
DOSSIER REESTRUCTURACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA.



**GOPPRE
CUBA**

Gabinete de Orientación en Políticas
Públicas y Reformas del Estado

DOSSIER E.3: REESTRUCTURACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

Plan Maestro de saneamiento en transición para recuperar la capacidad energética de la isla de cuba.

Entidad Emisora: Gabinete de Orientación en Políticas Públicas y Reformas del Estado (GOPPRE)

Código Registral ID: **GOPPRE DS: E.3-26 / Sector Energía**

Clasificación: *Plan de Gobierno.*

Ámbito de Aplicación: Plan de reconstrucción institucional y reformas estructurales del estado para la recuperación económica.

NOTA DE CONFIDENCIALIDAD Y USO METODOLÓGICO: Este documento es un instrumento de trabajo oficial del GOPPRE (Gabinete de Orientación en Políticas Públicas y Reformas del Estado), organización dedicada al diseño de políticas públicas para el futuro de Cuba. Su estructura e información están protegidos bajo las normativas de derecho de autor. Se permite el uso de la información aquí contenida siempre que se reconozca expresamente su autoría y se utilicen bajo las directrices de integridad técnica de la organización.

CONTENIDO.

PARTE I: DIAGNÓSTICO Y BALANCE OPERATIVO DEL SISTEMA (2026)

1. Inventario de infraestructura crítica eléctrica y térmica
2. La brecha estructural de suministro en horario pico y balance operativo
3. Pérdidas en red, ineficiencia estructural y despilfarro térmico

PARTE II: PLAN DE ACCIÓN TÉCNICO Y CAMBIO DE MATRIZ DE GENERACIÓN

1. Saneamiento térmico selectivo, retiros programados y nodos de gas
2. Expansión solar fotovoltaica utility-scale y regla técnica BESS
3. Programa nacional de eficiencia energética, redes inteligentes (smart grids) y modernización industrial

PARTE III: REFORMA INSTITUCIONAL, MARCO REGULATORIO Y TARIFA SOCIAL

1. Desarticulación del modelo centralizado y creación del regulador independiente
2. Arquitectura legal del sector: ley general de electricidad e incentivos fiscales
3. Plan 'senda' de normalización tarifaria gradual y tarifa de bloque social

PARTE IV: CRONOGRAMA MAESTRO, INVERSIONES Y ASIGNACIÓN DE SOCIOS

1. Roadmap cronológico integrado de ejecución y metas cuantitativas (fases)
2. Matriz de requerimientos de capital (CAPEX), fuentes de financiación y socios industriales

ANEXO: FUENTES CONSULTADAS Y REFERENCIAS TÉCNICAS

PARTE I: DIAGNÓSTICO Y BALANCE OPERATIVO DEL SISTEMA (2026)

El sistema energético de la República de Cuba se encuentra en un estado de colapso estructural. La arquitectura actual se caracteriza por una dependencia crónica de combustibles fósiles importados y un grado crítico de obsolescencia tecnológica. Las plantas termoeléctricas base del país han superado por más de dos décadas su ciclo de vida útil estimado, operando bajo un régimen de paros forzados estructurales y una marcada degradación de su eficiencia calórica.

1. Inventario de infraestructura crítica eléctrica y térmica.

La espina dorsal de la generación del país descansa sobre 8 bloques administrativos de Centrales Termoeléctricas (CTE) que totalizan una potencia instalada nominal consolidada de 3,004 MW según los balances de activos fijos de la Unión Eléctrica (UNE). Debido a la falta histórica de mantenimientos capitales y el uso forzado de crudos nacionales con alto contenido de azufre, la potencia real entregable se encuentra severamente mermada.

