



Comentarios sobre la Planificación, Financiamiento y Ejecución de Proyectos

Jorge Alberto Aguilar López
Enero 14, 2023

Objetivo

Dadas las decisiones tomadas por la CFE en materia de proyectos de generación, se presentan algunas consideraciones y comentarios sobre la conveniencia de incorporar proyectos necesarios para robustecer el SEN.

Destacar la importancia de la visión integral para la definición del alcance de los Proyectos, comentar sobre los elementos clave para su ejecución.

Además comentar ventajas y desventajas de diferentes modalidades de financiamiento de proyectos de infraestructura.

Impulsar la sustentabilidad financiera de la CFE en el mediano y largo plazos.

PLANIFICACIÓN EN LA EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS

- Vínculo con la visión de la empresa (cartera de proyectos)

PROYECTOS EN EJECUCIÓN Y MEJORES PRÁCTICAS

- Experiencias en Proyectos de Infraestructura en Energía
- Necesidad de integrar la cartera futura de proyectos

FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS

- Financiamiento Corporativo
- Financiamiento de Proyecto (Project Finance)

IMPACTOS POTENCIALES DE LA REFORMA A LA LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (LIE) EN EL MEM

- Necesidad de considerar las inversiones en marcha y las obligaciones y derechos de asociaciones
 - Incremento estimado de las tarifas

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

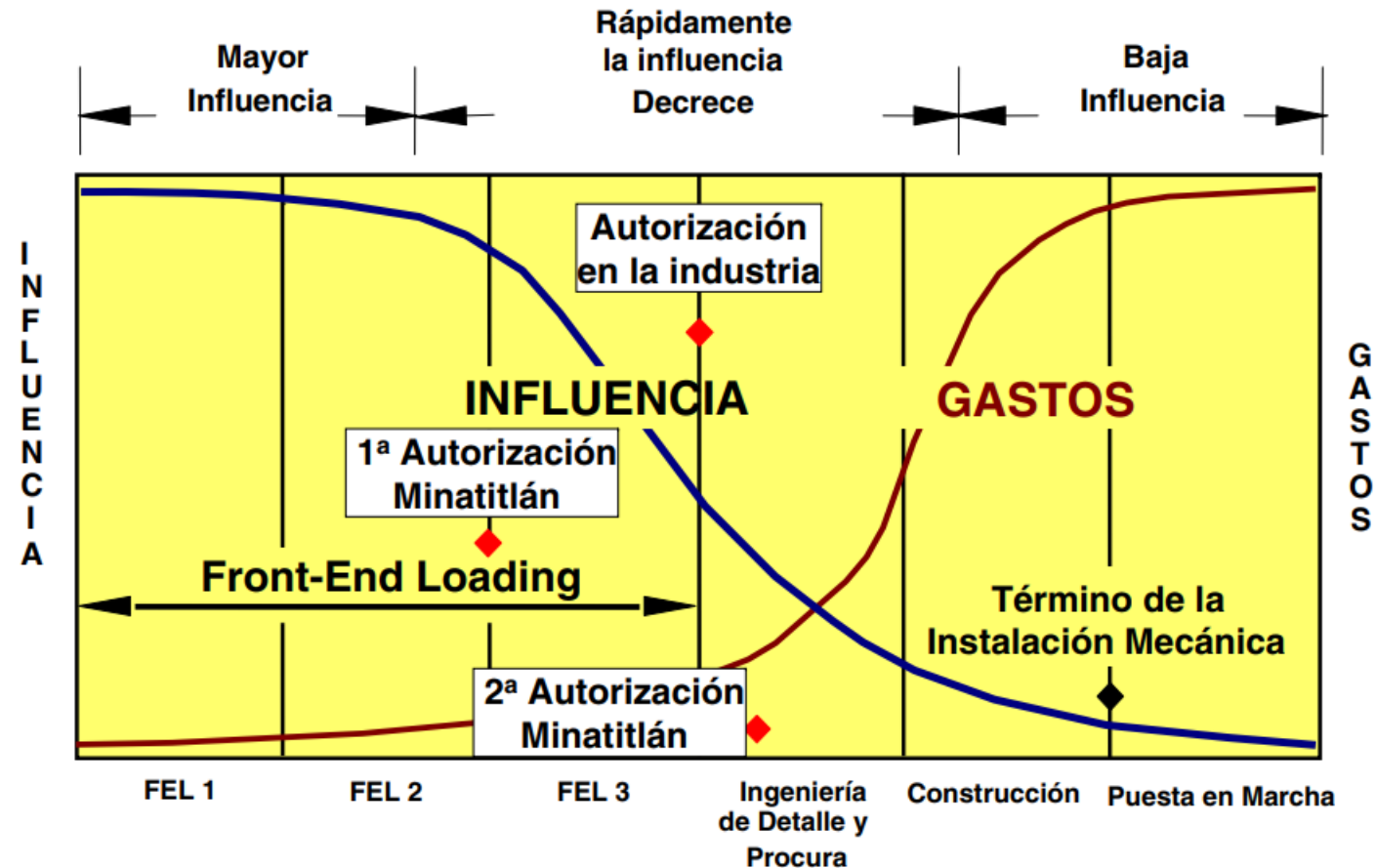
Diversas Problemáticas en Proyectos de Inversión en Infraestructura

