



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“METODOLOGÍA INPRO PARA EVALUAR EL SISTEMA DE
ENERGÍA NUCLEAR MEXICANO”**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO “ELÉCTRICO ELECTRÓNICO”**

PRESENTA:

“CRUZ SALINAS RICARDO RUBÉN”

TUTORA:

CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA 9 / mayo/ 2016.





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Índice

| | |
|--|----|
| Resumen | 5 |
| Abstract | 5 |
| Capítulo 1 Introducción..... | 7 |
| Capítulo 2 Descripción de la Metodología INPRO | 15 |
| 2.1 Origen de INPRO..... | 15 |
| 2.2 Objetivos y misión de INPRO..... | 17 |
| 2.3 Concepto del Desarrollo Sustentable..... | 17 |
| Las cuatro dimensiones..... | 18 |
| 2.4 Naturaleza holística de INPRO..... | 19 |
| 2.5 Las 6 tareas clave y las 7 áreas de la Metodología INPRO..... | 20 |
| Economía..... | 20 |
| Manejo de desechos..... | 21 |
| Resistencia a la proliferación..... | 21 |
| Protección física..... | 22 |
| Ambiente..... | 22 |
| Seguridad..... | 23 |
| Infraestructura..... | 23 |
| 2.6 Evaluación de un Sistema de Energía Nuclear..... | 24 |
| 2.7 Arquitectura jerárquica de INPRO..... | 24 |
| Capítulo 3 Evaluación en el área económica..... | 27 |
| 3.1 Arquitectura jerárquica en el área económica..... | 27 |
| 3.2 Parámetros de entrada necesarios para la evaluación económica..... | 30 |
| Parámetros sobre la información de costos para el despliegue de una PEN..... | 30 |
| Parámetros sobre la atracción de la inversión en el despliegue de una PEN..... | 35 |
| Parámetros sobre el límite de la inversión necesaria para desplegar una PEN. .. | 38 |
| Parámetros sobre el riesgo de la inversión en el despliegue de una PEN..... | 38 |
| Parámetros de entrada, para una PEN en desarrollo..... | 39 |
| 3.3 Profundización en el PB, RU's y Cr's del área económica..... | 39 |
| Principio Básico en el área económica de INPRO..... | 39 |
| Requerimiento de Usuario RU1, costo de la energía..... | 40 |
| Requerimiento de usuario RU2, capacidad de financiamiento..... | 42 |
| Requerimiento de usuario RU3, riesgo de la inversión..... | 48 |
| Requerimiento de Usuario RU4, flexibilidad..... | 53 |
| 3.4. Extensión de la evaluación económica a instalaciones de un SEN, diferentes a una PEN..... | 54 |

| | |
|---|----|
| Evaluación de la viabilidad económica de la adición de instalaciones domésticas del ciclo de combustible..... | 55 |
| 3.7 La herramienta NEST..... | 56 |
| Objetivo de NEST..... | 56 |
| Características de NEST..... | 57 |
| Capítulo 4 Aplicación de la metodología al caso mexicano..... | 69 |
| Cálculo de los parámetros económicos. | 71 |
| Definición de la información de entrada..... | 71 |
| Resultados del análisis económico. | 77 |
| Evaluación económica del SEN mexicano. | 77 |
| Evaluación del RU1..... | 77 |
| Evaluación del RU2..... | 80 |
| Evaluación del RU3..... | 84 |
| Evaluación final del área económica..... | 89 |
| Capítulo 5 Análisis de los resultados de la aplicación de la Metodología INPRO. | 90 |
| La competitividad de la EN..... | 90 |
| Acciones sugeridas para mejorar la competitividad de la EN. | 91 |
| Conclusiones..... | 93 |
| Bibliografía y Mesografía..... | 95 |
| Lista de abreviaturas. | 97 |

Lista de Ilustraciones

| | |
|--|----|
| Ilustración 1.1. Suministro energético contra PIB. | 10 |
| Ilustración 1.2. Crecimiento histórico del PIB y del CNE, según el “Balance Nacional de Energía 2013”, SENER, 2014 | 11 |
| Ilustración 1.3. Curvas típicas de demanda horaria. Según la World Nuclear Association (WNA). | 12 |
| Ilustración 1.4. Costos de generación eléctrica afectados por los precios de los combustibles, según la WNA. | 13 |
| Ilustración 2.1. Arquitectura de los Requerimientos de INPRO | 25 |
| Ilustración 3.1 Arquitectura del RU2. | 43 |
| Ilustración 3.2 Arquitectura del RU3. | 48 |
| Ilustración 3.3. Arquitectura del RU4. | 54 |
| Ilustración 4.1. Costos totales nivelados de la energía. | 77 |
| Ilustración 4.2. TIR. | 80 |
| Ilustración 4.3. RSI. | 81 |
| Ilustración 4.4. VPN. | 82 |
| Ilustración 4.5. IT. | 83 |
| Ilustración 4.6. LIT. | 83 |

Lista de Tablas.

| | |
|---|----|
| Tabla 1.1. Indicadores energéticos, según “Key World Energy Statistics 2015”, IEA, 2015”. | 8 |
| Tabla 1.2. Indicadores energéticos per cápita. | 9 |
| Tabla 3.1. Arquitectura jerárquica de INPRO en el área económica. | 29 |
| Tabla 3.2. Información de entrada para NEST. | 65 |
| Tabla 4.1. Información de entrada. | 71 |
| Tabla 4.2. Resultados del análisis económico. | 77 |
| Tabla 4.3. Externalidades. | 78 |
| Tabla 4.4. Evaluación del LA1. | 79 |
| Tabla 4.5. Comparación entre C_N y PUEV. | 79 |
| Tabla 4.6. Comparación entre la inversión y su límite. | 84 |
| Tabla 4.7. Parámetros con incertidumbre. | 86 |
| Tabla 4.8. Costos, dadas las variaciones debidas a las incertidumbres. | 86 |
| Tabla 4.9. Factor k para IR del ABWR. | 87 |
| Tabla 4.10. Factor k para IR del AP1000. | 87 |
| Tabla 4.11. Costos multiplicados por el factor k, para el ABWR. | 87 |
| Tabla 4.12. Costos multiplicados por el factor k, para el AP1000. | 87 |
| Tabla 4.13. IR para el ABWR. | 88 |
| Tabla 4.14. IR para el AP1000. | 88 |
| Tabla 4.15. Resultados de la evaluación. | 89 |

Resumen

Que un país cuente con energía disponible en todo momento, es un punto muy importante en el desarrollo del mismo, el cual requiere que la expansión de la oferta de energía sea planeada con antelación.

Durante el siglo veintiuno, será vital que la energía producida sea sustentable, es decir que cumpla con las necesidades económicas, sociales, ambientales e institucionales, tanto del presente como del futuro.

La energía nuclear, puede ser una opción en el cumplimiento de lo anterior. Para esto, la Agencia Internacional de Energía Atómica, creó el proyecto INPRO, en el que los Miembros Estado de dicha agencia, cooperan para desarrollar reactores y ciclos de combustible sustentables.

Una de las tareas de este proyecto, contempla la evaluación de los sistemas de energía nuclear, a través de la Metodología INPRO, de tal forma que cualquier país pueda conocer si su sistema nuclear es sustentable o no, y qué acciones debe llevar a cabo para mejorar el sistema, en búsqueda de la sustentabilidad.

El objetivo principal de esta tesis, es conocer dicha metodología, principalmente en el área económica y después aplicarla para evaluar el sistema de energía nuclear que considera la Secretaría de Energía, para la expansión del parque de generación eléctrica del país.

En el Capítulo 1 se hace una introducción mostrando las razones que justifican a la metodología. En el Capítulo 2 se describe la Metodología INPRO, para familiarizarse con ella en todas sus áreas. Después, en el Capítulo 3, se profundiza en el área económica. En el cuarto capítulo se aplica la metodología para el análisis del sistema de energía nuclear de México. Finalmente, en el Capítulo 5, se analizan los resultados de la aplicación de la metodología.

Abstract

For the sustainable development of a country, energy security is a major concern and the energy supply expansion must be planned in advance.

Producing sustainable energy during the twenty first century, i.e. energy that covers the economic, social, environmental and institutional needs, is a vital task at the present and a great challenge for the future. Nuclear power as a clean energy is an option that should be considered to achieve these goals. For these reasons, the International Atomic Energy Agency created the INPRO project, in which Member States cooperate to develop sustainable nuclear reactors and fuel cycles for the mid and long term. One of the tasks of this project includes the nuclear energy systems assessment through the INPRO Methodology, so that any country may be capable to evaluate if its nuclear system is sustainable. It can also be used to identify actions needed to improve sustainability.

The objective of this thesis is to understand the methodology, mainly in the economic area, and then apply it to assess the nuclear energy system planned by the Mexican Ministry of Energy for the expansion of the electricity generation park of Mexico.

Chapter 1 provides an introduction that provides the purpose of the methodology. In Chapter 2, the INPRO Methodology is described. Chapter 3 delves into the economic area. In the fourth chapter, the methodology is applied to the Mexican nuclear energy system. Finally, the results are presented in Chapter 5.

Capítulo 1 Introducción.

Con excepción de unos pocos, prácticamente en cualquier país existe un crecimiento constante de la población. Este crecimiento poblacional generalmente trae consigo un aumento en los empleos, en el comercio, en la industria, en los servicios, y en muchos otros sectores más, gracias a que esa población creciente necesita cubrir sus necesidades.

Toda esta idea puede ser englobada al decir que en un país existe cierto nivel de desarrollo. Éste, se mide de distintas formas, como por ejemplo: el *Producto Interno Bruto (PIB)* o la *Calidad de Vida*.

El PIB es un índice macroeconómico en el cual se contabilizan monetariamente todas las actividades producidas en el país, dentro de un determinado periodo de estudio, que se dicen productivas, es decir, que generan capital.

Con base en esta definición, se puede concluir que el PIB es un indicador del desarrollo de un país, pues con una mayor actividad laboral, comercial, industrial, etcétera, se tiene un mayor PIB.

La calidad de vida también se utiliza como un indicador del desarrollo de un país, pues es un índice que engloba, no solamente la actividad económica del mismo, sino que, además, incluye valoraciones de la esperanza de vida, el nivel de empleo/desempleo, el nivel de alfabetización, los ingresos per cápita, el poder adquisitivo de la moneda, las tasas de natalidad y mortandad, y otros tantos.

Así, la calidad de vida de un país es un indicador del desarrollo del mismo, en un concepto más global, mientras que el PIB es un indicador más enfocado al desarrollo económico.

Pero para que el desarrollo sea posible, es necesario que el país cuente con la capacidad de cubrir otros rubros que aseguren el incremento de los aspectos ya mencionados. Uno, particularmente importante en el desarrollo de cualquier sector, es el energético.

Si un país no cuenta con la capacidad de proveer energía a sus habitantes, a su industria, a sus comercios y a todos los demás sectores, éstos no podrán crecer, o lo harán hasta que la energía comience a escasear y entonces ese crecimiento se detendrá.

Además, no basta solamente con cubrir los requerimientos energéticos de la nación, sino que también es necesario que el costo que tendrá dicha energía, para los usuarios finales, no sea tan alto que éstos no puedan pagarlo, o lo hagan sacrificando su propio desarrollo y, por ende, el desarrollo del país. Cabe señalar que la disponibilidad energética y su costo suelen estar correlacionados.

Entonces, el rubro energético se convierte en un factor que puede impedir o desacelerar el crecimiento de los sectores del país. Por ejemplo, para que los hospitales puedan operar adecuadamente, necesitan de un suministro constante y confiable de energía eléctrica, ya sea que la obtengan directamente del *Sistema Eléctrico Nacional*, o a través de plantas de emergencia, cuando el anterior falla. Si los hospitales trabajan adecuadamente, la salud de la población se ve mejorada. Lo mismo ocurre con las escuelas y las instituciones educativas: necesitan energía eléctrica para brindar sus servicios de la mejor manera; y al hacerlo, mejoran la educación y la preparación de los habitantes del país. La industria necesita, no sólo energía eléctrica, sino también

térmica (entiéndase la obtenida por combustibles fósiles), para generar sus productos, los cuales impulsan el desarrollo económico de la nación.

Finalmente, si no existe la capacidad de suministrar la energía que necesitan los sectores, la calidad de vida del país se ve afectada, pues los sectores del país se ven desacelerados, disminuyendo el desarrollo del mismo.

Como se ha dado a entender anteriormente, prácticamente todas las actividades de un país consumen energía. Muchas de estas actividades también generan capital. Ambos hechos, por lo tanto, correlacionan el PIB de un país con su consumo energético.

La Tabla 1.1 es un compilado de algunos indicadores energéticos, a partir de la cual se obtuvo la Tabla 1.2.

Tabla 1.1. Indicadores energéticos, según “Key World Energy Statistics 2015”, IEA, 2015.

| Región/País/Economía | Población [millones] | PIB [mil millones USD2005] | PIB PPA ¹ [mil millones USD2005] | Producción de energía [Mtoe ²] | TPES [Mtoe] | Consumo Eléctrico [TWh] | Emisiones de CO ₂ [MtCO ₂] |
|----------------------|----------------------|----------------------------|---|--|-------------|-------------------------|---|
| Mundo | 7,118 | 56,519 | 86,334 | 13,594 | 13,541 | 21,538 | 32,190 |
| OCDE | 1,261 | 40,615 | 40,316 | 3,977 | 5,300 | 10,179 | 12,038 |
| Argentina | 41.45 | 331.26 | 666.21 | 71.43 | 80.59 | 131.59 | 182.28 |
| Botsuana | 2.02 | 14.2 | 27.44 | 1.33 | 2.39 | 3.4 | 5.48 |
| Brasil | 200 | 1,666.72 | 2,596.47 | 252.92 | 293.68 | 516.63 | 452.39 |
| Corea | 50.22 | 1,199 | 1,556.46 | 43.6 | 263.83 | 523.69 | 572.25 |
| Estado Unidos | 316.47 | 14,451.5 | 14,451.5 | 1,881.03 | 2,188.4 | 4,109.9 | 5,119.7 |
| Francia | 65.9 | 2,351.95 | 2,048.28 | 136.25 | 253.32 | 486.48 | 315.57 |
| Haití | 10.32 | 4.88 | 15.14 | 3.33 | 4.1 | 0.51 | 2.17 |
| Honduras | 8.1 | 12.77 | 32.05 | 2.52 | 5.2 | 5.66 | 8.45 |
| Japón | 127.33 | 4,787.55 | 4,070.52 | 27.96 | 454.65 | 997.78 | 1,235.06 |
| Kenia | 44.35 | 28.05 | 106.83 | 17.59 | 21.49 | 7.33 | 11.7 |
| Luxemburgo | 0.55 | 43.2 | 36.46 | 0.14 | 3.97 | 7.71 | 9.77 |
| México | 118.4 | 1,044.04 | 1,596.47 | 216.51 | 191.27 | 254.53 | 451.76 |
| Noruega | 5.08 | 337.86 | 244.66 | 191.62 | 32.71 | 118.49 | 35.29 |
| Rep. Pop. De China | 1360 | 4,864 | 13,927.7 | 2,565.67 | 3,009 | 5,121.9 | 8,977.1 |
| Singapur | 5.4 | 199.22 | 366.48 | 0.64 | 26.1 | 47.73 | 46.56 |

En la Ilustración 1.1, que se obtuvo a partir de la Tabla 1.2, se muestra la comparación del Suministro de Energía Total (TPES) de cada país, contra su PIB.

Se puede observar que los países con mayor PIB (Luxemburgo y Singapur) se encuentran en lo alto del gráfico, seguidos por Noruega. Estos países también se

¹ PPA: Paridad de Poder Adquisitivo. Utilizada para homogeneizar las distintas monedas en una sola (generalmente USD). La PPA elimina los efectos de las tasas de cambio, eliminando también las ilusiones monetarias producidas por las mismas, al tener apreciaciones o depreciaciones.

² Mtoe: Millones de toneladas de petróleo equivalente, por su representación en inglés.

encuentran en el extremo derecho del mismo, pues cuentan con mayor TPES, confirmando el hecho de que un mayor PIB va de la mano con una mayor necesidad energética. Bajo la misma idea, los países con menor PIB (Kenia y Haití), tienen muy bajo TPES.

Tabla 1.2. Indicadores energéticos per cápita.

| Región/País/Economía | TPES per cápita [toe/persona] | PIB per Cápita [mil USD2005/persona] | TPES/PIB [toe/mil USD2005] |
|----------------------|-------------------------------------|--|----------------------------------|
| Mundo | 1.90 | 12.13 | 0.16 |
| OCDE | 4.20 | 31.97 | 0.13 |
| Argentina | 1.94 | 16.07 | 0.12 |
| Botsuana | 1.18 | 13.58 | 0.09 |
| Brasil | 1.47 | 12.98 | 0.11 |
| Corea | 5.25 | 30.99 | 0.17 |
| Estado Unidos | 6.91 | 45.66 | 0.15 |
| Francia | 3.84 | 31.08 | 0.12 |
| Haití | 0.40 | 1.47 | 0.27 |
| Honduras | 0.64 | 3.96 | 0.16 |
| Japón | 3.57 | 31.97 | 0.11 |
| Kenia | 0.48 | 2.41 | 0.20 |
| Luxemburgo | 7.22 | 66.29 | 0.11 |
| México | 1.62 | 13.48 | 0.12 |
| Noruega | 6.44 | 48.16 | 0.13 |
| Rep. Pop. De China | 2.21 | 10.24 | 0.22 |
| Singapur | 4.83 | 67.87 | 0.07 |

En esta misma ilustración aparece un concepto importante, en cuanto a la relación del PIB y la energía: el tamaño de las circunferencias que representan la posición de los países depende de su *Intensidad Energética*.

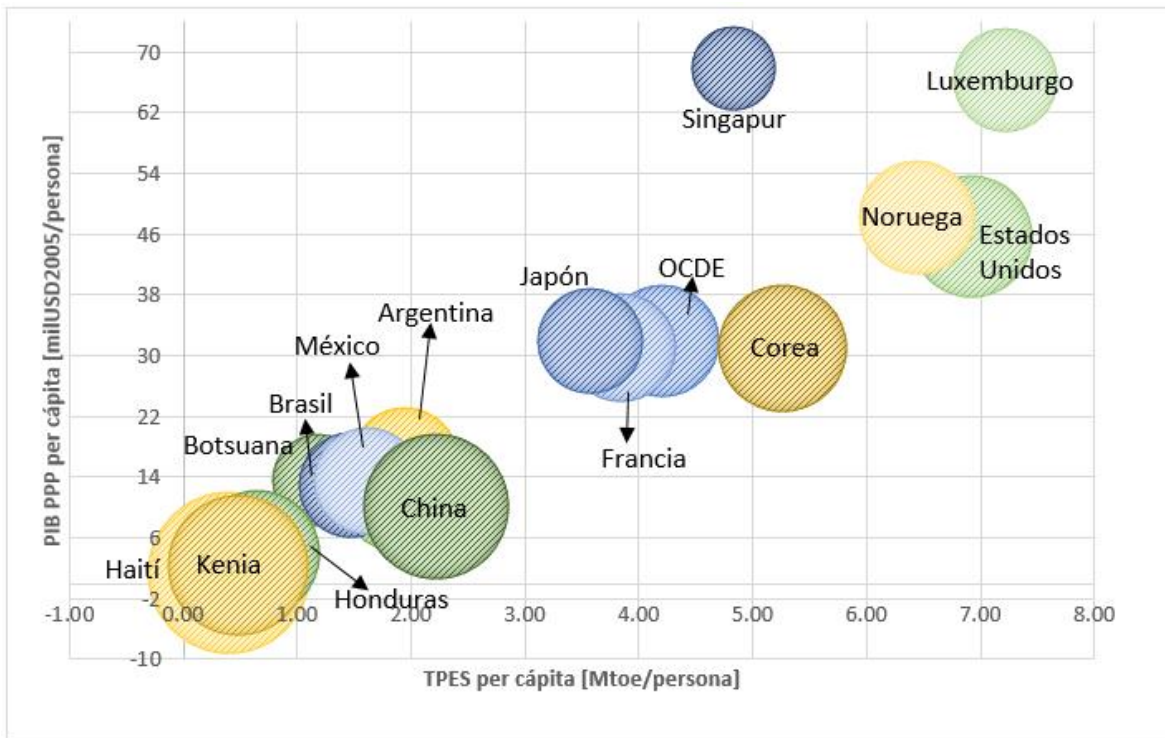
La intensidad energética se puede interpretar como la cantidad de energía producida en un país, que fue necesaria para que en éste se produjera una unidad monetaria de capital (PIB). También se puede interpretar como la eficiencia energética de la economía nacional.

La Intensidad Energética está dada por la Ecuación 1.1.

$$I = \frac{\text{Consumo energético del país}}{\text{PIB}}$$

Ecuación 1.1

Ilustración 1.1. Suministro energético contra PIB.



Existe, también, la relación del crecimiento anual del PIB y del crecimiento anual de la demanda energética. Esta relación es importante, pues muestra claramente que para que el desarrollo económico de un país pueda continuar, es necesario planear adecuadamente la expansión de la capacidad de suministrar energía en dicho país. Esta planeación puede ser a corto plazo (6 meses a un año, para la mayoría de los combustibles fósiles), o a largo (varios años para la construcción de algunas plantas de generación eléctrica). La Ilustración 1.2, muestra el crecimiento histórico del PIB y del Consumo Nacional de Energía en México.

