

Solar · Eólica · Storage · Microgrids

Plan Génesis · Volumen II — Pilar 4 del nuevo SEN

15 GW renovables + 4 GWh storage desplegados en 10 años: 10 GW solar utility-scale, 3 GW solar distribuido residencial, 500 MW microgrids comunitarios, 2 GW eólica costera (Paraguaná) y 4 GWh BESS utility. Anchor vendors hardcoded del segmento eólico:

Siemens Gamesa (Siemens Energy) y **GE Vernova Wind**. Capex agregado \$20–25 mil millones; cobertura ~30% del consumo nacional al Y10.

Fecha de compilación: 10 de mayo de 2026.

Cada cifra material lleva URL fuente. Cifras sin fuente directa: [VERIFICADO] (fuente directa), [APROXIMACIÓN] (inferencia razonable sin fuente puntual).

LXXXVIII.1 EL RECURSO RENOVABLE VENEZOLANO — UN ATIVO SUBUTILIZADO

LXXXVIII.1.1 Recurso solar de clase mundial

El recurso solar venezolano es **uno de los mejores del Caribe y de América Latina**. Las regiones noroeste y central concentran la mayor irradiancia, comparables a los mejores recursos del mundo (aunque inferiores al Atacama chileno, único recurso global que supera consistentemente 2,500 kWh/m²/año):

Métrica	Valor	Calidad
Estados de mayor irradiancia	Falcón, Zulia, Lara, Anzoátegui, Bolívar	sobre 4.5 kWh/m ² /día [VERIFICADO — Global Solar Atlas WB/ESMAP]
Promedio nacional	~5.0–5.5 kWh/m ² /día	[APROXIMACIÓN] extrapolación regional
Pico Falcón (Coro/Paraguaná)	~6.0–6.5 kWh/m²/día	[APROXIMACIÓN]
GHI anual rango Venezuela	1,800–2,400 kWh/m ² /año	[VERIFICADO]
GHI anual Falcón óptimo	2,200–2,400 kWh/m ² /año	[APROXIMACIÓN]

LXXXVIII.1.2 Comparativa con benchmarks globales

Lugar	kWh/m ² /día	GHI anual
Atacama (Chile, Altiplano)	~7.0–7.5	>2,500 kWh/m ² /año [VERIFICADO]
Falcón (Coro), Venezuela	~6.0–6.5	~2,200–2,400 [APROXIMACIÓN]
Sevilla, España	~5.0	~1,800 [APROXIMACIÓN]
Texas, EE.UU.	~5.0–5.5	~1,900 [APROXIMACIÓN]
Alemania (centro)	~2.8–3.2	~1,000–1,100 [APROXIMACIÓN]

Falcón rivaliza con los mejores recursos solares del Caribe y supera a Sevilla y a buena parte del territorio estadounidense. **Venezuela podría ser el Atacama del Caribe en términos de calidad del recurso solar**, si bien Atacama mantiene la ventaja agregada.

Fuente: [Venezuela Solar Report — PVKnowhow](#) ; [Global Solar Atlas](#) ; [World Bank dataset Venezuela solar](#).

LXXXVIII.1.3 Factor de capacidad solar PV esperado

Tecnología / ubicación	Capacity factor
Promedio global ponderado utility-scale 2023	16.2% [VERIFICADO — IRENA Renewable Power Generation Costs 2023]
Venezuela utility-scale (Falcón con trackers bifaciales)	22–25% [APROXIMACIÓN]
Venezuela utility-scale zonas medias	18–22% [APROXIMACIÓN]
Atacama Chile (mejor del mundo)	28–32% [APROXIMACIÓN]
Alemania	11–14% [APROXIMACIÓN]

LXXXVIII.1.4 Recurso eólico Paraguaná — segundo activo de clase mundial

Paraguaná tiene **velocidades de viento sostenidas de hasta 10.32 m/s** según mediciones validadas ([renovablesverdes.com](#)), con densidad de potencia de 362 W/m² —recursos competitivos con sitios eólicos de primera línea mundial (Mar del Norte offshore, costa atlántica de Marrue-

cos, Atacama eólica).