Nombre Oficial	Ubicación Exacta	Potencia Nominal	Capacidad Real (2026)	Diagnóstico Crítico / Estatus Oficial
1. CTE Lidio Ramón Pérez (Felton)	Mayarí, Holguín	510 MW	~160 MW	Mayor planta térmica del este. Bloque 2 siniestrado por incendio. Bloque 1 sufre roturas continuas en caldera por alta sedimentación.
2. CTE Antonio Maceo (Renté)	Santiago de Cuba	380 MW	~120 MW	Cuatro bloques soviéticos activos de 95 MW. Registra alta acumulación de escoria por la quema directa de crudo nacional pesado.
3. CTE Máximo Gómez	Mariel, Artemisa	370 MW	~70 MW	Capacidad contable oficial sobreestimada por bloques inactivos. Funciona como nodo para interconexión de patanas turcas.

Nombre Oficial	Ubicación Exacta	Potencia Nominal	Capacidad Real (2026)	Diagnóstico Crítico / Estatus Oficial
4. CTE 10 de Octubre	Nuevitas, Camagüey	360 MW	~90 MW	Tres bloques soviéticos de 120 MW. Salidas continuas por fallas estructurales y grietas en líneas de vapor a alta presión.
5. CTE Antonio Guiteras	Matanzas	317 MW	~220 MW	Bloque único monobloque (Alstom). Eje central del SEN; opera sobreexplotado y sufre paros por fallas en sistema de condensación.
6. CTE Carlos Manuel de Céspedes	Cienfuegos	316 MW	~210 MW	Dos bloques japoneses (Hitachi). Nodo térmico más estable; presenta limitaciones operativas por falta de repuestos originales.
7. CTE Ernesto Guevara	Santa Cruz del Norte	295 MW	~110 MW	Tres bloques checoslovacos (Skoda). Alto índice de corrosión en tubos del economizador por el elevado azufre del crudo norte.
8. CTE Otto Parellada (Tallapiedra)	La Habana	60 MW	0 MW	Parada técnica total y definitiva desde 2022 por inviabilidad económica; se mantiene solo en balances contables de activos.

• **Potencia Nominal Total Instalada (Balance UNE): 3,004 MW**

• **Generación Disponible Real Promedio del Parque Térmico: ~980 MW**

Adicionalmente al parque fósil base, los balances oficiales de la Unión Eléctrica (UNE) indexados en la literatura técnica sectorial confirman que la generación distribuida (grupos electrógenos de fueloil y diésel) asume un crítico 22% del peso total del suministro nacional. El costo operativo por megavatio-hora de este segmento disperso es prohibitivo y financieramente insostenible debido a la volatilidad logística de los combustibles importados.

En el vector de energías limpias, se registra un parque solar fotovoltaico atomizado con una potencia nominal instalada de 1,039 MW a inicios de 2026. La generación hidroeléctrica cuenta con 162 centrales con una potencia total de 71.9 MW, de las cuales solo 34 están integradas al SEN, siendo Hanabanilla (43 MW) el activo principal. El vector eólico cuenta con 4 parques experimentales en operación (Gibara, Turiguanó y Los Canarreos) con 11.8 MW, mientras que los proyectos La Herradura 1 y 2 y Río Seco se encuentran en desarrollo avanzado.

La biomasa posee un potencial nominal de cogeneración en ingenios azucareros que teóricamente asciende a 872 MW; sin embargo, debido al colapso estructural de las zafras cañeras a mínimos históricos, la base operativa real actual basada en bagazo es prácticamente nula. Las bioeléctricas instaladas (como Ciro Redondo) operan de manera crítica e intermitente por falta de materia prima, lo que obliga a pivotar la estrategia de biomasa hacia el procesamiento logístico de marabú y biomasa forestal exógena como combustible de sustitución, desvinculando la potencia firme del SEN de los rendimientos de la molienda azucarera. Cuba carece totalmente de capacidad nuclear operativa; el proyecto Juraguá permanece inconcluso de forma irreversible.