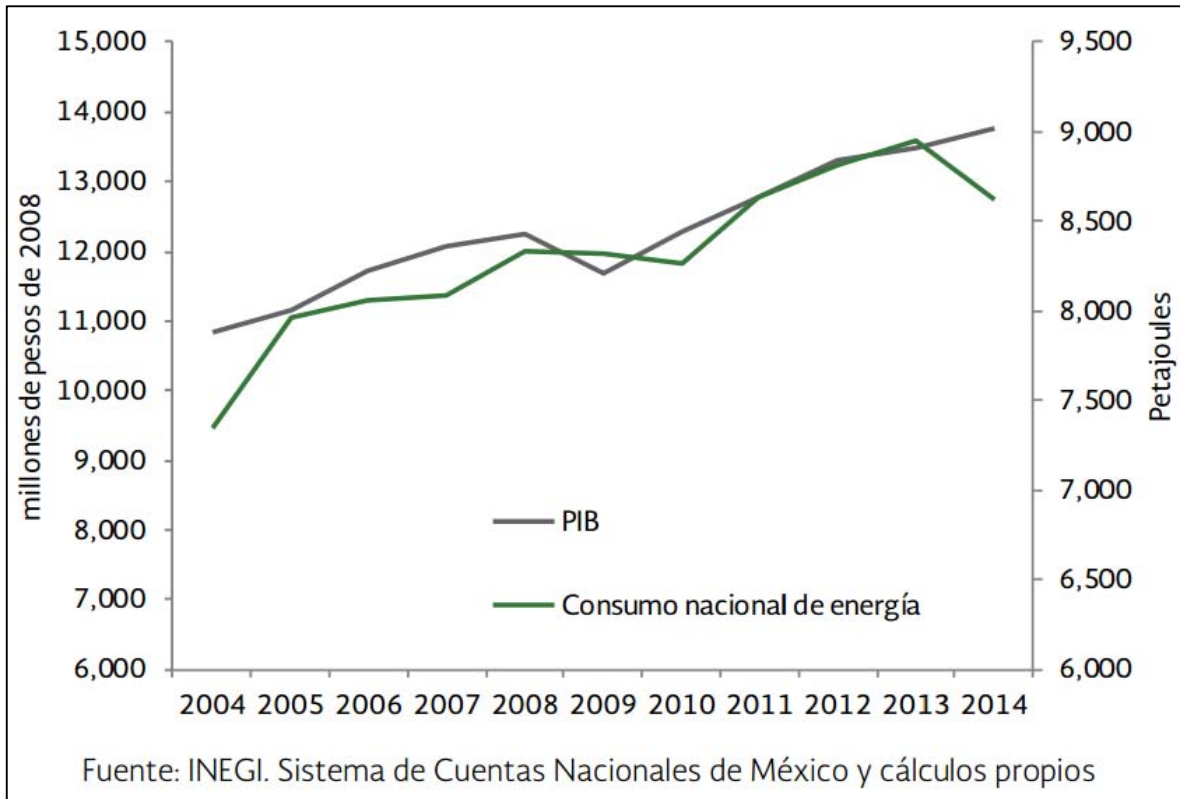
En el mismo Balance Nacional de Energía³, se reporta que la correlación existente entre los dos parámetros graficados es de 0.82, de acuerdo al coeficiente de correlación lineal de Pearson, el cual fluctúa entre -1 y 1, siendo 1 la máxima relación entre las dos variables analizadas. Esto confirma que no solamente el PIB y el Consumo Energético están fuertemente correlacionados, sino que también la evolución de ambos lo está.

La utilidad de esta relación yace en el hecho de que el PIB es un buen indicador, entre otros tantos necesarios, de la expectativa en el crecimiento de la demanda energética, que deberá ser cubierta por el país en estudio para permitir que éste continúe con su desarrollo.

³http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44353/Balance_Nacional_de_Energ_a_2014.pdf

Sin embargo, el ámbito económico no es el único importante para el efectivo desarrollo de un país, pues es fundamental que el crecimiento de ciertos sectores no frene el de otros, en el presente, o incluso, en el futuro.

Ilustración 1.2. Crecimiento histórico del PIB y del CNE, según el “Balance Nacional de Energía 2013”, SENER, 2014



Esto queda perfectamente plasmado en el concepto del *Desarrollo Sustentable*, que se trata con mayor detalle en el Capítulo 2.

Este concepto enuncia que “el desarrollo sustentable es aquel que satisface las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades.”

Además, este concepto contempla cuatro áreas o dimensiones (como se verá más adelante) de desarrollo: la económica, la ambiental, la social y la institucional; completando la idea de que un sector no debe afectar negativamente a otros.

Si se aplica este concepto, a la importancia que tiene el suministro de energía para un país, resalta la importancia en el hecho de que la forma de obtener, distribuir y usar esa energía debe ser adecuada en las cuatro dimensiones del desarrollo sustentable. Es decir, que el costo de la energía, su impacto en el medio ambiente, su disponibilidad e impacto en la sociedad y su política y reglamentación, deben ser adecuados, de tal forma que permitan el efectivo desarrollo presente y futuro de ese país, sin afectar a los demás.

Desde sus inicios, la *Energía Nuclear (EN)*, ha demostrado la capacidad de generar grandes cantidades de energía, con costos de combustible relativamente bajos y estables, y con altos factores de planta y de disponibilidad. Pero también ha demostrado tener problemas relacionados con la seguridad, la proliferación de armas, el manejo de desechos, la aceptación pública y las grandes inversiones necesarias.

A pesar de los problemas que se mencionan, la EN sigue siendo una opción fuertemente considerada en la generación de energía, principalmente eléctrica. Esto se debe a que una *Planta de Energía Nuclear (PEN)*, opera con factores de disponibilidad del orden de 0.9, además cuenta con una alta capacidad (entre 535 y 3300 MW⁴).

Estas características posicionan a la EN, junto con las termoeléctricas (carboeléctricas y a base de combustóleo) y las plantas de *Ciclo combinado (CC)*, entre las centrales generadoras más importantes en el parque generador de un país, pues son precisamente estas plantas las que tienen la capacidad de cubrir la demanda base.

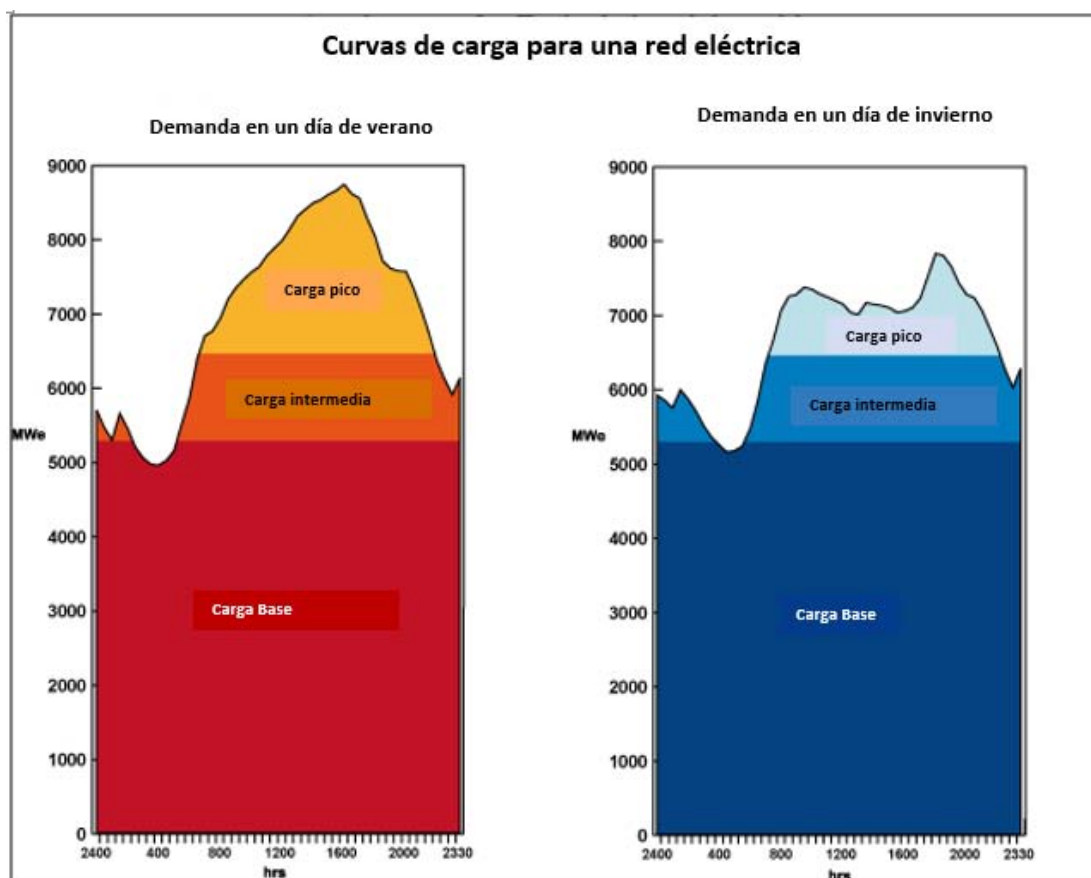


Ilustración 1.3. Curvas típicas de demanda horaria. Según la World Nuclear Association (WNA).

⁴ Valores mínimo y máximo de las plantas reportadas por la NEA, en el Projected Costs of Generating Electricity, Edición 2015.

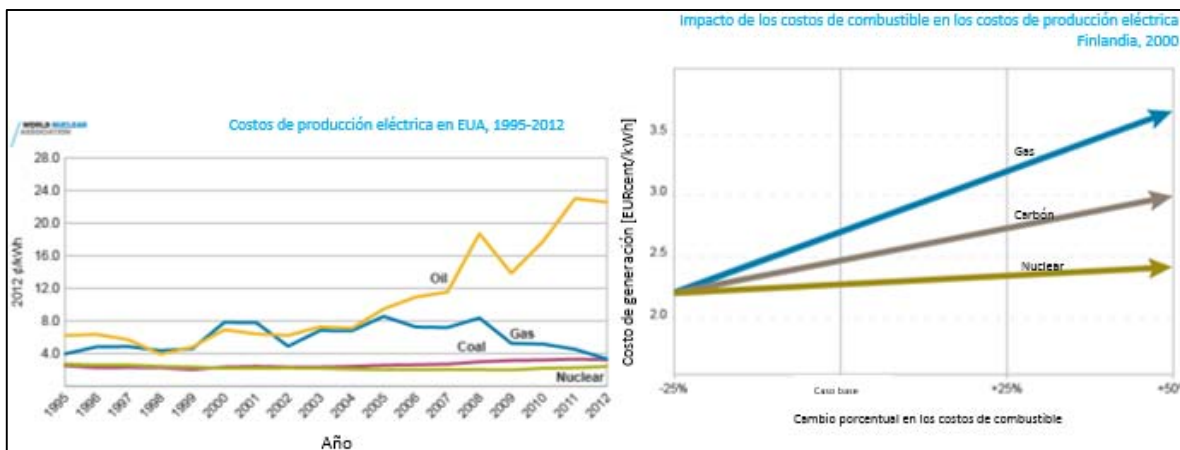
La importancia de la demanda base puede verse en la Ilustración 1.3, donde se aprecia que la magnitud de la misma es mayor a la mitad de la demanda máxima.

Las energías limpias⁵ (a excepción de las hidráulicas en las regiones donde se encuentra plenamente disponible y de la mayoría de las geotérmicas) se encuentran limitadas por su intermitencia, lo cual impide que suministren potencia base. Este hecho tiene como consecuencia que sin EN los países tengan que basar su suministro de energía eléctrica en plantas fósiles, comprometiendo el cumplimiento de los objetivos en materia ambiental.

En el ámbito económico, la EN también es una buena opción pues, a menos que se cuente con acceso a combustibles fósiles baratos, esta tecnología suele ser competitiva. Si bien los costos de inversión existentes en una planta nuclear son más altos que en la mayoría de las opciones de generación, los costos del combustible nuclear y de operación y mantenimiento (O&M) de la planta son mucho menores. Además, el precio del *uranio* (*U*) es sumamente estable, a diferencia de lo que ocurre con los combustibles fósiles.

Por último, si se toman en cuenta las externalidades que pueden tener las demás opciones de generación, sobre todo en el caso de las plantas fósiles, la EN se hace aún más competitiva, pues en esta tecnología ya se han contemplado esos costos.

La Ilustración 1.4 hace evidentes algunas de las características de las que se ha hablado. La Ilustración 1.4(a) muestra cómo el costo de generación de electricidad, en los Estados Unidos ha sido más bajo y estable si se genera a través de EN. En la Ilustración 1.4(b) se observa que en el año 2000, en Finlandia, el impacto que podría tener un aumento del 50% en los costos de los combustibles es mínimo en el caso de uranio (aprox. 10%), en comparación con el aumento del gas (aprox. 67%).



(a)

(b)

Ilustración 1.4. Costos de generación eléctrica afectados por los precios de los combustibles, según la WNA.

No obstante las posibles grandes ventajas de la EN, los problemas que ésta puede atraer siguen siendo de importante consideración. Pero, para aprovechar los beneficios de la

⁵ Hidráulica, solar (fotovoltaica y térmica), eólica, geotérmica, mareomotriz, etc.

EN, minimizando los riesgos, es imperante la planificación, evaluación, *Investigación y Desarrollo (I&D)* de esta tecnología.

La *Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA)* entiende este hecho, y con base en el mismo, creó un proyecto internacional, con el objetivo de hacer que la EN se encuentre disponible en el siglo XXI de manera sustentable. Este proyecto fue llamado *INPRO (Proyecto Internacional para Reactores Nucleares y Ciclos de Combustible Innovadores)*.

Una de las áreas de este proyecto consiste en la evaluación de la EN, en la cual, cualquier país o grupo de países (región), puede calificar su *Sistema de Energía Nuclear (SEN)*, conociendo así, si éste es sustentable (ya sea un SEN existente, o un SEN en planeación). Una vez calificado el SEN, el país podrá conocer qué acciones debe tomar para que él mismo mejore su sustentabilidad.

Para realizar esta evaluación, INPRO desarrolló un método conocido como *Metodología INPRO*, el cual consiste en la evaluación de siete áreas de importancia para la EN.

Después se abordará plenamente el área económica y se realizará una evaluación, en dicha área, del SEN de México.

Capítulo 2 Descripción de la Metodología INPRO

En este capítulo se describirá en qué consiste la Metodología INPRO. Se inicia hablando sobre la razón de ser de este proyecto y sus objetivos, y sobre cómo el concepto del desarrollo sustentable es de suma importancia para INPRO.

Con esta base se continúa explicando a qué se refiere INPRO, cuándo dice tener una naturaleza holística y cómo plasma dicha naturaleza en su metodología, abordando las áreas que ha definido como claves en la evaluación de un SEN.

Finalmente, se describe la organización (que INPRO llama arquitectura) de la metodología, pues es vital para realizar la evaluación de cualquiera de las áreas de la misma.

2.1 Origen de INPRO.

En el mundo, cada vez es mayor el interés y el apoyo al concepto del desarrollo sustentable. Así se ha documentado en una gran cantidad de publicaciones, como el reporte de la Comisión Brundtland o la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo.

El desarrollo sustentable, según el reporte Brundtland, en donde se le define por primera vez, es aquel que “satisface las necesidades del presente, sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades”. Este concepto abarca cuatro dimensiones, que en conjunto logran totalmente el desarrollo sustentable:

- Medio ambiente.
- Economía.
- Sociedad.
- Institucional.

Uno de los aspectos para el desarrollo, que siempre se ha tomado en cuenta es el energético. Se estima que la demanda de energía crece en todo el mundo, de tal forma que los recursos no renovables no serán suficientes para sostenerla en el siglo XXI; además de los problemas relacionados con las emisiones de *Gases de Efecto Invernadero (GEI)*.

Desde 1996, el *Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)*, creado por la *Organización Meteorológica Mundial (OMM)* y el *Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA)*, ha publicado el *Reporte Especial sobre Escenarios de Emisiones (SRES)*, en el cual, basados en 40 escenarios de referencia, se examinan las necesidades energéticas del siglo XXI. En el SRES se predice un crecimiento medio anual de la demanda energética mundial en un factor de 2.5, y para el caso de la demanda de electricidad, la predicción es en un factor de 5. El reporte muestra además que, para garantizar un desarrollo sustentable en la oferta de energía en el siglo XXI, se espera una expansión en la energía nuclear (EN), debida a las limitaciones asociadas con otras fuentes de energía como lo son: las emisiones de GEI a

causa de los combustibles fósiles, o la limitada disponibilidad del suelo y la intermitencia de las energías renovables.

Sin embargo, la sustentabilidad de la EN es cuestionada hoy en día por el público y por algunos tomadores de decisiones, debido a las preocupaciones relacionadas con la seguridad, la disposición de desechos nucleares y la proliferación de las armas nucleares.

Para abordar estas preocupaciones y asegurar la sustentabilidad de la EN, en el año 2000, la IAEA, en su Conferencia General dio inicio al Proyecto Internacional sobre Reactores Nucleares y Ciclos de Combustible Innovadores, INPRO. Esto, siguiendo a una iniciativa de la Federación Rusa, apoyada por un grupo de Estados Miembros de la IAEA, para unir fuerzas en un amplio esfuerzo internacional para desarrollar reactores nucleares y tecnologías de ciclos de combustible, reconociendo que:

- Una oferta sustentable de energía para la humanidad en el siglo XXI requerirá del despliegue a gran escala de la EN, en conjunto con otras fuentes de energía.
- La EN es una tecnología energética que ofrece recursos energéticos prácticamente ilimitados, cuyo despliegue puede reducir la contaminación ambiental y los volúmenes de desechos que necesitan gestión, incluyendo a los GEI.

Para cumplir con sus objetivos, INPRO adoptó un enfoque de paso a paso:

En el primer paso, Fase 1A, los grupos de trabajo establecieron una jerarquía de *Principios Básicos (PB)*, *Requisitos de Usuario (RU)* y *Criterios (Cr)*, en diversas áreas de trabajo: economía, seguridad, medio ambiente, manejo de residuos, resistencia a la proliferación, e infraestructura. Esta jerarquía debe ser cumplida por un *Sistema de Energía Nuclear Innovador (SENI)*, para alcanzar el objetivo primordial del suministro de energía sustentable. Además, en esta fase se llevó a cabo el desarrollo inicial del método para la evaluación de INPRO.

La Metodología INPRO es el conjunto de los PB's, los RU's, los Cr's y del método para la evaluación.

El segundo paso, la Fase 1B (primera parte), consistió en catorce casos de estudio, realizados por equipos nacionales o expertos individuales de siete países distintos, con la finalidad de probar y proveer realimentación en la aplicabilidad, la coherencia y la integridad de la Metodología INPRO.

En el tercer paso, Fase 1B (segunda parte), se desarrolló una guía para el uso de la Metodología INPRO. El Manual INPRO⁶ brinda la información general sobre los requerimientos para cada área de INPRO, y establece los procedimientos para determinar los indicadores y los límites de aceptación para que un SENI cumpla con los objetivos de INPRO.

⁶ http://www-pub.iaea.org/MTCDD/publications/PDF/TE_1575_web.pdf

2.2 Objetivos y misión de INPRO.

Los objetivos principales de INPRO son:

- Ayudar a asegurar que la EN esté disponible para contribuir con el cumplimiento de las necesidades energéticas del siglo XXI, de forma sustentable.
- Juntar tanto a los titulares y a los usuarios de la tecnología para considerar, de manera conjunta, las acciones nacionales e internacionales que se requieren para alcanzar las innovaciones deseadas en los reactores nucleares y en los ciclos de combustible.
- Crear un foro que incluya a todos los actores relevantes que tendrán un impacto sobre las actividades de las instituciones existentes, así como en las iniciativas actuales a nivel nacional o internacional.

La misión de INPRO es:

- Proveer un foro de discusión a los expertos y a los responsables políticos, tanto de los países industrializados como de los países en desarrollo, en todos los aspectos de la planeación de la EN, así como en el desarrollo y despliegue de SENI's en el siglo XXI.
- Desarrollar una metodología de evaluación de SENI's en bases globales, regionales y nacionales, y establecerla como una recomendación de la agencia.
- Facilitar la coordinación y la cooperación entre los Estados Miembros para planear el desarrollo y despliegue de un SENI.
- Poner atención particular a las necesidades de los países en desarrollo, interesados en un SENI.

2.3 Concepto del Desarrollo Sustentable.

La Metodología INPRO ha sido específicamente desarrollada para determinar si un SENI dado es sustentable o no.

Para determinarlo, INPRO estableció los requerimientos para las áreas de evaluación de INPRO, de las cuales se hablará más adelante. Considerando cada una de estas áreas, la Metodología INPRO asegura que el SENI en cuestión toma en cuenta las cuatro dimensiones de la sustentabilidad y que es evaluado con suficiente detalle como para establecer, confiadamente, el potencial del SENI para contribuir con el suministro sustentable de energía y por lo tanto, con el cumplimiento del objetivo general del desarrollo sustentable.

Además, identificando las áreas donde se necesitan mejoras, los resultados de la evaluación proveen de información importante para definir la estrategia y los planes de *Investigación, Despliegue y Demostración (RD&D)*, necesarios a corto, mediano y largo plazo para apoyar al desarrollo y al despliegue de un sistema o de sus componentes.

Las cuatro dimensiones.

Anteriormente ya se mencionaron las cuatro dimensiones del desarrollo sustentable:

- Medio ambiente.
- Economía.
- Sociedad.
- Institucional.

Éstas existen gracias a que, en un sentido amplio, el objetivo del desarrollo sustentable es lograr la igualdad dentro y entre los países, así como entre las generaciones, mediante la integración del crecimiento, la protección al medio ambiente y el bienestar social.

El reto clave para el desarrollo de energía sustentable es abordar las cuatro dimensiones de forma balanceada, tomando ventaja de sus interacciones y haciendo las compensaciones pertinentes, siempre que sea necesario.

La *dimensión económica* trata sobre la necesidad de tener un crecimiento económico fuerte y duradero contemplando, por ejemplo, la preservación de la estabilidad financiera y de una tasa de inflación baja y estable. Los asuntos más importantes en esta área, para la oferta de energía sustentable son: el desempeño económico, el consumo de energía, las intensidades de energía y la eficiencia en la distribución de energía y su uso.

La *dimensión medioambiental* pretende reducir o eliminar las externalidades negativas que causan el agotamiento de los recursos naturales y la degradación del medio ambiente. Los tópicos que se consideran son: el cambio climático, la contaminación de aire y del agua, los desechos sólidos, los desechos radioactivos, los recursos energéticos, el uso de la tierra y la deforestación.