Métrica	Valor	Fuente
Velocidad de viento Paraguaná pico	hasta 10.32 m/s	VERIFICADO — renovablesverdes.com
Densidad de potencia	362 W/m ²	renovablesverdes
Potencial teórico Paraguaná + La Guajira	hasta 10,000 MW	renovablesverdes (estudios académicos)
Capacity factor onshore esperado	35–40% [APROXIMACIÓN]	
Capacity factor offshore esperado	45–50% [APROXIMACIÓN]	

Fuente complementaria: [Paraguaná wind farm — Global Energy Monitor](#) (Parque Eólico Paraguaná 100.32 MW, parcialmente activo, candidato a rehabilitación).

LXXXVIII.2 COSTOS 2024–2025 — LA TESIS ECONÓMICA

LXXXVIII.2.1 Solar utility-scale — capex y LCOE

Métrica	Valor	Fuente
Total Installed Cost (TIC) global ponderado 2024	USD 691/kW (caída 11% YoY, 87% desde 2010)	IRENA 2024 ; pv-magazine
LCOE global utility-scale 2024	USD 0.043/kWh (\$43/MWh)	IRENA 2024
LCOE China	\$0.033/kWh	IRENA
LCOE India	\$0.038/kWh	IRENA
Proyección 5 años TIC	USD 388/kW	IRENA 2024
Lazard US utility-scale 2025	\$38–78/MWh	Lazard LCOE+ June 2025 ; PV-Tech

Implicación Venezuela: auctions LATAM recientes (Brasil, Chile, México, Colombia) limpian en rangos **\$25–45/MWh**. Venezuela con recurso superior puede aspirar a **\$30–40/MWh PPA en subastas competitivas**, sumando ~15–20% por logística e importación de equipo en años 1–3 [APROXIMACIÓN].

LXXXVIII.2.2 Solar distribuido – capex residencial y C&I

Segmento	Costo unitario	Fuente
Residencial USA 2024 (DOE benchmark)	~\$2,737/kW	DOE Solar Cost Benchmarks
Residencial USA rango entre fuentes 2024	\$2.56–4.20/W	EnergySage / LBNL / Wood Mackenzie / NREL
Commercial PV USA 2024	\$1,400–2,000/kW	NREL ATB 2024
Brasil residencial 10 kWp (referencia LATAM bajo)	~\$0.40–0.50/W instalado tras escala	canalsolar

Implicación Venezuela: costo residencial inicial **\$1,500–2,000/kW** alcanzable con módulos importados (LDC). C&I **\$900–1,300/kW** a escala [APROXIMACIÓN].

LXXXVIII.2.3 Storage BESS Li-ion

Métrica	Valor	Fuente
BNEF 2024 BESS turnkey	USD 169/kWh	BNEF
BNEF 2024 battery pack	USD 115/kWh (caída 20% YoY)	BNEF
BNEF 2025 BESS turnkey	USD 117/kWh (caída 31% YoY)	ess-news BNEF 2025
BNEF 2025 stationary pack	\$70/kWh (segmento más barato)	BNEF
Lazard 2024 LCOS standalone 4 hr utility	\$170–296/MWh	Lazard LCOS v9
Lazard 2025 LCOS	\$115–254/MWh	Lazard 2025
Lazard 2024 solar+storage hybrid	\$60–210/MWh combinado	Lazard

LXXXVIII.2.4 Eólica

Métrica	Valor	Fuente
TIC global onshore wind 2024	USD 1,041/kW	IRENA 2024
LCOE global onshore wind 2024	USD 0.034/kWh (\$34/MWh) — tecnología renovable más barata	IRENA
TIC global offshore wind 2024	USD 2,852/kW	IRENA
LCOE global offshore wind 2024	USD 0.079/kWh	IRENA
Brasil onshore wind LCOE	\$0.030/kWh — referencia LATAM	IRENA

LXXXVIII.2.5 Premium Venezuela [APROXIMACIÓN]

Premium estimado **+15–20%** sobre benchmarks globales en Años 1–3 por:

- Logística marítima desde China/Brasil.
- Sin manufactura local de módulos / inversores / celdas / palas eólicas.
- Riesgo país (cost of capital ~10–12% vs. 6–8% LATAM estable).
- Permitting y EPC nacionales en reconstrucción.

