renovables (+6 pp). Esta trayectoria es consistente con el compromiso Zero Routine Flaring by 2030 (Cap. LXXXVI) que reduce gradualmente la disponibilidad del gas asociado capturado, sustituida por base load nuclear cero emisiones y renovables variables.

LXXXIX.2.3 Demanda Y20

Métrica	Valor
Demanda pico Y20 proyectada (industria + datacenters + electrificación masiva transporte + H ₂ verde Pilar 5 Cap. LXXXVI)	35–40 GW
Margen de reserva Y20	~30% mantenido
Demanda anual Y20	~170–200 TWh
Generación anual Y20	~218 TWh
Superávit	export regional + H ₂ verde 1.2 Mt/año (VeneH2 Cap. LXXXVI Parte 5)

LXXXIX.3 CAPEX TOTAL DEL PLAN ELÉCTRICO GÉNESIS – USD 90–110 MIL MILLONES / 20 AÑOS

LXXXIX.3.1 Desglose por pilar

Pilar	Componente	Capex USD MM
Pilar 1 – Hidro modernización	Bajo Caroní + Uribante-Caparo + J.A. Páez + repotenciación adicional Y15+	7,000–10,000
Pilar 2 – Gas CCGT + termo recuperado	3 sitios CCGT + peakers LM6000 + infraestructura captura gas + repotenciación Planta Centro + recuperación parque legacy + expansión Y15+	20,000–28,000
Pilar 3 – Nuclear SMR	Escenario A 4 × BWRX-300 (Y0–Y10) + Escenario B Sitio 2 (Y7–Y15) + Escenario C Sitio 3 + fuel cycle doméstico parcial (Y15–Y20)	20,000–30,000

Pilar	Componente	Capex USD MM
Pilar 4 — Renovables + storage	Solar utility 18 GW + distribuido 4 GW + microgrids 1 GW + eólica 5 GW + BESS 12 GWh	30,000–35,000
Transmisión, distribución y AMI smart grid	Refuerzo 765 kV + 400 kV + smart meters nacional + interconexión Colombia/Brasil ampliada	13,000–15,000
Otros (operación, contingencia, soft costs)	Programa nacional Tipo IRA + ITC tracking + administración ARNV + Fondo de Transición	2,000–3,000
TOTAL Plan Eléctrico Génesis 2026–2046		\$92,000–121,000 MM

Cifra integrada redondeada para uso ejecutivo: USD 90–110 mil millones de inversión agregada en 20 años.

LXXXIX.3.2 Distribución temporal del capex

Período	Capex USD MM	% del total	Hitos principales
Y0–Y3 (preparación + recuperación rápida)	8,000–12,000	9–11%	Reformas legales, modernización Guri inicial, peakers LM6000, primer auction solar utility, microgrids Y1, programa rooftop arranca
Y4–Y8 (construcción intensa)	35,000–45,000	38–41%	CCGT Sitios 1+2+3 COD, Tocomá completada, solar utility 10 GW desplegado, eólica Paraguaná 2 GW, BESS 4 GWh, nuclear M0–M84
Y9–Y13 (transición de mix)	25,000–30,000	27–30%	Nuclear unidades 1–4 first criticality, expansión solar a 14 GW, primer auction Escenario B nuclear Sitio 2
Y14–Y20 (consolidación + Y20 mix maduro)	20,000–30,000	22–25%	Escenario B nuclear COD, repotenciación CCGT cuando aparezca 9HA.04, primer HVDC submarino Caribe estudios, transición full a Y20 mix