La experiencia señala que hay **oportunidad para mejorar la práctica en el desarrollo de proyectos** en las EPS y el Sector Público en general no solo en las industrias del Petróleo, Gas y Electricidad.

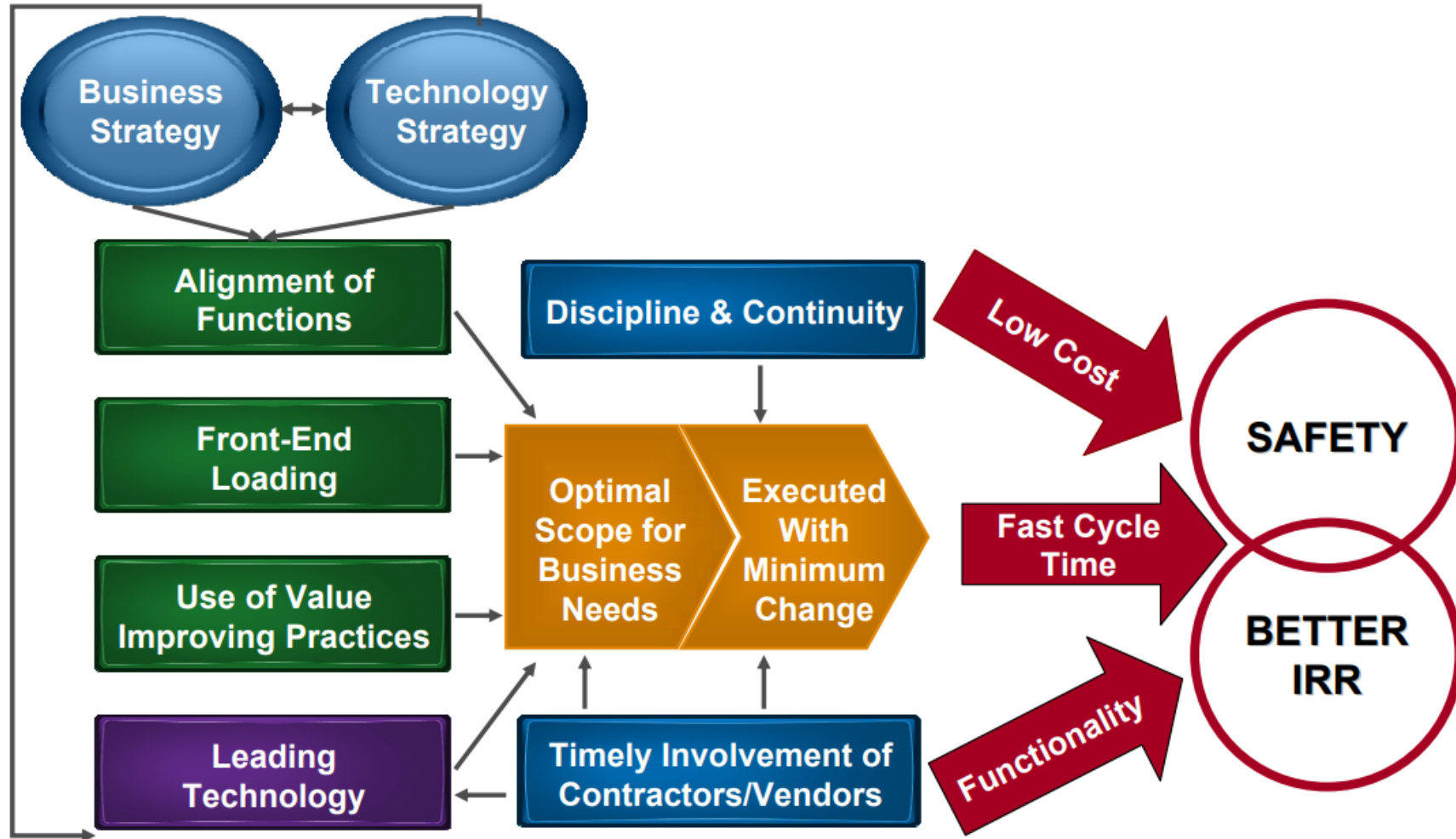
Algunas experiencias del pasado y actuales en el desarrollo de proyectos que han presentado diversas problemáticas, son:

- ✓ L12 del Metro CDMX
- ✓ Tren Toluca – CDMX
- ✓ Nueva Refinería en Tula
- ✓ Refinería de Dos Bocas, Tabasco
- ✓ PH Chicoasén II
- ✓ Altán telecomunicaciones
- ✓ Tren Maya

Curva de la Influencia Versus Gastos Las Decisiones que Más Influyen en Un Proyecto Son Hechas al Inicio



Elements of Capital Effectiveness



Industrial Megaprojects, Edward Merrow J Wiley 2011

[Capital Projects Consulting & Benchmarking | Independent Project Analysis \(IPA\) \(ipaglobal.com\)](http://ipaglobal.com)

IPA

FEL de Plantas Industriales



Prácticas para la Integración del Estimado de Costo del Proyecto

Economic Analysis

Global Economic Assumptions

Global economic assumptions are listed in Table 4.

Table 4: Global Economic Assumptions

Parameter	Value
TAXES	
Income Tax Rate	38% Effective (34% Federal, 6% State)
Capital Depreciation	20 years, 150% declining balance
Investment Tax Credit	0%
Tax Holiday	0 years
CONTRACTING AND FINANCING TERMS	
Contracting Strategy	Engineering Procurement Construction Management (owner assumes project risks for performance, schedule and cost)
Type of Debt Financing	Non-Recourse (collateral that secures debt is limited to the real assets of the project)
Repayment Term of Debt	15 years
Grace Period on Debt Repayment	0 years
Debt Reserve Fund	None
ANALYSIS TIME PERIODS	
Capital Expenditure Period	Natural Gas Plants: 3 Years Coal Plants: 5 Years
Operational Period	30 years
Economic Analysis Period (used for IRROE)	33 or 35 Years (capital expenditure period plus operational period)
TREATMENT OF CAPITAL COSTS	
Capital Cost Escalation During Capital Expenditure Period (nominal annual rate)	3.6% ¹
Distribution of Total Overnight Capital over the Capital Expenditure Period (before escalation)	3-Year Period: 10%, 60%, 30% 5-Year Period: 10%, 30%, 25%, 20%, 15%
Working Capital	zero for all parameters
% of Total Overnight Capital that is Depreciated	100% (<i>this assumption introduces a very small error even if a substantial amount of TOC is actually non-depreciable</i>)
ESCALATION OF OPERATING REVENUES AND COSTS	
Escalation of COE (revenue), O&M Costs, Fuel Costs (nominal annual rate)	3.0% ²

Table 6: Financial Structure for Independent Power Producer High and Low Risk Projects

Type of Security	% of Total	Current (Nominal) Dollar Cost	Weighted Current (Nominal) Cost	After Tax Weighted Cost of Capital
LOW RISK				
Debt	70	6.5%	4.55%	
Equity	30	20%	6%	
Total			10.55%	8.82%
HIGH RISK				
Debt	60	8.5%	5.1%	
Equity	40	20%	8.0%	
Total			13.1%	11.16%

Cost Estimation Methodology for NETL Assessments of Power Plant Performance, DOE/NETL-2011/1455

Inversión de CFE en Proyectos de Generación de Energía, con FEO antes de 2024 1/

Tabla 5.2. Centrales a financiar mediante el Fideicomiso Maestro de Inversión

No.	Nombre del proyecto	Estado	Entrada en operación
1	C.C.C. Baja California Sur	Baja California Sur	2024
2	C.T.G. González Ortega	Baja California	2021
3	C.C.C. González Ortega	Baja California	2024
4	C.C.C. San Luis Rio Colorado	Sonora	2024
5	C.C.C. Mérida	Yucatán	2024
6	C.C.C. Valladolid	Yucatán	2024
7	C.C.C. Tuxpan, Fase I	Veracruz	2024
8	Turbogas aeroderivadas en BCS	Baja California Sur	2021

Fuente: DCF con datos del FMI

Tabla 5.4. Centrales a financiar mediante el Fideicomiso de Energía Limpias

No.	Nombre del proyecto	Estado	Entrada en operación
9	C.G. Humeros III, Fase B	Puebla	2023
10	C.F.V. Puerto Peñasco, Fase I	Sonora	2022
11	C.F.V. Puerto Peñasco, Fase II	Sonora	2024
12	C.F.V. Puerto Peñasco, Fase III	Sonora	2026
13	C.F.V. Puerto Peñasco, Fase IV	Sonora	2028
14	Repotenciación CH La Villita	Michoacán	2023
15	Mejora de eficiencia Infiernillo	Guerrero	2024
16	Repotenciación CH Caracol	Guerrero	2023
17	Repotenciación de CH Zimapán	Hidalgo	2023
18	Mantenimiento CH Humaya	Sinaloa	2022
19	Eq. Hidroeléctrico Amata	Sinaloa	2023
20	RM Angostura	Chiapas	2024
21	RM Malpaso	Chiapas	2024
22	RM Mazatepec	Puebla	2023
23	RM Peñitas	Chiapas	2023