Normalizado el riesgo país (Año 4+), LCOE final puede ser **competitivo o inferior al promedio global** dado el recurso superior.

LXXXVIII.3 CINCO ESCENARIOS PARALELOS — EL PROGRAMA RENOVABLE INTEGRAL

El Plan Génesis despliega cinco escenarios renovables **simultáneamente**, no secuencialmente. Cada uno aborda un segmento de demanda diferente (utility-scale, distribuido, comunitario remoto, eólico, storage grid).

LXXXVIII.3.1 Escenario A — Solar utility-scale 10 GW

Atributo	Valor
Configuración	10 proyectos × 1 GW = 10 GW
Ubicaciones	Falcón 3 GW (Coro-Paraguaná) ; Lara 2 GW ; Anzoátegui 2 GW ; Apure 2 GW ; Bolívar 1 GW
Capex base	10,000 MW × \$691/kW = \$6.9 mil millones
Capex con premium Venezuela 15–20%	\$7.9–8.3 mil millones
Generación esperada Y10 (CF 22% promedio)	~19.3 TWh/año
Tarifa PPA objetivo	\$30–40/MWh
Operadores anclor objetivo	Iberdrola Renovables, EDF Renewables, Engie, Acciona, Enel Green Power, AES Andes, AcwaPower, Atlas Renewable Energy, Sonnedix
Modalidad regulatoria	Auctions competitivas modelo Brasil/Chile/Colombia

LXXXVIII.3.2 Escenario B — Solar distribuido rooftop 3 GW

Atributo	Valor
Target	1,000,000 techos residenciales × 3 kW promedio = 3 GW
Capex unitario	\$1,500–1,800/kW (importación + instalación local)
Inversión total	~\$5.0–5.5 mil millones
Subsidio público propuesto	\$1,500 por instalación al primer millón = \$1.5 mil millones (programa "Plan Mi Techo Solar")
Inversión privada/familiar restante	~\$3.5–4 mil millones (financiamiento BancoAgrícola/Bandes + leasing solar tipo SunRun)
Empleos generados	~50,000 (instalación + soporte técnico, métrica ~10 empleos/MW residencial LATAM)
Mecanismo regulatorio	Net metering 1:1 modelo ANEEL Brasil pre-Lei 14.300, con grandfather clause hasta 2045

LXXXVIII.3.3 Escenario C – Microgrids comunitarios 500 MW

Atributo	Valor
Target	500 comunidades remotas × 1 MW promedio
Geografías	Amazonas, Delta Amacuro, Sur de Bolívar, Sur del Lago, Páramos Mérida, La Guajira
Configuración por sitio	Solar PV 1 MW + BESS 2–4 MWh + backup diesel residual
Capex unitario	~\$2.5–3 millones/MW (PV + BESS + grid local)
Capex total	\$1.25–1.5 mil millones [APROXIMACIÓN]
LCOE microgrid solar-híbrido benchmark LATAM	\$0.40–0.61/kWh solar puro ; \$0.54–0.77/kWh híbrido
LCOE diesel-only comparable	\$0.92–1.30/kWh
Modelo	PPA con cooperativas comunitarias + concesión 20 años + soporte ONG/BID/CAF
Operadores anchor objetivo	EDP Renováveis, AES Andes, Engie, Trama TecnoAmbienta + ONGs especializadas (Energía Sin Fronteras, Light Up the World)

LXXXVIII.3.4 Escenario D — Eólica costera 2 GW

LXXXVIII.3.4.1 Eólica onshore Paraguaná-Falcón — 1.5 GW

Atributo	Valor
Recurso	Vientos alisios sostenidos; velocidad pico Paraguaná 10.32 m/s ; promedio nacional 7.3 m/s
Densidad de potencia	362 W/m ²
Capex base	1,500 MW × \$1,041/kW = \$1.56 mil millones
Capex con premium Venezuela	\$1.8–2.0 mil millones [APROXIMACIÓN premium]
Activos existentes	Parque Eólico Paraguaná 100.32 MW (parcialmente activo, candidato a rehabilitación + expansión)
Anchor vendors turbina hardcoded	Siemens Gamesa SG 5.0-145 (onshore class de 5 MW, rotor 145 m) + GE Vernova Cypress 5.5 MW (clase onshore)
Operadores developers anchor objetivo	Iberdrola, Ørsted, RWE, Equinor
CF onshore Paraguaná esperado	38–42%
Generación anual esperada	~5.5 TWh/año

