

## ANÁLISIS EJECUTIVO

# CFE adjudica 7,411 MW

Primera convocatoria del Esquema Mixto con privados

---

*Parte 1: Quiénes ganaron · Parte 2: Problemas · Parte 3: Qué necesitan*

### PROBLEMA PRINCIPAL DEL PROCESO

La red de transmisión no avanza al ritmo de la generación adjudicada — el éxito del proceso depende de cerrar la brecha entre los 7,411 MW y la RNT antes de 2029.

Junio 2026 — Autor: Ramses Pech · Asesor en Energía, Economía y Proyectos

Fuentes: [elceo.com](#) · [Energía Estratégica](#) · [El Economista](#) · [CFE](#)

# Tesis ejecutiva

## TESIS

México adjudicó 7,411 MW renovables a 31 desarrolladores — el mayor proceso en 9 años — apuntalado por ~1,850 MW / 5,560 MWh de baterías obligatorias que serán la columna vertebral del esquema. Pero la red de transmisión no está lista: el éxito depende de que la RNT avance al ritmo de la generación 2027–2029.

## ⚡ POR QUÉ IMPORTAN LAS BATERÍAS

Sin BESS no hay potencia firme · no hay acreditación en MBP · no hay ingresos por Servicios Conexos · y el sistema no absorbe la sobre-cobertura solar.

### 01 Hito histórico

Primer gran proceso renovable tras 6 años. Equivale a las 3 subastas 2015–2017 juntas.

### 02 Filtro selectivo

De 222 propuestas (38 GW) sólo 37 adjudicadas. CFE rechazó ofertas con TIR 14–16% y precios >99 USD/MWh.

### 03 Por qué dominó el solar

33 FV (6,711 MW · 189% meta) vs 4 eólicos (700 MW · 24.6%). Solar ganó por menor LCOE, irradiación 5.5–6.5 kWh/m<sup>2</sup>/día en Sonora y Yucatán, CapEx menor, permisos más simples y menos conflictos territoriales que la eólica.

### 04 Concentración crítica

Yucatán y Noreste = 54% (20 proyectos). Ambas zonas con red ‘casi insular’ o congestionada.

### 05 Baterías obligatorias (BESS)

30% capacidad · 3 h mínimo · acreditan Potencia en MBP. ~1,850 MW / 5,560 MWh requeridos · USD 600–840 M adicionales.

### 06 Cuello de botella

Plan RNT 154 obras (30 terminadas). Sin transmisión paralela, MW quedan atrapados.

## CÓMO LEER ESTA PRESENTACIÓN — 3 PARTES

### P1

#### Quiénes ganaron

Slides 3–15

Marco legal · cronograma · procedimientos SCOEE · empresas · TIR · fichas técnicas · qué hicieron diferente.

### P2

#### Problemas

Slides 16–21

Rechazados (55%) · riesgos · interconexión · análisis nodal Yucatán/Noreste · cruce con RNT.

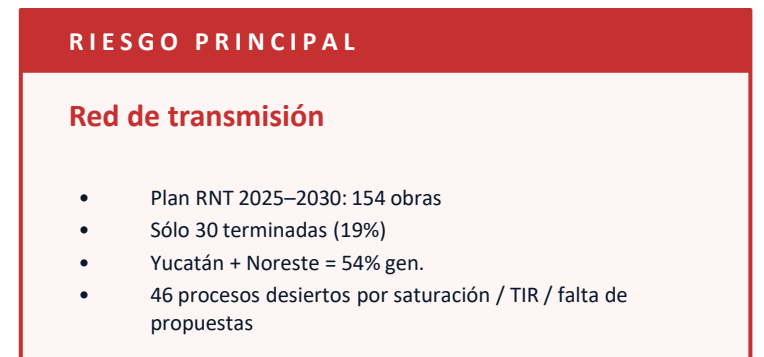
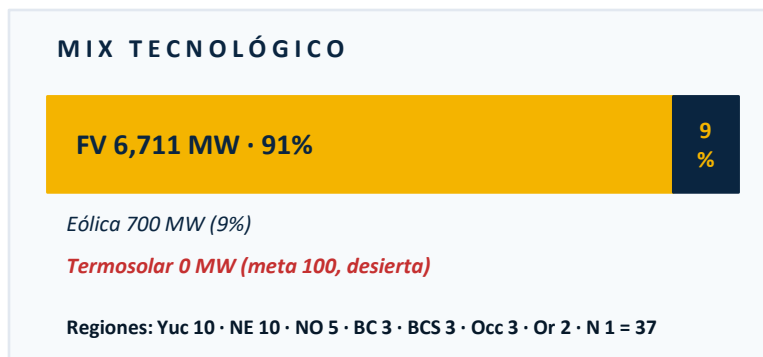
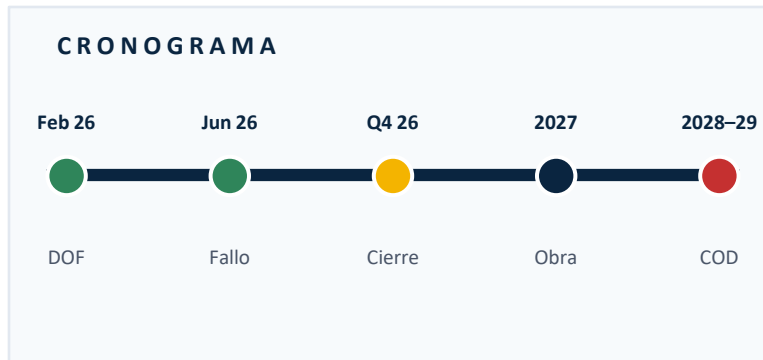
### P3

#### Qué necesitan

Slides 22–24

Pendientes a nivel proceso · BESS por proyecto · necesidades específicas de cada ganador.

# Infografía — Esquema Mixto CFE 7,411 MW



**BOTTOM LINE:** el esquema mixto reactivó la inversión privada renovable; el siguiente reto es ejecutar transmisión y BESS al mismo ritmo de la generación 2027-2029.

# Puntos claves

## EL HECHO

CFE adjudicó 7,411 MW renovables a 31 desarrolladores (37 proyectos) en el primer concurso del Esquema Mixto. Es el mayor proceso renovable en México en 9 años — equivale a la suma de las tres subastas de largo plazo 2015–2017.

## CIFRAS CLAVE

7,411 MW · 114% de la meta de 6,500 MW · 6,711 MW solar (91%) · 700 MW eólica (9%) · 0 MW termosolar (desierta) · USD 7,400 M de inversión privada · cierre financiero estimado en octubre 2026 · entrada en operación comercial (COD) escalonada entre 2028 y 2029.

## EL FILTRO

De 394 registros iniciales → 222 propuestas finalizadas (38 GW) → 56 preseleccionados → 40 finalistas → 37 adjudicados. 46 procesos quedaron desiertos por TIR no competitiva (14–16%), saturación de red, inviabilidad técnica, incumplimientos financieros o falta de propuestas. Occidental fue la región más afectada con 16 desiertos.

## GANADORES PRINCIPALES

Thermion Energy 1,600 MW · Oak Creek 1,160 · Terralia 705 (con 45% BESS) · Fistera Energy 659 · Eléctrica Aselco ~600 (3 plantas) · Cubico México 500 (4 plantas) · Sunora y Cimarrón Solar 300 c/u · Freeman-Quantum 270 · Atlántica Renewable 180 · Solarig 108 · Otros 13 desarrolladores suman 1,029 MW. El 90% de los participantes son firmas extranjeras.

## QUÉ LOS HIZO GANAR

Permisos avanzados (MIA, MISSE, estudios de interconexión ya resueltos) · costo de capital internacional con deuda en USD a 5–6% · aceptación de TIR ≤13% acotada por contrato · sites con factor de capacidad alto (irradiación 5.5–6.5 kWh/m<sup>2</sup>/día en Sonora y Yucatán) · BESS dimensionado a ingresos por Potencia en MBP · CFE como off-taker ancla del 70% de la energía.

## PROBLEMAS PRINCIPALES

1) Red de transmisión no avanza al ritmo de la generación adjudicada. 2) Concentración crítica en Yucatán y Noreste — 54% de los proyectos en zonas con red ‘casi insular’ o congestionada. 3) Sobre-cobertura de 911 MW por encima de la meta genera curtailment y sobrecosto fiscal para CFE. 4) Termosolar declarada desierta. 5) La eólica solo cubrió 24.6% de su meta de 2,850 MW.