La *dimensión social* enfatiza la importancia de la equidad entre los distintos grupos poblacionales, la adaptabilidad a los principales cambios demográficos, la estabilidad de los sistemas sociales y culturales, la participación democrática en la toma de decisiones, entre otras. Los temas más importantes en esta área son: la asequibilidad de la energía, la accesibilidad y la disparidad, la generación de empleos, la participación pública en la toma de decisiones, la seguridad energética, la amenaza de la proliferación y la seguridad del sistema energético.

La *dimensión institucional* trata sobre los instrumentos legales y políticos que se necesitan para enfrentar e implementar el desarrollo sustentable. Algunos tópicos en esta área son: la estrategia nacional para la energía sustentable, la cooperación internacional en la energía, la legislación energética y el marco regulatorio, ciencia y tecnología en energía, y la preparación para accidentes y las medidas de respuesta.

Relación entre el concepto del desarrollo sustentable y la energía.

En cada una de las cuatro dimensiones existen distintos factores que afectan al desarrollo sustentable. Existe un factor que juega un papel muy importante en las cuatro dimensiones: la energía. El suministro de energía permite el desarrollo de las actividades económicas de un país, permite que las necesidades básicas de la sociedad, como la alimentación, la vivienda, la seguridad, el transporte, etc., sean satisfechas. La

energía contribuye también con el desarrollo social, mejorando los servicios de salud y educación. Además, si se tiene acceso a servicios energéticos modernos, se posibilita el cuidado al medio ambiente, gracias a que se disminuye la contaminación, la deforestación y el agotamiento de recursos naturales como el agua. Sin embargo, la explotación y el uso de los energéticos pueden provocar situaciones contrarias a las mencionadas: una mala planeación y despliegue de los servicios energéticos puede aumentar la contaminación del agua o del aire, puede aumentar el agotamiento de los recursos y la extinción de las especies, e incluso puede dañar el desarrollo económico y el bienestar de una sociedad.

Así, para lograr el desarrollo sustentable, se deben compensar adecuadamente los efectos positivos y negativos de la energía en las cuatro dimensiones, de tal forma que el desarrollo sustentable sea posible.

2.4 Naturaleza holística de INPRO.

Para que la Metodología INPRO sea efectiva en su objetivo de evaluar la sustentabilidad de un SENI, que permita cumplir con los objetivos de INRO (asegurar que la energía nuclear esté disponible para contribuir con la oferta de energía sustentable en el siglo XXI), es necesario que se tomen en cuenta todos los aspectos, o dicho de otra forma, que se tenga una visión y evaluación holística del SEN.

Esto quiere decir, por ejemplo, que un evaluador puede estar interesado sólo en un componente del SEN, como un reactor nuclear para la producción de electricidad. Sin embargo, en la evaluación se deben tomar en cuenta todos los componentes del sistema, sin importar si están dentro o fuera del país, de tal forma que se asegure que ese componente de interés y, por lo tanto, todo el SEN del país es sustentable.

Cabe resaltar que un SENI considera todos los componentes y sistemas que permitan a la EN una mayor contribución en la oferta de energía en el siglo XXI. Entonces, los sistemas futuros, y por lo tanto INPRO, incluyen tanto a los diseños innovadores como a los evolucionarios.

Los *diseños innovadores* son diseños avanzados que representan un cambio radical respecto a los diseños actuales.

Los *diseños evolutivos* son los que presentan un cambio evolutivo o mejoras sobre los diseños actuales, a través de modificaciones pequeñas o moderadas, de tal manera que se mantienen las características de diseño ya probadas, que han demostrado alta confiabilidad y eficiencia, minimizando así los riesgos de aplicar tecnologías nuevas.

En otro ejemplo, puede ser que el evaluador esté interesado solamente en un área de la metodología. Aun así, todas las áreas deben ser en cierta forma incluidas en la evaluación.

También es necesario señalar que INPRO requiere que el SEN sea evaluado a lo largo de toda su vida útil, desde el diseño hasta el desmantelamiento. Además, todas las instalaciones del sistema y las medidas institucionales y legales, los organismos de regulación y el marco legal deben ser considerados.

Finalmente, todos los componentes del SENI, todas las áreas de la metodología y todas las etapas del sistema (desde la cuna a la tumba) conforman la naturaleza holística de INPRO.

2.5 Las seis tareas clave y las siete áreas de la Metodología INPRO.

Para que la Metodología INPRO tenga esa visión holística de la que se habló en el subcapítulo anterior, y para que la evaluación contemple las cuatro dimensiones del desarrollo sustentable, INPRO definió las siguientes seis tareas clave:

- Costos.
- Desechos nucleares.
- Proliferación.
- Protección contra sabotajes.
- Impacto en los recursos y el medio ambiente.
- Seguridad.

Estas tareas clave son abordadas por la metodología a través de las siete áreas de evaluación que conforman a la Metodología INPRO:

- Economía.
- Manejo de desechos.
- Resistencia a la proliferación.
- Protección física.
- Ambiente.
- Seguridad.
- Infraestructura.

Cada una de estas áreas es evaluada a través de sus propios PB's, RU's y Cr's (conocidos como los requisitos de INPRO).

Cada área debe ser evaluada por un evaluador o experto, para lo cual se espera que éste necesite alrededor de ocho semanas (asumiendo que ya se ha familiarizado con la Metodología INPRO y que ya ha recibido toda la información de entrada, antes de comenzar con la evaluación). La familiarización para cada área de INPRO no debe tomar más allá de dos semanas. Entonces, el equipo de evaluación se compone de ocho personas, que trabajaran alrededor de diez semanas cada una; más un administrador del proyecto, que tardará de dos a cuatro semanas más en realizar un reporte exhaustivo. Como resultado, optimistamente, la evaluación INPRO requiere de ochenta y cuatro semanas-persona, para llevarse a cabo.

Economía.

El precio de la electricidad generada por la EN, para el consumidor, debe ser competitivo con los precios de las otras alternativas, es decir que la EN debe ser *asequible*.

Por otro lado, es necesario que los sistemas que generen la energía y sus productos relacionados sean desarrollados y desplegados. Para esto, los inversionistas (gobierno o privados) deben estar convencidos de que al invertir en la EN toman una decisión inteligente y bien fundamentada. Otra forma de decirlo es que la atracción de la inversión en la EN debe ser competitiva con la que las otras alternativas puedan tener. Que los SEN sean desarrollados y desplegados gracias a que a los inversionistas les resulte atractiva la inversión en éstos, quiere decir que la EN es *realizable*.

Si la EN es asequible y realizable, entonces es capaz de contribuir con la oferta de energía de forma sustentable.

Manejo de desechos.

La generación de desechos debe mantenerse, por diseño, en el mínimo posible; deben manejarse de tal forma que se asegure un nivel de protección a la salud humana y al medio ambiente aceptable. Los desechos se deben gestionar de manera que no se carguen costos o responsabilidades excesivas a las generaciones futuras. Todas las interdependencias entre la generación y la gestión de los residuos deben tenerse en cuenta.

Estos principios llevan a los requerimientos de INPRO a minimizar la generación de residuos, especialmente de aquellos que contienen componentes tóxicos de larga vida; a especificar una condición final permanentemente segura, para todos los desechos, y llevarlos a esa condición tan pronto como sea posible; a clasificar los desechos y a asegurar que en las etapas intermedias no se complique o incluso inhiba el alcance del estado final; y a acumular los recursos necesarios para el manejo de todos los desechos en el ciclo de vida, de tal forma que los pasivos acumulados en cualquier etapa de dicho ciclo estén cubiertos.

Resistencia a la proliferación.

En el diseño de los SEN futuros es necesario considerar el potencial que estos sistemas tienen para ser usados con el propósito de producir armas nucleares. La resistencia a la proliferación es el resultado de la combinación de las *características intrínsecas* y de las *medidas extrínsecas*.

Las características intrínsecas son el resultado del diseño técnico del SENI, incluyendo aquellas características que facilitan la implementación de las medidas extrínsecas; y consisten en las características técnicas que:

- Reducen la atracción que puedan tener los materiales nucleares para los programas de armas nucleares, ya sea durante su producción, uso, transporte, almacenamiento y disposición.
- Previenen o inhiben la desviación del material nuclear. Incluyen el confinamiento del material nuclear en locaciones con puntos de acceso limitados, y materiales difíciles de desplazar sin ser detectados debido su tamaño, peso o radioactividad.

- Previenen o inhiben la producción no declarada de material de uso directo. Incluyen reactores diseñados para prevenir que materiales sensibles, no declarados, sean irradiados dentro o cerca del núcleo del reactor; núcleos de reactores con bajo margen de reactividad, que puedan prevenir la operación del reactor con objetivos no declarados; e instalaciones y procesos del ciclo de combustible que sean difíciles de modificar.
- Facilitan la cuantificación y verificación del material nuclear.

Las medidas extrínsecas están basadas en las decisiones de los Estados y en los compromisos relacionados con los SEN. Existen cinco categorías para estas medidas:

1. Compromisos, obligaciones y políticas de los Estados, como por ejemplo, el Tratado para la No Proliferación de Armas Nucleares.
2. Acuerdos entre los Estados importadores y exportadores, sobre el uso exclusivo de los SEN para usos acordados.
3. Arreglos comerciales, legales o institucionales que controlen el acceso al material nuclear y su tecnología.
4. Verificación de las medidas por la IAEA o por grupos regionales, bilaterales y nacionales.
5. Medidas legales e institucionales para abordar las violaciones a las medidas mencionadas anteriormente.

El PB de INPRO, en esta área requiere que las características y medidas sean implementadas a través de todo el ciclo de vida del SENI, y que ambas sean utilizadas.

Los resultados de INPRO en esta área se basan principalmente en los consensos internacionales que se han alcanzado en numerosas reuniones.

Protección física.

El PB en esta área ha sido definido en la búsqueda de una implementación efectiva y eficiente de un régimen de protección física, para todo el ciclo de vida de un SENI, por los Estados.

El objetivo general de la IAEA en el área de la seguridad nuclear es alcanzar una mejor seguridad mundial en los materiales nucleares en uso, almacenamiento y transporte, y de todas sus instalaciones asociadas, ayudando a los Estados Miembros a establecer y mantener regímenes de seguridad nuclear nacional efectivos.

Ambiente.

La protección al medio ambiente es un tema central en el concepto del desarrollo sustentable. A primera vista, la EN apoya al desarrollo sustentable, gracias a que es capaz de generar una gran cantidad de energía con efectos relativamente bajos a la atmósfera, el agua y al uso de tierra. Entonces, la EN puede ayudar a aliviar el impacto al medio ambiente causado por las otras formas de generación de energía eléctrica, particularmente por las opciones fósiles.

No obstante las grandes ventajas ambientales de la tecnología nuclear, los potenciales efectos adversos, que ciertos componentes del ciclo de combustible nuclear pueden tener en el medio ambiente, deben ser prevenidos o mitigados efectivamente para hacer que la EN sea sustentable a largo plazo.

Los efectos ambientales pueden ser:

- Cambios físicos, químicos o biológicos al medio ambiente.
- Daños a la salud de los seres humanos, plantas y animales (seres vivos).
- Daños a la calidad de vida de los seres vivos.
- Daños a la economía.
- Agotamiento de los recursos naturales.
- Efectos acumulativos como resultado de la influencia del sistema en conjunción con otras influencias al medio ambiente.

Tanto los efectos radiológicos, como los no radiológicos deben ser considerados, así como las compensaciones y las sinergias entre los efectos de los diferentes componentes del sistema y los diferentes estresores ambientales.

Para que el sistema sea sustentable, éste no debe agotar los recursos naturales, considerando toda su vida útil. Estos recursos incluyen al agua, tanto a los materiales fisiónables como a los fértiles, y a otros materiales importantes. Además, el sistema debe ser, al menos, tan eficiente como las otras alternativas aceptables, ya sean nucleares o no.

Seguridad.

Esta área se divide en la seguridad de los reactores y en la seguridad de las instalaciones del ciclo del combustible. Los aspectos principales en la seguridad de los reactores son el control de la reactividad, la remoción del calor del núcleo, el confinamiento de los materiales nucleares y el blindaje contra la radiación. Para la seguridad de las instalaciones del ciclo del combustible son requeridos el control de la sub-criticidad y de la química, la remoción del calor, causado por el decaimiento de los radionúclidos, el confinamiento de la radioactividad y el blindaje contra la radiación.

El objetivo final de la evaluación en esta área debe ser la prevención, reducción y contención de las emisiones radiactivas de forma que el riesgo a la salud y al medio ambiente sea comparable al riesgo existente en las instalaciones industriales utilizadas para fines similares (generación de electricidad), de modo que para SENI, no habrá ninguna necesidad de tener medidas de reubicación o evacuación de la zona de la planta, además de las medidas de emergencia genéricas, desarrollados para cualquier instalación industrial.

Infraestructura.

La infraestructura nuclear abarca todas las características y subestructuras legales, institucionales, industriales, económicas y sociales.

Y muchos de los factores que pueden facilitar u obstruir el desarrollo de la EN están relacionados a la infraestructura de la EN, sin importar si se trata de la infraestructura puramente nacional o de la basada en acuerdos internacionales.

El PB que INPRO ha definido en esta área es que “los acuerdos regionales e internacionales proporcionarán opciones que permitan a cualquier país adoptar un SENI, sin hacer una inversión excesiva en la infraestructura nacional ”.

2.6 Evaluación de un Sistema de Energía Nuclear.

Para cumplir con los objetivos de INPRO es necesario realizar una *Evaluación del Sistema de Energía Nuclear (NESA, por sus siglas en inglés)*.

Esta evaluación permite saber si un SEN cumple con los objetivos de INPRO o en otras palabras, si dicho SEN es sustentable. Si no lo es, la evaluación también permite conocer qué acciones o modificaciones al SEN son necesarias para lograr que éste lo sea.

La evaluación puede realizarse para un SEN existente o para uno en desarrollo. De esta manera, una NESA puede ser llevada a cabo con distintos grados de amplitud y profundidad. El alcance de la evaluación puede ser:

- Utilizar la Metodología INPRO como una herramienta de aprendizaje, para incrementar la conciencia sobre los problemas a largo plazo relacionados con la obtención de un SEN sustentable.
- Realizar una NESA con un alcance limitado, por ejemplo, la evaluación de un componente (instalación) del SEN y por lo tanto, de algunas áreas seleccionadas de la Metodología INPRO.
- Realizar una NESA completa y profunda, que cubra todos los componentes del SEN y todas las áreas de la metodología.

La evaluación puede ser realizada por los usuarios de la Metodología INPRO, dependiendo de su situación e intereses particulares.

Los distintos usuarios de la metodología pueden ser:

- Desarrolladores de tecnología. Como entrada para la planeación, guía y ejecución de I&D
- Usuarios de la tecnología. Para proveerse de información en la toma de decisiones, cuando consideran la expansión de sus sistema de energía nuclear o el reemplazamiento de componentes específicos que han terminado su vida útil.
- Usuarios primerizos. Para adquirir conocimientos y concientización de los retos por delante.

2.7 Arquitectura jerárquica de INPRO.

La Metodología INPRO se basa en evaluar qué tan bien un SENI cumple con los PB's, los RU's y los Cr's de INPRO.

Los PB's, los RU's y los Cr's se encuentran bajo una jerarquía, que se muestra en la Ilustración 2.1.

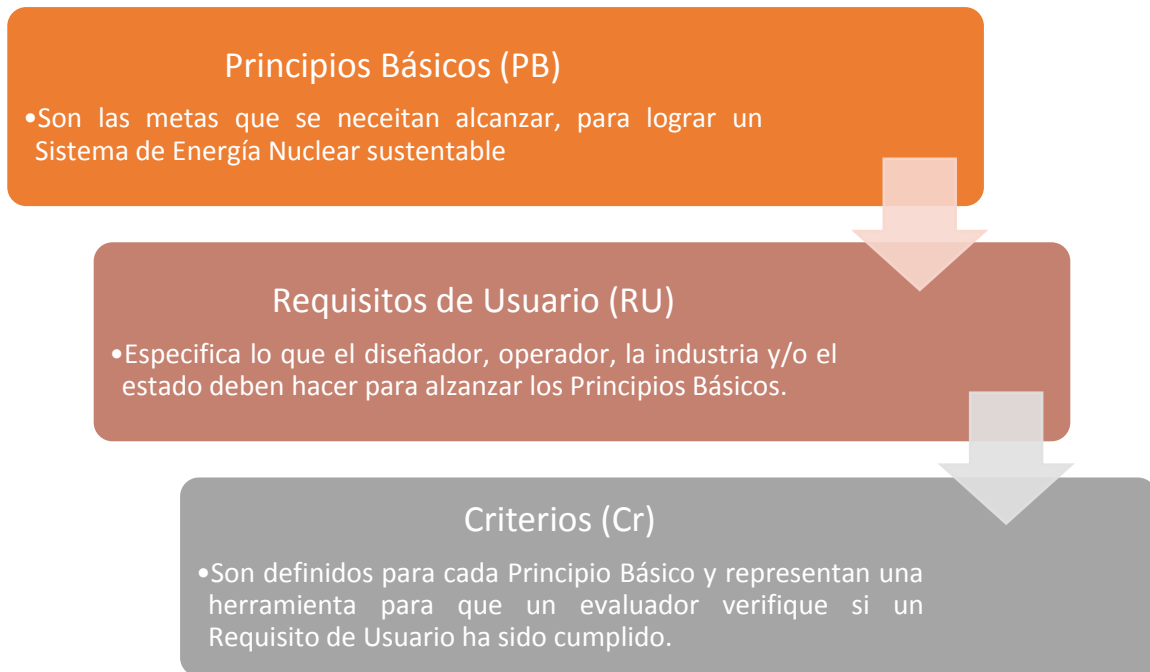


Ilustración 2.1. Arquitectura de los Requerimientos de INPRO

En el nivel más alto se encuentra el PB, que es el establecimiento de una meta general, que debe ser alcanzada por todo SENI y que provee una guía amplia en el desarrollo del mismo.

En el segundo nivel de la jerarquía se encuentran los RU's. Son las condiciones que deben cumplirse para lograr la aceptación de los usuarios de un SENI dado. Definen los medios para alcanzar la meta fijada en el PB.

En este contexto, un *usuario* es una entidad que tiene participación o interés en las posibles aplicaciones de las tecnologías nucleares y que, por lo tanto, tiene un interés en la aplicación del método de evaluación INPRO o en la revisión de los resultados de dicha evaluación. El concepto de usuario abarca a:

- Representantes de inversionistas, organizaciones de IDyD, diseñadores, generadores de energía e instalaciones.
- Tomadores de decisión. Como pueden ser los gobiernos nacionales, entidades regulatorias o legislativas, autoridades y organizaciones estatales locales, sus consejeros y otros interesados, incluyendo a las organizaciones no gubernamentales.
- Usuarios finales de la energía (público, industria, comercio, etc.).
- Medios de comunicación.
- Organizaciones internacionales informadas (IAEA, OCDE, etc.).

Finalmente, uno o varios Cr's son necesarios para que el evaluador INPRO determine cuando cierto RU es cumplido por el SENI, y de qué manera.

Un Cr INPRO está formado por un *Indicador (In)* y un *Límite de Aceptación (LA)*.

Los In's pueden ser numéricos o lógicos. Que sean numéricos quiere decir que se trata de valores calculados o medidos, para ciertas propiedades del SENI. Que sean lógicos

quiere decir que están relacionados con una pregunta para verificar una característica necesaria del SENI.

Un LA es un objetivo, ya sea cualitativo o cuantitativo, contra el cual el valor de un In puede ser comparado por el evaluador, llevándolo a un juicio de la aceptación (bueno/malo, aprobado/no aprobado, mejor/peor, etc.).

Entonces, los Cr's se evalúan para verificar si los diseñadores y/o las organizaciones nacionales (gobierno, propietario, operador, industria nuclear nacional) cumplen con todos los RU's. Esta revisión se lleva a cabo por el evaluador. Un Cr se cumple cuando el In correspondiente alcanza su LA.

Si todos los Cr's son cumplidos, el RU correspondiente es cumplido. Si todos los RU's son cumplidos, el PB correspondiente es cumplido. Al cumplirse todos los PB's, el SEN es sustentable.

Si un Cr no se cumple, el evaluador debe definir y documentar las consiguientes acciones necesarias, o al menos la necesidad de acciones para cerrar la brecha encontrada en el SENI.

Capítulo 3 Evaluación en el área económica.

Como se puede notar en el capítulo anterior, la aplicación de la Metodología INPRO es un ejercicio que va de menor a mayor y que consiste en determinar el valor de cada uno de los In's (de cada Cr) y comparar dicho valor con el LA, para el Cr dado. Después, basado en esa comparación, se emite un juicio del potencial, es decir, la capacidad del SEN para cumplir con ese Cr.

Finalmente, como ya se mencionó, al cumplirse todos los Cr's, y por ende, todos los RU's, se tiene un SEN sustentable. Cuando alguno, o varios Cr's no se cumplen, se tiene entonces, la capacidad de emitir las recomendaciones necesarias para mejorar al SEN y elevar su nivel de sustentabilidad.

Una evaluación económica utilizando la Metodología INPRO, puede ser llevada a cabo por distintos evaluadores, como pueden ser los departamentos de planeación del gobierno, instituciones académicas, agencias internacionales, empresas de servicios públicos (de inversión pública o privada) o diseñadores de tecnología nuclear, para entender la competitividad económica de la EN, comparada con las *Fuentes Alternativas de Energía (FAE)*⁷.

3.1 Arquitectura jerárquica en el área económica.

Para que un SEN sea sustentable a largo plazo, la EN necesita ser asequible y realizable. Si la EN es asequible, las empresas de servicios públicos deben estar preparadas para invertir en el despliegue de las PEN's para el suministro de energía (en la actualidad, principalmente eléctrica). Entonces, dentro del área económica, la atracción de invertir en EN es evaluada mediante la valoración de cifras financieras de mérito, como el retorno de la inversión y la tasa interna de retorno, para asegurar que son comparables con aquellas que se esperan de la inversión en las FAE. Además, los riesgos potenciales de esta inversión también deben ser tomados en cuenta. Para ser realizable, el costo de la energía eléctrica suministrada por una PEN debe ser comparable con los costos de producción de las FAE disponibles en cierto mercado, tomando en cuenta todos los costos relevantes.