LXXXVIII.3.4.2 Eólica offshore Golfo de Venezuela — 500 MW

Atributo	Valor
Localización	Golfo de Venezuela (frente Paraguaná-Zulia)
Capex base	500 MW × \$2,852/kW = \$1.43 mil millones
Capex con premium	~\$1.5–1.7 mil millones [APROXIMACIÓN]
Anchor vendors turbina hardcoded	Siemens Gamesa SG 14-222 DD (14 MW direct drive, rotor 222 m, clase offshore) + GE Vernova Haliade-X 14 MW (clase offshore)
Bloqueo histórico	Faltan estudios batimétricos confiables del Golfo
Cronograma	Primer parque offshore venezolano; COD Y8+
Generación anual esperada (CF 48%)	~2.1 TWh/año

Política tecnológica explícita: el segmento eólico mantiene la arquitectura anchor dual del Plan Génesis. **Siemens Gamesa** (subsidiaria de Siemens Energy desde la integración 2023) y **GE Vernova Wind** (resultante de la spinoff abril 2024) cubren el 100% de las turbinas nuevas onshore + offshore. Vestas se mantiene como BACKUP activable únicamente en caso de cuellos de botella de delivery.

LXXXVIII.3.4.3 Subtotal Eólica

Componente	Capacidad	Capex
Onshore Paraguaná (Siemens Gamesa + GE Cypress)	1,500 MW	\$1.8–2.0B
Offshore Golfo VE (Siemens SG 14-222 + GE Haliade-X)	500 MW	\$1.5–1.7B
Total Eólica	2,000 MW	\$3.3–3.7B

LXXXVIII.3.5 Escenario E – Storage utility 4 GWh BESS

Atributo	Valor
Función	Estabilización grid integrada solar+eólica + apoyo Guri (frequency regulation) + reducción curtailment + black-start support
Capacidad	4,000 MWh
Capex base BNEF 2024 \$169/kWh	\$676 millones
Capex con premium VE	~\$800 millones–\$1.0 mil millones
Si despliegue 2027+ con precios 2025 (\$117/kWh)	\$468 millones
Vendors anchor BESS	Tesla Megapack, Fluence (AES+Siemens), CATL ESS, Wärtsilä, BYD, Sungrow

Fluence es particularmente relevante por su origen joint venture **AES + Siemens** —reforzando la presencia Siemens Energy en el ecosistema BESS del Plan Génesis junto a su rol anchor del Pilar 2 CCGT (Cap. LXXXVI) y Pilar 4 eólica (este Cap. LXXXVIII).

LXXXVIII.4 TOTAL PLAN RENEWABLE GÉNESIS

Componente	Capacidad	Capex USD	Generación anual
A. Solar utility-scale	10 GW	7.9–8.3 mil millones	~19 TWh
B. Solar distribuido rooftop	3 GW	5.0–5.5 mil millones (1.5 subsidio)	~5 TWh
C. Microgrids comunitarios	0.5 GW	1.25–1.5 mil millones	~1 TWh
D. Eólica costera (Paraguaná on+off)	2 GW	3.3–3.7 mil millones	~6–7 TWh (CF 35–48%)
E. Storage utility BESS	4 GWh	0.7–1.0 mil millones	(servicio grid, no generación)
TOTAL Plan Renewable	15.5 GW + 4 GWh	\$18.2–20.0 mil millones	~30–32 TWh/año

Cobertura: ~30 TWh/año = **30–35% del consumo nacional proyectado Y10** (asumiendo recuperación a ~100 TWh demanda).

Empleos directos + indirectos: ~120,000–150,000 acumulados en 10 años (instalación, O&M, servicios). Métrica IRENA ~10 empleos/MW renovable instalado.