## INTERCONEXIÓN — LA HISTORIA DETRÁS

El Plan de Expansión de la RNT 2025–2030 contempla 154 obras de transmisión, de las cuales solo 30 están terminadas. Yucatán mantiene condición ‘casi insular’ dentro del SEN (AMER). Los apagones masivos en la Península durante 2024–2025 evidencian la fragilidad estructural. Sin avance simultáneo de la RNT, los MW adjudicados quedan atrapados sin capacidad de evacuación.

## BATERÍAS (BESS) — ÁNGULO TÉCNICO

Obligatorio: 30% de la capacidad instalada con duración mínima de 3 horas. Total estimado: 1,850 MW / 5,560 MWh — CapEx adicional de USD 600–840 millones. La DACG del 29-may-2026 sustituye los porcentajes fijos por Estudios de Interconexión sistémicos del CENACE, introduciendo incertidumbre regulatoria en el dimensionamiento. Terralia ofertó 45% BESS, el máximo del proceso.

## PRÓXIMOS HITOS

Q3 2026: firma del Contrato de Inversión Mixta y conformación del fideicomiso · Q4 2026: cierre financiero por proyecto · 24 de agosto de 2026: resultados de la 2ª Convocatoria SENER · noviembre 2026: inicio de construcción · 2028–2029: entrada en operación comercial escalonada según avance de la transmisión asociada.

# Esquema de construcción — Planta FV de 100 MW

Ejemplo ilustrativo de los pasos, equipos, requerimientos y permisos necesarios para desarrollar una central fotovoltaica de 100 MWac en México, considerando el marco federal y estatal vigente.

## CRONOGRAMA — MESES DE DESARROLLO



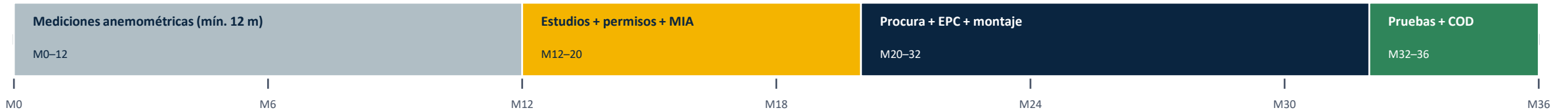
## MARCO NORMATIVO

LSE · Reglamento LSE · Código de Red CRE/CFE · Lineamientos Esquemas Mixtos (DOF 28-ene-2026) · NOM-001-SEDE-2012 · Manuales del MEM (CENACE) · DACG SAAE (29-may-2026) · NOM-001-ENER · LGEEPA · Ley de Aguas Nacionales · Reglamentos estatales de construcción

# Esquema de construcción — Parque eólico de 100 MW

Ejemplo ilustrativo de los pasos, equipos, requerimientos y permisos necesarios para desarrollar un parque eólico onshore de 100 MW en México, considerando el marco federal y estatal vigente.

## CRONOGRAMA — MESES DE DESARROLLO



**CFE** aporta en especie (permisos, tierras, contrato PPA, refuerzos de red)

**PRIV** aporta capital, financiamiento, EPC, procura, O&M (46%)

EQUIPOS PRINCIPALES	REQUERIMIENTOS DE SITIO	PERMISOS FEDERALES	PERMISOS ESTATALES / LOCALES
<b>PRIV</b> 20-25 aerogeneradores 4-5 MW (rotor 145-170 m)	<b>CFE</b> Terreno 500-1,000 ha (5-10 ha/MW)	<b>CFE</b> MIA particular/regional — SEMARNAT	<b>CFE</b> Uso de suelo municipal/estatal
<b>PRIV</b> Torres de 100-150 m (concreto o acero)	<b>AMB</b> Velocidad media del viento > 7 m/s a 100 m	<b>CFE</b> MISSE — Impacto Social (SENER)	<b>PRIV</b> Licencia de construcción municipal
<b>PRIV</b> Cimentación ~600 m³ concreto por torre	<b>PRIV</b> 12+ meses de mediciones anemométricas	<b>CFE</b> Permiso de generación — CNE	<b>PRIV</b> Licencia ambiental estatal
<b>PRIV</b> Cable colector subterráneo MT 33 kV	<b>PRIV</b> Estudios avifauna y migración (1-2 años)	<b>CFE</b> Solicitud Interconexión — CENACE	<b>CFE</b> Consulta indígena (Convenio 169 OIT)
<b>AMB</b> Subestación elevadora 33/230 kV	<b>AMB</b> Acceso para palas (~70 m de largo)	<b>PRIV</b> Cambio Uso de Suelo Forestal — SEMARNAT	<b>PRIV</b> Impacto vial (transporte de palas)
<b>CFE</b> Línea de transmisión a PoCC (10-30 km)	<b>CFE</b> PoCC con capacidad de evacuación	<b>PRIV</b> Permiso aeronáutico — AFAC/SCT	<b>CFE</b> Servidumbre de paso y arrendamiento
<b>PRIV</b> BESS 30 MW / 90 MWh	<b>AMB</b> Distancia a poblados (~500 m mínimo)	<b>PRIV</b> Estudios arqueológicos — INAH	<b>PRIV</b> Zona federal marítima (si costero)
<b>PRIV</b> Anemómetros, SCADA, sala de control	<b>PRIV</b> Mecánica de suelos para cimentaciones	<b>PRIV</b> Importación aerogeneradores — SAT	<b>CFE</b> Anuencia comunal/ejidal por asamblea
		<b>PRIV</b> Registro PM — CENACE	

**MARCO NORMATIVO** LSE · Reglamento LSE · Código de Red CRE/CFE · Lineamientos Esquemas Mixtos · NOM-001-SEDE-2012 · Manuales del MEM (CENACE) · LGEEPA · NOM-151-SCT-2018 (señalización aeronáutica) · Convenio 169 OIT (consulta indígena) · Ley de Aguas Nacionales · Reglamentos estatales de construcción

## P A R T E 1

# Quiénes ganaron

---

*Marco, calendario, embudo del proceso · Los 37 proyectos adjudicados · Las 31 empresas · Precios y TIR · Lo que hicieron diferente*

# ¿En qué consisten los proyectos mixtos?

*Modelo de asociación CFE + iniciativa privada para desarrollar nuevas centrales eléctricas, compartiendo inversión, riesgos y operación bajo control mayoritario estatal.*

## Estructura societaria

Fideicomiso de Inversión Mixta. CFE  $\geq$ 54% (aportación en especie: permisos, tierras, contrato de compra). Privado 46% (capital, financiamiento, O&M).

## Compra de energía

CFE garantiza la adquisición de hasta 70% de la energía generada mediante contrato de largo plazo. Flujos previsibles para bancabilidad.

## Rentabilidad

TIR limitada al Retorno Objetivo ofertado por el desarrollador. Techo explícito al upside financiero; ofertas con TIR 14–16% fueron rechazadas.

## Gobernanza

Grupo de Desarrollo Mixto (GDM): CFE + SENER + Hacienda. Evalúa viabilidad técnica, operativa, financiera y socioambiental.

# Marco legal, calendario y pipeline propio de CFE

## MODALIDADES DEL ARTÍCULO 38 LSE (Lineamientos DOF 28-ene-2026)

### Producción de largo plazo

Privado construye, financia, opera y mantiene. Venta exclusiva a CFE. Activos pasan a CFE al cierre del contrato — sin costo.

### Inversión Mixta

Fideicomiso con CFE  $\geq 54\%$  (aportes en especie) + Privado 46% (capital). Energía a CFE con derecho de preferencia o al MEM vía CFE.

### Otros esquemas

Reservado para mecanismos que defina el Reglamento de la LSE o disposiciones generales de SENER. Vía abierta a futuras figuras.