LXXXIX.4 ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO — 30/40/20/10

LXXXIX.4.1 Stack de fuentes

Tramo	% del total	Origen	Instrumentos
Tramo 1 — IFI multilaterales	30%	World Bank IFC, IDB Invest, EBRD, CAF, banco árabe Islamic Development Bank	A-loan (sponsor) + B-loan (sindicación) ; 18–25 años; cobertura riesgo país
Tramo 2 — Private equity infraestructura	40%	Brookfield Renewable Partners, Macquarie Asset Management Infrastructure, I Squared Capital, Stonepeak, EQT Infrastructure, Global Infrastructure Partners	Equity + mezzanine project SPV; horizonte 12–15 años
Tramo 3 — Bonos verdes / climate-linked	20%	Apollo Clean Energy Capital, KKR Infrastructure, EIG Global Energy Partners, BlackRock Climate Infrastructure, BNP Paribas Climate	Bonos USD 144A / Reg S 12–15 años; climate-linked covenants
Tramo 4 — Estado (regalías + Fondo Soberano)	10%	Regalías petroleras (Cap. XXX) + Fondo Soberano de Inversión (Cap. XVIII / LVI)	Equity participación 30% en consorcios infraestructura; CapEx puente

LXXXIX.4.2 ECA-backing complementario

Adicionalmente a los cuatro tramos, el Plan Génesis captura financiamiento concesional ECA-backed por aproximadamente **USD 15–20 mil millones agregados a través del horizonte 20 años**, distribuido entre:

ECA	País	Anchor vendor cubierto	Volumen estimado
EXIM Bank EE.UU.	EE.UU.	GE Vernova (CCGT + eólica + nuclear)	\$6–9B
Euler Hermes	Alemania	Siemens Energy (CCGT + eólica + BESS Fluence)	\$4–6B

ECA	País	Anchor vendor cubierto	Volumen estimado
EDC Canada	Canadá	Aecon (nuclear) + Canadian Nuclear Laboratories	\$2–3B
UKEF UK	Reino Unido	Nuclear Transport Solutions + Rolls-Royce SMR (Escenario B)	\$1–2B
JBIC / NEXI	Japón	Mitsubishi Power (BACKUP CCGT) + Hitachi BWRX-300 (con GE Hitachi)	\$2–3B

LXXXIX.4.3 Marco PPA y bancabilidad

Toda la nueva generación del Plan Génesis se contrata bajo PPA a 20 años en USD con cláusulas take-or-pay, indexación parcial a Henry Hub para el gas + sun resource adjustment para solar + wind resource adjustment para eólica + flat USD para nuclear. Operador de mercado independiente (TSO) supervisa dispatch merit order. Estructura bancable verificada contra benchmarks Brasil/Chile/Colombia/Marruecos.

LXXXIX.5 CRONOGRAMA SINTÉTICO INTEGRADO 2026–2046

Año	Pilar 1 Hidro	Pilar 2 Gas CCGT	Pilar 3 Nuclear	Pilar 4 Renovables
2026 (Y0)	Concesión Bajo Caroní adjudicada	Reformas LOHG + LOSSE ; auctions Sitios 1+2+3	Carta de intención NRC/IAEA/DOE ; LOENP aprobada ; Protocolo Adicional firmado	Reforma LOSSE + nueva Ley Renovables ; primer auction solar 2 GW
2027–2029 (Y1–Y3)	Modernización Guri turbinas 15–18 ; Caruachi completa	Peakers LM6000 todos COD ; primeras compresoras Faja ; recuperación Tocoa	123 Agreement firmado ; sitio confirmado SSG-9 ; ARNV operativa	3 GW utility solar COD ; 500k techos ; eólica Paraguaná 600 MW ; BESS 1 GWh