Tabla 5.3. Centrales a financiar mediante el Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional

No.	Nombre del proyecto	Estado	Entrada en operación
1	C.C.C. Salamanca	Guanajuato	2024
2	C.C.C. El Sauz II	Querétaro	2024
3	C.C.C. Manzanillo III	Colima	2025
4	C.C.C. Lerdo	Durango	2023
5	C.C.C. San Lui Potosí	Sanu Luis Potosí	2024
6	C.C.I. Mexicali Oriente	Baja California	2022
7	C.C.I. Parque Industrial	Sonora	2022
8	C.C.I. Guadalajara I	Jalisco	2023

Fuente: DCF con datos de la DCPE

Indicativos de Costos para el SIN

*Crecimiento de la Capacidad instalada de Generación, mas rápido que la demanda máxima.
¿Cómo se afectará en el mediano plazo (5 a 10 años) al incorporar la capacidad de generación actualmente en construcción?*

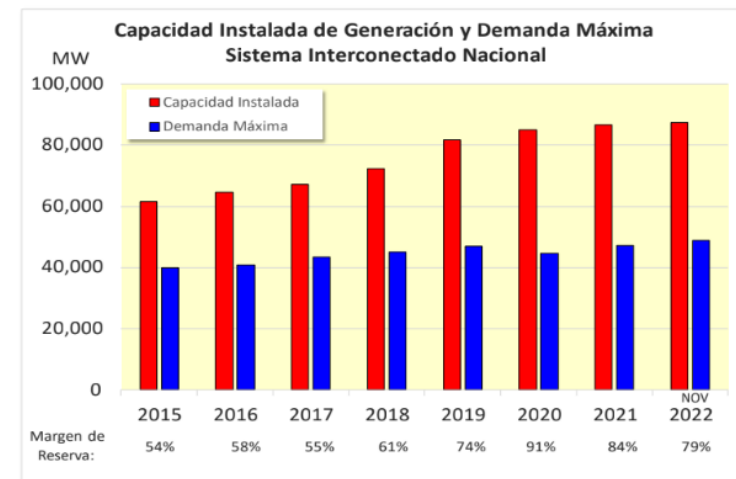
¿Cuales serán las implicaciones en costo para cumplir con el objetivo propuesto para que la CFE genere el 54%?

¿Qué acciones en el mediano plazo deberían de tomarse ante la posibilidad de una recesión?

Perjuicios de la Reforma Eléctrica

Crecimiento inadecuado de la Capacidad Instalada de Generación del SIN

Capacidad de Generación del Sistema Interconectado Nacional	Potencia [MW]
Instalada a inicios de 2016	61,468
Instalada a noviembre de 2022	87,383
Nuevos permisos concedidos por la CRE	5,067
Permisos y modificaciones al programa de obras solicitados a la CRE	17,051
Total a finales de 2024	109,501



- En los últimos 6 años se ha permitido incorporar nuevas Centrales Eléctricas sin medida y sin tomar en cuenta las características de la red eléctrica, así como las afectaciones que pudieran causar al Sistema;
- En caso de que la CRE autorizara los permisos y modificaciones al programa de obras, la capacidad total pasaría a ¡109,501 MW!