En pocas palabras, la EN debe ser competitiva con las otras opciones de energía.

En el área económica de la Metodología INPRO, es el costo de la energía de una PEN la que se considera y compara con los costos de las otras opciones energéticas. Los costos de los otros componentes del SES, como las instalaciones de la primera fase del ciclo del combustible (minería, enriquecimiento, etc.) o de la parte final (disposición, procesamiento, etc.) son factorizadas dentro del costo de la energía de la PEN.

En el área económica de la Metodología INPRO, hay un PB, cuatro RU's y ocho Cr's.

El PB consiste en que la energía, los productos y servicios de un SEN deben ser asequibles y realizables.

⁷ Cualquier otra fuente energética con la que competirá la EN, sin importar si se trata de opciones limpias o fósiles.

El primer RU establece que el costo de los productos energéticos de un SEN, considerando todos los costos y créditos relevantes, debe ser competitivo con los costos de las FAE, que estén disponibles para una aplicación dada, en un mismo marco geográfico y temporal. La Metodología INPRO utiliza, para esta comparación, el concepto del *Costo Total Nivelado de Generación Eléctrica (C_T)*.

El C_T es el precio que se debe cargar por unidad de producción (entiéndase \$/kWh), durante la supuesta vida útil de la planta, para recobrar todos los costos (inversión, operación y mantenimiento, combustible y otros relevantes). Cabe señalar que el C_T es un valor descontado, y que la *tasa de descuento* utilizada debe reflejar las condiciones del mercado en el que se encuentra la PEN evaluada.

Para esta evaluación, INPRO desarrolló una herramienta llamada NEST, que se verá más adelante.

Ser competitiva no significa que la EN deba ser la opción más barata para la generación de energía eléctrica. Muchos factores pueden entrar en el proceso de toma de decisión. Estos, usualmente son tomados en cuenta en los estudios de planeación energética y pueden llevar a los tomadores de decisión y a los inversionistas, particularmente a los gobiernos, a aceptar costos algo mayores en la opción nuclear, pues implican beneficios en otros aspectos.

El segundo RU establece que la inversión total requerida para diseñar, construir y desmantelar el SEN, incluyendo los intereses durante la construcción, debe ser tal que los fondos de inversión necesarios puedan ser cubiertos.

Dos Cr's necesitan ser satisfechos.

En primera instancia, la inversión en la construcción de una PEN necesita ser lo suficientemente atractiva para justificarse. El evaluador debe examinar las cifras financieras de mérito, usadas en un mercado dado, para caracterizar el beneficio de tal inversión y determinar si esas cifras son comparables con las correspondientes a las otras opciones de suministro energético.

Sin importar la atracción de las cifras financieras, también debe ser posible cubrir el total de la inversión requerida, es decir, que la inversión total necesita ser compatible con la capacidad de reunir capital en un cierto mercado.

Al final, la inversión para desplegar un SEN debe ser asequible y atractiva en un clima de inversión dado, tomando en cuenta otras opciones de inversión y otras prioridades que requieren una cuota de capital disponible. El evaluador debe confirmar que la inversión en la instalación de un SEN es lo suficientemente atractiva para una inversionista potencial, comparada con una inversión en un sistema alternativo de energía disponible en el país evaluado; además de que el inversionista es capaz de reunir el capital necesario.

El tercer RU establece que el riesgo de la inversión en un SEN debe ser aceptable para los inversionistas. La construcción de una PEN es un proyecto de capital de gran escala que se implementa en un lapso grande de tiempo. Los inversionistas potenciales desearán garantías razonables de que la rentabilidad de su inversión no se verá excesivamente comprometida a causa de fallas en la implementación del proyecto o en el desempeño de la planta.

Tabla 3.1.Arquitectura jerárquica de INPRO en el área económica.

| PB: La energía y los productos y servicios relacionados con un SEN deben ser asequibles y realizables. | | |
|--|---|---|
| Requerimiento de Usuario (RU) | Criterio (Cr) | Indicador (In) y Límite de Aceptación (LA) |
| <p>RU1: Costo de la Energía</p> <p>El costo de la energía suministrada por los SEN, tomando en cuenta todos los costos y créditos relevantes, debe ser competitivo con el correspondiente a las otras alternativas energéticas disponibles en una región geográfica en el mismo periodo.</p> | Cr1: Competitividad de los Costos | <p>In1: Costo de la Energía.</p> <p>LA1: $C_N \leq k \cdot C_A$</p> <p>k es un factor =, \geq ó \leq 1, basado en consideraciones estratégicas.</p> |
| <p>RU2: Capacidad de financiamiento.</p> <p>La inversión total para diseñar, construir y desmantelar un SEN, incluyendo los intereses durante la construcción, debe ser tal que los fondos de inversión necesarios puedan ser reunidos.</p> | Cr2.1: Atracción de la Inversión. | <p>In2.1: Cifras financieras de mérito.</p> <p>LA2.1: Las cifras financieras de mérito son comparables o mejores que las de las tecnologías energéticas competitivas.</p> |
| | Cr2.2: Límite de Inversión. | <p>In2.2: Inversión total.</p> <p>LA2.2: La inversión total requerida debe ser compatible con la capacidad de reunir capital en un clima de mercado dado.</p> |
| <p>RU3: Riesgo de la Inversión.</p> | Cr3.1: Madurez del diseño | <p>In3.1: Estatus técnico y regulatorio.</p> <p>LA3.1: El desarrollo técnico y el estatus del licenciamiento del diseño a ser instalado o desarrollado son lo suficientemente maduros.</p> |
| | Cr3.2: Programa de construcción. | <p>In3.2: tiempos de construcción y desmantelamiento usados en la evaluación económica.</p> <p>LA3.2: Los tiempos para construcción y desmantelamiento usados en la evaluación económica son los suficientemente precisos, es decir, realistas y no optimistas.</p> |
| | Cr3.3: Incertidumbre de los parámetros económicos de entrada. | <p>In3.3: Un análisis de sensibilidad de los parámetros de entrada importantes para calcular los costos y las cifras financieras de mérito ha sido realizado.</p> <p>LA3.3: La sensibilidad a los cambios en los parámetros seleccionados es aceptable para el inversionista.</p> |
| | Cr3.4: Ambiente político. | <p>In3.4: Compromiso con la opción nuclear a largo plazo.</p> <p>LA: 3.4: El compromiso es suficiente para permitir un retorno de la inversión.</p> |
| <p>RU4: Flexibilidad.</p> <p>Los SENI deben ser compatibles con el cumplimiento de los requerimientos en diferentes mercados.</p> | Cr4: Flexibilidad. | <p>In4.1: ¿Los componentes del SENI son adaptables a distintos mercados?</p> <p>LA4: Sí.</p> |

El riesgo de la inversión en la instalación de un SEN está compuesto de muchos factores, incluyendo, entre otros, las incertidumbres en los costos básicos del proyecto, los costos de los retrasos del proyecto, las incertidumbres en las regulaciones que pueden impactar la agenda del proyecto o el desempeño de la planta, o ambas, los impactos de la presión pública adversa y los problemas técnicos que lleven a déficits en la operación de la planta.

El cuarto RU establece que un SENI debe ser compatible con el cumplimiento de los requerimientos de diferentes mercados. Este RU está dirigido primordialmente a los desarrolladores de tecnología y relaciona la capacidad de recobrar la inversión en el desarrollo.

La Tabla 3.1 muestra la arquitectura jerárquica del área económica de la Metodología INPRO, en donde se enuncian cada uno de los componentes de dicha arquitectura jerárquica.

3.2 Parámetros de entrada necesarios para la evaluación económica.

En general, la mayoría de la información económica de entrada, relacionada con el diseño de un SEN, es del dominio público. Sin embargo, es recomendable que el equipo de NESAs establezca cooperación con los proveedores potenciales del SEN, para facilitar el uso de información de entrada confiable.

Parámetros sobre la información de costos para el despliegue de una PEN.

Una evaluación de la competitividad de los costos de una PEN, contra los costos de una FAE, requiere de información financiera sobre los costos y también sobre los ingresos que se generarán de la venta de la electricidad producida por estas plantas. Las FAE deben ser plantas adecuadas para el despacho de carga base, así como lo son las PEN.

El concepto del Costo Total Nivelado de Generación Eléctrica.

En la Metodología INPRO, se recomienda que el C_T sea usado como una entrada para comparar los costos de producción de electricidad de diferentes plantas. Cabe notar que el cálculo del C_T , en principio, no es parte de la Metodología INPRO. Sin embargo, se recomienda que el evaluador determine este valor usando la herramienta NEST, como se verá más adelante.

El C_T representa el precio por kilowatt-hora (kWh), de la electricidad producida de tal forma que se recuperen todos los costos (capital, O&M, combustible, etc.) durante el tiempo de vida útil asumido de la planta.

Para calcular el C_T se necesita la información de los costos, el tiempo de construcción y el flujo de efectivo durante la construcción, además del tiempo de vida de la planta, que se asume para propósitos del análisis de costos.

Por otro lado, se necesita asumir el mismo factor de planta para centrales no nucleares, con el propósito de comparar costos, incluso aunque las PEN's son usadas para cubrir carga base y otras plantas puedan ser usadas principalmente para los picos de demanda. Por supuesto, si se sabe que la planta no podrá ser usada como carga base, tal comparación no tiene sentido, a menos que el costo del suministro de reserva sea incluido en la comparación.

Además, se necesita una tasa de descuento representativa para tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Esta tasa de descuento necesita reflejar las condiciones del mercado en el país y del tipo de inversionista.

La idea básica de "nivelar" es que todos los costos e ingresos que ocurren en distintos tiempos se expresen en su valor equivalente en un mismo punto en el tiempo, por ejemplo, el principio de las operaciones comerciales de la planta, $t=0$; ya que se debe tomar en cuenta el efecto del tiempo en el valor del dinero.

El valor del dinero puede verse afectado a lo largo del tiempo, ya sea si se obtienen ganancias por su inversión, o si el dinero pierde su poder adquisitivo por la inflación. Un monto monetario (A) puede crecer si se invierte a cierta tasa de interés (i). El valor futuro de ese monto será (A_1):

$$A_1 = A \cdot (1 + i) \quad \text{Ecuación 3.1}$$

De la forma contraria, el *valor presente* (A) de la cantidad A_1 estará dada por:

$$A = A_1 \cdot \frac{1}{1+r} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Nótese que en lugar de utilizar la tasa de interés, i , la ecuación 3.2 utiliza la tasa de descuento, r , pues es esta tasa la que toma en cuenta que una cantidad monetaria tiene menos valor en el futuro, que en el presente. Por lo general, las instituciones gubernamentales emiten los valores de las tasas de descuento apropiadas para los distintos proyectos.

La tasa de descuento apropiada para el sector energético puede cambiar entre los países, y en un mismo país puede ser distinta en cada empresa de servicios públicos.

La tasa de descuento puede estar relacionada con los retornos que pueden ser ganados en una inversión típica para los mismos inversionistas; puede ser una tasa requerida por reguladores públicos que incorpore la tolerancia a riesgos financieros y/o que se derive de un análisis macroeconómico.

De la Ecuación 3.2 se origina la Ecuación 3.3, en la que se tiene el valor presente de una cantidad monetaria (A_n) dada, después de n periodos de tiempo.

$$A = A_n \cdot \left(\frac{1}{1+r}\right)^n \quad \text{Ecuación 3.3}$$

El valor nivelado (S) de una distribución arbitraria de dinero (A_t), para un tiempo base t_0 , puede ser calculada como la suma de los valores nivelados individuales de cada monto de dinero, referidos a t_0 .

$$S(t_0) = \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{A_t}{(1+r)^{t-t_0}} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

Para construir y operar una planta de energía, se necesita considerar un flujo específico de gastos para la construcción (inversión capital), el suministro de combustible y la operación y desmantelamiento de la planta, incluyendo el manejo de desechos y las renovaciones necesarias.

Los costos de inversión capital (cI), o Costos de Inversión, son aquellos que incluyen el costo capital instantáneo, los intereses devengados durante el periodo de construcción, los costos de contingencia, el costo de propiedad, los costos de pruebas y los costos de desmantelamiento. Estos costos deben ser calendarizados en una base anual.

Los costos de O&M (cO&M), incluyen todos los costos a cargo de los productores (empresas) que no entran ni en los costos de inversión, ni en los de combustible. Algunos de estos cO&M deben ser cubiertos independientemente de la cantidad de electricidad generada, y se llaman Costos Fijos de O&M (cO&M_F). Otros sí dependen de la cantidad de electricidad generada al año y se llaman Costos Variables de O&M (cO&M_V). Por lo general, los cO&M incluyen los costos y tarifas por el manejo de los desechos radioactivos de la planta, con la excepción del manejo de combustible gastado fuera de la planta, es decir, almacenamiento a largo plazo, reprocesamiento, disposición final, etc.

Los costos de combustible (cCom) deben ser calendarizados en una base anual. Para las PEN's, un costo importante debe ser pagado previamente para alcanzar la primera criticidad, de tal forma que se tenga el suficiente exceso de reactividad para generar electricidad hasta la primera recarga de combustible. Como se necesita de esta primera reactividad hasta el final de la vida operacional, el costo del primer núcleo se llama usualmente: amortización del primer núcleo, para distinguirlo del costo de la recarga de combustible, necesaria para producir electricidad cada año. Los costos del combustible necesitan considerar todo el ciclo del mismo, desde la extracción hasta la disposición final.

Se deben tomar algunas precauciones para no contar doblemente algunos costos. Por ejemplo, si el costo capital ya considera el costo de las renovaciones, no se necesitan contar en O&M.

Con las consideraciones anteriores se puede obtener el valor nivelado de los gastos ($E(t_0)$) de una planta.

$$E(t_0) = \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+r)^{t-t_0}} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

Los ingresos monetarios que genere la planta dependerán de cuánta energía produzca al año. Esta energía dependerá de la potencia de la planta, y de las horas al año que opere.

El factor de planta (fp), en este caso, es el porcentaje de las horas al año en que una planta entrega su máxima potencia.

Para considerar que la planta no ganará dinero por la electricidad que consume para su propia operación se utiliza la potencia neta (P).

Así, el valor nivelado de los Ingresos Brutos (IB(t₀)), es:

$$IB(t_0) = \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot R_t \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^{t-t_0}} \quad \text{Ecuación 3.6}$$

R_t es el precio al que se vende la electricidad en el año t.

Como se ha mencionado antes, el Costo Total Nivelado de Generación Eléctrica es el precio que deberán pagar los consumidores para cubrir exactamente los gastos para producir dicha electricidad, es decir, con el valor nivelado de los gastos, E(t₀). Entonces se igualan las ecuaciones 3.5 y 3.6:

$$\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+r)^{t-t_0}} = \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot C_t \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^{t-t_0}} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

Ahora, el precio de la electricidad R_t ha sido igualado al costo de la electricidad en ese mismo año, C_t.

Pero el Costo Total Nivelado de Generación Eléctrica no es dependiente del tiempo, por lo que se asume que el costo de la electricidad tampoco lo es:

$$\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+r)^{t-t_0}} = C \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^{t-t_0}} \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Finalmente, al despejar C de la ecuación 3.8, se obtiene el Costo Total Nivelado de Generación Eléctrica, C_T:

$$C_T = \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+r)^{t-t_0}}}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^{t-t_0}}} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Como C_T es independiente del tiempo base t₀, se tiene:

$$C_T = \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fP_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

De la ecuación 10, se pueden desglosar tres costos nivelados.

- Costo nivelado por concepto de inversión:

$$CI = \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fP_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

- Costo nivelado por concepto de O&M:

$$CO\&M = \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cO\&M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fP_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 3.12}$$

- Costo nivelado por concepto de combustible:

$$CCom = \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cCom_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fP_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 3.13}$$

Con lo que se tiene que:

$$C_T = CI + CO\&M + CCom \quad \text{Ecuación 3.14}$$

Como se vio, para calcular el C_T de un SEN (consistente en una PEN y su ciclo de combustible asociado) y de una FAE, se necesitan los siguientes parámetros económicos de entrada:

- Específicos al país: Tasa de descuento, precio de la unidad de electricidad vendida, tasa de impuestos (sólo en algunas opciones);
- Específicos a la planta de energía: Costo capital instantáneo, programa de inversiones de capital, costo de contingencia, costo del propietario, costo de pruebas, costo de desmantelamiento, costos fijos y variables de O&M, costo de combustible.

Y si los costos del combustible nuclear se calculan directamente, considerando todas las etapas del ciclo de combustible nuclear, se necesita determinar, además, los siguientes parámetros económicos de entrada:

- Específicos al ciclo de combustible nuclear: Costo de compra del *uranio natural* (U_{nat}), costo de conversión del U, costo del enriquecimiento del U, costo de fabricación del combustible, costo de reprocesamiento del combustible nuclear gastado, costos de almacenamiento y disposición.

Además de los parámetros económicos, se necesitan los siguientes parámetros técnicos de entrada:

- Específicos a la planta de energía: Producción eléctrica neta, tiempo de vida, factor de planta promedio, eficiencia térmica neta.

Y, de igual forma, si los costos del combustible nuclear se calculan directamente, se necesitan los siguientes parámetros técnicos de entrada:

- Específicos al ciclo de combustible: Densidad energética del primer núcleo del reactor, enriquecimiento del primer núcleo y de las recargas, pérdidas de U (o plutonio) en cada etapa del ciclo de combustible.

Parámetros sobre la atracción de la inversión en el despliegue de una PEN.

Los indicadores financieros usados en un mercado dado, reflejan el clima de inversión y los requisitos de un país, incluyendo las fuentes de los fondos de inversión.

Es tarea del evaluador determinar qué cifras financieras de mérito serán usadas como parámetros de evaluación para determinar la atracción de una inversión en el despliegue de una PEN. La Metodología INPRO recomienda que se utilicen, al menos, el *Valor Presente Neto (VPN)*, la *Tasa Interna de Retorno (TIR)* y el *Retorno Sobre la Inversión (RSI)*.

Así como el C_T , el cálculo de los parámetros anteriores, en principio, no es parte de la Metodología INPRO. Sin embargo, la herramienta NEST también puede ser utilizada para calcularlos.

Para calcular la TIR y el RSI usando NEST, se necesita el *Precio por Unidad de Electricidad Vendida (PUEV)*. El evaluador debería poder obtener el PUEV del escenario energético bajo consideración, tomando en cuenta las tendencias históricas. Sabiendo los costos de la planta, el precio de venta de la electricidad y la producción promedio anual, se puede calcular la TIR y el RSI.

Valor Presente Neto.

En cualquier proyecto de inversión, el VPN es un método que determina si el proyecto incrementa o no el valor de la empresa que realiza la inversión.

La diferencia entre los ingresos y los egresos produce el beneficio neto.

Durante el periodo de construcción no hay ingreso neto y la inversión produce un beneficio negativo. Después del arranque de la planta, un beneficio positivo se produce durante su vida útil. Esto producirá una ganancia, o ingreso neto dependiente del tiempo, que puede ser nivelado usando una tasa de descuento. Para el proyecto de una planta de energía, este ingreso neto nivelado, $IN(t_0, r, R_t)$, descontado a una tasa r y a un tiempo t_0 , es igual a la diferencia entre los ingresos brutos nivelados ($IB(t_0)$), menos los gastos nivelados ($E(t_0)$).

$$IN(t_0, r, R_t) = IB(t_0) - E(t_0) \quad \text{Ecuación 3.15}$$

El ingreso neto nivelado $IN(t_0, r, R_t)$, también es conocido como el valor presente neto, VPN, en el tiempo t_0 , del proyecto de inversión. Sustituyendo en la Ecuación 3.15, las ecuaciones 3.5 y 3.6 se tiene:

$$VPN(t_0, r, R_t) = \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot R_t \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^{t-t_0}} - \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+r)^{t-t_0}} \quad \text{Ecuación 3.16}$$

Si el precio de la electricidad es constante, en términos de dinero real (es decir, sin inflación), una referencia constante del precio al que se vende la electricidad al consumidor, llamada PUEV, sustituye al precio R_t (que era variable en el tiempo), dando origen a la ecuación 3.17:

$$VPN(t_0, r) = PUEV \cdot \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^{t-t_0}} - \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+r)^{t-t_0}} \quad \text{Ecuación 3.17}$$

Si se factoriza $\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 P_t fp_t}{(1+r)^{t-t_0}}$ en la Ecuación 3.17, se tiene la ecuación 3.18:

$$VPN(t_0, r) = \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^{t-t_0}} \cdot \left(PUEV - \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+r)^{t-t_0}}}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^{t-t_0}}} \right) \quad \text{Ecuación 3.18}$$

Sustituyendo la Ecuación 3.9 en la 3.18, se encuentra que el VPN es:

$$VPN(t_0, r) = (PUEV - C_T) \cdot \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^{t-t_0}} \quad \text{Ecuación 3.19}$$

Es claro que si el precio de la electricidad (PUEV) es igual al C_T , el VPN es cero, debido a que, a esa tasa de descuento, el ingreso nivelado es exactamente igual a los egresos nivelados.

El VPN puede ser tomado como el beneficio nivelado producido por la inversión, si se considera que la tasa de descuento es la tasa mínima de retorno o el costo total del dinero para la empresa; pero, a veces, se considera un valor más alto, con el argumento de que la tasa de retorno debe ser mayor a los costos de los fondos, o no habría interés en la inversión. En ese caso, se necesita tomar como una condición necesaria, pero no suficiente.

Tasa interna de retorno

La TIR es un método, que busca la tasa de retorno (o tasa de descuento, en este caso) a la que el VPN es nulo. Por tanto, es un procedimiento iterativo que determina la tasa desconocida que se necesita para balancear los flujos de ingresos y egresos. Es similar al procedimiento del VPN, teniendo entonces:

$$VPN(t_0, TIR, R_t) = \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot R_t \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+TIR)^{t-t_0}} - \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+TIR)^{t-t_0}} \quad \text{Ecuación 3.20}$$

Como esta tasa produce un VPN=0, es innecesario referirse a un tiempo base. Entonces:

$$\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot R_t \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+TIR)^t} - \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad \text{Ecuación 3.21}$$

Utilizando el concepto del C_T , se observa que si el precio de la electricidad R_T es igual a C_T , la TIR es igual a r (la tasa de descuento).