Si bien fuentes institucionales históricas estiman de forma optimista que las reservas de crudo nacional pesado podrían sostener la generación por un periodo extendido, la realidad geológica y operativa de 2026 demuestra un declive acelerado en los índices de extracción y una severa ineficiencia en los procesos de refinación, lo que invalida cualquier estrategia de continuidad basada en el modelo fósil tradicional y vuelve obligatoria la transformación radical de la matriz energética hacia el uso de gas e inyección renovable utility-scale.

2. La brecha estructural de suministro en horario pico y balance operativo.

El indicador de la crisis terminal del sector se manifiesta de forma aguda en la brecha entre la demanda máxima exigida por la población y la capacidad real de despacho. Si bien el déficit estructural promedio del sistema oscila en torno a los 1,650 MW, datos

oficiales de la Unión Eléctrica (UNE), convalidados por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y el monitoreo de la prensa especializada internacional (como el registro histórico del 14 de mayo de 2026), confirman un escenario extremo de colapso absoluto: el déficit del sistema escaló hasta alcanzar un récord histórico de 2,204 MW, dejando una potencia de uso real en servicio de apenas 976 MW para todo el territorio nacional, sobre una demanda total requerida de 3,180 MW.

Esta métrica crítica revela que exactamente el 69.3% de la carga total requerida por el país quedó completamente desatendida de manera simultánea, afectando de forma masiva el suministro desde las provincias centrales hasta el extremo oriental de la isla. Una disponibilidad generalizada de solo 976 MW —sostenida precariamente por el parque térmico degradado y el aporte intermitente de la generación distribuida fósil— sitúa a la República por debajo del umbral mínimo de inercia electromecánica indispensable para evitar un cero total (blackout generalizado). Dicha brecha de estrés destruye el tejido productivo del sector privado naciente, paraliza los sistemas de bombeo de agua potable, interrumpe las cadenas de frío hospitalarias y confirma la inviabilidad operativa de la actual estructura centralizada, forzando al sistema a operar de manera permanente sin margen alguno de reserva técnica.

3. Pérdidas en red por ineficiencia estructural y despilfarro térmico.

El balance energético revela un drenaje masivo de recursos en las fases de transmisión y distribución eléctrica. Las pérdidas técnicas y comerciales de energía (fugas en la red) se sitúan en el 18.7% de la generación bruta total, una tasa que duplica los estándares aceptables de eficiencia en la región del Caribe. Ello implica que casi una quinta parte de la electricidad generada se disipa antes de llegar al consumidor final debido al sobrecalentamiento de líneas obsoletas, subestaciones saturadas y fallas graves de medición.

En el extremo térmico, la ineficiencia calórica de los bloques de las CTE se traduce en un consumo específico excesivo de combustible. Se estima un desperdicio térmico neto

de 862,523 toneladas de petróleo anuales de más, provocado directamente por operar plantas fuera de sus parámetros nominales. Recuperar apenas 5 puntos porcentuales de estas pérdidas de red equivale a inyectar directamente 970 GWh/año de energía útil a la economía sin quemar un solo barril de petróleo adicional.

PARTE II: PLAN DE ACCIÓN TÉCNICO Y CAMBIO DE MATRIZ DE GENERACIÓN.

La intervención diseñada por el GOPPRE rompe con las políticas de parches de corto plazo. El Plan de Acción Técnico plantea una reingeniería profunda basada en dos vectores simultáneos: el saneamiento calórico del parque térmico base y un despliegue masivo de energías renovables soportado obligatoriamente por almacenamiento en baterías de gran escala.

1. Saneamiento térmico selectivo: retiros programados y nodos de gas.

El plan prohíbe destinar capital a la reparación de bloques inviables. Se establece una auditoría técnica inmediata de las centrales bajo un criterio estricto de costo de recuperación por megavatio instalado (estimado entre \$1.5 millones y \$2.5 millones de dólares por MW), frente a los \$3.0 millones de dólares que costaría levantar capacidad nueva desde cero. Las unidades obsoletas con más de 40 años de explotación en Mariel y Renté serán sometidas a un retiro programado y sustituidas por turbinas de gas en ciclo combinado.