## ESTRUCTURA FINANCIERA Y CONTRACTUAL

- Capital del proyecto: 20–30% equity + 70–80% deuda
- Contratos a 25 años · derecho de veto CFE sobre decisiones clave
- Privado controla junta de beneficiarios y comité técnico del fideicomiso
- Banda esperada de precios (mercado): 35–70 USD/MWh con BESS

## CALENDARIO DEL PROCESO COMPETITIVO

- Revisión técnica: 4 mar – 6 abr 2026
- Proceso competitivo: 7 abr – 29 may 2026
- Fallo definitivo: 8 jun 2026 (aplazado del 1-jun original)
- Cierre financiero: octubre 2026 · Construcción: noviembre 2026
- Operación comercial (COD): 2028–2029 escalonado

## SIGUIENTES CONVOCATORIAS SENER

- 2ª Convocatoria — Registro VUPE 13–29 may · Resultados 24 ago 2026
- 3ª Convocatoria almacenamiento no asociado — exclusiva CFE
- Ventanilla Única de Autoconsumo: 0.7–20 MW (proyectos estratégicos)
- Meta: 32 GW adicionales · inversión ~MXN 740 mil millones · COD 2027–2030

## PIPELINE PROPIO DE CFE (no mixto)

- Carbón II FV (CA-CFE-123/2025) — proyecto piloto del esquema mixto
- Río Escondido FV (CA-CFE-124/2025) — segundo piloto con modelo financiero base
- Puerto Peñasco Secuencia IV (CA-CFE-125/2025) — Sonora
- Concepción Mendizábal 858 MW · Cerro Prieto 215 MW

# Cronograma de hitos hasta operación comercial

Ruta crítica estimada para los 37 proyectos adjudicados — sujeta a confirmación de CFE/SENER.



# Procedimientos SCOEE — fallos por paquete regional

La convocatoria se estructuró en 8 paquetes regionales dentro del SCOEE (scoee.cfe.mx). Los IDs individuales sólo son accesibles a concursantes registrados. La tabla consolida los resultados públicos del fallo del 8-jun-2026.

Paquete regional	Proc.	Adj.	Des.	MW adj.	MW meta	Cobertura	Problema por sobre-cobertura / efecto
Peninsular (Yucatán)	16	10	6	2,400	1,500	160%	Excedente 900 MW sobre red 'casi insular' — curtailment masivo y saturación de SE Kantenáh/Chichí Suárez si no se aceleran obras.
Noreste	13	10	3	2,100	1,500	140%	Sobre-cobertura de 600 MW depende del corredor I19 Noreste–Centro; sin él, MW eólicos quedan atrapados en el norte.
Noroeste	13	5	8	1,000	800	125%	Excedente moderado 200 MW; capacidad de evacuación adecuada en Sonora, pero requiere bahías nuevas.
Baja California	5	3	2	270	240	113%	Sistema BC aislado del SIN continental; excedente 30 MW no exportable — riesgo de despacho restringido.
Baja California Sur	5	3	2	800	700	114%	Sistema BCS pequeño y aislado; 100 MW de exceso pueden saturar la demanda local en horario solar.
Occidental	19	3	16	310	1,540	20%	Caso opuesto: déficit de 1,230 MW. 16 desiertos por saturación; no aplica sobre-cobertura sino sub-cobertura crítica.
Oriental	7	2	5	400	500	80%	Cobertura por debajo de meta; no aplica sobre-cobertura. Se buscará completar 100 MW en 2ª convocatoria.
Norte	4	1	3	131	360	36%	Déficit severo de 229 MW; sin sobre-cobertura. 3 desiertos por inviabilidad técnica o falta de propuestas.
Termosolar (s/región)	1	0	1	0	100	0%	Tecnología sin adjudicaciones; meta entera desierta. No aplica sobre-cobertura.
<b>TOTAL CONSOLIDADO</b>	<b>83</b>	<b>37</b>	<b>46</b>	<b>7,411</b>	<b>7,240</b>	<b>102%</b>	<b>Sobre-cobertura agregada de 911 MW concentrada en Yucatán, Noreste y BCS — zonas con restricciones de red</b>

# Tecnología por región — desglose del fallo

Desagregación de los 37 proyectos adjudicados (6,711 MW FV + 700 MW eólicos + 0 MW termosolar) por paquete SCOEE. Reconstrucción a partir de las notas públicas de El Economista, Energía Estratégica y pv magazine.

Región (CENACE)	FV proy.	FV MW	Eólica proy.	Eólica MW	Termosolar	Total proy.	Total MW	Mix dominante
Peninsular (Yucatán)	10	2,400	0	0	0 / 0	10	2,400	100% FV (solar intensiva)
Noreste	6	1,400	4	700	0 / 0	10	2,100	FV 67% · Eólica 33%
Noroeste	5	1,000	0	0	0 / 0	5	1,000	100% FV (irradiación alta)
Baja California	3	270	0	0	0 / 0	3	270	100% FV (sistema aislado)
Baja California Sur	3	800	0	0	0 / 0	3	800	100% FV (con BESS)
Occidental	3	310	0	0	0 / 0	3	310	100% FV (déficit eólico)
Oriental	2	400	0	0	0 / 0	2	400	100% FV
Norte	1	131	0	0	0 / 0	1	131	100% FV
Termosolar (s/región)	0	0	0	0	0 / 0	0	0	Desierto — 0 ofertas
<b>TOTAL CONSOLIDADO</b>	<b>33</b>	<b>6,711</b>	<b>4</b>	<b>700</b>	<b>0 / 100 (desierto)</b>	<b>37</b>	<b>7,411</b>	<b>FV 91% · Eólica 9%</b>

Lectura clave: la eólica solo aparece en Noreste (4 proyectos · 700 MW). El resto del país adjudicó 100% FV. Termosolar declarada desierta (meta 100 MW).

# México deja fuera al 55% de los proyectos

Fuente complementaria — Energía Estratégica (Emilia Lardizábal): el filtro selectivo redujo 222 propuestas a 37 adjudicaciones. La diferencia clave fue el precio monómico ofertado y la TIR.

## EMBUDO DEL PROCESO



## PRECIOS MONÓMICOS RECHAZADOS (USD/MWh)

<b>99.8 USD/MWh</b>	Oferta solar	<b>RECHAZADO</b>
<b>110.3 USD/MWh</b>	Oferta solar	<b>RECHAZADO</b>
<b>112.2 USD/MWh</b>	Oferta solar	<b>RECHAZADO</b>
<b>124.9 USD/MWh</b>	Oferta solar	<b>RECHAZADO</b>
<b>&gt;300 USD/MWh</b>	Parques híbridos	<b>RECHAZADO</b>