Un análisis similar al utilizado para obtener la Ecuación 3.19 da como resultado la Ecuación 3.22, que resulta más fácil de utilizar para el cálculo de la TIR.

$$\begin{cases} C_T(r) - PUEV = 0 \\ r = TIR \end{cases} \quad \text{Ecuación 3.22}$$

En esta ecuación se observa que el C_T depende de la tasa r . Se realiza un proceso de iteración hasta encontrar la mínima r , que iguala C_T con PUEV, y esa r es entonces la TIR.

Retorno Sobre la Inversión.

Es un indicador que establece la relación entre los beneficios obtenidos y la inversión hecha para obtener esos beneficios. Por lo que es una razón de los beneficios entre la inversión.

En el caso de las plantas de energía, este parámetro se calcula sin ser descontado. Los beneficios son el PUEV menos los costos (no nivelados) de O&M (OM) y los relacionados con el combustible (Com). La inversión considerada es el Costo de Inversión Instantáneo (*overnight*) (CII).

$$RSI = \frac{PUEV - OM - Com}{CII} \cdot 8760 \cdot fp \quad \text{Ecuación 3.23}$$

Parámetros sobre el límite de la inversión necesaria para desplegar una PEN.

Como el despliegue de una PEN requiere de una inversión capital significativa, recaudar los fondos de capital necesarios, en cierto mercado puede ser un gran reto, incluso si el costo de la electricidad de la PEN y las cifras financieras de mérito son atractivos.

Para una empresa privada, como inversionista potencial, generalmente existe un límite de inversión que puede realizar en base a sus ingresos y ganancias totales.

Para un gobierno, como inversionista, el límite está definido por el presupuesto disponible para el programa de EN. El evaluador debe determinar y reunir la información necesaria para hacer este juicio.

La inversión necesaria total para desplegar una FAE, como puede ser una planta de energía fósil, suele ser menor a la necesaria en una PEN. Por lo tanto, este parámetro no es considerado un factor limitante en este tipo de plantas. Sin embargo, en el caso de las plantas hidroeléctricas, la inversión total sí será comparable con las nucleares.

Parámetros sobre el riesgo de la inversión en el despliegue de una PEN.

Para determinar el riesgo de la inversión, la Metodología INPRO ha especificado criterios lógicos y numéricos relacionados al estatus del licenciamiento de la PEN propuesta, a los tiempos de construcción y desmantelamiento del proyecto, a la sensibilidad de los costos de la electricidad y de otras cifras financieras de mérito, cuando cambian las condiciones del mercado, y al clima político en el país (o región) en el cual se desplegará la PEN.

La información sobre el estatus del licenciamiento, y de los tiempos de construcción y desmantelamiento, debería ser obtenida por el evaluador del proveedor de la PEN.

El riesgo en el licenciamiento es menor en las plantas que ya se han construido y licenciado para operación en el país de origen, o cuando el organismo regulador del país donde se desea desplegar tal planta ha confirmado que la misma podría ser licenciada.

El evaluador debería tener acceso a los resultados de los estudios de sensibilidad con una variación apropiada en los parámetros económicos de entrada, usados para calcular el C_T , la TIR, el VPN y el RSI.

La información sobre el clima político nacional en cuanto a la EN es necesaria para la evaluación en el área de infraestructura de la Metodología INPRO. El asunto del clima político se incluye en el área económica, principalmente para asegurar que la evaluación en el área de infraestructura se ha llevado a cabo y que el clima político es favorable para el despliegue de la EN. Si tal evaluación no se ha realizado, el evaluador en el área económica deberá concluir que el inversionista se encuentra ante un riesgo desconocido e importante, que debe ser abordado por quienes proponen el proyecto. No es responsabilidad del evaluador económico juzgar el clima político, pero sí lo es asegurarse de que el tema sea tratado adecuadamente.

Parámetros de entrada para una PEN en desarrollo.

Como se pudo observar en los puntos anteriores, la Metodología INPRO, en el área económica, se ha desarrollado principalmente para que un usuario de la tecnología pueda evaluar los aspectos económicos de los reactores y de los ciclos de combustible que dicho usuario se propone instalar, es decir, aquéllos (reactores y ciclos) que se encuentran disponibles en el mercado, como diseños probados.

Sin embargo, en principio, la Metodología INPRO puede emplearse por un desarrollador de tecnología, para evaluar los aspectos económicos de los reactores y sus ciclos de combustible asociados, que se encuentren en fase de desarrollo.

3.3 Profundización en el PB, RU's y Cr's del área económica.

Los RU's están enfocados en la competitividad de la energía proveniente de una PEN, en comparación con otras fuentes de energía disponibles en el país, para el mismo propósito. La competitividad de una PEN es revisada mediante la evaluación de los costos de producción de electricidad y de las cifras financieras de mérito, tales como el RSI o la TIR. Además, se consideran los potenciales riesgos de la inversión en una PEN.

En algunos casos, la diferencias significativas en los resultados de las evaluaciones económicas pueden ser causados por los diferentes métodos, códigos y suposiciones utilizados por los evaluadores. Esta sección tiene como objetivo proveer las definiciones claras de los indicadores económicos y de los límites de aceptación de la Metodología INPRO, de tal forma que las posibles diferencias en los resultados de las evaluaciones no sean causadas por confusiones sobre la terminología o las fórmulas, y que puedan ser explicadas por las diferencias en otros factores, como las condiciones del mercado o las opciones en la oferta de energía.

Principio Básico en el área económica de INPRO.

Principio básico en el área económica: *La energía y los productos y servicios relacionados, provenientes de los sistemas de energía nuclear, deben ser asequibles y realizables.*

La mejor forma de asegurar que la EN y sus servicios relacionados sean asequibles, es que el precio al consumidor sea competitivo con las alternativas (energéticas y de los mismos servicios) de bajo costo. Para que la energía y los productos y servicios relacionados sean realizables, es necesario que los sistemas que ofrezcan esa energía, productos y servicios, sean desarrollados e instalados.

Para desarrollar e instalar los sistemas energéticos se requiere de una inversión y de que aquellos que realicen dicha inversión, sin importar que se trate de privados o del gobierno, estén convencidos de que su elección, en ésta y no en otra alternativa de inversión, sea sabia.

Las alternativas para invertir pueden ser otras tecnologías energéticas que también buscan de la inversión para su desarrollo e instalación. Entonces, para que un SEN sea desarrollado e instalado, éste debe competir exitosamente por la inversión.

Debido a la naturaleza de la tecnología nuclear, se reconoce que las políticas y acciones del gobierno, influenciarán significativamente la toma de decisiones del inversionista, cuando éste decida o no, invertir en el desarrollo de la tecnología nuclear innovadora. Y también cuando tome decisiones sobre la inversión en la adquisición y/o instalación de tecnología.

Para el sector privado, la inversión, la rentabilidad y el retorno, serán factores clave. Para los gobiernos, la disponibilidad de energía a bajo costo, representa una tarea nacional importante y es un prerrequisito para una industria nacional competitiva. Otros factores incluyen la confianza en la estabilidad a largo plazo de las políticas gubernamentales, además de las medidas que tenga el proyecto, para protegerse de los riesgos políticos.

La Metodología INPRO incluye cuatro RU's. Todos estos, definidos por INPRO, son dirigidos a, y tienen que ser cumplidos por el diseñador o el instalador del SEN.

Requerimiento de Usuario RU1, costo de la energía.

La definición del RU1 es: El costo de la energía suministrada por los sistemas de energía nuclear, tomando en cuenta todos los costos relevantes además de los intereses, C_N , deben ser competitivos con los propios de las fuentes de energía alternativas, C_A , que están disponibles, para una aplicación dada, en el mismo marco temporal y en una misma región o jurisdicción geográfica.

En la comparación de los costos de la electricidad (o de otros productos energéticos) de un SEN y las alternativas en competición, se usan los costos descontados (C_T), de los cuales se habló en la sección 3.2. Como se dijo, en esta comparación, todos los costos relevantes son incluidos.

Los costos de las externalidades de la EN que no se toman en cuenta son pequeños, ya que, por ley, se deben tomar provisiones para los costos del manejo de desechos, incluyendo la disposición y el desmantelamiento. Mientras que los costos de las externalidades de las fuentes de energía en competición (no nucleares), que no se toman en cuenta, pueden ser significativas, por ejemplo, en las emisiones de CO_2 de las plantas de energía fósiles. Idealmente, todas las externalidades deberían ser consideradas y, cuando sea posible, internalizadas, cuando se compara un SEN con las otras alternativas. Pero se debe considerar que sólo los costos que se cargan al consumidor deben ser internalizados; las externalidades que no paga el consumidor deben ser ignoradas en este proceso.

Indicador In1.1: Costo de la energía.

El valor del indicador IN1.1, es decir, el costo de la energía (ya sea C_N o C_A) de una fuente de energía opcional, en competición, es determinado a través del uso del modelo

del costo descontado (C_T), que, como ya se ha dicho, toma en cuenta todos los costos relevantes, tanto para el SEN, como para la tecnología energética en competición.

El evaluador debe comparar C_N contra C_A , a través del LA1.1.

C_N es, en principio, el C_T de un SEN completo, excluyendo los costos por ser el *primero en su tipo* (FOAK, por sus siglas en inglés), pero incluyendo las externalidades y los créditos, si es que han sido totalmente incluidos en el mecanismo de fijación de precios, además de usar subsidios para contingencias y una tasa de descuento que refleje el ambiente económico para la toma de decisiones.

En la práctica, los costos de la electricidad de una PEN, incluyen los costos del manejo de desechos y de desmantelamiento. Los costos de otros componentes del SEN, que también incluyen el manejo de desechos y el desmantelamiento de esos componentes, se reflejan en el costo del combustible.

C_A es el C_T del contrincante (más fuerte), que compite por la inversión para la generación de energía. De la misma forma que en C_N , se excluyen los costos FOAK, pero se incluyen las externalidades y los créditos que se hayan incluido totalmente en el mecanismo de fijación de precios, además del uso de subsidios para contingencias y de la misma tasa de descuento que se usó para la opción nuclear.

Cabe señalar que en algunos estudios, se utilizan diferentes tasas de descuento para C_N y C_A , de tal forma que esa diferencia refleja un mayor riesgo en alguna de las opciones comparadas.

Límite de Aceptación LA1.1.

LA1.1 se define como:

$$C_N \leq k \cdot C_A \qquad \text{Ecuación 3.24}$$

Esto significa que el C_T de un SEN, debe ser comparable, dentro de un factor k , con el C_T de la fuente de energía en competición.

Las fuentes de energía en competición con la opción nuclear, son FAE's disponibles y adecuadas para carga base, en el país evaluado.

El factor k usado en la comparación, puede ser, en principio, uno, menor a uno o mayor que uno, dependiendo de si los costos nucleares se compensan, o no, por las consideraciones relativas a la FAE, o viceversa. Así, los Miembros Estado o los inversionistas deberán determinar el valor de k , dependiendo de sus circunstancias particulares. Esa determinación bien podría hacerse en el proceso de toma de decisión, como parte de la toma en cuenta de aquellos factores a los cuales es difícil asignar costos, por ejemplo, las externalidades.

En cierto país o región, además de los aspectos económicos, muchos otros factores pueden entrar en la toma de decisión, en cuanto a la(s) elección(es) de la fuente de energía. Entre estos factores están, por ejemplo: las consideraciones en cuanto a la seguridad de la fuente de energía, la estabilidad a largo plazo en los costos de la energía,

la diversidad de las fuentes de energía, el deseo de un desarrollo industrial y el rol que la EN pueda desempeñar, en tal desarrollo, los criterios concernientes al impacto ambiental, sean positivos o negativos, la evasión de emisiones, la seguridad, la sustentabilidad, el manejo de desechos, el uso de recursos domésticos, la aceptación pública y por lo tanto, política, etc.

El uso de suelo puede ser un factor importante. Mientras más alta sea la salida energética de las PEN's, para un terreno dado, MWe/hectárea, puede que éstas tengan ventajas competitivas contra otras fuentes de energía, como las energías renovables.

Todas estas consideraciones pueden llevar a los tomadores de decisión y a los inversionistas, particularmente a los gobiernos, a aceptar ciertos costos mayores en la opción nuclear, es decir, k mayor a uno.

La planeación de los sistemas energéticos del país puede ser usada para buscar una combinación óptima de las fuentes de energía. En tal planeación, una variedad de limitaciones y controles pueden ser incluidos para reflejar algunos o todos los factores que se enumeraron. También, las políticas establecidas por los gobiernos pueden tener un impacto importante en las decisiones. Entonces, si la planeación energética ha determinado que existe un rol definido para la EN, dentro del mix optimizado de las opciones de generación, la comparación de C_N con C_A no es, por si misma, una consideración determinante. Pero si C_N es mayor a C_A , la comparación mostrará esto explícitamente y el evaluador podrá establecer los beneficios y la explicación de por qué la diferencia de costos es aceptable en aquellas circunstancias.

En el caso de que C_N es mayor a C_A , C_N puede ser comparado con el precio de venta actual de la electricidad, para determinar si la introducción de una primera PEN, o una adicional, pondrá a la alza los precios de la electricidad. Si tal fuese el caso, sería importante comunicar la necesidad y conveniencia de la tal decisión, para mantener o ganar el apoyo de la opinión pública.

Requerimiento de usuario RU2, capacidad de financiamiento.

La definición del RU2 es: La inversión total requerida para diseñar, construir y poner en funcionamiento a los SEN, incluyendo los intereses durante la construcción, deben ser tales que los fondos de inversión puedan ser alcanzados.

Existen dos aspectos en la inversión, relacionados entre sí, en cierta forma:

- La atracción de la inversión en términos del retorno financiero esperado.
- El tamaño requerido de la inversión.

El tamaño total de la inversión requerida para desplegar un SEN dado, o uno de sus componentes, abarca los costos para adaptar un diseño a cierto sitio, y luego, para construir y hacer funcionar la planta, incluyendo los *intereses durante la construcción (IDC)*. Estos últimos dependen del tiempo de construcción y de puesta en servicio.

Es imposible, a priori, determinar un criterio universal que defina cuál es el tamaño aceptable de la inversión, debido a que éste cambia con el tiempo y la región, y a que depende de muchos factores. Sin embargo, se debe valorar si los fondos necesarios para implementar un proyecto, pueden ser reunidos, dentro de cierto clima de inversión esperado. Los factores que influyen esta capacidad pueden incluir el estado general

de la economía en el país (o región) donde se evalúa el proyecto, el tamaño de la inversión, en relación con el flujo anual de efectivo de la instalación y el tamaño de la inversión, comparada con el tamaño de la necesaria para la FAE en competición.

Puede esperarse que la atracción de una inversión tenga cierta influencia en la aceptabilidad del tamaño de ésta. Sin embargo, en la Metodología INPRO, el tamaño de la inversión y su atracción son tratadas de forma independiente.

La atracción de una inversión suele cuantificarse mediante la determinación de parámetros económicos, llamados cifras financieras de mérito. Algunas de estas cifras son la TIR, el RSI, el VPN de los flujos de efectivo y el periodo de recuperación de la inversión.

INPRO ha definido dos Cr's para el RU2, como se puede apreciar en la Ilustración 3.1. Uno está relacionado con la atracción de la inversión, y el otro con el tamaño de la misma.

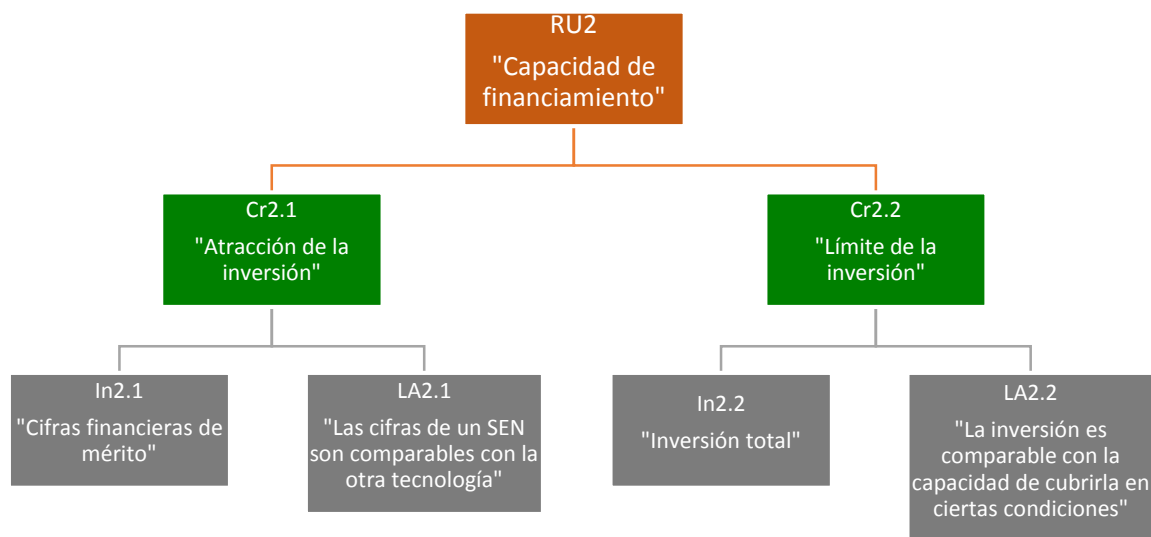


Ilustración 3.1 Arquitectura del RU2.

Criterio Cr2.1: Atracción de la inversión.

Para este Cr existen:

- Indicador IN2.1: Cifras financieras de mérito.
- Límite de aceptación LA2.1: Las cifras financieras de mérito para invertir en un SEN son comparables con, o mejor que, las cifras de las tecnologías energéticas en competición.

Los indicadores financieros usados en una región dada, reflejarán el clima de inversión y los requerimientos del país o la región, incluyendo la(s) fuente(s) de los fondos de inversión.

Los inversionistas del sector privado serán atraídos por una TIR competitiva, siempre que ésta sea adecuada a sus juicios sobre los riesgos asociados. Como sea, el VPN de los flujos de efectivo puede ser más conveniente para los inversionistas gubernamentales que para el sector privado, pues esta cifra financiera, puede facilitar la consideración de otros beneficios, tales como la seguridad en el abastecimiento de la energía o el desarrollo de tecnología. EL RSI puede ser atractivo como un indicador que se complementa con la TIR.

Para el indicador IN2.1, se recomiendan tres cifras financieras de mérito (TIR, RSI y VPN de los flujos de efectivo), como *parámetros de evaluación* (PE2.1.1, PE2.1.2 y PE2.1.3, respectivamente), con sus LA's correspondientes.

Parámetro de evaluación PE2.1.1: Tasa interna de retorno.

El PE2.1.1 se define como la TIR producida por la venta de la electricidad neta generada por un SEN, al PUEV de referencia real definido, excluyendo los costos (de externalidades) no definidos en el mecanismo de fijación de precios, e incluyendo los costos para el tiempo de vida esperado, para el desmantelamiento y para el manejo de desechos.

Límite de aceptación LA2.1.1

Este límite se expresa de la siguiente forma:

$$TIR_N \geq TIR_A \quad \text{Ecuación 3.25}$$

En donde TIR_N es la TIR del SEN y la TIR_A es la TIR correspondiente a la alternativa energética en competencia.

Como se ha mencionado, si se trata de la inversión para la instalación de una PEN, la alternativa energética en competencia puede ser una tecnología de generación (no nuclear) disponible y adecuada para la carga base, en el país evaluado, o bien, otro tipo de PEN.

En el caso de que la inversión sea para el desarrollo planificado de una instalación o de un componente del ciclo de combustible del SEN, la tecnología en competencia deberá ser una instalación licenciada y en operación, de un SEN existente.

Parámetro de evaluación PE2.1.2: RSI.

El PE2.1.2 se define como el RSI calculado para el capital invertido en el ciclo de vida de la planta y para el ingreso neto promedio en ese mismo ciclo de vida, por la venta de la electricidad.

El RSI no es un parámetro nivelado, así, no es sensible a la tasa de descuento. Entonces, en el caso donde una tasa de descuento alta es usada en el cálculo del C_T , el ingreso de la producción de electricidad durante el ciclo de vida de la planta, contribuye al RSI. De esta forma, la evaluación del RSI complementa la evaluación del C_T , para presentar un panorama económico más amplio.

La inversión en el ciclo de vida de la planta es aquella en la que todas las inversiones son tomadas en cuenta, incluyendo los ajustes y las renovaciones, si es que se ha previsto la necesidad de tales inversiones durante el tiempo de vida operativa de la planta y si éstas pueden ser contabilizadas mediante un cargo anual, convirtiéndose, en efecto, en un costo anual. Si eso es llevado a cabo, el RSI estará basado en un ingreso neto anual y en la inversión capital inicial. Bajo estas circunstancias, INPRO recomienda que el IDC sea incluido en el cálculo del RSI, si se considera una sola PEN. Si las inversiones en los costos previstos son consideradas, explícitamente como una inversión capital, se recomienda que no se incluya el IDC.

El ingreso promedio durante el ciclo de vida, cubre la situación en la que podrían existir fluctuaciones en los ingresos durante el ciclo de vida (por ejemplo, fluctuaciones causadas por factores de carga bajos en los periodos de ajustes o en los primeros años de operación).

Límite de aceptación LA2.1.2.

Este límite se expresa de la siguiente forma:

$$RSI_N \geq RSI_A \quad \text{Ecuación 3.26}$$

En donde RSI_N es el RSI del SEN y el RSI_A es el RSI correspondiente a la alternativa energética en competencia.

Las características de la alternativa en competencia son las mismas que se definieron para el LA2.1.1, tanto para la inversión en una PEN, como en un componente del ciclo de combustible.

Parámetro de evaluación PE2.1.3: Valor presente neto.

El PE2.1.3 se define como el VPN producido por la venta de la electricidad neta generada por un SEN, al PUEV de referencia real definido, excluyendo los costos (de externalidades) no definidos en el mecanismo de fijación de precios, e incluyendo los costos para el tiempo de vida esperado, para el desmantelamiento y para el manejo de desechos.