Año	Pilar 1 Hidro	Pilar 2 Gas CCGT	Pilar 3 Nuclear	Pilar 4 Renovables
2030– 2033 (Y4– Y7)	Guri 20/20 turbinas operativas ; Tocomá 2,160 MW COD ; Uribante-Caparo La Vueltona + La Colorada COD	Sitio 1 GE 9HA.02 4x838 = 3,352 MW COD ; Sitio 2 Siemens HL 4x593 = 2,372 MW COD	Construcción civil + Mark III containment ; movilización módulos prefabricados	9 GW solar acumulado ; 1M techos ; eólica offshore 250 MW COD ; BESS 4 GWh
2034 (Y8)	Hidro 12 GW disponibles	Sitio 3 mix Siemens+GE 1,760 MW COD ; Planta Centro repotenciada 1,500 MW	first fuel load BWRX-300 unidad 1	10 GW solar utility completos
2035– 2036 (Y9– Y10)	Repotenciación adicional + estudios pumped-hydro Guri 2 GW reversible	Total CCGT 7,484 MW + recuperación 4,410 MW = 12 GW	First criticality BWRX-300 unidad 1 ; unidades 2–4 cascada	Mix renovables 15.5 GW completo + 4 GWh BESS
2037– 2040 (Y11– Y14)	Pumped-hydro retrofit Guri evaluado y COD parcial	Mantenimiento mayor primera ola CCGT	Unidades 3–4 COD ; Escenario A 1,200 MW operativo ; primer auction Escenario B Sitio 2	Expansión solar a 14 GW ; eólica a 3 GW
2041– 2046 (Y15– Y20)	Hidro 14 GW Y20 mix maduro	Repotenciación CCGT cuando 9HA.04 disponible	Escenario B Sitio 2 COD 4 x BWRX-300 ; primer build Escenario C + fuel cycle doméstico Y17+	Solar 18 GW + eólica 5 GW + BESS 12 GWh ; estudios HVDC submarino Caribe

LXXXIX.6 LCOE BLENDED Y AHORRO FISCAL

LXXXIX.6.1 LCOE blended por pilar Y10

Pilar	LCOE estimado Y10 (USD/MWh)
Hidro modernizada (existente capitalizado)	\$20–30
Gas CCGT clase H Siemens/GE (gas asociado capturado costo de oportunidad ~\$0)	\$45–55
Nuclear SMR BWRX-300 (WACC 8%)	\$50–65
Solar utility-scale	\$30–40
Eólica onshore Paraguaná	\$25–35
Eólica offshore Golfo VE	\$70–85
Solar distribuido (lectura desde consumidor)	\$40–60

LXXXIX.6.2 LCOE blended del SEN Y10

Ponderando por la generación esperada de cada pilar:

Métrica	Valor
LCOE blended ponderado Y10	~\$50–65/MWh
Costo actual del SEN (incluye subsidio cruzado masivo + ineficiencias 40% pérdidas)	\$250+/MWh equivalente (cifra producto del subsidio fiscal absorbido por el Estado)
Ahorro fiscal anual al Y10	\$8–12 mil millones/año

El ahorro fiscal de \$8–12 mil millones/año proviene de tres fuentes simultáneas: (a) eliminación gradual del subsidio cruzado (reforma tarifaria iniciada 2026 + reforma tarifa libre boca de pozo del gas), (b) reducción de pérdidas técnicas vía modernización transmisión y AMI distribuida (de 40% a 10–12% al Y10), (c) sustitución de generación cara emergencia (diesel autogeneradores industriales) por generación de bajo costo CCGT + renovables.

LXXXIX.6.3 Generación per cápita objetivo

Período	kWh per cápita	Comparativa internacional
Venezuela 2024 actual	~1,800 kWh/per cápita (colapso desde 3,900 en pico 2010)	Por debajo de Colombia
Venezuela Y10 (2036) objetivo	~5,500 kWh/per cápita	Por encima de Chile 2024
Venezuela Y20 (2046) objetivo	~8,000 kWh/per cápita	Alineado con OECD promedio

La trayectoria es consistente con un crecimiento del PIB real proyectado de 5–7% anual durante la primera década (post-shock de la transición) y 3–4% anual durante la segunda década, con elasticidad electricidad/PIB de 1.0–1.2 durante la fase de recuperación industrial e infraestructura.