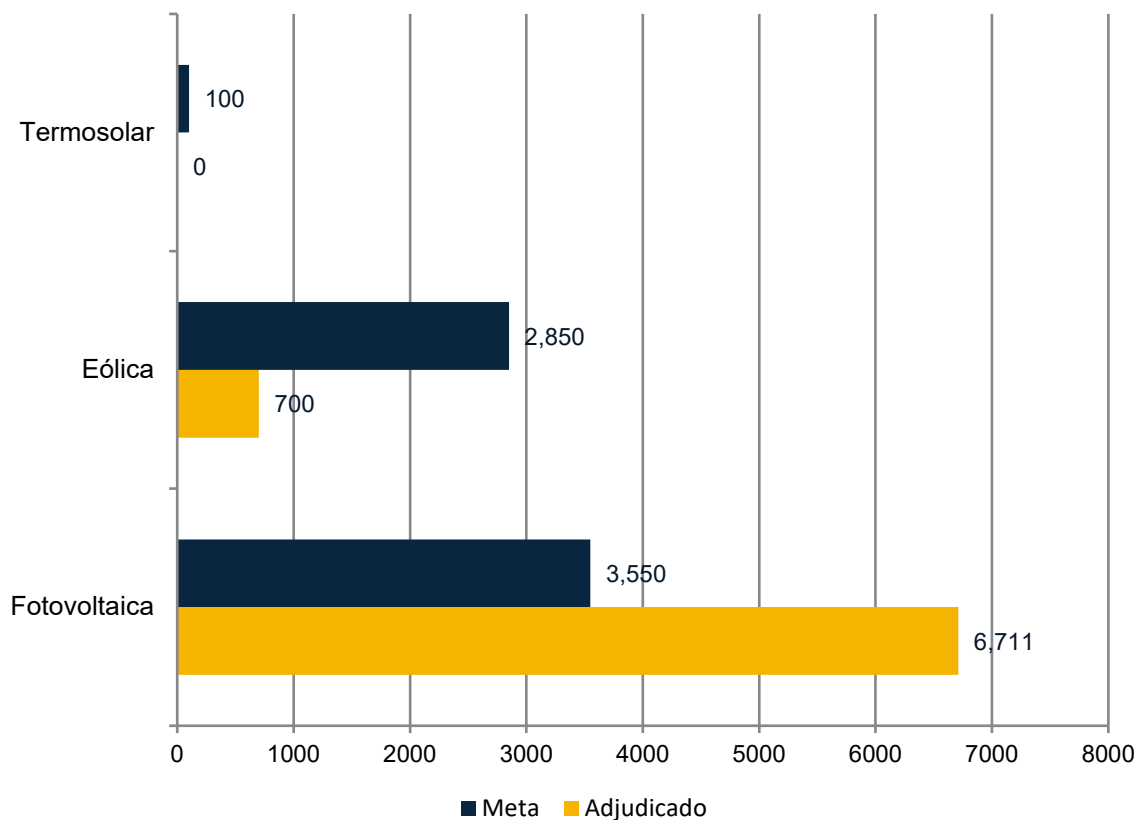
## PRINCIPALES OFERENTES NO ADJUDICADOS

- **GTE Energy** 3,005 MW ofertados — sin adjudicación reportada
- **AES México** 1,558 MW (Atria Wind Farm I/II en Nuevo León)
- **Proyener** 1,599 MW ofertados — adjudicación parcial
- **Grupo Cobra** 1,415 MW ofertados — sin adjudicación
- **Cox Energy** +1,200 MW ofertados — sin adjudicación
- **Atlas, Invenergy, EDF, EDP, BayWa** Pipeline activo, baja adjudicación

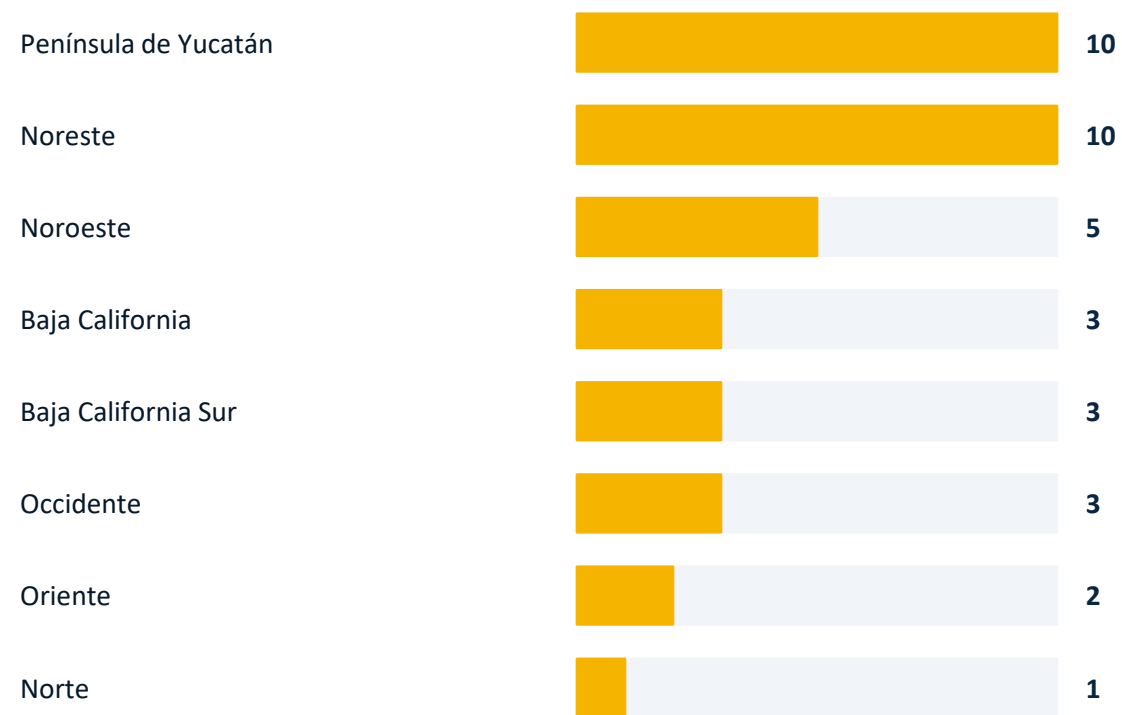
Lectura: los rechazos no fueron por falta de oferta sino por precio. CFE prefirió ~13 USD/MWh menos en proyectos con permisos avanzados sobre ofertas más caras.

# Distribución por tecnología y región

Por tecnología (MW adjudicados vs meta)

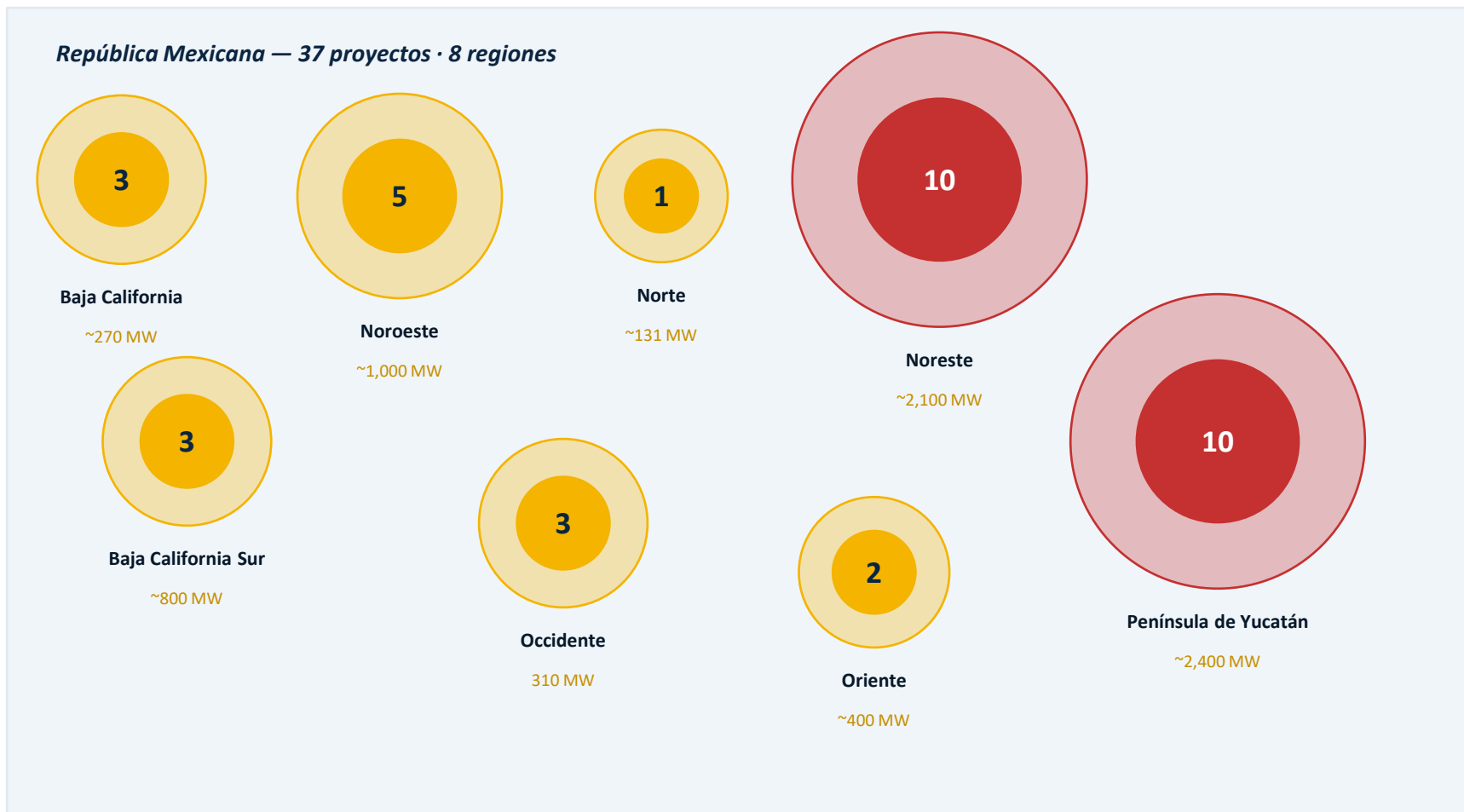


Por región (núm. de proyectos)