Los bloques estratégicos seleccionados para continuidad y las nuevas unidades de ciclo combinado rápido se gestionarán mediante una estrategia de suministro geoestratégico dual. En la zona de Occidente y la Costa Norte (Mariel y Santa Cruz del Norte), la generación se alimentará de forma inmediata mediante el incremento de la captación del Gas Natural Asociado de producción nacional a través de las redes de Energías, asignando el desarrollo del nodo Mariel al consorcio liderado por GE Vernova para el despliegue de turbinas de gas aeroderivadas rápidas. Para el nodo sur de la

CTE Carlos Manuel de Céspedes (Cienfuegos), se descarta la construcción inicial de infraestructura criogénica en tierra por sus elevados plazos de ejecución; en su lugar, se licitará a cargo de Siemens Energy la reconversión de los bloques Hitachi y el arrendamiento de una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) para su atraque en la Bahía de Cienfuegos, garantizando el suministro continuo de gas en un plazo no mayor a ocho (8) meses.

La auditoría técnica inmediata priorizará la reconversión total del nodo de la CTE Máximo Gómez de Mariel. Aunque los registros contables de la UNE le asignan a este complejo una capacidad nominal instalada de 370 MW al arrastrar en bloques térmicos de baja presión obsoletos e inactivos, la realidad operativa demuestra que su disponibilidad firme real se encuentra mermada a apenas ~70 MW. Por consiguiente, se descarta cualquier asignación de capital para reparaciones cosméticas en dicha infraestructura; los recursos del CAPEX se concentrarán exclusivamente en la instalación Fast-Track de nuevos ciclos combinados de gas de alta eficiencia a cargo de GE Vernova, aprovechando la infraestructura portuaria existente.

2. Expansión solar fotovoltaica utility-scale y regla técnica BESS

El vector renovable se centrará en el despliegue de energía solar fotovoltaica a gran escala (Utility-Scale), aprovechando los récords de irradiación diurna del país (que registraron picos de hasta 900 MW reales despachados en febrero de 2026). Sin embargo, el GOPPRE establece una Regla Técnica Inflexible: por cada 1,000 MW fotovoltaicos interconectados, se requieren al menos 100 MW de baterías (Ratio 1:10) para regulación de frecuencia y amortiguación de rampas.

La inyección masiva de energía solar sin respaldo desestabilizaría por completo las líneas de transmisión. Para sostener el programa de 92 parques en curso (2,000 MW solares), Cuba requiere la instalación crítica de entre 500 y 600 MW de capacidad de almacenamiento distribuido BESS para 2028, logrando un costo nivelado de energía limpia con almacenamiento de \$54/MWh (según datos de IRENA de mayo de 2026). El primer sistema piloto de 50 MW ya ha iniciado despliegue en El Cotorro (La Habana). La expansión solar fotovoltaica utility-scale utilizará exclusivamente

módulos e inversores certificados bajo estándares de ciberseguridad de EE.UU. y la Unión Europea (First Solar, Maxeon, Canadian Solar, SMA, Enphase o equivalentes).

3. Programa Nacional de Eficiencia Energética, redes inteligentes (smart grids) y modernización industrial

Para mitigar el drenaje del 18.7% de pérdidas en distribución, se estructurará el Programa Nacional de Eficiencia Energética con una inversión inicial focalizada de \$262 millones de dólares para la sustitución de conductores y transformadores críticos. Se implementará el despliegue masivo de contadores inteligentes (Smart Meters) para telemedición digital, eliminando el fraude y los errores de facturación.

Asimismo, se activará un plan de retrofitting industrial y agrícola para la sustitución obligatoria de motores y bombas de riego ineficientes (vital para la seguridad alimentaria). Todas las empresas con consumos superiores a 1 GWh/año deberán presentar auditorías obligatorias y operarán bajo un mercado de certificados de ahorro energético intercambiables.