Como el VPN está basado en el precio de venta de electricidad real, que se espera sea más alto que el C_T , es de esperarse que dicho VPN sea un número positivo. Como éste representa el valor neto total de la inversión, descontado al tiempo 0, su valor absoluto dependerá del tamaño de la inversión. Por esta razón, INPRO recomienda que el VPN

sea normalizado, ya sea con la inversión capital inicial (descontada), hecha al inicio de la operación de la planta, o con la potencia de salida de la planta.

De igual forma que con el C_T , los aspectos económicos del ciclo del combustible, son cubiertos dentro del precio del combustible de la PEN.

Límite de aceptación LA2.1.3.

Este límite se expresa de la siguiente forma:

$$VPN_N > VPN_A \quad \text{Ecuación 3.27}$$

En donde VPN_N es el VPN normalizado del SEN y el VPN_A es el VPN normalizado correspondiente a la alternativa energética en competencia.

Las características de la alternativa en competencia son las mismas que se definieron para los LA's previos.

Evaluación final del límite de aceptación LA2.1.

Para recordar, el LA2.1 expresa que “las cifras financieras de mérito para invertir en un SEN son comparables con, o mejor que, las cifras de las tecnologías energéticas en competición”.

Así, si los parámetros PE2.1.1 a PE2.1.3 se encuentran dentro de sus propios límites LA2.1.1 a LA2.1.3, el criterio Cr2.1 “atracción de la inversión” se cumple.

Criterio Cr2.2: Límite de la Inversión.

Para este Cr existen:

- Indicador In2.2: Inversión total.
- Límite de aceptación LA2.2: La inversión total requerida, debe ser compatible con la capacidad de reunir capital en un clima de mercado dado.

Indicador In2.2: Inversión total.

La inversión total consiste del capital instantáneo (overnight), los IDC's (cuyo tamaño depende de los tiempos de construcción y puesta en servicio), los subsidios para contingencias, los costos del propietario y (si no se incluyó en los costos de O&M) el capital necesario para las reconfiguraciones previstas y para el desmantelamiento.

Este indicador ha sido formulado para cubrir las inversiones en distintas instalaciones de un SEN, tales como más de una PEN, instalaciones para el ciclo de combustible o para el manejo de desechos. Por simplicidad, se recomienda que la evaluación inicial, se

enfoque en la inversión necesaria para una PEN, ya que es ésta la máquina energética que debe ser construida, si un país desea aprovechar los beneficios de la energía producida por la tecnología nuclear. Claro que un país puede estar más interesado en la inversión en la primera etapa del ciclo de combustible, como puede ser en la minería o en instalaciones de fabricación de combustible. Sin embargo, la inversión en una PEN es más desafiante.

Los costos FOAK, junto con los costos de I&D, pueden ser, en general, no incluidos de forma explícita en este indicador, debido a que tales costos son distintos a los mecanismos de recaudación de fondos orientados a la pura electricidad. Además, estos costos están más relacionados a las políticas sobre I&D utilizadas por los gobiernos y/o el sector privado. Los costos FOAK y de I&D, generados por el desarrollador, deberán reflejarse en los precios cotizados por el desarrollador/vendedor.

Límite de aceptación LA2.2.

Este límite se expresa de la siguiente forma:

$$Inversión_N \leq Inversión_{límite} \quad \text{Ecuación 3.28}$$

La $Inversión_{límite}$ es el nivel máximo de capital que puede ser reunido por un inversionista potencial en el clima del mercado. La inversión necesaria para instalar una PEN es la $Inversión_N$.

El límite es muy dependiente del ambiente de inversión en el que se instalará la PEN, sobretodo, de la naturaleza de la organización que realizará la inversión.

En el caso de una compañía privada, la máxima inversión que puede realizarse para instalar la PEN, dependerá del tamaño total del mercado nacional de electricidad, de la participación que tenga la compañía en tal mercado y del margen de ganancia.

Además, la fuente de los fondos para realizar la inversión, también afectará al límite de la misma, sin importar si los fondos provienen de inversionistas externos o de la reserva de capital de la compañía o, incluso, de ambos.

En el caso en el que el gobierno planea instalar la PEN, la inversión límite podría estar definida por el presupuesto disponible para el programa nuclear nacional. Una variedad de factores adicionales puede influir en este presupuesto disponible:

- Un enfoque orientado del Estado, podría establecer un límite, para cualquier proyecto, a cierta fracción del presupuesto total de la inversión a ser usada en el sector energético.
- El límite puede ser influenciado por problemas relacionados con las tasas de cambio monetarias que influyan el pago de deudas.

Requerimiento de usuario RU3, riesgo de la inversión.

La definición del RU3 es: El riesgo al invertir en los sistemas de energía nuclear debe ser aceptable para los inversionistas.

Así como para cualquier proyecto de gran escala, existen diversos riesgos que pueden afectar al proyecto de una PEN. Algunos son:

- Riesgo tecnológico: ¿La madurez del diseño es tal que el desempeño de la planta no será afectado, de forma adversa, por problemas técnicos imprevistos? ¿Ésta podrá operar a su capacidad y tiempo de vida planeado?
- Riesgo en el programa: ¿La PEN será construida y puesta en servicio dentro del tiempo planeado, usado en los análisis financieros?
- Riesgo regulatorio y de licenciamiento: ¿Los problemas regulatorios serán tales que afecten el programa de construcción o la capacidad operativa de la planta?

Para este RU, se definieron cuatro Cr's, como se muestra en la Ilustración 3.2.

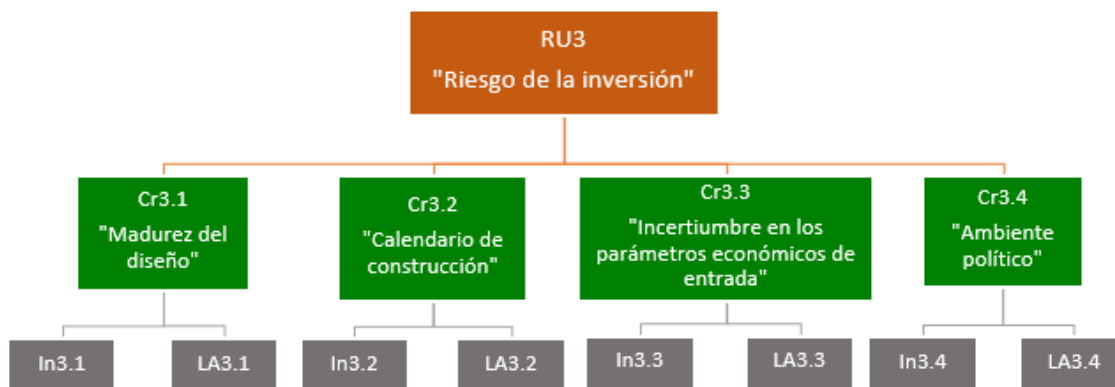


Ilustración 3.2 Arquitectura del RU3.

Criterio Cr3.1: Madurez del diseño.

Para este Cr existen:

- Indicador In3.1: Estatus técnico y regulatorio.
- Límite de aceptación LA3.1: El desarrollo técnico y el estatus del licenciamiento de un diseño que será instalado o desarrollado, son suficientemente maduros.

Indicador In3.1. Estatus técnico.

Las incertidumbres técnicas y regulatorias representan un riesgo en tiempo y costo del proyecto y un riesgo de que la planta no opere con el factor de planta que se supuso en

el análisis financiero. Las incertidumbres regulatorias están relacionadas con la madurez técnica y, por lo tanto, en la Metodología INPRO se consideran juntas.

Cuando se invierte en la instalación de tecnología, existe un requerimiento de que la madurez y la seguridad de la misma hayan sido adecuadamente demostradas, en el programa de desarrollo y en el proceso de licenciamiento, como parte del proceso de adopción de tecnología.

En el caso del desarrollo de tecnología es necesario valorar si, una vez que el desarrollo esté completo, la tecnología podrá ser licenciada en el país de origen. Así, en las primeras etapas del proceso de desarrollo, y antes de que se haya realizado una inversión significativa, el equipo de desarrollo debe comenzar a dialogar con los organismos reguladores, para identificar los problemas de consideración y para establecer un plan o proceso para abordarlos, de tal manera que exista disponibilidad de suficiente información, para licenciar la planta FOAK.

Límite de aceptación LA3.1.

Este LA se divide en cuatro opciones distintas, que dependen de la situación. Las tres primeras, consideran la instalación de una PEN y son:

- LA3.1.1. Para la instalación de las primeras PEN's en un país. Plantas del mismo diseño básico han sido construidas y operadas.
- LA3.1.2. Para la instalación de unidades adicionales del mismo tipo básico de PEN. Plantas del mismo diseño básico han sido licenciadas, construidas y operadas en el país y no hay problemas técnicos o regulatorios que puedan impactar negativamente el desempeño de la planta.
- LA3.1.3. Para la instalación de una planta FOAK, en un país con experiencia en la operación de PEN's. El diseño ha sido licenciado en el país de origen.

En el caso de la instalación de tecnología, los riesgos regulatorios son minimizados si la planta bajo consideración ya ha sido licenciada y operada, preferentemente en el país donde se planea instalar la nueva planta. Como esto no es posible para un país que planea instalar su primera PEN, el riesgo regulatorio es minimizado si las plantas del mismo diseño han sido licenciadas y operadas en su país de origen.

En el caso de un diseño innovador, la construcción y operación de un prototipo o de una FOAK proporcionará confianza en que las incertidumbres técnicas que afecten a la seguridad han sido consideradas, sentando las bases para el licenciamiento de plantas adicionales en el país de origen y también para la instalación en otros países.

En algunas situaciones raras, puede que un país considere invertir en una planta FOAK que haya sido desarrollada en otro país, debido, por ejemplo, al desempeño económico superior. En este caso, el requerimiento mínimo es que el país que desea instalar tal planta, tenga experiencia en el licenciamiento y en la operación de otras PEN's, además de que el proveedor de la FOAK, proporcione evidencia de que la autoridad reguladora del país de origen de esa planta, ya la ha licenciado, o puede hacerlo.

Esa evidencia es una condición necesaria, pero no elimina completamente el riesgo asociado al proceso regulatorio. Así, el comprador debe buscar evidencia de que el proveedor entiende los requisitos regulatorios que se deben cumplir en el país donde se

instalará la planta, además de que el proveedor tenga un plan para manejar el proceso regulatorio y los riesgos, en ese país.

La cuarta opción en los LA's para este Cr, considera la situación del desarrollo de tecnología.

- LA3.1.4. Para desarrollo de tecnología. Planear cómo abordar los problemas regulatorios y los costos incluidos en la propuesta de desarrollo. A través del proceso de desarrollo, el equipo de desarrollo necesita tener en mente que los prospectos de compra querrán evidencia de que la autoridad reguladora del país donde se está desarrollando la tecnología, está preparada para licenciar la planta. Generalmente, la planta FOAK será construida en el país de origen y el equipo de desarrollo debe asumir que así será. Entonces, el equipo necesita tener un plan para asegurarse de que los problemas regulatorios sean identificados y abordados.

Criterio Cr3.2: Experiencia con el programa de construcción.

Para este Cr existen:

- Indicador In3.2: Tiempos de construcción y puesta en servicio del proyecto, usados en el análisis económico.
- Límite de aceptación LA3.2: Los tiempos para la construcción y puesta en servicio, usados en el análisis económico, son suficientemente precisos, es decir, realistas y no optimistas.

Indicador In3.2. Tiempos de construcción y puesta en servicio del proyecto.

Los retrasos en el proyecto originan costos excesivos, particularmente en los costos debidos a la administración del proyecto y al soporte de ingeniería, además en el IDC. El mayor impacto que tienen los retrasos del proyecto, sobretodo en el IDC, surge durante la construcción y la puesta en marcha. Así, el tiempo que tardan en construirse las nuevas instalaciones y en ponerlas en operación (y por lo tanto, en que comiencen a generar ingresos), debería ser tan corto como sea posible.

En la evaluación del tiempo que toma diseñar, construir y poner en servicio una PEN, es de reconocer que la primera etapa del trabajo de diseño, la evaluación medioambiental y la solicitud de licenciamiento, son potencialmente de larga duración, pero representan una inversión relativamente pequeña, comparada con la inversión requerida para adquirir, construir, instalar, contratar personal y poner en servicio las instalaciones nuevas. La puesta en servicio ocurre al final del proceso, cuando la mayoría de los fondos de inversión han sido gastados y cuando la razón a la que los IDC's se acumulan es más grande, por lo que es importante minimizar la duración de este proceso.

Límite de aceptación LA3.2.

De la misma forma que en el LA3.1, este LA puede ser dividido en cuatro categorías, dependiendo de la situación.

Las dos primeras consideran la situación en la que se planea instalar la PEN que ya han sido operadas en algún país.

- LA3.2.1. Para la instalación de las primeras PEN's en un país. Los tiempos del programa de construcción usados en los análisis financieros han sido cumplidos en proyectos previos de construcción de plantas del mismo diseño básico.
- LA3.2.2. Para la instalación de unidades adicionales del mismo tipo básico de PEN. Los tiempos del programa de construcción usados en el análisis financiero están basados en programas de construcción reales, alcanzados en proyectos previos en el país.

El riesgo financiero asociado con los retrasos potenciales del proyecto, es minimizado si los análisis financieros están basados en un programa que es similar a aquellos que han sido logrados en proyectos previos de construcción de plantas del mismo diseño básico. Así, cuando se invierte en la primera PEN, los tiempos del proyecto usados en la planeación, deben reflejar el desempeño real del proveedor en la construcción de una planta del mismo diseño básico y deben incluir contingencias.

- LA3.2.3. Para la instalación de una planta FOAK en un país con experiencia en la operación de PEN's. Existe un argumento convincente de que el programa de construcción es realista y consistente con la experiencia en los proyectos previos de construcción de PEN's, llevados a cabo por el proveedor. Además de que incluye un plan adecuado para contingencias.

En este caso, el proveedor necesita presentar un argumento que asegure que el programa usado es realista. Este argumento debe incluir una discusión sobre la experiencia previa, por parte del proveedor, en la construcción de PEN's de una complejidad comparable a la del proyecto actual. Si existe reducción en la duración del programa de construcción, comparado con la experiencia pasada, debe estar justificada. Los riesgos deben ser identificados y sus consecuencias financieras deben ser estimadas cuando se realicen análisis de sensibilidad.

- LA3.2.4. Para el desarrollo de tecnología. Los programas son analizados para demostrar que son realistas, tomando en cuenta la experiencia con proyectos previos de construcción de PEN's.

Para el desarrollo de tecnología, una meta debe ser el reducir los tiempos de construcción a los valores más bajos posibles, usando técnicas de construcción avanzadas. Sin embargo, es importante que estos valores sean realistas y no optimistas.

Criterio Cr3.3: Incertidumbre en los parámetros económicos de entrada.

Para este Cr existen:

- Indicador In3.3: Un análisis de sensibilidad de los parámetros de entrada importantes, para el cálculo de costos y de las cifras financieras de mérito ha sido realizado.
- Límite de aceptación LA3.3: La sensibilidad a los cambios en los parámetros seleccionados es aceptable para el inversionista.

Indicador In3.3. Análisis de sensibilidad.

Un análisis de sensibilidad puede ser hecho con bastante facilidad usando NEST.

Para los costos relativos basados en el C_T , la sensibilidad de la razón C_N/C_A debe ser estudiada, en cuanto a cambios en la tasa de descuento, los costos capitales instantáneos, el tiempo de construcción la vida útil de la planta y los costos del combustible, asumidos en los cálculos.

La sensibilidad de las cifras financieras de mérito (TIR, RSI y VPN) debe ser determinada para cambios en los costos de capital, el factor de planta, el programa de construcción, la vida útil de la planta, la disponibilidad de la planta, el costo del combustible y el VPN, además de cambios en la tasa de descuento.

Para los parámetros de entrada importantes, se debe especificar un rango de valores posibles. Este rango de variación no debe ser exageradamente grande para evitar una prudencia excesiva, pero tampoco debe ser restringido en exceso.

En el caso de un diseño en desarrollo, es evidente que mientras mayor sea la madurez del diseño, menor será la incertidumbre de sus parámetros. Así, es de esperar que el rango de los posibles valores de entrada será mayor en un diseño innovador y menor en uno evolucionario. Si, en adición al rango de los posibles valores, la probabilidad de éstos está disponible, se lleva a cabo un análisis probabilístico que produce una distribución de C_T , TIR, etc. Tal análisis proveerá de información adicional al usuario.

La Metodología INPRO es un método de evaluación y no incluye el análisis per se. Sin embargo, el evaluador necesita el resultado de tal análisis. El resultado del análisis de sensibilidad es un ejemplo de ello. En este caso, el equipo evaluador podría realizar el análisis por sí mismo, usando NEST, o podría buscar la obtención de información, por parte del diseñador o desarrollador de la PEN, o de otros expertos, por ejemplo, la IAEA.

Los resultados del análisis de sensibilidad deben ser presentados de manera que las sensibilidades del C_T y de las cifras financieras de mérito, a los cambios en los valores de los parámetros de interés, sean claras. Para la mayoría, si no es que a todos, los proyectos, diversas contingencias de riesgo son incluidas en el costo del proyecto y en el programa estimado. Así, el estudio de sensibilidad puede ser usado para probar si las contingencias son adecuadas y/o para ver el impacto en los parámetros económicos.

Límite de aceptación LA3.3.

Este límite es cumplido si los resultados de los análisis de sensibilidad están disponibles para el evaluador y si la sensibilidad a los cambios en los parámetros seleccionados es aceptable para el inversionista. Una sensibilidad aceptable es aquella en la que el

resultado total de la evaluación económica no es invertido. Por ejemplo, si un incremento en el tiempo de construcción hace que la EN no sea competitiva con la FAE, la sensibilidad no es aceptable.

Criterio Cr3.4: Ambiente político.

Para este Cr existen:

- Indicador In3.4: Compromiso a largo plazo con una opción nuclear.
- Límite de aceptación LA3.4: El compromiso es suficiente como para permitir un retorno de la inversión.

En la evaluación del riesgo de la inversión en SEN, el “clima político” en un país, debe ser considerado para determinar si hay apoyo político a la EN y si es probable que tal apoyo se mantenga. La información sobre el clima político es necesaria para una evaluación basada en la Metodología INPRO en el área de infraestructura.

La cuestión sobre el clima político es presentada en el área económica, principalmente para asegurar que una evaluación en el área de infraestructura ha sido hecha y que ésta ha establecido que el clima político es favorable. Así, si esta cuestión ha sido abordada, el LA3.4 es cumplido.

Si esa evaluación no se ha realizado, el evaluador del área económica debe concluir que el inversionista se enfrenta con un riesgo desconocido e importante que debe ser abordado por quien propone el proyecto. No es responsabilidad del evaluador económico juzgar el clima político, más bien lo es el comprobar que ésta cuestión ha sido considerada.

Requerimiento de Usuario RU4, flexibilidad.

La definición del RU4 es: Los sistemas de energía nuclear innovadores, deberán ser compatibles con el cumplimiento de los requisitos de distintos mercados.

Este requerimiento está dirigido principalmente a los desarrolladores e inversionistas y se refiere a la capacidad de recobrar la inversión en el desarrollo.

Dada la incertidumbre acerca del futuro, idealmente, un SENI (que incluye los diseños evolucionarios e innovadores de las instalaciones nucleares) debe ser lo suficientemente flexible como para ser capaz de evolucionar y adaptarse, de manera que proporcione energía competitiva a la más amplia gama de mercados como sea posible.

Conforme mayor sea el número de mercados en que pueda ser vendido un componente dado, mayor será la atracción de desarrollar dicho componente y mayor será la contribución esperada que éste pueda tener en el cumplimiento de las necesidades energéticas globales del siglo veintiuno, de forma sustentable, lo cual es, el principal objetivo de INPRO.

La arquitectura de la Metodología INPRO en el RU4 se muestra en la Ilustración 3.3.

Debido al alcance de esta tesis y por lo tanto de la evaluación que se realizará, este RU es de importancia secundaria, por lo que no se ahondará más en él.

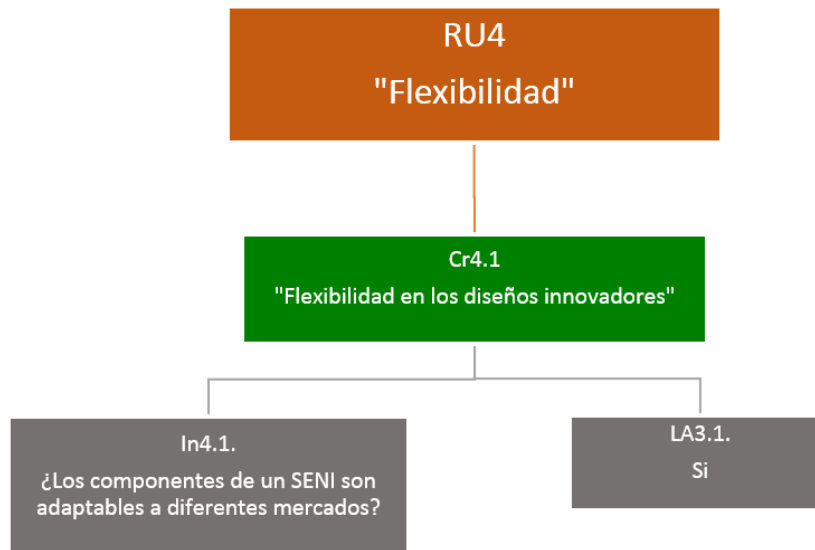


Ilustración 3.3. Arquitectura del RU4.

3.4. Extensión de la evaluación económica a instalaciones de un SEN, diferentes a una PEN.

La Metodología INPRO en el área económica evalúa la competitividad de la EN en la producción de electricidad, en un país, en comparación con las otras alternativas energéticas. Es por esta razón que, como se habrá podido percatar, la evaluación está enfocada en una PEN. Las otras instalaciones de un SEN son tratadas considerando los precios, al operador de la PEN, de los productos o servicios de las otras instalaciones nucleares. Al tomarse la decisión de usar EN para cumplir con las necesidades nacionales (o regionales), tratando con un diseño evolucionario, esta consideración tiene un enfoque razonable. La PEN es la unidad que fabrica el producto energético final, que debe competir con las otras FAE's.