**Yucatán + Noreste = 54% del total adjudicado**

# Mapa de proyectos por región



## LEYENDA

- Alta concentración (10 proyectos)
- Concentración media/baja

Tamaño del círculo = núm. proyectos

## HALLAZGOS

- Yucatán y Noreste concentran 54% de proyectos
- Occidente cubrió solo 20% de su meta
- Norte registró 1 sola adjudicación

# Principales empresas adjudicatarias

Empresa	MW	Proyectos principales
Thermion Energy	1,600	Montecristo, Delaro, Santa Gertrudis, El Guajillo, Sol de Sonora 70
Oak Creek	1,160	Energía Limpia El Mezquite (FV) + Eólico Región Noreste
Terralia Energía y Campo	705	Incluye 45% almacenamiento BESS
Fisterra Energy	659	Haab Kiin, Cerro Colorado, San Simón Solar
Eléctrica Aselco	~600	3 proyectos FV (capacidad oficial pendiente)
Cubico México	500	4 centrales: Tamaulipas, Kiin, Hecelchakán, Saas
Sunora	300	FV monoplanta · Sonora
Cimarrón Solar	300	FV monoplanta · Noroeste
Freeman – Quantum	270	CFV Las Garzas (Baja California)
Atlántica Renewable Power	180	2 proyectos FV
Solarig	108	PV Sandom + PV Moquel
Otros 13 desarrolladores	1,029	GP Renewables, Elawan, SQ, Sol de Sonora, GSA3 + 4 eólicos Noreste (Reynosa, Euronotus, Atria, Bella Unión)
<b>TOTAL ADJUDICADO</b>	<b>7,411 MW</b>	<b>37 proyectos · 31 desarrolladores · USD 7,400 M</b>

# Fichas técnicas y financieras por empresa — 1 de 4

Thermion Energy		Oak Creek		Terralia Energía y Campo	
1,600+ MW · FV (6 plantas) + híbrido Sonora		1,160 MW · FV (Mezquite) + Eólica Noreste		705 MW · FV + BESS 45% (record)	
<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>	<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>	<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>
Sonora, Tamaulipas/N.León, Yucatán	Hermosillo · Reynosa · Mérida	Tamaulipas / Nuevo León	Reynosa · corredor I19 Noreste–Centro	Baja California Sur / Yucatán	La Paz · Mérida
<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>	<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>	<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>
~USD 1,600 M	55–65 USD/MWh	~USD 1,160 M	50–85 USD/MWh (mix)	~USD 705 M	70–80 USD/MWh (firme)
<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>	<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>	<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>
480 MW / 1,440 MWh (30%)	~USD 432 M	348 MW / 1,044 MWh (30%)	~USD 313 M	317 MW / 951 MWh (45% — máximo)	~USD 285 M
<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>	<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>	<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>
6 bahías nuevas en SE Hermosillo, Reynosa y Mérida (230/400 kV) · ~USD 90 M	Líneas internas a PoCC (~10–25 km c/u), MIA federales x6, uso de suelo y consultas comunitarias en Sonora y Yucatán	Bahías 400 kV en SE Güemez/Río Bravo + refuerzo I19 · ~USD 70 M	Línea colectora eólica 230 kV ~40 km hasta SE; MIA Tamaulipas; servidumbres ejidales	SE nueva en BCS (sistema aislado) + conexión Mérida · ~USD 55 M	Sala BESS + obra civil pesada; MIA estatales BCS y Yucatán; PoCC con sincrofasores
<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>		<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>		<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>	
Seis cierres financieros en paralelo + estudios de interconexión simultáneos en 3 regiones distintas. Riesgo de cuello de botella en EPC.		Dependencia total del corredor I19 Noreste–Centro (Pidiregas en construcción). Sin él, los 700 MW eólicos quedan atrapados.		Validación DACG del dimensionamiento BESS 45%: CENACE puede sustituir el porcentaje fijo por Estudios sistémicos.	

# Fichas técnicas y financieras por empresa — 2 de 4

Fisterra Energy		Cubico México		Sunora	
659 MW · FV (3 plantas)		500 MW · FV (4 plantas)		300 MW · FV monoplantá	
<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>	<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>	<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>
Yucatán, Campeche, Sonora	Kantenáh · Chichí Suárez · Hermosillo	Tamaulipas, Yucatán, Campeche	Tampico · Mérida · Hecelchakán	Sonora (Noroeste)	Hermosillo / Cd. Obregón
<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>	<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>	<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>
~USD 659 M	50–65 USD/MWh	~USD 500 M	50–65 USD/MWh	~USD 300 M	55–65 USD/MWh
<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>	<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>	<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>
198 MW / 593 MWh (30%)	~USD 178 M	150 MW / 450 MWh (30%)	~USD 135 M	90 MW / 270 MWh (30%)	~USD 81 M
<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>	<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>	<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>
Conexión a Kantenáh 400 kV (Pidiregas) + Chichí Suárez · ~USD 45 M	Línea 230 kV ~15 km a PoCC; MIA Yucatán/Campeche; uso de suelo selva baja	4 bahías nuevas (Tampico, Mérida, Hecelchakán, Saas) · ~USD 35 M	Líneas FV cortas (5–10 km c/u); 4 MIAs federales; coordinación Pidiregas Yucatán	Bahía nueva 230 kV en SE Hermosillo/Obregón · ~USD 12 M	Línea ~20 km a PoCC; MIA Sonora; acceso a agua para limpieza FV
<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>		<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>		<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>	
Capacidad de evacuación en la Península (red ‘casi insular’ del SEN). Depende del refuerzo Kantenáh y submarino Playacar.		Cuatro vehículos contractuales en paralelo. Gestión simultánea del Contrato de Inversión Mixta para cada planta.		MIA y uso de suelo en zonas áridas con conflictos comunitarios. Riesgo de retraso en consulta indígena.	

# Fichas técnicas y financieras por empresa — 3 de 4

Cimarrón Solar		Freeman – Quantum		Atlántica Renewable Power	
300 MW · FV monoplantá		270 MW · FV (CFV Las Garzas)		180 MW · FV (2 proyectos)	
<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>	<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>	<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>
Noroeste (Sonora/Sinaloa)	Por confirmar — paquete Noroeste	Baja California	Sistema BC (aislado del SEN continental)	Diversos paquetes FV	Por confirmar — pendiente CENACE
<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>	<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>	<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>
~USD 300 M	55–65 USD/MWh	~USD 270 M	55–65 USD/MWh	~USD 180 M	55–65 USD/MWh
<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>	<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>	<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>
90 MW / 270 MWh (30%)	~USD 81 M	81 MW / 243 MWh (30%)	~USD 73 M	54 MW / 162 MWh (30%)	~USD 49 M
<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>	<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>	<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>
Bahía 230 kV en SE Noroeste · ~USD 12 M	Línea ~15 km a PoCC; MIA federal; servidumbres en Sonora/Sinaloa	Conexión SE Tijuana/Mexicali (sistema BC aislado) · ~USD 15 M	Línea hasta SE Las Garzas; MIA BC; coordinación con CAISO por interconexión bidireccional	2 bahías por confirmar según estudio CENACE · ~USD 8 M	Líneas y MIAs pendientes; experiencia internacional facilita ingeniería
<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>		<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>		<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>	
Bancabilidad del 30% BESS sin track record en México. Necesita estructurar deuda específica para el sistema de almacenamiento.		BC opera como sistema eléctrico aislado — los costos de respaldo y servicios conexos son mayores que en el SIN continental.		Estudios de interconexión pendientes por nodo. Atlántica tiene experiencia internacional pero pipeline mexicano incipiente.	