PARTE III: REFORMA INSTITUCIONAL, MARCO REGULATORIO Y TARIFA SOCIAL.

La reconstrucción de la infraestructura eléctrica será estéril si se mantiene el actual modelo institucional monopólico y verticalizado. La transparencia regulatoria y la seguridad jurídica son los únicos mecanismos capaces de atraer el volumen de inversión privada internacional requerido para sanear el sector.

1. Desarticulación del modelo centralizado y creación del regulador independiente.

Se decreta la disolución inmediata de la Unión Eléctrica (UNE) como monopolio absoluto y la separación radical de funciones dentro del sector energético. El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) se limitará estrictamente al diseño de la política pública y la planificación estratégica nacional, perdiendo toda facultad de administración y control operativo de activos.

Se crea el Regulador Eléctrico Independiente, un órgano autónomo y técnico que operará con presupuesto propio. Utilizando como benchmarking regional la estructura de la Ley 125-01 de la República Dominicana [revisada para el caso cubano], este regulador se encargará de fiscalizar la libre competencia, otorgar licencias de generación a operadores privados, fijar las tarifas técnicas de transmisión y proteger los derechos del consumidor final frente a abusos de mercado.

El Regulador Eléctrico Independiente establecerá un Registro de Proveedores Críticos que excluirá a fabricantes clasificados como de riesgo geoestratégico según criterios de EE.UU., la UE y la OTAN. Todo equipo SCADA, telecomando, medidores inteligentes y software de gestión deberá cumplir estándares NIST y NERC.

2. Arquitectura legal del sector: Ley General de Electricidad e incentivos fiscales.

El andamiaje normativo de la transición se consolidará mediante la promulgación de la nueva Ley General de Electricidad y la Ley de Uso Eficiente de la Energía. Este marco jurídico legalizará la participación del capital privado en los segmentos de generación y comercialización mediante contratos de compra de energía (PPA) bancables, reservando el segmento de transmisión (redes de alta tensión) como un activo estratégico bajo propiedad exclusiva del Estado.

Para acelerar la transición, la ley integrará los mecanismos revisados de la Resolución 41/2026 del Ministerio de Finanzas y Precios. Esta resolución otorga un régimen de beneficios fiscales y arancelarios que incluye la exención del 100% de aranceles de importación para tecnologías fotovoltaicas, inversores y componentes BESS (Battery Energy Storage System), así como vacaciones fiscales sobre el Impuesto a las Utilidades durante los primeros 5 años de operación para proyectos renovables certificados.

3. Plan 'senda' de normalización tarifaria gradual y tarifa de bloque social.

La estabilización financiera del sistema exige la eliminación progresiva de los subsidios generales ciegos que distorsionan el consumo y quiebran las finanzas públicas. Se ejecutará el Plan 'Senda', una ruta pedagógica y gradual estructurada en 5 pasos para normalizar las tarifas eléctricas entre 2027 y 2032:

Paso 1: Sinceramiento del Costo (Mes 1–6)

Publicar mensualmente el Costo Real del kWh en factura de forma pedagógica.



Paso 2: Inversión del Subsidio y Descentralización (Mes 6–18)

Eliminar subsidio general, crear la 'Tarifa de Bloque Social' (primeros 100 kWh) e implementar el marco legal de Net Metering para autoconsumo privado.



Paso 3: Sinceramiento del Sector Productivo (Año 2–3)

Las empresas pagan costo real y acceden a líneas de crédito de eficiencia.



Paso 4: El 'Gliding Path' y Mercado Mayorista (Año 3–5)

Subidas programadas residenciales del 5% al 10% semestral e introducción de contratos bilaterales de suministro entre comercializadores privados.



Paso 5: Independencia Financiera del SEN (Año 5+)

La tarifa se desvincula del presupuesto del Estado y la fija el Regulador Independiente.