LXXXVIII.4.1 Desglose empleos por segmento

Segmento	Empleos directos Y10
Solar distribuido rooftop (instalación intensiva en trabajo)	50,000
Solar utility-scale (construcción + O&M)	8,000
Eólica onshore + offshore (técnicos especializados)	6,000
Microgrids comunitarios	2,000
Storage BESS	2,000
Total directos	~68,000
Indirectos / inducidos	~80,000
Total Pilar 4	~148,000

LXXXVIII.5 MARCO REGULATORIO PROPUESTO

LXXXVIII.5.1 Reforma legal estructural

Instrumento	Acción Plan Génesis	Justificación
LOSSE 2010 (Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico)	Reforma profunda: dismantelar monopolio Corpoelec; separar generación, transmisión y distribución	LOSSE 2010 centralizó todo en Corpoelec, suprimiendo competencia [VERIFICADO Corpoelec PDF]
Nueva Ley de Energías Renovables (no existe específica)	Crear marco específico combinando mejores prácticas Brasil (Lei 14.300) + Chile (Ley 20.571) + México pre-AMLO (Ley Transición Energética 2015)	Venezuela carece de marco legal específico para renovables
Ley de Garantía de Inversión Renovable	Estabilidad regulatoria con candado constitucional o tratado bilateral	Evitar trampa México 2024 (Iberdrola \$4.7B sell)

Fuente: [LOSSE 2010 — Corpoelec PDF](#).

LXXXVIII.5.2 Mecanismos de incentivo

1. Subastas utility-scale (auctions) — modelo Brasil/Chile/Colombia.

- Brasil 2024: auctions con utility-scale margins 12% debajo del año anterior [VERIFICADO].
- Colombia 2023: **5.77 GW solar adjudicados en 147 proyectos** [VERIFICADO — pv-magazine 2023].
- Argentina RenovAr (modelo a estudiar): 4,466 MW en Rondas 1–2 a precio promedio **\$54.72/MWh** [VERIFICADO].

1. Net metering nacional — modelo Brasil ANEEL 482/2012 (hasta 1 MW originalmente; 5 MW bajo Lei 14.300 con período acumulación 60 meses). **Grandfather clause estilo Brasil** (proteger primeros adoptantes hasta 2045).

1. Feed-in-tariff residencial — combinable con net metering para sistemas <10 kW (modelo España pre-2013, Alemania EEG).

1. Garantías PPA en USD — eliminar riesgo cambiario VES, indispensable para IED.

1. Tax credits modelo USA Inflation Reduction Act (IRA):

- **ITC 30%** sobre inversión calificada (residencial + comercial + utility) [VERIFICADO — SEIA].
 - Bonus credits +10% en zonas de "comunidades energéticas" (ex-fósil) + +10% domestic content [VERIFICADO].
 - **Direct Pay** para entidades sin obligación tributaria (cooperativas, gobiernos locales).
- 1. Vacaciones fiscales 10 años** para proyectos >50 MW (modelo zonas francas LATAM).

Fuentes: [SEIA ITC 30%](#) ; [IRS Residential Clean Energy Credit](#) ; [EPA IRA renewable energy](#).

LXXXVIII.5.3 Lección negativa — México 2024

México impuso en febrero 2025 una reforma que reserva $\geq 54\%$ del despacho a CFE estatal, llevando a Iberdrola a vender USD 4.7 mil millones en activos solares/eólicos restantes (tras divestiture de USD 6 mil millones el año anterior). [VERIFICADO — pv-magazine / energytracker].

Implicación operativa Plan Génesis: la estabilidad regulatoria del Pilar 4 debe estar anclada en (a) candado constitucional o reforma con mayoría calificada, (b) tratados bilaterales de inversión con cláusula de stability, y (c) marco APRI EE.UU.-Venezuela y BIT con socios estratégicos — tres capas que dificulten reversión por gobiernos futuros.