# Fichas técnicas y financieras por empresa — 4 de 4

Solarig		Eléctrica Aselco (3 proyectos)		Otros 13 desarrolladores	
108 MW · FV (Sandom + Moquel)		~600 MW · FV principalmente		1,029 MW · FV (mayoría) + eólica Noreste	
<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>	<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>	<b>REGIÓN / ESTADOS</b>	<b>NODO DE CONEXIÓN</b>
Por confirmar	Por confirmar — paquete pequeño	Múltiples paquetes	3 nodos por confirmar — CFE	8 paquetes — eólicos en Noreste, FV diversa	Diversos nodos en 8 paquetes
<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>	<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>	<b>COSTO CONSTRUCCIÓN</b>	<b>LCOE ESTIMADO</b>
~USD 108 M	55–65 USD/MWh	~USD 600 M	55–70 USD/MWh	~USD 1,030 M	55–85 USD/MWh (incluye eólica)
<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>	<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>	<b>BESS REQUERIDO</b>	<b>COSTO BESS</b>
32 MW / 97 MWh (30%)	~USD 29 M	180 MW / 540 MWh (30%)	~USD 162 M	~309 MW / ~927 MWh	~USD 278 M
<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>	<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>	<b>SUBESTACIÓN / REFUERZOS</b>	<b>OTRAS OBRAS / PERMISOS</b>
2 bahías 115/230 kV por confirmar · ~USD 5 M	MIA + consulta indígena (si aplica); cobertura cambiaria EUR/MXN	3 bahías en SE distintas · ~USD 25 M	Estudios CENACE en curso; MIAs estatales; capital local	Múltiples SE · ~USD 80–120 M total (eólicos del Noreste mayor inversión)	14 estudios CENACE paralelos; refuerzo I19 para eólicos; MIAs
<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>		<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>		<b>PROBLEMA CRÍTICO</b>	
Permisos ambientales y eventual consulta indígena. Capital en EUR/USD con riesgo cambiario en ingresos en MXN.		CFE no ha publicado capacidad oficial de cada proyecto Aselco. Cierre financiero local más complejo que firmas extranjeras.		Confirmación oficial de adjudicaciones individuales pendiente. CFE no ha publicado el detalle integral del fallo del 8-jun.	

# TIR y precio estimado por proyecto adjudicado

CFE no publicó las TIR oficiales. Las ofertas con TIR entre 14% y 16% fueron rechazadas. Rangos estimados del Retorno Objetivo y del precio monómico ofertado (LCOE de referencia regional).

#	Proyecto	MW	TIR est.	USD/MWh	#	Proyecto	MW	TIR est.	USD/MWh
1	Thermion — Montecristo	280	11.5–12.5%	55–65	20	Solarig — PV Moquel Solar	54	11.0–12.0%	55–65
2	Thermion — Delaro	270	11.5–12.5%	55–65	21	Sunora	300	11.5–12.5%	55–65
3	Thermion — Energeo Los Molinos	260	11.5–12.5%	55–65	22	Cimarrón Solar	300	11.5–12.5%	55–65
4	Thermion — Santa Gertrudis	270	11.5–12.5%	55–65	23	Freeman – Quantum — CFV Las Garzas	270	11.5–12.5%	55–65
5	Thermion — El Guajillo	250	11.5–12.5%	55–65	24	Eléctrica Aselco — Proyecto 1	200	11.0–12.5%	55–70
6	Thermion — Sol de Sonora 70	270	11.5–12.5%	55–65	25	Eléctrica Aselco — Proyecto 2	200	11.0–12.5%	55–70
7	Oak Creek — Energía Limpia El Mezquite	460	11.0–12.0%	50–60	26	Eléctrica Aselco — Proyecto 3	200	11.0–12.5%	55–70
8	Oak Creek — Eólico Región Noreste	700	12.0–13.0%	70–85	27	GP Renewables de México	n.d.	11.0–12.5%	55–70
9	Terralía Energía y Campo (BESS 45%)	705	11.5–12.5%	70–80	28	Elawan	n.d.	11.0–12.5%	55–70
10	Fisterra — Haab Kiin	123	11.0–12.0%	55–65	29	SQ Infraestructura	n.d.	11.0–12.5%	55–70
11	Fisterra — Cerro Colorado	123	11.0–12.0%	55–65	30	Sol de Sonora	n.d.	11.0–12.5%	55–70
12	Fisterra — San Simón Solar	456	11.5–12.5%	50–60	31	Global Solar America 3	n.d.	11.0–12.5%	55–70
13	Cubico — Energías Renovables Tamaulipas	110	11.0–12.0%	50–60	32	Cía. Eólica de Reynosa	n.d.	12.0–13.0%	70–85
14	Cubico — Kiin	130	11.0–12.0%	55–65	33	Parque Eólico de Euronotus	n.d.	12.0–13.0%	70–85
15	Cubico — Hecelchakán	130	11.0–12.0%	55–65	34	Atria Wind Farm II	n.d.	12.0–13.0%	70–85
16	Cubico — Saas	130	11.0–12.0%	55–65	35	Viento de Bella Unión	n.d.	12.0–13.0%	70–85
17	Atlántica Renewable — Proyecto 1	90	11.0–12.0%	55–65	36	Energica Tenedora de México	n.d.	11.0–12.5%	55–70
18	Atlántica Renewable — Proyecto 2	90	11.0–12.0%	55–65	37	Proyener / Reysol / Rancho Grande	n.d.	11.0–12.5%	55–70
19	Solarig — PV Sandom Solar	54	11.0–12.0%	55–65					

n.d. = capacidad no divulgada. Precios = rangos estimados (LCOE regional). CFE rechazó ofertas >99.8 USD/MWh.

# Qué hicieron diferente los ganadores

Seis decisiones financieras y operativas que les permitieron ofertar TIR <13% y precios <99 USD/MWh manteniendo bancabilidad.

## 1. Permisos avanzados antes de ofertar

- ✓ MIA, MISSE y estudios de interconexión ya resueltos. Reducción de incertidumbre regulatoria = WACC menor.
- ✗ Pipeline 91 proyectos sin ningún permiso (36% del universo) — descartados.

## 2. Costo de capital internacional

- ✓ 90% de adjudicatarios son extranjeros (Cubico/UK, Atlántica/España, Fistera/EE.UU.). Deuda en USD a 5–6%.
- ✗ Desarrolladores mexicanos puros: WACC 9–11% — diferencia decisiva en LCOE.

## 3. Aceptación del 54/46 con TIR techo

- ✓ Privados que aceptaron rentabilidad acotada al Retorno Objetivo del contrato (≈11–13%).
- ✗ Rechazados ofertaron TIR 14–16%, no compatibles con cláusula contractual.

## 4. Sites con factor de capacidad alto

- ✓ Sonora, Tamaulipas, Yucatán y Campeche — irradiación 5.5–6.5 kWh/m<sup>2</sup>/día.
- ✗ Eólica del Istmo y Occidente: peor factor + tierras conflictivas.

## 5. BESS dimensionado a ingresos por Potencia

- ✓ Terralia 45% BESS, otros 30%. SAEE ≥3 h permite acreditar Potencia en MBP.
- ✗ Sin BESS o <3 h: pierde ingreso por Potencia + curtailment solar.

## 6. CFE como off-taker ancla (70%)

- ✓ Bancabilidad: contrato de compra fijo cubre 70% del despacho. PPA implícito blindado.
- ✗ Proyectos merchant puros: imposibles de financiar bajo riesgo regulatorio mexicano.

## PARTE 2

# Problemas

---

*Por qué fue rechazado el 55% · Los 8 riesgos críticos · La crisis de interconexión · Yucatán y Noreste al límite · El cruce con la transmisión planeada*

# Proyectos no aprobados — 46 procesos desiertos

De más de 200 propuestas iniciales (~38 GW), 46 procesos quedaron desiertos. CFE no publicó los nombres rechazados, pero sí las causas:

<p><b>~15</b> procesos</p>	<p><b>TIR no competitiva</b></p> <p>Ofertas con TIR de 14% a 16% fueron descartadas por no garantizar las mejores condiciones económicas para la CFE.</p>
<p><b>~12</b> procesos</p>	<p><b>Saturación de red de transmisión</b></p> <p>Nodos sin capacidad disponible de evacuación, especialmente en Occidente (16 procesos desiertos solo en esa región).</p>
<p><b>~8</b> procesos</p>	<p><b>Inviabilidad técnica</b></p> <p>Estudios de interconexión negativos, calidad de recurso solar/eólico insuficiente, falta de garantías de Código de Red.</p>
<p><b>~6</b> procesos</p>	<p><b>Incumplimientos financieros</b></p> <p>Capital social insuficiente, falta de respaldo bancario, garantías de seriedad incompletas.</p>
<p><b>~5</b> procesos</p>	<p><b>Falta de propuestas</b></p> <p>Termosolar (100 MW meta) no recibió ninguna oferta; eólica cubrió solo 24.6% de su meta.</p>

**Concentración regional de rechazos: Occidente (16 desiertos, solo 310 de 1,540 MW) · Eólica nacional (24.6% de meta) · Termosolar (0%).**