Para proteger de forma absoluta a los sectores vulnerables de la población durante el proceso de sinceramiento de precios, el subsidio estatal dejará de aplicarse al megavatio generado y se transferirá directamente al consumidor mediante la 'Tarifa de

Bloque Social'. Esta tarifa mantendrá un precio fuertemente subsidiado de forma exclusiva para los primeros 100 kWh mensuales de consumo residencial básico, asegurando que el acceso a la energía se mantenga como un derecho garantizado para todas las familias.

PARTE IV: CRONOGRAMA MAESTRO. INVERSIONES Y ASIGNACIÓN DE SOCIOS.

El proceso de reestructuración energética se ejecutará bajo una lógica secuencial y temporal, asignando bloques específicos de inversión a consorcios y socios industriales de primer nivel técnico internacional.

1. Roadmap cronológico integrado de ejecución y metas cuantitativas.

- **Fase de Choque: Estabilización, red de Absorción y despliegue escalonado (Día 1 – Mes 12):** El objetivo es detener la degradación de la entropía del sistema y asegurar la inercia electromecánica de la red. En el Día 1 se decretará la intervención técnica del SEN y la activación de la Ventanilla Única de Inversión Energética (VUIE). Aprovechando los estudios de suelo y las obras civiles preliminares catastradas en el programa nacional de 92 parques solares y validadas por el ICEX, se destinarán los fondos de tramo rápido para desbloquear la importación de componentes. Durante los primeros 6 meses se priorizará la instalación de 500 MW de capacidad de almacenamiento distribuido BESS a cargo de Tesla Energy y Fluence para operar como colchón de frecuencia. La interconexión fotovoltaica se ejecutará de forma estrictamente escalonada, completando un primer bloque crítico de 400 MW en el Año 1, desplazando los 1,600 MW restantes de forma programada hacia los meses 13 a 48, evitando las pérdidas de distribución que limitan la red física actual.
- **Fase de Reforma: Expansión y eficiencia competitiva (Años 1 – 5):** Pasamos de la mitigación de emergencia a la reconstrucción bajo criterios de LCOE competitivo. En el plan de 3 años se licitarán los primeros 500 MW eólicos en la costa norte (La

Herradura 1 y 2, Río Seco) con apoyo de empresas tecnológicas homologadas (Vestas/Goldwind). En el plan de 5 años se alcanzará la meta de generación limpia mediante la reconversión tecnológica y estabilización de las plantas bioeléctricas para operar de forma híbrida (bagazo/marabú/astillas forestales), aportando una potencia firme gestionable real y auditada de 450 MW estables, ajustada a la disponibilidad física real de la biomasa agrícola disponible en el territorio nacional.

• **Fase de Independencia: Redes Inteligentes e Integración Dinámica (Años 10 – 20):** A los 10 años se logrará la digitalización masiva de la demanda con Smart Meters. A los 20 años se alcanzará la descarbonización total del mix con un 60% de energía renovable (2,500-3,200 MW solar fotovoltaica, 1,000-1,400 MW eólica terrestre, 500-700 MW biomasa y 50-100 MW minihidro). Las CTEes restantes pasarán a ser únicamente reserva fría estratégica de emergencia.

2. Matriz de requerimientos de capital (CAPEX), fuentes de financiación y socios industriales.

Tomando como marco de referencia el presupuesto mínimo indicativo de \$6,612 millones de dólares por el Cuba Study Group en marzo de 2026 para el saneamiento total a largo plazo de la oferta, este Plan de Gobierno optimiza y acota los requerimientos de capital mediante criterios de ingeniería concurrente y la exclusión inmediata de activos térmicos inviables. Establecemos un CAPEX consolidado de \$5,200 millones de dólares para el quinquenio de estabilización estructural (Años 1–5), garantizando una perfecta simetría con el techo de endeudamiento y la capacidad de absorción de flujos internacionales detallados en el Plan B del Dossier Macroeconómico E.1.