LXXXVIII.6 COMPARACIÓN CON BENCHMARKS LATAM

LXXXVIII.6.1 Tabla comparativa solar instalado 2024

País	Solar instalado 2024	Comentario
Brasil	50 GW (33.5 GW distribuido + 16.5 GW utility); 18.9 GW añadidos 2024 (#4 mundial)	<u>VERIFICADO — ABSOLAR</u>
Chile	11.7 GW (2.4 GW añadidos 2024); Atacama pionero	<u>VERIFICADO</u>
México	12.6 GW (1.6 GW añadidos 2024; utility-scale slowdown)	<u>VERIFICADO — pv-magazine</u>
Colombia	>3 GW (1.6 GW operación + 1.4 GW testing); 5.77 GW adjudicados subasta 2023	<u>VERIFICADO</u>
Argentina	RenovAr 4,466 MW adjudicados Rondas 1–2; total opera + construcción 9.9 GW	<u>VERIFICADO</u>
Costa Rica	99% renewable grid (75% hidro + 12% geotérmica + ~10% eólica + 5% solar) — referencia técnica	<u>VERIFICADO — Low-Carbon Power</u>
Venezuela (2026 actual)	<0.1 GW efectivo. Anuncio Maduro 2024: 3 GW Andes (50 MW primera fase Mérida) por verificar entrega real	[VERIFICADO — PVKnowhow / Dialogue Earth / Fundación Andrés Bello]

LXXXVIII.6.2 Lecciones LATAM aplicables al Plan Génesis

- **Brasil — el motor distribuido.** Distributed generation aporta 2/3 de las adiciones anuales; marco regulatorio estable habilita escala. Aplicable directo al Escenario B venezolano.
- **Chile — Atacama y storage.** Pionero del recurso solar superior, pero curtailment hasta 6 TWh/año 2024 por falta de interconexión + storage. **Lección clave:** Escenario E (BESS 4 GWh) no es opcional; es prerequisite de Escenarios A+B.
- **Colombia — subastas + dispersión geográfica.** No concentrar generación en una zona; el Plan Génesis distribuye 10 GW utility-scale en cinco estados.
- **México 2024 — el contraejemplo.** Cambio regulatorio drástico destruye IED multimillonaria. El Plan Génesis ata candados constitucionales y bilaterales para evitar replicar.

- **Argentina RenovAr — el caso mixto.** Buena estructura de subastas; default soberano frenó proyectos. **Lección operativa:** garantías MIGA, BID Invest, EXIM Bank para risk mitigation a inversionistas.
- **Costa Rica — diversidad como resiliencia.** 99% renovable viable pero requiere mix (hidro + geo + eólica + solar) y storage. El Plan Génesis no apuesta a una sola tecnología.

LXXXVIII.6.3 El error a no repetir: anuncios sin EPC vinculante

Maduro anunció en junio 2024 un plan de **3,000 MW solar en los Andes** con cooperación China/Turquía/India/Rusia, con primera fase 50 MW en Mérida. Entrega real prácticamente nula a fecha de este Plan, según seguimiento de Transparencia Venezuela y Fundación Andrés Bello.

Política operativa del Plan Génesis: ningún anuncio de capacidad renovable sin EPC vinculante firmado y financiamiento estructurado. El KPI auditable de cada año del Pilar 4 es **MW conectados a la red, no MW anunciados.**

Fuentes: [PV Knowhow — Maduro Andes plan](#) ; [Fundación Andrés Bello — plan energético China](#) ; [Dialogue Earth — Venezuela solar.](#)

LXXXVIII.7 INTEGRACIÓN CON EL GRID — CURTAILMENT, STORAGE, INTERCONEXIÓN

LXXXVIII.7.1 Riesgo curtailment — el problema a anticipar

Sistema	Curtailment 2024	Factor
Alemania	1,389 GWh solar curtailed (+97% YoY) ; 3.5% del total renovable	VERIFICADO — pv-magazine
California	3.4 millones MWh curtailed (+29%) ; 93% solar; penetración 33%	[VERIFICADO]
California storage	11.6 GW (+45%) + 4.2 GWh deployed 2024	mitigación parcial
Chile	6 TWh solar+wind curtailed 2024 (Atacama desconectado del centro)	VERIFICADO — PV-Tech

Umbral operativo: ~15–20% de penetración solar es manejable sin BESS significativo. Por encima de 30% sin BESS = curtailment significativo (lecciones Alemania/California/Chile) [APROXIMACIÓN].