LXXXIX.7 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂

LXXXIX.7.1 Baseline 2024 y trayectoria

Año	Emisiones CO ₂ eq estimadas SEN (Mt/año)	Comentario
2024 baseline	~25 Mt CO ₂ eq	Termoeléctrica colapsada + flaring 8.3 BCM
2030 (Y4)	~40 Mt CO ₂ eq	Pico transitorio por CCGT nuevo operando (con captura flaring neta de -28 Mt)
2036 (Y10)	~15 Mt CO ₂ eq	Mix balanceado: gas captura sustituye fuel oil; solar+nuclear comienzan a desplazar gas
2041 (Y15)	~10 Mt CO ₂ eq	Nuclear expansión + renovables 20 GW
2046 (Y20)	~5 Mt CO ₂ eq	Mix Y20 maduro
Reducción Y15 vs. baseline 2024	~60 Mt CO ₂ eq/año evitados	(incluye reducción de flaring 8.3 BCM)

LXXXIX.7.2 Contribución por palanca

Palanca	Reducción CO ₂ Y15 (Mt/año)
Captura flaring 8.3 BCM (Pilar 2)	~20–28
Sustitución fuel oil por gas CCGT clase H (Pilar 2)	~8–12
Sustitución gas por solar + eólica (Pilar 4)	~10–14
Sustitución gas por nuclear (Pilar 3)	~5–6
Reducción de pérdidas técnicas 40% → 12%	~5–7
Total reducción Y15	~50–67 Mt CO₂eq/año

LXXXIX.7.3 Carbon credits revenue agregado Y20

Acumulado del programa de captura de flaring (Cap. LXXXVI, Sección LXXXVI.5) más certificación renovables Verra/Gold Standard: **USD 3–5 mil millones acumulados a Y20** que reflujo al Fondo de Transición Energética y constituyen revenue secundario auto-financiando parcialmente el sistema.

LXXXIX.8 EMPLEO INTEGRADO DEL PLAN ELÉCTRICO

LXXXIX.8.1 Empleo directo pico construcción (Y4–Y8)

Pilar	Empleos directos pico
Pilar 1 Hidro	~3,000
Pilar 2 Gas CCGT + recuperación termo	~5,000
Pilar 3 Nuclear SMR	~5,000–8,000
Pilar 4 Renovables (incluye instalación solar rooftop intensiva)	~80,000
TOTAL pico construcción	~93,000–96,000

LXXXIX.8.2 Empleo permanente O&M Y10

Pilar	Empleos O&M permanente
Pilar 1 Hidro	~1,000
Pilar 2 Gas CCGT + termo	~1,500
Pilar 3 Nuclear SMR	~800–1,200
Pilar 4 Renovables	~12,000
Transmisión + distribución + AMI smart grid + Corpoelec reestructurada	~10,000
TOTAL O&M permanente Y10	~25,000–26,000

LXXXIX.8.3 Empleo indirecto / inducido acumulado 20 años

Categoría	Empleos acumulados 20 años
Cadena de suministro doméstica (paneles solares, inversores ensamblaje, palas eólicas eventual)	~30,000
Servicios financieros + legales + ingeniería	~25,000
Universidad + capacitación técnica (programa Ingeniería Nuclear, técnicos solares, técnicos turbinas)	~5,000
Sector inmobiliario y servicios derivados	~40,000
TOTAL indirectos / inducidos	~100,000

LXXXIX.8.4 Total agregado

150,000 empleos directos pico construcción + 25,000 empleos permanentes O&M Y10 + 100,000 empleos indirectos/inducidos = ~275,000 empleos relacionados con el Plan Eléctrico Génesis acumulados a Y20, con una media de 50,000–80,000 empleos activos en cualquier año dado del período 2026–2046.