El plan arrancará el Día 1 con un presupuesto de choque de \$500 millones de dólares —provistos mediante líneas de crédito de asistencia humanitaria de emergencia— destinados a la adquisición exprés de repuestos críticos para calderas y al despliegue

inicial de los sistemas de almacenamiento BESS. La financiación de los tramos subsiguientes provendrá de fondos multilaterales de desarrollo (Banco Mundial, BID, CAF y la Organización Latinoamericana de Energía - OLADE), complementada por la activación de líneas de crédito blando de tramo rápido como el programa 'Cuba Eficiente' (\$200 millones de dólares administrados en microcréditos sectoriales para la reconversión tecnológica de pequeñas y medianas empresas privadas).

Hito de Intervención Sectorial	Alcance / Capacidad Técnica	Presupuesto	Socio Industrial	Tecnología / Rol Crítico
Auditoría Técnica y Plan de Retiros	Evaluación de las 8 CTE, desconexión de unidades terminales y remediación ambiental en Tallapiedra.	\$15 millones USD	Mott MacDonald / McKinsey	Diagnóstico de ingeniería, auditoría de activos fijos y revisión de mitigación ambiental.
Saneamiento Térmico y Ciclos Combinados	Conversión a gas de Guiteras y Cienfuegos (633 MW) + Instalación de 1,200 MW en nuevos Ciclos Combinados Fast-Track.	\$1,572 millones USD	GE Vernova / Siemens Energy	Turbinas de gas de alta eficiencia, calderas HRSG + fletamento de unidades FSRU flotantes.
Despliegue Solar Fotovoltaico Utility-Scale	Construcción (EPC) secuencial de 2,000 MW distribuidos en el programa de 92 parques solares del país.	\$1,700 millones USD	TSK / First Solar / Canadian Solar	Estructuras fijas con sobredimensionamiento anticiclónico y electrónica certificada NIST.
Sistemas de Baterías Distribuidos (BESS)	Sincronización en nodos de transmisión de 500 MW / 2,000 MWh de almacenamiento distribuido en subestaciones.	\$800 millones USD	Hitachi Energy / Fluence / Tesla	Contenedores de celdas de ion de litio para regulación automática de frecuencia y mitigación solar.

Hito de Intervención Sectorial	Alcance / Capacidad Técnica	Presupuesto	Socio Industrial	Tecnología / Rol Crítico
Digitalización de Redes y Smart Grids	Automatización de subestaciones y sustitución masiva de conductores y transformadores críticos en los 168 municipios.	\$262 millones USD	Schneider / Siemens / GE Grid	Medidores inteligentes (Smart Meters) para erradicar pérdidas comerciales y software SCADA NIST.
Retrofitting de Eficiencia Industrial	Sustitución obligatoria de motores eléctricos y bombas de riego obsoletas en el sector agroalimentario básico.	\$851 millones USD	Danfoss / ABB / Grundfos	Créditos blandos internacionales condicionados a auditorías obligatorias para consumos >1 GWh/año.
CONSOLIDADO TOTAL ACUMULADO	Plan Maestro de Estabilización y Cambio de Matriz (Quinquenio Base Años 1–5)	\$5,200 millones USD	Pool Multilateral (BM / BID / CAF)	Financiamiento estructural y despliegue tecnológico bajo auditoría forense internacional.

ANEXO: FUENTES CONSULTADAS Y REFERENCIAS TÉCNICAS.

I. Organismos Internacionales y agencias de cooperación

- IEA (International Energy Agency). World Energy Outlook 2025. Análisis global de escenarios de transición, costes de descarbonización y resiliencia de redes eléctricas aisladas.
- IRENA (International Renewable Energy Agency). Renewable Energy Statistics 2025/2026. Base de datos de Coste Nivelado de Energía (LCOE) para tecnologías fotovoltaicas a gran escala, fijando el benchmark de referencia en \$54/MWh.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). Balance Energético Nacional de la República de Cuba. Datos históricos de consumo específico, matriz de combustibles primarios y flujos de pérdidas de transmisión.