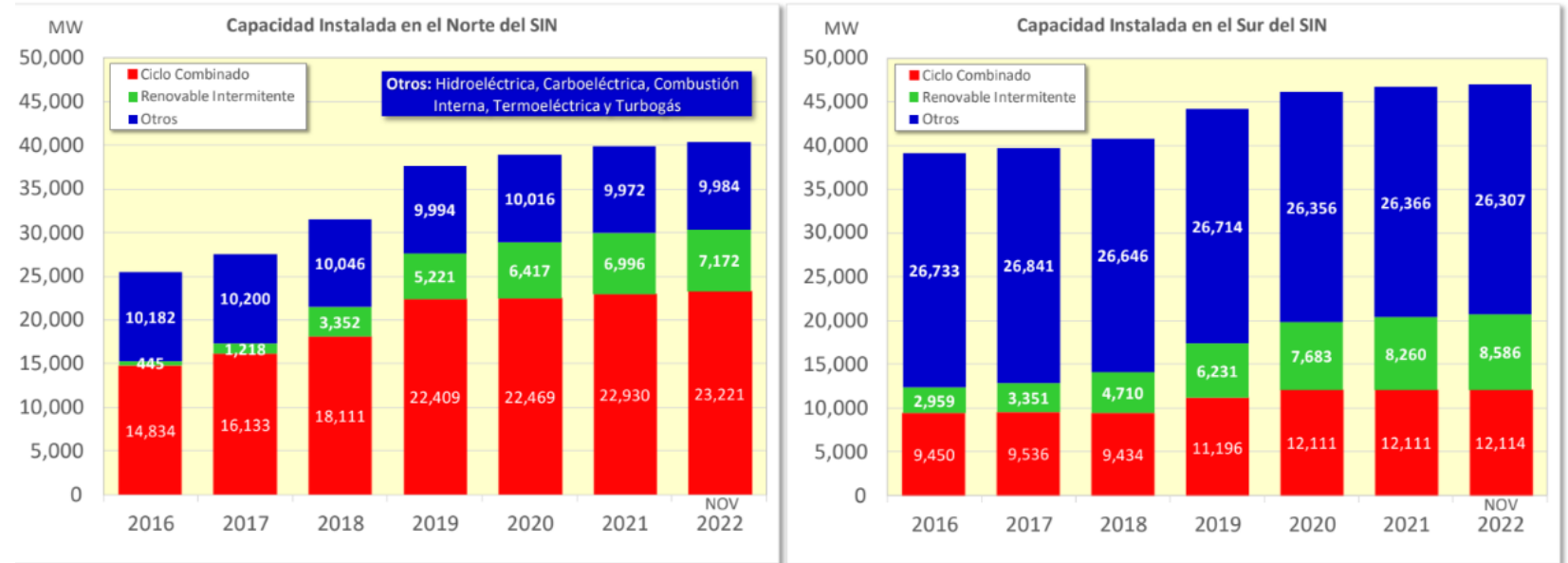
Ver Presentación del Maestro Gonzalo Arroyo en el Congreso Conmemorativo del IEEE, dic. 2022 en: [02. Presentación - Mtro. Gonzalo Arroyo Aguilera.pdf - Google Drive](#)

Restricciones en Capacidad de Transmisión

Las restricciones impiden el uso óptimo de los recursos de generación y por tanto existe la necesidad urgente para desarrollar los proyectos de Transmisión que permitan el mayor uso de la capacidad de generación disponible, considerando incluso las variaciones estacionales de la demanda.