LXXXVIII.7.2 Estrategias de integración del Plan Génesis

1. **BESS co-localizado y stand-alone (Escenario E)** — 4 GWh suficiente para ~25–30% penetración solar agregada al Y10.
2. **Flexibilidad de gas peakers (Cap. LXXXVI)** — los 6 × GE LM6000 (300 MW) con cold start 8 minutos cumplen rol de balance.
3. **Hidro como battery virtual** — Guri 10 GW puede modular generación; estudio de viabilidad **pumped-hydro retrofit** para 2 GW adicional reversible es entregable del Pilar 1 (Cap. LXXXVI).
4. **Interconexión regional:**
 - **Colombia (existente):** línea Cuestecitas-Cuatricentenario 230 kV; capacidad histórica 150–200 MW; ampliable a 500 MW.
 - **Brasil (existente):** línea Boa Vista-Macagua 230 kV (Roraima depende de Guri); reactivar y expandir.
 - **Caribe (largo plazo Y15+):** proyecto Hostos (Dominicana-Puerto Rico) demuestra factibilidad técnica HVDC submarino 500 MW; literatura académica propone Lesser Antilles–Venezuela.
 - **Costo HVDC submarino:** 5–10× línea aérea — proyecto de muy largo plazo.

Fuentes: [Caribbean HVDC Hostos](#) ; [Puerto Rico HVDC \\$2.5B](#) ; [Power Market Interconnection Caribbean ICREPQ](#).

LXXXVIII.7.3 Demand response y smart grid

Modernización Corpoelec → grid digital con **AMI (Advanced Metering Infrastructure)** y smart meters para gestionar demand response, esencial al pasar de 0% a 30% solar grid penetration en 10 años. Esta es la inversión paralela al Pilar 4 que el segmento DistVenez del Capítulo XI ejecuta.

LXXXVIII.8 OPERADORES IPP – ECOSISTEMA OBJETIVO

LXXXVIII.8.1 Solar utility-scale (Escenario A)

Operadores anchor objetivo con track record demostrado en LATAM:

Operador	País origen	Track record LATAM
Iberdrola Renovables	España	México 9 GW (pre-AMLO); Brasil
EDF Renewables	Francia	Chile, México, Brasil
Enel Green Power	Italia	Brasil, Chile, México
Engie	Francia	Brasil, México, Chile
AES Andes	EE.UU.	Chile, Colombia, Brasil
Acciona	España	Chile, México
AcwaPower	Arabia Saudita	Sudáfrica, México
Atlas Renewable Energy	EE.UU.	Brasil, México, Chile
Sonnedix	Reino Unido	Chile, México

LXXXVIII.8.2 Eólica (Escenario D)

Operador developer	Track record eólico
Iberdrola	Brasil, México
Ørsted	Offshore global (Reino Unido, Taiwán, EE.UU.)
Equinor	Offshore Reino Unido + Brasil
RWE	Onshore + offshore Europa + USA

Vendor turbinas: Siemens Gamesa + GE Vernova Wind (hardcoded anchor del Plan Génesis); Vestas como BACKUP.

LXXXVIII.8.3 Microgrids (Escenario C)

Operador	Especialización
EDP Renováveis	Microgrids Brasil/Portugal
AES Andes	Microgrids LATAM rural
Engie Microgrids	Global
Trama TecnoAmbiental	Microgrids LATAM rural
Energía Sin Fronteras (ONG)	Off-grid solar rural
Light Up the World (ONG)	Rural electrification

LXXXVIII.8.4 BESS (Escenario E)

Vendor BESS	Origen / nota
Tesla Megapack	EE.UU. — referencia global utility BESS
Fluence	EE.UU./Alemania — joint venture AES + Siemens (refuerza anchor Siemens)
CATL ESS	China — escala global
Wärtsilä Energy Storage	Finlandia
BYD	China
Sungrow	China