LXXXIX.9 IMPACTO HABILITANTE SOBRE OTROS CAPÍTULOS DEL PLAN GÉNESIS

El SEN reestructurado es el **pilar habilitante de todos los demás pilares industriales y de servicios del Plan Génesis Vol. II**. La siguiente tabla mapea las dependencias críticas:

Capítulo dependiente	Dependencia del SEN
Cap. III – Recuperación industrial	Siderurgia (SIDOR), aluminio (Alcasa, Venalum), cemento, manufactura: requieren 4–6 GW continuos de electricidad firme a tarifa industrial competitiva
Cap. XII – Datacenters AI	Hyperscale datacenters proyectados en VeneAI Park (Anzoátegui): 500 MW–1 GW de demanda firme 24/7 con uptime 99.99% y tarifa <\$50/MWh
Cap. XXX – Industria petrolera	Recuperación PDVSA 3 MMbd requiere ~1.5 GW de electricidad de proceso (refinerías, mejoradores, sistemas auxiliares)
Cap. XXXI – Oro y minería	Aluminio + bauxita Bolívar requiere 3–4 GW; arco minero requiere energía dispersa (microgrids del Pilar 4)
Cap. XXXV – Agricultura	Riego + frío industrial + procesamiento alimentario requiere electrificación rural (microgrids del Pilar 4)
Cap. XXXVI – Sistema de salud	Red hospitalaria nacional requiere uptime crítico (BESS local + microgrids de respaldo)
Cap. XXXVII – Educación digital	6 millones estudiantes + plataformas digitales requieren electricidad continua + conectividad
Cap. XXXVIII – Transporte e infraestructura	Electrificación gradual del transporte público (BRT eléctrico Caracas-Maracaibo) requiere capacidad firme
Cap. XL – Gobierno digital	Servicios públicos digitales requieren electricidad estable + datacenters (Cap. XII)
Cap. LXIX – Hub automotriz	Manufactura automotriz China-Venezuela requiere 500 MW–1 GW
Cap. LXXV – Universidad-Ciudad + Aviación	Aeropuertos modernizados + ciudad universitaria requiere energía continua
Cap. LXXX – Telecom	Backbone fibra nacional + 5G requiere energía + uplift Corpoelec

Sin la restructuración eléctrica del Plan Génesis, todos los demás pilares colapsan o operan a fracción de su potencial. El SEN es el pilar habilitante de TODO. Esta es la razón por la que el Plan Génesis Vol. II asigna USD 90–110 mil millones / 20 años al sector eléctrico, equivalente a aproximadamente el 18–22% del CAPEX agregado del Plan completo.

LXXXIX.10 RIESGOS AGREGADOS DEL PLAN ELÉCTRICO Y MITIGACIONES

Riesgo	Probabilidad	Impacto	Mitigación principal
Reversión política del Gobierno de Transición	Media	Crítico	Tratados bilaterales con cláusula stability + arbitraje ICSID + APRI EE.UU.-VE
Sobrecostos capex >25% (lección NuScale-UAMPS)	Alta en nuclear, Media en CCGT	Alto	Contratos turnkey precio fijo + liquidated damages + vendor performance bonds
Sequía plurianual reduce hidro Bajo Caroní	Media	Alto	Diversificación nuclear + renovables + BESS reduce single-source dependence
Spot price LNG global sube a >\$15/MMBtu	Media	Bajo (gas asociado capturado VE)	Captura del gas asociado tiene costo de oportunidad ~\$0; protege contra shocks LNG globales
Curtailment renovable >30% Y10	Alta sin BESS, Media con BESS 4 GWh	Medio	Escenario E 4 GWh + peakers LM6000 + interconexión Colombia/ Brasil expandida
Retraso 123 Agreement Congreso EE.UU.	Media	Crítico para Pilar 3	Lobbying bipartidista + leverage HEU-RV-1 + Protocolo Adicional ratificado primero
Riesgo sísmico subducción Caribe (Pilar 3)	Media	Crítico	Cumplimiento estricto IAEA SSG-9 + base diseño $\geq 0.3g$ PGA + evaluación tsunami
Caída del precio internacional de créditos de carbono	Media	Bajo	El programa es viable financieramente sin créditos; estos son revenue secundario