Perjuicios de la Reforma Eléctrica

Desadaptaciones entre la Capacidad Instalada, red eléctrica y demanda del SIN

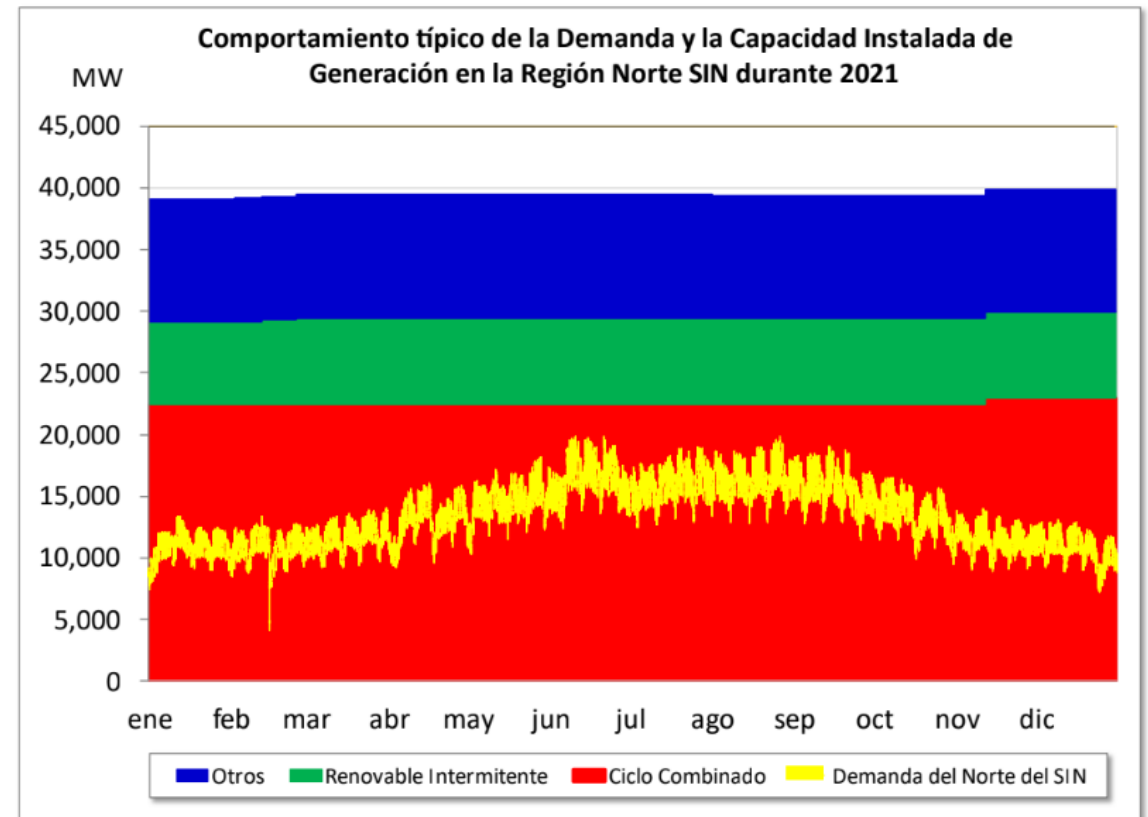


- Las adiciones de capacidad instalada de Ciclo Combinado en el norte del SIN aumentaron en 8,387 MW; lo que representa un incremento del 57.5% en los últimos 6 años sin cambios en la red de transmisión que une el Norte con el Sur del SIN;
- Al mes de noviembre de 2022, la capacidad de generación renovable intermitente instalada en el Norte del SIN es de 7,172 MW, lo cual representa casi el 18% de la capacidad instalada en esta Región.

Perjuicios de la Reforma Eléctrica

Desadaptaciones entre la Capacidad Instalada, red eléctrica y demanda del SIN

- La demanda máxima en la Región Norte del SIN ocurre durante el verano;
- El resto del año, la demanda en esta Región es notoriamente menor; llegando a ser el 50% de su demanda máxima;
- La capacidad de generación de Ciclo Combinado en la Región Norte del SIN rebasa por 3,000 MW su demanda máxima; lo anterior ha ocasionado entre otros problemas operativos, el magnificar la saturación de los corredores de transmisión hacia el Sur del SIN.



Ley de la CFE

“CFE tiene como fin el Desarrollo de actividades empresariales, industriales y comerciales en términos de su objeto, **generando valor económico y rentabilidad** para el Estado Mexicano” ^{1/}

- La **estrategia de inversión de la CFE**, como participante del Mercado Mayorista de Energía y como responsable del Servicio Público de Transmisión y Distribución, **requiere de rápidas respuestas y de gran coordinación de sus decisiones de inversión.**
- Independiente de la modalidad de financiamiento, **CFE necesita en el desarrollo de los proyectos de su Cartera de inversión, aplicar las Mejores Prácticas para alcanzar sus objetivos en tiempo, costo y calidad.**

Prácticas de Contratación

El **trabajo del Contratista** es ejecutar el Proyecto con las especificaciones solicitadas, con el presupuesto, tiempo y calidad requeridos.

El **trabajo del Dueño** consiste en especificar el Proyecto correcto y entregar a la organización un activo en operación.

La **estrategia de contratación** es determinante para el cumplimiento de los objetivos propuestos, en **consistencia con el esquema de financiamiento** seleccionado para el desarrollo de la infraestructura.

El **nivel de desarrollo de ingenierías del proyecto, repercutirá necesariamente en las desviaciones del proyecto contratado**, tanto en costo como en tiempo y/o demandas por incumplimiento.

Los tiempos y modalidades de contratación deben ser **consistentes con las características de los diferente proyectos que integran la cartera de la CFE** (Adjudicaciones Directas, Contrato Llave en Mano, Contrato a Precios Unitarios, Contrato Mixto Contrato a Libro Abierto).

Financiamiento de los Proyectos

¿cuales son las implicaciones de cada modalidad?

- **Financiamiento Corporativo 1/**
 - ✓ **Recursos Presupuestales.** Ingresos por el suministro de energía eléctrica y otros servicios
 - ✓ **FIBRA E.** Recursos del mercado de capitales, utilizando los ingresos de proyectos de infraestructura ya existentes del sector energético.
 - ✓ **Fideicomiso Maestro de Inversión: aportaciones de capital al FMI,** para que éste fondee los recursos necesarios para la construcción, con aportaciones de capital de las EF y EPS.
 - ✓ **Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional y Fideicomiso de Energías limpias:** esta modalidad se utilizará para la construcción de centrales generadoras y considera que 75 % del financiamiento proviene de Agencias de Crédito a la Exportación y el 25% de la Banca de Desarrollo.
 - ✓ **Asociaciones Estratégicas 2/:** Exportación de GN importado, IENOVA, New Fortress Energy, TC Energy, Engie.
- **Financiamiento de Proyecto 3/**
 - ✓ Esta modalidad exige la asociación de la estructura de capital a la inversión y por tanto a su rentabilidad, se integra específicamente para el caso de negocio, con créditos tanto durante la construcción y/o durante su operación.
 - ✓ Asignación consistente de riesgos.
 - ✓ La rendición de cuentas es específica y la creación de valor transparente.