# Posibles problemas y riesgos

<b>ALTO</b>	<b>Saturación de la red</b> 46 procesos desiertos por falta de capacidad. Sin red, los MW adjudicados no llegan al consumo.	<b>ALTO</b>	<b>Riesgo regulatorio</b> Cambios futuros en reglas pueden erosionar la TIR ya acotada por contrato.
<b>ALTO</b>	<b>Concentración regional</b> 20 de 37 proyectos en Yucatán y Noreste — zonas con red ‘casi insular’ y subestaciones obsoletas.	<b>MEDIO</b>	<b>TIR limitada</b> Techo de retorno + CFE 54% sin desembolso reduce atractivo; algunas firmas podrían no llegar a cierre.
<b>MEDIO</b>	<b>Permisos y litigios</b> Consultas indígenas, MIAs, amparos. El sexenio anterior dejó proyectos paralizados.	<b>MEDIO</b>	<b>Déficit eólico</b> Sólo 24.6% de meta eólica cubierta; menor diversificación tecnológica.
<b>BAJO</b>	<b>Pasivos contingentes</b> Garantías estatales pueden trasladar pérdidas al erario si los proyectos no operan.	<b>BAJO</b>	<b>Volatilidad cambiaria</b> Inversión en USD (\$7,400 MDD) con ingresos en pesos — sensible al tipo de cambio.

# ¿Realmente hay interconexión para las plantas?

**Respuesta corta: HOY NO en su totalidad. La red es el cuello de botella más serio del proceso.**

## Evidencia de saturación

- 46 procesos desiertos — saturación entre las causas principales
- Yucatán ‘casi insular’ dentro del SEN; transformadores saturados y líneas obsoletas (AMER)
- Apagones masivos en la Península en 2024–2025
- Noreste con cuellos de botella hacia el centro (I19 en construcción)
- Occidente: sólo 310 MW de 1,540 MW requeridos

## Plan de expansión RNT 2025–2030

- 30 proyectos terminados (\$5,644 mdp) en 16 entidades
- 47 en construcción (\$71,713 mdp) — 3,473 km + 6,118 MVA
- 77 por licitar (\$95,063 mdp) — 3,597 km + 13,505 MVA
- Plan 2026–2027: 58 proyectos, 138 líneas y 249 subestaciones (Fibra E)
- Proyectos clave: Leona Vicario, Kantenáh, Playacar–Chankanaab II, I19

# Análisis nodal: Yucatán y Noreste

20 de 37 proyectos (54%) se concentran en dos regiones con restricciones de red documentadas. El éxito del esquema depende de que estas obras de transmisión avancen al ritmo de la generación.

## PENÍNSULA DE YUCATÁN

10 proyectos · ~2,200 MW

### Nodos / subestaciones críticas

- Kantenáh 400 kV — refuerzo Cancún/Riviera Maya
- Leona Vicario 400 kV — segunda salida Cancún
- Chichí Suárez (Nachicom) — refuerzo Mérida
- Submarino Playacar–Chankanaab II — abasto Cozumel

### Restricciones documentadas

- Interconexión ‘casi insular’ con SEN (AMER)
- Transformadores saturados, líneas obsoletas
- Apagones masivos 2024–2025

## NORESTE

10 proyectos · ~2,100 MW

### Nodos / corredores críticos

- I19 Noreste–Centro (3 concursos Pidiregas) — corredor clave
- Subestaciones Reynosa, Río Bravo, Frontera (industria)
- Corredor Monterrey–Saltillo: demanda + nearshoring
- Refuerzos en Tamaulipas para parques eólicos costeros

### Restricciones documentadas

- Cuellos de botella hacia el centro del país
- I19 aún en construcción — sin él, generación queda atrapada
- Crecimiento de demanda industrial estresa la red

# Cruce con Informe CFE Transmisión 1T 2026

Portafolio activo de la Subdirección de Transmisión (corte 31-mar-2026): 175 proyectos · 7,545 km-C · 22,832 MVA · 13,595 MVAR. ¿Coincide con dónde se adjudicó la generación?

Región (CENACE)	Gen. #	Gen. MW	Tx #	MVA	Match
Península (Yucatán)	10	2,400	12	1,650	Bajo
Noreste	10	2,100	15	3,735	Medio
Noroeste	5	1,000	25	2,225	Alto
Baja California	3	270	18	1,675	Alto
Baja California Sur	3	800	10	1,000	Alto
Occidental	3	310	39	5,522	Alto
Oriental	2	400	25	2,450	Alto
Norte	1	131	24	3,700	Alto
<b>TOTAL</b>	<b>37</b>	<b>7,411</b>	<b>168</b>	<b>22,957</b>	

Fuente: CFE — Informe Pormenorizado 1T 2026, Subdirección de Transmisión (versión pública)

## ✓ Dónde Sí hay forma de conectar

- Noroeste, BC/BCS, Occidente, Oriente y Norte: la transmisión planeada cubre con holgura
- 47 proyectos en construcción — listos 2026–2028

## ✗ Donde el match es insuficiente

- Península: 10 gen · ~2,200 MW vs solo 12 obras · 1,650 MVA — déficit
- Noreste: 15 obras / 3,735 MVA suficientes, pero corredor I19 en construcción

## VEREDICTO

La interconexión es viable para ~17 de los 37 proyectos. Yucatán y Noreste requieren acelerar 74 obras en concurso/por concursar (2025–2027).

## PARTE 3

# Qué necesitan

---

*Pendientes a nivel proceso · Capacidad BESS por desarrollador · Necesidades específicas de cada ganador para llegar a operación comercial*

## ¿Qué falta para que los proyectos arranquen?

<b>Confirmación oficial</b>	CFE y SENER aún no publican el detalle completo del proceso; cifras provienen de medios.
<b>Cierre financiero</b>	Firma del Contrato de Inversión Mixta, conformación del fideicomiso y bancarización proyecto por proyecto.
<b>Permisos y CRE/CNE</b>	Trámites ambientales (MIA), uso de suelo, consultas indígenas, permisos de generación CNE.
<b>Estudios de interconexión</b>	Solicitudes formales a CENACE, estudios de impacto en red, análisis de saturación nodal y costos.
<b>Tierras y comunidades</b>	Negociaciones territoriales — históricamente el punto débil en Oaxaca, Yucatán y Tamaulipas.
<b>Calendario de COD</b>	CFE no ha publicado fechas de operación comercial; el contrato indica entrada hacia 2027–2029.

# Almacenamiento (SAEE) requerido por proyecto

Las nuevas convocatorias exigen BESS por 30% de la capacidad instalada con duración mínima de 3 h. La DACG sustituye porcentajes fijos por Estudios de Interconexión sistémicos:

Proyecto / Desarrollador	MW	% BESS	BESS MW	BESS MWh (3 h)
Thermion Energy (6 plantas)	1600	30%	480	1440
Oak Creek (Mezquite + R. Noreste)	1160	30%	348	1044
Terralía Energía y Campo	705	45%★	317	951
Fisterra — San Simón Solar	456	30%	137	410
Fisterra — Haab Kiin	123	30%	37	111
Fisterra — Cerro Colorado	123	30%	37	111
Cubico México (4 plantas)	500	30%	150	450
Sunora	300	30%	90	270
Cimarrón Solar	300	30%	90	270
Freeman – Quantum (Las Garzas)	270	30%	81	243
Atlántica Renewable (2 plantas)	180	30%	54	162
Solarig (Sandom + Moquel)	108	30%	32	97
<b>TOTAL ESTIMADO (12 carteras)</b>	<b>5825</b>	<b>—</b>	<b>~1853</b>	<b>~5,559</b>

## PRINCIPAL PROBLEMA

### Incertidumbre regulatoria del dimensionamiento

- DACG sustituye el 30% fijo por Estudios sistémicos del CENACE
- Cada proyecto deberá rediseñar su BESS según resultados
- Sólo SAEE ≥ 3 h acreditan Potencia en MBP — afecta ingresos
- Degradación de baterías no en contrato — riesgo CAPEX adicional
- CAPEX BESS ~USD 250–350/kWh → USD 600–840 M extra

# Necesidades específicas por ganador

Síntesis ejecutiva: pendiente crítico que define si cada desarrollador podrá ejecutar su proyecto en el cronograma comprometido (COD 2028–2029).