II. Agencias de Comercio Exterior e Inteligencia de Mercado

- ICEX España Exportación e Inversiones. Estudio de Mercado: Equipos de Generación de Energía Solar en Cuba (2025). Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en La Habana. Documento base para la identificación del programa de los 92 parques solares (2,000 MW), mapeo de la infraestructura civil preexistente, restricciones arancelarias y diagnóstico de la cadena de suministro en la isla.

III. Instituciones de Regulación, Seguridad y Estandarización Técnica

- NERC (North American Electric Reliability Corporation). Directrices de seguridad de la red eléctrica, parámetros de inercia electromecánica y resiliencia ante contingencias de carga.
- NIST (National Institute of Standards and Technology, USA). Marco de Ciberseguridad para Infraestructuras Críticas (NIST Cybersecurity Framework). Estándares aplicados para la homologación y exclusión de riesgo geoestratégico en equipos SCADA, inversores y Smart Meters.
- Sandia National Laboratories. Energy Storage Systems (ESS) Safety and Reliability Standards. Modelos de degradación térmica y reglas técnicas para la integración de sistemas BESS en subestaciones eléctricas de gran escala.

IV. Estudios Técnicos de Consultoría y Academia

- ASCE (Association for the Study of the Cuban Economy). Análisis de la obsolescencia térmica y potencial de la biomasa cañera (2025). Evaluación forense del estado de degradación de las calderas soviéticas y checas en el parque térmico cubano.
- Cuba Study Group (CSG). Informe de Reestructuración del Sector Energético en Cuba, elaborado por el Dr. Ricardo Torres (marzo de 2026). Línea de base para el cálculo de los requerimientos de capital (CAPEX) globales y la tasa de coste de recuperación por megavatio instalado.
- UCLV (Universidad Central 'Marta Abreu' de Las Villas). Estudio de Potencial de Cogeneración y Biomasa Forestal/Marabú. Modelos de logística de biomasa exógena no cañera para plantas bioeléctricas ante la contracción de la molienda azucarera.
- Zayas Sabatela, M. J. (2022). La energía eléctrica en Cuba. Un sector estratégico. Universidad Agraria de La Habana, Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales. Publicado en Editorial Redipe. Documento base para el análisis de los balances operativos históricos de la UNE y el desglose porcentual de la matriz base fósil frente a la generación distribuida.

V. Marcos Legales y Regulatorios Comparados

- Ley No. 125-01 (República Dominicana). Ley General de Electricidad. Utilizada como benchmarking jurídico e institucional para el diseño del Regulador Eléctrico Independiente, la separación de funciones (generación, transmisión, distribución) y el libre acceso a las redes.
- Ministerio de Energía y Minas de Cuba (MINEM). Cartera de Oportunidades de Inversión Extranjera (2026). Registro oficial de proyectos priorizados y nodos de interconexión eléctrica asignados para capital foráneo.
- Ministerio de Finanzas y Precios de Cuba (MFP). Resolución No. 41/2026. Marco fiscal de incentivos arancelarios, exenciones de impuestos a las utilidades y vacaciones fiscales para tecnologías de fuentes renovables y almacenamiento BESS.

VI. Reportes de Operación, Prensa Especializada y Monitoreo de Red

- OnCubaNews / Unión Eléctrica (UNE). Partes diarios de disponibilidad, balances de déficit en tiempo real y registros históricos de demanda extrema (Monitoreo técnico del colapso del 14 de mayo de 2026).
- POWER Magazine. Testing and Deployment of BESS Infrastructure in Latin America: The Cotorro Pilot Node (Enero de 2026). Análisis de rendimiento de sistemas de almacenamiento distribuido en entornos de redes degradadas.
- Reuters Energy. Analyses of Caribbean Grid Transitions and Floating Regasification (FSRU) Logistics (Febrero de 2025). Datos de costes de fletamento y tiempos de despliegue para terminales criogénicas flotantes.