Si el reactor es de un diseño probado, los otros componentes del SEN pueden ser asumidos como ya existentes (a excepción de las instalaciones para disposición de combustible gastado o de desechos de alto nivel radioactivo) y el costo de sus productos debe ser conocido.

Para evaluar el aspecto económico de desarrollar un diseño innovador, de un SENI que requiere no sólo de la inversión en la PEN, sino también de la inversión en nuevos procesos para el suministro y manejo de combustible, es necesario considerar las inversiones necesarias para desarrollar dichos procesos.

Un enfoque es el observar la inversión necesaria para desarrollar cada proceso innovador y los costos de construirlos y operarlos, una vez que hayan sido desarrollados

y así llegar al precio de los productos. Después, estos precios pueden ser transferidos al costo del combustible de la PEN y por lo tanto, a una contribución del costo nivelado de la energía producida por la PEN. Entonces, éste será comparado con el C_T de las FAE disponibles.

Un aspecto que puede ser de interés es el siguiente.

Evaluación de la viabilidad económica de la adición de instalaciones domésticas del ciclo de combustible.

En la Metodología INPRO, el término “sistema de energía nuclear” incluye el espectro completo de las instalaciones nucleares (llamadas componentes), que comprenden al ciclo del combustible nuclear, incluyendo las instalaciones de la primera etapa (minería, molienda, refinamiento, conversión, enriquecimiento, fabricación de combustible), las instalaciones de la etapa final (combustible gastado, reprocesamiento, almacenamiento) y al reactor.

Para llevar a cabo una evaluación económica sobre la conveniencia de instalar un componente del ciclo de combustible de un SEN, en el país (instalación doméstica), se debe considerar la siguiente información:

- La unidad de producción (mineral de Uranio, UF_6 , UO_2 , pastillas de combustible, barras de combustible, etc.).
- El monto de producción planeado, o sea, el monto requerido por el SEN nacional, en términos de toneladas de uranio natural ($tonU_{nat}$).
- El costo de cada unidad de producción doméstica y el precio disponible en el mercado global, de esa unidad.
- La evolución anticipada del costo de la unidad de producción, si es aplicable.

Para calcular el costo nivelado (precio mínimo) de la unidad de producción, que cubre todos los costos nivelados de la construcción y operación de una instalación nuclear doméstica, se necesita la siguiente información:

- Costo instantáneo de la construcción de la instalación.
- Costos de O&M.
- Costo de los insumos (por ejemplo, UF_6).
- Costos de manejo de desechos.
- Provisión para el desmantelamiento.
- Distribución temporal de cada pago (capital y O&M) necesario para construir y operar la instalación.
- La tasa de descuento.

Para justificar la construcción de la instalación del ciclo de combustible en un país, en términos económicos, el costo de cada producto de esa instalación doméstica, debe ser competitivo con el mismo producto, disponible fuera del país.

3.7 La herramienta NEST.

Existen muchos métodos para calcular los costos de generación de energía. Es importante que el método adoptado para el cálculo de los costos, esté estandarizado, de manera que una comparación justa, de las diferentes opciones de generación de electricidad, sea posible. Adoptar un método bien aceptado permitirá llegar a resultados útiles e imparciales.

Calcular el C_T es muy útil para la comparación económica de distintos tipos de plantas, en un marco general, particularmente cuando se cuenta con una cantidad pequeña de información adicional detallada, como la emisión de bonos, acciones y otras herramientas de financiamiento. El cálculo de este parámetro es particularmente apto para la Metodología INPRO, que evalúa la competitividad relativa de distintas fuentes de energía.

Objetivo de NEST.

Como se mencionó en puntos anteriores, INPRO desarrolló una herramienta que permite al evaluador del área económica de la Metodología INPRO, calcular los parámetros económicos, como el C_T , la TIR, el RSI, el VPN, la inversión total y su límite, para la evaluación.

Igualmente, se mencionó que esta herramienta es llamada *NEST (Herramienta de Soporte para la Evaluación Económica del SEN, por sus siglas en inglés: NESA Economic Support Tool)*.

NEST calcula los parámetros económicos mencionados para prácticamente cualquier SEN y para sistemas alternativos, por ejemplo, una planta fósil. La salida de NEST puede usarse como entrada para la evaluación económica.

Además, NEST permite realizar una comparación eficiente de los resultados de distintos estudios económicos, debido a que muestra explícitamente, todos los datos de entrada necesarios para el cálculo de los parámetros económicos.

Esta herramienta también puede ser usada para calcular los parámetros económicos de distintos tipos de reactores, con diferentes tipos de ciclos de combustible.

Entre los diferentes reactores se encuentran los reactores térmicos de agua ligera y pesada, además de los reactores rápidos con diferentes tasas de cría. Los ciclos de combustible para los reactores térmicos incluyen un ciclo abierto basado en uranio y un ciclo parcialmente cerrado con el reciclamiento de combustible gastado (MOX). Para los reactores rápidos se cuenta con un ciclo totalmente cerrado.

Existen cuatro versiones distintas de NEST.

La versión 1 es conocida como la versión básica y las otras tres versiones, como versiones avanzadas. Estas versiones avanzadas pueden ser activadas por el usuario de NEST, una a una, consecutivamente y cubren el SEN considerado en la versión básica (un reactor con un ciclo de combustible abierto), además de otros tipos de reactores más avanzados (reactores rápidos) con ciclos cerrados y reactores térmicos con ciclos avanzados (MOX).

Dado el alcance de esta tesis y teniendo en cuenta las condiciones de infraestructura del sistema nuclear en México en la actualidad, sólo se profundizará en la versión básica de NEST.

Características de NEST.

En la versión básica de NEST se pueden evaluar dos tipos de reactores térmicos enfriados por agua, con un ciclo de combustible abierto a base de uranio. También se puede evaluar una planta de energía alternativa, una FAE. Los ciclos abiertos de los dos reactores cubren todos los servicios de la primera etapa, necesarios para producir combustible nuevo para los reactores, es decir, la compra de U_{nat} (U_3O_8), conversión a UF_6 , enriquecimiento y fabricación de combustible; también cubre la etapa final del ciclo: el almacenamiento y la disposición de los desechos radioactivos y el combustible gastado.

Entonces, esta versión de NEST puede calcular los parámetros económicos C_T , TIR, RSI, VPN, inversión total y límite de inversión total, para la evaluación de las opciones energéticas mencionadas.

Todos los valores de NEST están descontados al momento de arranque de la planta de energía (en el caso en que se calculen los costos de varias unidades, ese momento de arranque es el de la primera unidad).

Para comprender mejor la información que se necesita ingresar a NEST, a continuación se presenta la forma en la que esta herramienta obtiene los resultados.

Obtención del C_T de una PEN.

Como se especificó en el subcapítulo 3.2, el Costo Total Nivelado de Generación Eléctrica está dado por la Ecuación 3.10.

$$C_T = \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t + cO\&M_t + cCom_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fP_t}{(1+r)^t}} \left[\frac{\text{mills}^8}{\text{kWh}} \right] \quad \text{Ecuación 3.10}$$

O bien, por la Ecuación 3.14.

$$C_T = CI + CO\&M + CCom \quad \text{Ecuación 3.14}$$

El primer término de la ecuación anterior es el costo nivelado por concepto de inversión y está definido por la Ecuación 3.11.

⁸ 1 mills = 1 milésimo de dólar.

$$CI = \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cI_t}{(1+r)^t} \left[\frac{\text{mills}}{\text{kWh}} \right]}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot f_{p,t}}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

También puede reescribirse como sigue:

$$CI = \frac{ONT+IDC}{L_h} + CI_A + CI_D \quad \text{Ecuación 3.29}$$

CI_A [mills/kWh] son los costos nivelados causados por las reconfiguraciones de la planta.

CI_D [mills/kWh] son los costos nivelados causados por el desmantelamiento la planta.

ONT [mills/kWe] es el costo instantáneo por unidad de capacidad instalada. Es la suposición de lo que costaría instalar la planta de forma inmediata. Para obtenerlo se suman los siguientes tres datos:

- OCC. El costo de construcción inmediato.
- CC. El costo para contingencias.
- OC. El costo del propietario.

IDC es el interés acumulado durante la construcción. Definido como:

$$IDC = ONT \cdot \left(\sum_{t=t_{ini}}^0 \frac{\omega_t}{(1+r)^t} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 3.30}$$

ω_t se puede interpretar como la distribución anual normalizada de las inversiones realizadas.

$$\omega_t = \frac{ONT_t}{ONT} \quad \text{Ecuación 3.31}$$

$$ONT = \sum_{t=t_{ini}}^0 ONT_t \quad \text{Ecuación 3.32}$$

El tiempo entre t_{ini} y $t=0$ es el periodo de construcción de la planta, denotado por T_c .

L_h es un parámetro intermedio usado por NEST. Definido como:

$$L_h = 8760 \cdot f_p \cdot \sum_{t=0}^{t_{vida}} \frac{1}{(1+r)^t} = 8760 \cdot f_p \cdot \frac{1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^{t_{vida}+1}}{1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)} \quad \text{Ecuación 3.33}$$

t_{vida} es el tiempo de vida útil de la planta.

El segundo término de la Ecuación 3.14 es el costo nivelado por concepto de O&M:

$$CO\&M = \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cO\&M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 3.12}$$

Asumiendo que el costo $cO\&M_t$ es abonado uniformemente año con año y que P_t y fp_t son constantes, la Ecuación 3.14 se reescribe en la Ecuación 3.34.

$$CO\&M = \frac{cO\&M \sum_{t=0}^{t_{fin}} \frac{1}{(1+r)^t}}{8760 \cdot P \cdot fp \cdot \sum_{t=0}^{t_{fin}} \frac{1}{(1+r)^t}} = \frac{cO\&M}{8760 \cdot P \cdot fp} \quad \text{Ecuación 3.34}$$

Los costos de O&M son desglosados en dos: los variables, que dependen de la energía producida en la planta y los fijos, que están presentes independientemente del desempeño de la planta.

$$CO\&M = \frac{cO\&M_{fijo}}{8760fp} + cO\&M_{var} \quad \text{Ecuación 3.35}$$

$cO\&M_{fijo}$ [\$/kWe] es el costo fijo anual de O&M, expresado en términos de la capacidad instalada.

$cO\&M_{var}$ [mills/kWh] es el costo variable anual de O&M, expresado en términos de la electricidad producida.

El último término de la Ecuación 3.14 es el costo nivelado por concepto de combustible.

$$CCom = \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{cCom_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 3.13}$$

Éste incluye tanto los costos generados en la primera etapa del ciclo de combustible, como los generados en la etapa final. Para mostrarlo se escribe la Ecuación 3.36.

$$CCom = \frac{FC_1}{\eta \cdot \delta \cdot Lh} + \frac{FC_{RE}}{Q \cdot \eta} + \frac{SF}{Q \cdot \eta} \quad \text{Ecuación 3.36}$$

η [%/100] es la eficiencia térmica del reactor.

δ [kWe/kgHM⁹] es la densidad de potencia promedio en el núcleo del reactor a potencia máxima (durante el primer ciclo del reactor).

⁹ kgHM: kilogramo de Metal Pesado (HM, por sus siglas en inglés).

Q [MWd/kg] es el quemado promedio del combustible descargado.

SF [\$/kg] es el costo de la etapa final del combustible descargado.

FC_{RE} es el costo nivelado de la primera etapa del ciclo del combustible usado en las recargas.

FC_1 es el costo nivelado de la primera etapa del ciclo del combustible usado en el primer núcleo del reactor. Se considera a parte por que puede tener ciertas diferencias en comparación con las recargas, por ejemplo en el nivel de enriquecimiento.

FC_1 y FC_{RE} toman en cuenta todas las fases de la primera etapa del ciclo del combustible, es decir, la etapa frontal, antes de irradiación en el reactor, como se muestra en la Ecuación 3.37.

$$FC = \sum_{k=1}^{N_{fases}} \left(SC_k \cdot SN_k \cdot HM_k \cdot \frac{1}{(1+r)^{t_k - t_0}} \right) \quad \text{Ecuación 3.37}$$

N_{fases} es el número de fases que existen en la primera etapa del ciclo de combustible. Así:

k=1 es la fase en la que se compra el U_{nat} .

k=2 es la fase de conversión.

k=3 es la fase de enriquecimiento.

k=4 es la fase de fabricación de combustible.

SC_k es el costo de una unidad de servicio específica en una fase específica de la primera etapa del ciclo de combustible. Por ejemplo, para k=1 SK_1 es el costo de compra [\$/kg] del U_{nat} , para k=3, SK_3 es el costo de enriquecimiento [\$/SWU¹⁰].

SN_k es el monto de la unidad de servicio específica de cualquier etapa del ciclo de combustible. Sirve para que las dimensiones usadas en los cálculos, sean correctas.

SN_3 está referido a la unidad de trabajo de separación.

$$SN_3[SWU] = (2\varepsilon_p - 1) \cdot \ln\left(\frac{\varepsilon_p}{1-\varepsilon_p}\right) - (2\varepsilon_T - 1) \cdot \ln\left(\frac{\varepsilon_T}{1-\varepsilon_T}\right) - \frac{\varepsilon_p - \varepsilon_T}{\varepsilon_F - \varepsilon_T} \left((2\varepsilon_F - 1) \cdot \ln\left(\frac{\varepsilon_F}{1-\varepsilon_F}\right) - (2\varepsilon_T - 1) \cdot \ln\left(\frac{\varepsilon_T}{1-\varepsilon_T}\right) \right) \quad \text{Ecuación 3.38}$$

ε_p está definida para el primer núcleo y para las recargas, de forma distinta.

ε_1 para el lote de combustible con el menor enriquecimiento en el primer núcleo.

ε_2 para el lote de combustible con enriquecimiento medio en el primer núcleo.

ε_3 para el lote de combustible con el mayor enriquecimiento en el primer núcleo y para las recargas.

¹⁰ SWU: Unidad de Trabajo Separativo, por sus siglas en inglés.

ε_F es la concentración de ^{235}U en el U_{nat} .

ε_T es la concentración de ^{235}U en las colas de la planta enriquecimiento.

$t_k - t_0$ es el tiempo necesario para procesar el combustible, en cada una de sus fases.

$$HM_k = \prod_{j=k}^{N_{\text{fases}}} HMI_j^{j+1} \cdot (1 + l_j) \quad \text{Ecuación 3.39}$$

HMI_j^{j+1} es la cantidad de metal pesado, necesaria en la fase “j” para producir un kilogramo de combustible en la siguiente fase “j+1”. No toma en cuenta las pérdidas en el proceso.

l_j son las pérdidas en el proceso de la fase “j”.

Obtención del C_T de una planta alternativa.

Las Ecuaciones 3.14, 3.29 y 3.33 son válidas para el análisis de una planta de energía fósil. La Ecuación 3.30 puede simplificarse si se considera que, para este caso, suele usarse una aproximación de flujo de efectivo constante, dada por la Ecuación 3.40.

$$\omega_t = \frac{1}{T_c} \quad \text{Ecuación 3.40}$$

El resultado de tal simplificación, origina la Ecuación 3.41.

$$\text{IDC} = \frac{\text{ONT}}{T_c} \cdot \left(\sum_{t=t_{\text{ini}}}^0 \frac{1}{(1+r)^t} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 3.41}$$

Por lo general, los reemplazos planeados de los componentes principales de la planta, son incluidos en los costos de O&M, así, CI_A y CI_D se asumen nulos.

La ecuación 3.34 también es válida para este tipo de plantas. Sin embargo, el costo nivelado por concepto de combustible, es significativamente distinto al usado en la PEN.

Una característica importante de las plantas fósiles es su alta relación con los costos del combustible, los cuales pueden escalar rápidamente.

El costo del combustible puede ser aproximado por la Ecuación 3.42.

$$F_t = F_0 \cdot (1 + i)^t \quad \text{Ecuación 3.42.}$$

i es la tasa de escalamiento del precio del combustible. Definida por la ecuación siguiente.

$$i = \frac{F_t}{F_{t-1}} - 1 \quad \text{Ecuación 3.43}$$

F_0 es el precio del combustible que será usado anualmente, en $t=0$.

$$F_0 = 8760 \cdot P \cdot fp \cdot \frac{3600 \cdot FS}{\eta} \quad \text{Ecuación 3.44}$$

FS es el precio específico del combustible, en $t=0$. Está expresado en \$/GJ.

Sustituyendo las Ecuaciones 3.42 y 3.44 en la Ecuación 3.13 se tiene la ecuación que utiliza NEST para el cálculo del costo nivelado por concepto de combustible de una planta fósil.

$$CCom = \frac{F_0}{8760 \cdot P \cdot fp} \cdot \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \left(\frac{1+i}{1+r}\right)^t}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{1}{(1+r)^t}} = \frac{3600 \cdot FS}{\eta} \cdot \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \left(\frac{1+i}{1+r}\right)^t}{\sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{1}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 3.45}$$

Obtención de la TIR.

La obtención de este parámetro es idéntica tanto para una PEN, como para una planta de energía fósil. NEST encuentra una solución, dentro del rango $0.005 \leq r \leq 0.5$, para la Ecuación 3.22.

$$\begin{cases} C_T(r) - PUEV = 0 \\ r = TIR \end{cases} \quad \text{Ecuación 3.22}$$

Obtención del RSI.

El RSI es frecuentemente, definido como el retorno (ganancia) de una actividad, dividido entre el costo de tal actividad. Este parámetro se calcula sin descuento.

$$RSI = \frac{PUEV - OM - CO}{ONT} \cdot 8760 \cdot fp \quad \text{Ecuación 3.46}$$

OM es el costo no descontado de O&M, el cual se asume que será distribuido equitativamente cada año de la a vida útil de la planta. De esta forma OM es idéntico a CO&M, obtenido en la Ecuación 3.35.

Para una planta fósil, CO está definido por las siguientes fórmulas no descontadas, que se derivan de las Ecuaciones 3.36 y 3.37.

$$CO = \frac{FC_1}{8760 \cdot \eta \cdot \delta \cdot fp} + \frac{FC_{RE}}{Q \cdot \eta} + \frac{SF}{Q \cdot \eta} \quad \text{Ecuación 3.47}$$

$$FC = \sum_{k=1}^{N_{fases}} (SC_k \cdot SN_k \cdot HM_k) \quad \text{Ecuación 3.48}$$

En el caso de una planta fósil se tiene:

$$CO = \frac{3600 \cdot FS}{\eta \cdot t_{fin}} \cdot \sum_{t=0}^{t_{fin}} (1+i)^t \quad \text{Ecuación 3.49}$$

Obtención del VPN

El VPN es la ganancia nivelada de una inversión es obtenido por NEST mediante la Ecuación 3.19.

$$VPN(t_0, r) = (PUEV - C_T) \cdot \sum_{t=t_{ini}}^{t_{fin}} \frac{8760 \cdot P_t \cdot fp_t}{(1+r)^{t-t_0}} \quad \text{Ecuación 3.19}$$

Obtención de la inversión total y su límite.

La inversión total es la inversión necesaria para lograr que la planta entre en funcionamiento. Ésta se obtiene con la Ecuación 3.50.

$$IT = (ONT + IDC) \cdot P \quad \text{Ecuación 3.50.}$$

El límite de esta inversión, para una empresa privada que planea instalar una nueva planta, manteniendo su seguridad financiera, está definido por la Ecuación 3.51.

$$ITL = M \cdot Sh \cdot PM \cdot t_{GR} \cdot \alpha \quad \text{Ecuación 3.51}$$

M[millones de dólares/año] es el ingreso total del mercado del sector eléctrico en el país.

Sh[%/100] es la participación que tiene la empresa privada en el mercado eléctrico del país.

PM[%/100] es el margen de ganancia del propietario de la planta tentativa.

t_{GR} puede ser visto como el tiempo que tiene la planta para recuperar la inversión, o el tiempo que la planta tiene disponible para acumular beneficios, antes de que se instale una nueva o se reemplace una existente.

α es un coeficiente de ajuste (generalmente igual a 1) que puede ser usado por el evaluador para tomar en cuenta ciertas condiciones especiales.

Cálculos para un ciclo de combustible extranjero.

Cuando se trata de un SEN con un ciclo de combustible extranjero, es decir, con compra de ensambles nuevos de combustible y del retiro del combustible gastado¹¹, NEST mantiene las Ecuaciones 3.29 a 3.35, pero la ecuación 3.36 es modificada para adaptarla a las condiciones del SEN.

$$CCom = \frac{PB_1 + PB_2}{2 \cdot MB \cdot \eta \cdot \delta \cdot Lh} + \frac{\frac{PB_{RE} \cdot \sum_{t=0}^t \frac{fin(1+ef)^t}{(1+r)^t} + SF \cdot \sum_{t=0}^t \frac{fin(1+es)^t}{(1+r)^t}}{2400 \cdot Q \cdot \eta \cdot \sum_{t=0}^t \frac{1}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 3.52}$$

MB es la masa de metal pesado por ensamble de combustible.

PB₁ es el precio por ensamble de combustible de menor enriquecimiento usado para la carga del primer núcleo (se asume que el primer núcleo está compuesto de tres partes iguales de combustible de diferente enriquecimiento).

PB₂ es el precio por ensamble de combustible de enriquecimiento medio usado para la carga del primer núcleo.

PB_{RE} es el precio por ensamble de combustible de enriquecimiento regular usado para la carga del primer núcleo y de las recargas.

ef es la tasa de escalamiento del precio del combustible nuevo.

sf es la tasa de escalamiento del precio del manejo de combustible gastado.

Cálculos para la instalación de una serie de plantas.

NEST permite obtener el costo total nivelado de generación eléctrica para un grupo de plantas de diferentes tipos que arranquen en momentos distintos, dentro de un periodo no mayor a los cuarenta años (entre el arranque de la primera planta y el arranque de la última).

Este costo total nivelado de generación eléctrica para el grupo de plantas (G_T) está definido por la Ecuación 3.53.