Desarrollador	MW · Región	Necesidad crítica #1	Necesidad crítica #2	Riesgo
Thermion Energy	1,600+ MW · Sonora/Noreste/Yucatán	Cierre financiero de 6 plantas en paralelo (~USD 1,600 M)	Estudios de interconexión simultáneos en 3 regiones	ALTO
Oak Creek	1,160 MW · Noreste	Corredor I19 Noreste–Centro (Pidiregas)	Permisos eólicos en Tamaulipas/N. León	ALTO
Terralía E&C	705 MW · BCS/Yucatán	Suministro BESS 317 MW / 951 MWh (45%)	Validación DACG del dimensionamiento	ALTO
Fisterra Energy	659 MW · Yucatán/Campeche	Subestaciones Kantenáh y Chichí Suárez	Capacidad evacuación Península (red insular)	ALTO
Cubico México	500 MW · Tamaulipas/Yucatán	Coordinación con I19 + nodos peninsulares	Cierre del Contrato de Inversión Mixta (4 vehículos)	MEDIO
Sunora	300 MW · Sonora	Permisos MIA y uso de suelo	Estudio interconexión nodal Sonora	MEDIO
Cimarrón Solar	300 MW · Noroeste	Capacidad CFE Transmisión Noroeste (2,225 MVA disp.)	Bancabilidad del 30% BESS (~270 MWh)	BAJO
Freeman – Quantum	270 MW · Las Garzas, BC	Refuerzos en BC/BCS (sistema aislado)	Negociación de terrenos costeros	MEDIO
Atlántica Renewable	180 MW · 2 plantas FV	Estudios interconexión por nodo	Permisos ambientales	BAJO
Solarig	108 MW · Sandom + Moquel	MIA y consulta indígena (si aplica)	Banco/EPC con costo en EUR/USD	BAJO
Eléctrica Aselco	~600 MW · 3 proyectos	Confirmación oficial de capacidad por proyecto	Cierre financiero local más complejo	MEDIO
Otros (GP, Elawan, SQ, Sol de Sonora, GSA3, etc.)	~14 proyectos · diversos	Cierre individual del Contrato Mixto	Estudios de interconexión por nodo CENACE	MEDIO

# Ventajas del esquema mixto

## 1 Reactivación renovable

Primer gran proceso tras seis años sin permisos privados. Equivale a las subastas 2015–2017 juntas.

## 2 Bancabilidad reforzada

CFE como off-taker ancla (compra hasta 70%) reduce riesgo y mejora calificación crediticia.

## 3 Capital privado sin perder control

El Estado preserva 54% y derechos de veto; el privado aporta capital, tecnología y O&M.

## 4 Almacenamiento obligatorio

Nuevas convocatorias exigen BESS por 30% / 3 horas — mayor firmeza del sistema.

## 5 Atractivo internacional

Sobredemanda de 581%; 80 empresas presentaron 244 propuestas — 90% extranjeras.

## 6 Diversificación geográfica

8 regiones del país atendidas; refuerza zonas con crecimiento industrial y nearshoring.

# Bottom line

---

1

## Es un hito real, no marketing

7,411 MW = mayor proceso renovable en 9 años y reactiva la participación privada formal.

2

## Tres condicionantes críticas

Red de transmisión saturada · Estructura 54/46 con TIR acotada · Pendientes regulatorios.

3

## La interconexión existe en el papel, no en la práctica

Plan 2025–2030 contempla 154 obras de transmisión; sólo 30 terminadas. Sin avance simultáneo, MW quedan atrapados.

4

## Riesgo principal a vigilar

Yucatán y Noreste — replicaría el problema de los parques eólicos del Istmo en la década pasada.

# Resumen ejecutivo

7,411

MW

capacidad total adjudicada

37

proyectos

asignados a 31 desarrolladores

114%

cobertura

sobre meta de 6,500 MW

\$7,400

MDD

inversión privada estimada

## Síntesis del análisis

- **Reactivó la inversión privada tras seis años de pausa**
- Predominio FV (6,711 MW, 189%) y déficit eólico (700 MW, 24.6%)
- Concentración en Yucatán y Noreste — red ‘casi insular’ o congestionada
- Interconexión en planes (154 obras RNT, sólo 30 concluidas)
- Hito crítico: cierre de contratos Q3 2026 y transmisión 2028–2029

## Riesgos del 114% (911 MW por encima de meta)

- **Saturación de red: MW excedentes se concentran en Yucatán y Noreste, ya en el límite**
- Sobrecosto fiscal: CFE compra 70% de toda la energía, también del excedente
- Curtailment: generación recortada al mediodía solar — pérdida de ingresos
- Reduce capacidad asignable a la 2ª convocatoria (ago 2026)
- Mayor pasivo contingente del Estado si proyectos no operan

# Referencias y fuentes consultadas

1	<b>CFE adjudica 7,411 MW tras terminar su proceso para el desarrollo de proyectos mixtos</b> <i>Pool CEO – El CEO — elceo.com · 8 jun 2026</i>	1	<b>La red eléctrica en Yucatán, obsoleta</b> <i>Darinka Ruiz Morimoto – Diario de Yucatán — yucatan.com.mx · 7 nov 2025</i>
2	<b>CFE adjudica 37 proyectos renovables a 31 desarrolladores</b> <i>Emilia Lardizábal – Energía Estratégica — energiaestrategica.com · 8 jun 2026</i>	1	<b>CFE proyectos Yucatán e I19 Noreste–Centro</b> <i>pv magazine México — pv-magazine-mexico.com · 12 oct 2023</i>
3	<b>Quiénes se quedaron con los 7,400 MW mixtos con CFE en México</b> <i>Emilia Lardizábal – Energía Estratégica — energiaestrategica.com · 10 jun 2026</i>	1	<b>Informe Pormenorizado 1T 2026 (271 proyectos instruidos, portafolio 175)</b> <i>CFE — Subdirección de Transmisión — Documento oficial CFE · 31-mar-2026</i>
4	<b>CFE adjudica 7,411 MW en proyectos mixtos de generación eléctrica</b> <i>Karol García Zubía – El Economista — eleconomista.com.mx · 8 jun 2026</i>	1	<b>Taller DACG Planeación Vinculante SAAE — Mercado Balance de Potencia</b> <i>CENACE / DACG — Taller oficial · 29 may 2026</i>
5	<b>Estos son los ganadores de los primeros contratos mixtos de la CFE</b> <i>Adrián Arias – Energy21 — energy21.com.mx · 8 jun 2026</i>	1	<b>México deja fuera al 55% de los proyectos del esquema mixto</b> <i>Emilia Lardizábal – Energía Estratégica — energiaestrategica.com · jun 2026</i>
6	<b>Cómo se estructura el contrato de inversión mixta de CFE</b> <i>Matías Medinilla – Energía Estratégica — energiaestrategica.com · 23 abr 2026</i>	1	<b>Lineamientos de los Esquemas para el Desarrollo Mixto</b> <i>DOF / CFE — DOF · 28 ene 2026</i>
7	<b>CFE tendrá 54% y aportará en especie: esquemas mixtos</b> <i>Diana Gante – Expansión — expansion.mx · 16 feb 2026</i>	1	<b>Análisis del Contrato de Inversión Mixta</b> <i>Mijares Abogados / Dentons López Velarde — Notas para clientes · feb 2026</i>
8	<b>CFE ejecuta un ambicioso programa de expansión de la RNT</b> <i>Portal CFE — app.cfe.mx · 20 abr 2026</i>	1	<b>Contratos Mixtos CFE 2026–2030: Carbón II, Río Escondido, Puerto Peñasco IV</b> <i>Ricardo Fonseca – LinkedIn — Consejo CFE · 23 dic 2025</i>
9	<b>CFE acelera expansión de la Red Nacional de Transmisión</b> <i>Infobae México — infobae.com · 21 abr 2026</i>	1	<b>Segunda Convocatoria — calendario modificado (registro VUPE 13–29 may, resultados 24 ago 2026)</b> <i>SENER — DOF · 26 may 2026</i>
10	<b>CFE presenta Plan de Transmisión Eléctrica 2026-2027</b> <i>La Razón — razon.com.mx · 22 mar 2026</i>	2	<b>Portal Sistema de Contratación de Esquema Especial — búsqueda de procedimientos</b> <i>CFE — SCOEE — scoee.cfe.mx/Portal · jun 2026</i>