1/ CFE Plan de Negocios 2022 – 2026, Versión Pública.

2/ Este tema no se menciona en el PN, fue tomado de la columna Hablemos de Energía, Reforma 7 de diciembre de 2022.

3/ Esta modalidad de financiamiento no es utilizada en la CFE, pero ampliamente utilizada en los mercados financieros.

Alianzas y Asociaciones Clave para el fortalecimiento operativo y financiero

Alianza Estratégica - New Fortress Energy Corporation

1

- **Descripción:** Reactivación de la exportación de gas natural a Europa a través de: (i) la compra de una planta de central eléctrica; (ii) el incremento de gas natural enviado a las plantas generadoras en Baja California; y (iii) la creación de un centro de distribución
- **Inversión Conjunta:** 2,200 mdd (CFE: 15%)



Alianza Estratégica - TC Energía

2

- **Descripción:** Extensión de un gasoducto marino para transportar gas natural hasta Coatzacoalcos
- **Inversión Conjunta:** 4,500 mdd (CFE: 15%)



Contratos de Largo Plazo para el Suministro de Gas Natural

3

- **Descripción:** Contratos de 15 años para el suministro de 81,000 MMBTUs por día de gas natural para la planta de fertilizantes en Topolobampo, Sinaloa, que construirá y desarrollará la empresa Gas y Petroquímica de Occidente
- **Inversión Conjunta:** 5,000 mdd



Objetivos Principales



- ❖ Diversificación y consolidación como una empresa energética
- ❖ Fortalecer presencia en mercados internacionales
- ❖ Garantizar el suministro de gas natural a la Península de Yucatán y a la región sureste del país
- ❖ Aprovechar la capacidad disponible en los gasoductos de CFE

Fuente: CFE.

Beneficios Adicionales



- ✓ Fomentar la inversión en infraestructura productiva
- ✓ Generar ~3,500 empleos directos y ~8,000 empleos indirectos
- ✓ Obtener ingresos adicionales por el aprovechamiento de los activos existentes
- ✓ Diversificación de riesgos



Resumen de la Deuda Documentada y Pidirega al 3er Trimestre 2022

- Al descontar el efecto de la fluctuación cambiaria, el incremento del saldo de la deuda documentada y Pidirega de diciembre de 2021 al 30 de septiembre de 2022 fue de 13.5%.

MOODY'S
Baa2
Estable

STANDARD & POOR'S
BBB
Estable

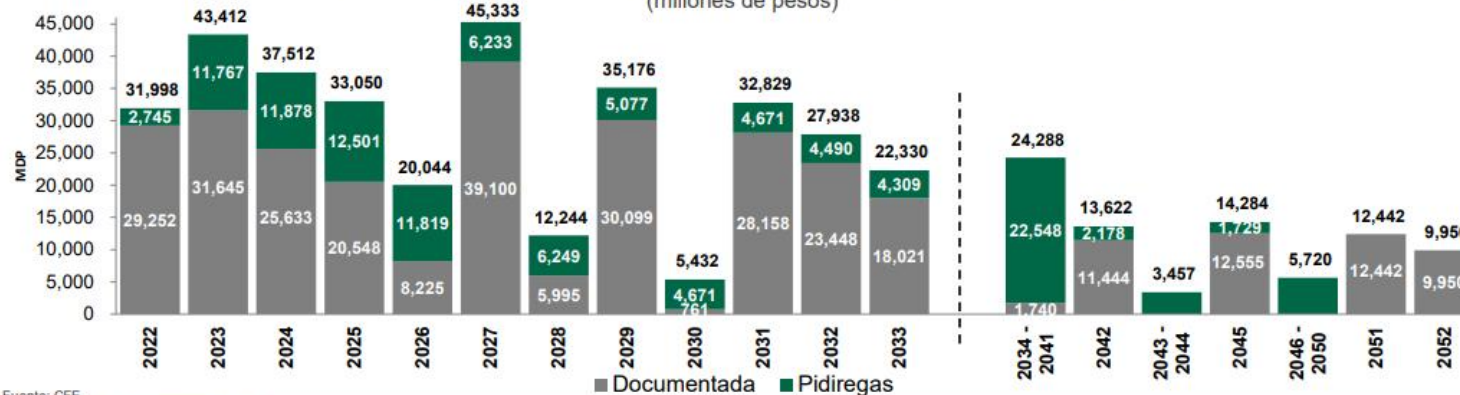
FitchRatings
BBB-
Estable

Saldo de deuda al 30 de septiembre de 2022*
(millones de pesos)