LXXXVIII.9 CRONOGRAMA AGREGADO PILAR 4 – Y0 A Y10

Año	Hito
Y0	Reforma LOSSE + Nueva Ley Renovables aprobadas; primer auction utility 2 GW solar adjudicado; subsidio "Plan Mi Techo Solar" autorizado; net metering activado
Y1	Inicio construcción primeros 2 GW solar utility; primeras 100,000 instalaciones rooftop con subsidio; primer microgrid piloto en Amazonas COD; primer auction eólica Paraguaná 500 MW adjudicado
Y2	COD primeros 1 GW utility-scale; 250,000 techos solares acumulados; rehabilitación + expansión Parque Eólico Paraguaná COD (200 MW iniciales Siemens Gamesa + GE Cypress); 50 microgrids COD; primer bloque BESS 500 MWh COD
Y3	3 GW utility-scale acumulados; 500,000 techos; eólica Paraguaná onshore 600 MW; 150 microgrids; BESS 1 GWh
Y4	5 GW utility-scale; 700,000 techos; eólica Paraguaná onshore 1 GW; estudios batimétricos Golfo Venezuela completos; 250 microgrids; BESS 2 GWh
Y5	6.5 GW utility-scale; 850,000 techos; eólica onshore 1.5 GW completa; primer auction eólica offshore 250 MW adjudicado (Siemens Gamesa SG 14-222 + GE Haliade-X); 350 microgrids; BESS 3 GWh
Y6	8 GW utility-scale; 950,000 techos; eólica offshore 250 MW COD; 450 microgrids; BESS 3.5 GWh
Y7	9 GW utility-scale; 1 millón techos; eólica offshore 500 MW COD completa; 500 microgrids COD; BESS 4 GWh completo
Y8- Y10	10 GW utility-scale completos; 3 GW distribuido total; segunda generación operativa; integración HVDC Colombia/Brasil ampliada; estudios HVDC submarino Caribe Y15+

LXXXVIII.10 IMPACTO AGREGADO PILAR 4 — Y10

Métrica	Valor
Capacidad renovable instalada	15.5 GW + 4 GWh storage
Generación anual	~30–32 TWh/año
Cuota del consumo nacional Y10	~30–35% del consumo (proyectado ~100 TWh)
Capex agregado	USD 18.2–20.0 mil millones
Empleos directos pico construcción	~80,000
Empleos directos O&M permanente Y10	~12,000
Empleos indirectos / inducidos	~80,000 acumulados
Empleos totales acumulados 10 años	~120,000–150,000
Reducción CO ₂ vs. baseline térmico equivalente	~14–18 Mt CO ₂ eq/año
Tarifa LCOE blended renovables Y10	\$35–55/MWh

LXXXVIII.11 SÍNTESIS DEL CAPÍTULO Y PUENTE AL CAPÍTULO LXXXIX

Los seis hallazgos operativos del Pilar 4:

- 1. Recurso solar de clase mundial** — Falcón rivaliza con los mejores recursos del Caribe (GHI >2,200 kWh/m²/año); Venezuela puede ser el Atacama del Caribe en calidad de recurso, no en agregado.
- 2. Costos 2024–2025 al alcance** — solar utility-scale \$691/kW global; con premium Venezuela 15–20%, capex 10 GW = \$7.9–8.3 mil millones, financiable con auctions competitivas.
- 3. Plan 5-pilares** — 15.5 GW renovable + 4 GWh storage por \$18–20 mil millones en 10 años → 30% del consumo nacional, ~120k–150k empleos acumulados.
- 4. Marco regulatorio prioritario** — reformar LOSSE; dismantlar monopolio Corpoelec; copiar mejores prácticas Brasil (net metering) + Chile (subastas) + IRA EE.UU. (ITC 30%); evitar trampa México 2024.

5. Integración técnica — storage + flexibilidad gas + hidro Guri + interconexión Colombia/Brasil expandida; HVDC Caribe como horizonte Y15+.

6. Eólica costera Paraguaná — segundo recurso renovable de clase mundial; potencial agregado 10 GW región Falcón + La Guajira; anchors **Siemens Gamesa + GE Vernova Wind**.

El Capítulo LXXXIX integra los cuatro pilares (modernización hidro + CCGT Siemens/GE + nuclear BWRX-300 + renovables 15.5 GW) en el plan eléctrico maestro 2026–2046, con mix energético objetivo Y10 y Y20, capex agregado, esquemas de financiamiento, cronograma sintético, métricas de empleo y reducción de CO₂.

Fin del Capítulo LXXXVIII. Procede el Capítulo LXXXIX —
Plan eléctrico integrado 2026–2046 con anchor vendors
Siemens Energy + GE Vernova.