Riesgo	Probabilidad	Impacto	Mitigación principal
Vendor delivery delay Siemens/GE >12 meses	Media-Alta	Medio	Mitsubishi Power como BACKUP activable; Vestas BACKUP eólica
Crisis fiscal del Estado limita 10% Tramo 4 financing	Baja-Media	Bajo	Tramos 1+2+3 (90%) son privados/multilaterales; Estado mantiene 30% solo en SPV concesionarias

LXXXIX.11 CONCLUSIÓN — EL SEN COMO PILAR HABILITANTE DE TODO EL PLAN GÉNESIS

Cuatro afirmaciones operativas cierran el Bloque Eléctrico del Plan Génesis Vol. II:

Primera. Venezuela tiene **34 GW de capacidad nominal y 12–14 GW efectivos**. La brecha de **~20 GW** es el ativo subutilizado más grande del eléctrico latinoamericano. Antes de construir una sola planta nueva, los Pilares 1 y 2 del Plan Génesis recuperan ~7,500 MW de hidro modernizada y ~4,400 MW de termo recuperado del legacy —12 GW de recuperación con un costo por MW entre tres y cinco veces más eficiente que cualquier alternativa greenfield.

Segunda. La generación nueva del Plan Génesis adopta **anchor vendors estructurales hard-coded: Siemens Energy y GE Vernova** cubren el 100% de las turbinas de gas clase H (Sitios 1+2+3 + peakers LM6000), Siemens Gamesa + GE Vernova Wind cubren el 100% de las turbinas eólicas onshore + offshore, y GE Vernova / GE Hitachi es el anchor único del programa nuclear BWRX-300. Mitsubishi Power y Vestas se mantienen como BACKUPS activables únicamente en caso de cuellos de botella de delivery, no como vendors primarios. Esta arquitectura tecnológica explícita reduce vendor risk, garantiza interoperabilidad de mantenimiento, y alinea con los marcos de ECA-financing (EXIM Bank + Euler Hermes) que respaldan los anchor vendors.

Tercera. El **gas asociado venezolano —8.3 BCM/año, 5° flarer mundial, top-10 mundial individuales en Santa Bárbara y Field 18— es la palanca más subestimada** de la transición energética latinoamericana. Capturar el 72% del flaring de baseline alimenta 8 GW de CCGT clase H Siemens+GE, evita ~20–28 Mt CO₂eq/año, genera \$1.5–2.5 mil millones acumulados en créditos de carbono, y posiciona a Venezuela como productor de **hidrógeno azul a \$1.5–2.0/kg** —rango competitivo con los proyectos más eficientes globales.

Cuarta. Sin la restructuración eléctrica del Plan Génesis, todos los demás pilares del Plan colapsan o operan a fracción de su potencial. La industria, los datacenters AI, la educación digital, el transporte electrificado, la modernización del Estado, la cooperación internacional — todos descansan sobre la disponibilidad de electricidad firme, barata y descarbonizable. El Pilar Eléctrico es **el pilar habilitante de TODO el Plan Génesis Vol. II**. Por eso recibe el 18–22% del CAPEX agregado y por eso es el primer pilar en ejecutarse: las reformas LOHG + LOSSE + LOENP se aprueban en el primer trimestre Y0, los auctions CCGT y solar se adjudican en el segundo y tercer trimestre, y la primera capacidad nueva entra en operación en Y1 con los peakers GE LM6000 y los primeros 50 microgrids comunitarios.

El Plan Génesis Vol. II es, en última instancia, un plan económico y financiero. Pero su pilar habilitante es físico: **34 GW recuperados a 36 GW operativos al Y10, 54 GW al Y20, con anchor vendors Siemens Energy + GE Vernova hardcoded en cada turbina del nuevo SEN venezolano.**

Fin del Capítulo LXXXIX. Fin del Bloque Eléctrico del
Plan Génesis Vol. II (Capítulos LXXXV–LXXXIX).