* Conforme a los EEFF no auditados del 2T 2022

Perfil de Vencimientos Deuda Documentada y Pidirega al 30 de septiembre de 2022
(millones de pesos)



Fuente: CFE

Conclusiones/ recomendaciones

	Costos variables adicionales (%)
Caso Base	---
Alternativa I	53%
Alternativa II	13%
Alternativa III	86%

- Para las Alternativas I y III, el primer despacho es necesariamente miope, ya que no puede “ver” lo que ofrece el segundo despacho (por ejemplo, contraflujos), y el segundo despacho tiene una región de factibilidad reducida, el primer despacho puede haber agotado la capacidad de transmisión disponible en algunos corredores.
- Una interpretación más flexible de los cambios a la LIE (Alternativa II), consideraría un único despacho económico utilizando costos variables de generación (práctica estándar), pero con la inclusión de una restricción extra que garantice que al menos el 54% de la generación total en el horizonte de estudio es producido por la generación de CFE. El costo variable extra de dicha interpretación, según las simulaciones, **NO superaría el 15%**.



Conclusiones/ recomendaciones

- Importante definir los **costos de producción unitarios** como los costos **variables** de producción (son unitarios, i.e., \$/MWh), no costos totales/nivelados/contables, y optimizar el Portafolio de Contratos Físicos (no uno por uno!). Respetar la separación legal de CFE?
- Sobrecosto puede interpretarse como un reconocimiento de los **costos hundidos**. La reforma del 2013 solo los reconoció parcialmente (CLSB), v.g., la duración consideró la conveniencia económica para CFE SB: se asignaron a los generadores que menos necesitaban la protección ofrecida por los CLSB.

Un Escenario Sustentable de Expansión del SEN para la Transición Energética de México 2022 - 2036^{1/}

- Se estima desarrollo de capacidad de generación con CN (32GW), CH (24 GW), CF y CEo (22 GW) en un periodo de 15 años, instalación de red de LTCD.
- Inversión autofinanciable con recursos de AFORES al 5% en 25 años.
- Reducción sustancial de la dependencia de GN importado, participando en 24% respecto de la energía total de 2036.
- **Costo Total Unitario de Generación Nivelado de 1.73 Mx\$/kWh**, valor menor que el precio marginal promedio de 2018 en el MEM con 2.20 Mx\$/kWh.

Daños económicos por contratos PIE

Daño	Afectación (MM dólares)
Tarifa creciente	2,333
Riesgo cambiario	88,047 
Riesgo por inflación	514
Subsidio CFE/SHCP	10,457 
Bajo despacho	2,670
Total	104,020

Fuente: CFE.

Conclusiones y Recomendaciones

1. Identificar las **implicaciones en la generación de valor y costos de las decisiones tomadas**, comprometidas y que **ya constituyen costos hundidos**, en un escenario de mediano plazo 2023 a 2030, incluyendo:
 - i. La **capacidad con tecnologías de generación** (CC, CI, CG, FV y CH) estas últimas repotenciadas (principalmente incremento de eficiencia).
 - ii. **Asociaciones con terceros**, incluidos aquellos proyectos que implican ampliación de la capacidad de transporte de GN (Marino y Refinería de SC), así como las asociaciones para desarrollo de capacidad de exportación de GNL.
 - iii. **Escenario de Transición a Energías Limpias**, inversiones necesarias incluido el Proyecto FV Puerto Peñasco en sus cuatro fases y la LTCD.
 - iv. **Optimización del uso de la capacidad de transporte de GN** de CFE contratada y SISTRANGAS.
 - v. Revisar la **factibilidad técnica y financiera, sobre la política de que CFE genere el 54% de la energía del SEN**. En todos los casos hay indicaciones de incrementos de tarifa, realizar la simulación de despachos incluyendo los puntos i a iv propuestos.

Conclusiones y Recomendaciones

2. **Distinguir en el proceso de Planificación el nivel de estudios requeridos (FEL) para incorporarlos en un escenario**, ya que pueden generar expectativas sin sustento suficiente y que aquellas posibilidades de proyecto que son solo estimaciones, por ejemplo entre 2030 y 2036 se consideren de esa manera.
3. Decidir sobre la **conveniencia de hacer retiros de capacidad de generación**.
4. Incorporar un **esquema de Gobierno Corporativo que permita la Rendición de Cuentas y la Transparencia** en el desempeño de las diferentes líneas de negocio, EPS y EF 1/.
5. **Fortalecer la capacidad técnica de CFE en las disciplinas requeridas según sus planes, objetivos y metas**.

1/ Corporate Governance, Accountability and Transparency. A guide for State Ownership OECD