¹¹ En México el combustible gastado es almacenado en las albercas de enfriamiento y posteriormente será guardado temporalmente en un almacén en seco situado dentro de la central que alberga los dos reactores. El tiempo puede ser de varios años mientras se decide la opción de disposición final.

$$G_T = \frac{\sum_j \sum_{t=0}^{40a} \frac{U(j,t) \cdot P(j) \cdot C_T \cdot Lh(j)}{(1+r_j)^t}}{\sum_j \sum_{t=0}^{40a} \frac{U(j,t) \cdot P(j) \cdot Lh(j)}{(1+r_j)^t}} \quad \text{Ecuación 3.53}$$

j es el tipo de planta de energía.

U(j,t) es la cantidad de unidades energéticas del tipo j, introducidas en el momento t.

r_j es la tasa de descuento particular de la planta tipo j.

La suma se realiza por pasos de una décima de año. Hasta cuatrocientas plantas pueden ser introducidas simultáneamente.

Esta opción de NEST no está disponible en combinación con un ciclo de combustible extranjero y solamente calcula el costo nivelado. El cálculo de las cifras financieras de mérito estará disponible en un futuro.

Información de entrada para NEST.

En la Tabla 3.2 se presenta el resumen de los parámetros de entrada que NEST necesita para realizar los cálculos que arrojan los siguientes parámetros económicos (que a su vez son necesarios para la evaluación en el área económica de la Metodología INPRO):

- C_T [mills/kWh]
- TIR [%/100]
- RSI [%/100]
- VPN [millones de dólares]
- Inversión total [millones de dólares]
- Límite de la inversión total [millones de dólares]

Tabla 3.2. Información de entrada para NEST.

| Parámetro de entrada | Unidades | Representación | Representación en NEST |
|--|-----------------|-----------------------|-------------------------------|
| Costos nivelados de reconfiguraciones | mills/kWh | CI _A | LUAC _{BF} |
| Costos nivelados por desmantelamiento. | mills/kWh | CI _D | LUAC _D |
| Costo de construcción instantáneo. | \$/kWe | OCC | OCC |
| Costo de contingencia. | \$/kWe | CC | CC |
| Costo del propietario. | \$/kWe | OC | OC |
| Inversión (distribución de la inversión para la construcción) realizada en el año t. | %/100 | ω _t | ω _t |

| Parámetro de entrada | Unidades | Representación | Representación en NEST |
|---|-----------------------|-----------------------|-------------------------------|
| Factor de planta | %/100 | f_p | L_f |
| Tiempo de vida útil de la planta | años | t_{vida} | t_{life} |
| Costo de O&M fijo | \$/kWe | $c_{O\&M_{fijo}}$ | $O\&M_{FIX}$ |
| Costo de O&M variable | mills/kWh | $c_{O\&M_{var}}$ | $O\&M_{VAR}$ |
| Eficiencia térmica neta de la planta. | %/100 | η | η |
| Densidad de potencia promedio en el núcleo del reactor a potencia máxima (durante el primer ciclo del reactor). | kW/kg | δ | δ |
| Quemado promedio del combustible gastado. | MWd/kg | Q | Q |
| Costo de la etapa final del ciclo de combustible. | \$/kg | SF | SF |
| Número de fases en la primera etapa del ciclo de combustible. | 1 | N_{fases} | N_{stages} |
| Costo de compra de uranio natural | \$/kgU _{nat} | SC_1 | SC_1 |
| Costo de conversión de uranio. | \$/kgHM | SC_2 | SC_2 |
| Costo de enriquecimiento de uranio | \$/SWU | SC_3 | SC_3 |
| Costo de fabricación de combustible nuclear. | \$/kgHM | SC_4 | SC_4 |
| Cantidad de servicios de compra de uranio. | unidad/kg | SN_1 | SN_1 |
| Cantidad de servicios de conversión de uranio. | unidad/kg | SN_2 | SN_2 |
| Cantidad de servicios de fabricación de combustible nuclear. | unidad/kg | SN_4 | SN_4 |
| Tiempo desde la compra de uranio natural hasta la carga de combustible. | años | t_1-t_0 | t_1-t_0 |
| Tiempo desde la conversión de uranio hasta la carga de combustible | años | t_2-t_0 | t_2-t_0 |

| Parámetro de entrada | Unidades | Representación | Representación en NEST |
|--|-----------------|-----------------------|-------------------------------|
| Tiempo desde el enriquecimiento de uranio hasta la carga de combustible | años | t_3-t_0 | t_3-t_0 |
| Tiempo desde la fabricación de combustible nuclear hasta la carga del mismo. | años | t_4-t_0 | t_4-t_0 |
| Transformación "ideal" de uranio natural a uranio para conversión | kg/kg | HMI ₁ | HMI ₁ |
| Transformación "ideal" de uranio para enriquecimiento a uranio para fabricación de combustible. | kg/kg | HMI ₃ | HMI ₃ |
| Transformación "ideal" de uranio para combustible a uranio para operación. | kg/kg | HMI ₄ | HMI ₄ |
| Pérdidas en la compra de uranio | %/100 | l_1 | l_1 |
| Pérdidas en la conversión de uranio | %/100 | l_2 | l_2 |
| Pérdidas en el enriquecimiento de uranio | %/100 | l_3 | l_3 |
| Pérdidas en la fabricación de combustible nuclear. | %/100 | l_4 | l_4 |
| Concentración de uranio 235 en el lote de menor enriquecimiento del primer núcleo. | %/100 | ϵ_1 | ϵ_1 |
| Concentración de uranio 235 en el lote de enriquecimiento medio del primer núcleo. | %/100 | ϵ_2 | ϵ_2 |
| Concentración de uranio 235 en el lote de mayor enriquecimiento del primer núcleo y concentración en las recargas. | %/100 | ϵ_3 | ϵ_3 |
| Concentración de uranio 235 en el uranio natural. | %/100 | ϵ_F | ϵ_F |

| Parámetro de entrada | Unidades | Representación | Representación en NEST |
|--|-----------------|-----------------------|-------------------------------|
| Concentración de uranio 235 en las colas de enriquecimiento. | %/100 | ϵ_T | ϵ_T |
| Precio del combustible (solo para plantas fósiles) | \$/GW | FS | FS |
| Tasa anual de escalamiento del precio del combustible (solo para plantas fósiles). | %/100 | i | rfe |
| Precio por unidad de electricidad vendida. | mills/kWh | PUEV | PUES |
| Masa de metal pesado en el ensamble de combustible. | kg | MB | MB |
| Precio por ensamble de combustible de menor enriquecimiento del primer núcleo | \$ | PB ₁ | PB ₁ |
| Precio por ensamble de combustible de enriquecimiento medio del primer núcleo | \$ | PB ₂ | PB ₂ |
| Precio por ensamble de combustible de enriquecimiento regular del primer núcleo y de las recargas. | \$ | PB _{RE} | PB _{RE} |
| Tasa de escalamiento del precio del combustible nuclear | %/100 | ef | ef |
| Tasa de escalamiento del precio del manejo de combustible gastado. | %/100 | sf | sf |
| Potencia eléctrica de la planta | kWe | P | P |
| Ingreso total del mercado del sector eléctrico | M\$ | M | M |
| Participación de la empresa en el mercado eléctrico. | %/100 | Sh | Sh |
| Margen de ganancia del propietario | %/100 | PM | PM |
| Tiempo disponible para acumular beneficios o recuperar la inversión. | años | t _{GR} | t _{GR} |

| Parámetro de entrada | Unidades | Representación | Representación en NEST |
|---|----------|----------------|------------------------|
| Coefficiente de ajuste para el límite de inversión. | 1 | α | α |

Determinación de la robustez de los parámetros obtenidos.

En el documento TECDOC 1575 (volumen 2)¹², elaborado por INPRO, se menciona que el *Índice de Robustez (IR)*, se obtiene por separado, para cada variación de los parámetros, de acuerdo a la Ecuación 4.1, si se trata de un decremento en el parámetro, o de acuerdo a la Ecuación 4.2, si se trata de un incremento.

$$IR_p = \frac{p_o}{p_v} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

$$IR_p = \frac{p_v}{p_o} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

p_o es el parámetro original y p_v es el parámetro cuya variación está dada por la incertidumbre.

Para obtener el IR de la evaluación, se deben identificar los parámetros sujetos a la mayor incertidumbre y realizar el cambio de p_v por p_o , para cada parámetro, dejando a los demás estáticos. Después se debe obtener la razón C_A/C_N , de cada una de las variaciones. Si en la evaluación del LA1, k fue diferente de 1, la relación deberá ser $(k \cdot C_A)/C_N$.

Finalmente, el menor IR es aquel que representa una sensibilidad mayor a la incertidumbre.

Capítulo 4 Aplicación de la metodología al caso mexicano.

El 11 de agosto de 2014, la *Ley de la Industria Eléctrica (LIE)*¹³ fue expedida en el Diario Oficial de la Federación. En términos de la LIE, el *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)*¹⁴ es el documento, redactado por la *Secretaría de Energía (SENER)*, que contiene la planeación del sistema eléctrico nacional y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de

¹²http://www-pub.iaea.org/MTC/publications/PDF/TE_1575_CD/PDF/TE_1575_vol2_2008.pdf

¹³ http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014

¹⁴<http://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-8397>

centrales de generación eléctrica y los programas de ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y de las redes generales de distribución.

Junto con el PRODESEN 2015-209, este año se ha publicado la Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029¹⁵, documento que sirve como apoyo a la planeación y que ha sido elaborado con base en el PRODESEN.

En estos documentos y de conformidad con la LIE, se ha establecido la meta de participación de energías limpias, para lo cual se ha considerado la importancia de adicionar capacidad nuclear en el SEN.

Así, la SENER ha definido que la adición de capacidad nuclear para el año 2029 habrá sido de 3,850 MW.

Con base en lo anterior, el objetivo principal de esta tesis es aplicar la Metodología INPRO para evaluar la competitividad económica de las posibles PEN's.

Para realizar la NESA económica correspondiente, se han considerado los dos tipos principales de PEN's que la CFE¹⁶ considera para su instalación: ABWR y AP100. Como FAE's, se consideran dos plantas de CC, disponibles en el COPAR 2014¹⁷.

Además, para completar el estudio, se considera una planta de energía eólica de clase de viento 7 y una geotérmica.

Aunque la Metodología INPRO recomienda que los factores de planta de las opciones energéticas, deben ser equiparables, se ha permitido comparar las opciones eólica y geotérmica (con factores de planta de 0.35 y 0.85, respectivamente), para tener una referencia de la EN, en competencia con otras fuentes de energía limpia.

Cabe resaltar que el ciclo de combustible nuclear que tendrá el SEN mexicano es extranjero. Sin embargo, la opción correspondiente de NEST para un ciclo extranjero, no es utilizada debido a que CFE no compra los ensambles de combustible como producto final y listo para cargarse en el reactor. Por el contrario, CFE compra con nueve meses de anticipación a la recarga, el uranio natural ya convertido, es decir el UF₆. Después, seis meses antes de la recarga, la empresa realiza los pagos correspondientes al enriquecimiento del uranio. Finalmente, tres meses antes de la recarga, se realizan los pagos de la fabricación de los ensambles.

Lo anterior da la pauta para utilizar la opción de NEST, a través de las fases del ciclo de combustible. Como se puede observar, el número de dichas fases es tres, debido a que la compra de U_{nat} y la conversión del mismo integran una sola fase.

¹⁵https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf

¹⁶ La Comisión Federal de Electricidad (CFE), será la empresa que invertirá en la tecnología nuclear.

¹⁷ COPAR 2014 Generación. Edición 34. Costos y Parámetros de Referencia del Sector Eléctrico, documento que elaboraba CFE, hasta la LIE.

Cálculo de los parámetros económicos.

Definición de la información de entrada.

La obtención de los parámetros económicos de entrada para la evaluación económica se realizó a través de la herramienta NEST. A su vez, la información de entrada a NEST, se obtuvo del COPAR 2014 y los parámetros técnicos de las plantas nucleares se obtuvieron a través de consultas con el personal de Laguna Verde.

Esta información se recopila en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Información de entrada.

| Información de entrada | Unidades | Plantas Nucleares | | |
|--|-----------|-----------------------|-----------|-------|
| | | ABWR | AP1000 | |
| Potencia eléctrica de la planta. | kWe | 1,356,000 | 1,107,000 | |
| Tiempo de vida útil de la planta. | años | 60 | 60 | |
| Factor de planta. | %/100 | 0.9 | 0.9 | |
| Costos nivelados de ajustes (o reconfiguraciones). | mills/kWh | 0 | 0 | |
| Costos nivelados por desmantelamiento. | mills/kWh | 0 | 0 | |
| Costo de construcción instantáneo. | \$/kWe | 4225.18 ¹⁸ | 4645 | |
| Costo de contingencia. | \$/kWe | 0 | 0 | |
| Costo del propietario. | \$/kWe | 0 | 0 | |
| Programa de inversiones [año]. | -1 | %/100 | 0.094 | 0.008 |
| | -2 | %/100 | 0.172 | 0.128 |
| | -3 | %/100 | 0.22 | 0.265 |
| | -4 | %/100 | 0.219 | 0.36 |
| | -5 | %/100 | 0.135 | 0.148 |
| | -6 | %/100 | 0.096 | 0.089 |
| | -7 | %/100 | 0.064 | 0.001 |
| Tasa de descuento. | %/100 | 0.1 | 0.1 | |

¹⁸ Dato proveniente de un estudio económico de Laguna Verde.

| Información de entrada | Unidades | Plantas Nucleares | |
|---|-----------|-------------------|-----------|
| | | ABWR | AP1000 |
| Precio por unidad de electricidad vendida. | mills/kWh | 95.8 | 95.8 |
| Ingreso total del mercado del sector eléctrico. | M\$/año | 20,281.15 | 20,281.15 |
| Participación de la empresa en el mercado eléctrico. | %/100 | 0.57 | 0.57 |
| Margen de ganancia del propietario. | %/100 | 0.35 | 0.35 |
| Tiempo disponible para acumular beneficios o recuperar la inversión. | años | 20 | 20 |
| Coefficiente de ajuste para el límite de inversión. | 1 | 1 | 1 |
| Costo de O&M fijo. | \$/kWe | 94.34 | 97.29 |
| Costo de O&M variable. | mills/kWh | 2.17 | 2.2 |
| Precio del combustible (solo para plantas fósiles). | \$/GW | NA | NA |
| Tasa anual de escalamiento del precio del combustible (solo para plantas fósiles). | %/100 | NA | NA |
| Costo de la etapa final del ciclo de combustible. | \$/kg | 737.5263951 | 737.53 |
| Quemado promedio del combustible gastado. | MWd/kg | 47 | 60 |
| Eficiencia térmica neta de la planta. | %/100 | 0.3476 | 0.3229 |
| Densidad de potencia promedio en el núcleo del reactor a potencia máxima (durante el primer ciclo del reactor). | kW/kg | 25.6 | 35.4 |
| Costo de compra de uranio natural. | \$/kgUnat | 0 | 0 |
| Costo de conversión de uranio. | \$/kgHM | 113.2 | 113.2 |
| Costo de enriquecimiento de uranio. | \$/SWU | 108.64 | 108.64 |

| Información de entrada | Unidades | Plantas Nucleares | |
|---|-----------|-------------------|--------|
| | | ABWR | AP1000 |
| Costo de fabricación de combustible nuclear. | \$/kgHM | 370 | 410 |
| Cantidad de servicios de compra de uranio. | unidad/kg | 0 | 0 |
| Cantidad de servicios de conversión de uranio. | unidad/kg | 1 | 1 |
| Cantidad de servicios de fabricación de combustible nuclear. | unidad/kg | 1 | 1 |
| Número de fases en la primera etapa del ciclo de combustible. | 1 | 3 | 3 |
| Tiempo desde la compra de uranio natural hasta la carga de combustible. | años | 0 | 0 |
| Tiempo desde la conversión de uranio hasta la carga de combustible. | años | -0.75 | -0.75 |
| Tiempo desde el enriquecimiento de uranio hasta la carga de combustible. | años | -0.5 | -0.5 |
| Tiempo desde la fabricación de combustible nuclear hasta la carga del mismo. | años | -0.25 | -0.25 |
| Transformación "ideal" de uranio natural a uranio para conversión. | kg/kg | 1 | 1 |
| Transformación "ideal" de uranio para enriquecimiento a uranio para fabricación de combustible. | kg/kg | 1 | 1 |
| Transformación "ideal" de uranio para combustible a uranio para operación. | kg/kg | 1 | 1 |
| Pérdidas en la compra de uranio. | %/100 | 0 | 0 |
| Pérdidas en la conversión de uranio. | %/100 | 0.005 | 0.005 |

| Información de entrada | Unidades | Plantas Nucleares | |
|--|----------|-------------------|---------|
| | | ABWR | AP1000 |
| Pérdidas en el enriquecimiento de uranio. | %/100 | 0 | 0 |
| Pérdidas en la fabricación de combustible nuclear. | %/100 | 0.015 | 0.01 |
| Concentración de uranio 235 en el lote de menor enriquecimiento del primer núcleo. | %/100 | 0.02559 | 0.0235 |
| Concentración de uranio 235 en el lote de enriquecimiento medio del primer núcleo. | %/100 | 0.02559 | 0.034 |
| Concentración de uranio 235 en el lote de mayor enriquecimiento del primer núcleo y concentración en las recargas. | %/100 | 0.0398 | 0.045 |
| Concentración de uranio 235 en el uranio natural. | %/100 | 0.00711 | 0.00711 |
| Concentración de uranio 235 en las colas de enriquecimiento. | %/100 | 0.0025 | 0.0025 |

| Información de entrada | Unidades | Plantas Fósiles | | |
|--|-----------|-----------------|---------|-------|
| | | CC 1 | CC 2 | |
| Potencia eléctrica de la planta. | kWe | 829,200 | 909,800 | |
| Tiempo de vida útil de la planta. | años | 30 | 30 | |
| Factor de planta. | %/100 | 0.8 | 0.8 | |
| Costos nivelados de ajustes (o reconfiguraciones). | mills/kWh | 0 | 0 | |
| Costos nivelados por desmantelamiento. | mills/kWh | 0 | 0 | |
| Costo de construcción instantáneo. | \$/kWe | 763 | 723 | |
| Costo de contingencia. | \$/kWe | 0 | 0 | |
| Costo del propietario. | \$/kWe | 0 | 0 | |
| | -1 | %/100 | 0.199 | 0.199 |

| Información de entrada | Unidades | Plantas Fósiles | | |
|--|-----------|-----------------|-----------|-------|
| | | CC 1 | CC 2 | |
| Programa de inversiones [año]. | -2 | %/100 | 0.73 | 0.721 |
| | -3 | %/100 | 0.071 | 0.08 |
| | -4 | %/100 | 0 | 0 |
| | -5 | %/100 | 0 | 0 |
| | -6 | %/100 | 0 | 0 |
| | -7 | %/100 | 0 | 0 |
| Tasa de descuento. | %/100 | 0.1 | 0.1 | |
| Precio por unidad de electricidad vendida. | mills/kWh | 95.8 | 95.8 | |
| Ingreso total del mercado del sector eléctrico. | M\$/año | 20,281.15 | 20,281.15 | |
| Participación de la empresa en el mercado eléctrico. | %/100 | 0.57 | 0.57 | |
| Margen de ganancia del propietario. | %/100 | 0.35 | 0.35 | |
| Tiempo disponible para acumular beneficios o recuperar la inversión. | años | 10 | 10 | |
| Coefficiente de ajuste para el límite de inversión. | 1 | 1 | 1 | |
| Costo de O&M fijo | \$/kWe | 15.508 | 14.164 | |
| Costo de O&M variable. | mills/kWh | 2.73 | 2.54 | |
| Precio del combustible (solo para plantas fósiles). | \$/GW | 6.13 | 6.13 | |
| Tasa anual de escalamiento del precio del combustible (solo para plantas fósiles). | %/100 | 0 | 0 | |
| Costo de la etapa final del ciclo de combustible. | \$/kg | NA | NA | |
| Quemado promedio del combustible gastado. | MWd/kg | NA | NA | |
| Eficiencia térmica neta de la planta. | %/100 | 0.5036 | 0.5321 | |

| Información de entrada | Unidades | Plantas de Energías Renovables | |
|--|-----------|--------------------------------|-----------|
| | | Eólica | Geotermia |
| Potencia eléctrica de la planta. | kWe | 100 | 100 |
| Tiempo de vida útil de la planta | años | 25 | 30 |
| Factor de planta. | %/100 | 0.4 | 0.85 |
| Costos nivelados de ajustes (o reconfiguraciones). | mills/kWh | 0 | 0 |

| Información de entrada | Unidades | Plantas de Energías Renovables | | |
|--|-----------|--------------------------------|-----------|-------|
| | | Eólica | Geotermia | |
| Costos nivelados por desmantelamiento. | mills/kWh | 0 | 0 | |
| Costo de construcción instantáneo. | \$/kWe | 1,749 | 1,981 | |
| Costo de contingencia. | \$/kWe | 0 | 0 | |
| Costo del propietario. | \$/kWe | 0 | 0 | |
| Programa de inversiones [año]. | -1 | %/100 | 0.553 | 0.373 |
| | -2 | %/100 | 0.444 | 0.602 |
| | -3 | %/100 | 0.003 | 0.025 |
| | -4 | %/100 | 0 | 0 |
| | -5 | %/100 | 0 | 0 |
| | -6 | %/100 | 0 | 0 |
| | -7 | %/100 | 0 | 0 |
| Tasa de descuento. | %/100 | 0.1 | 0.1 | |
| Precio por unidad de electricidad vendida. | mills/kWh | 95.8 | 95.8 | |
| Ingreso total del mercado del sector eléctrico. | M\$/año | 20,281.15 | 20,281.15 | |
| Participación de la empresa en el mercado eléctrico. | %/100 | 0.57 | 0.57 | |
| Margen de ganancia del propietario. | %/100 | 0.1 | 0.1 | |
| Tiempo disponible para acumular beneficios o recuperar la inversión. | años | 10 | 20 | |
| Coefficiente de ajuste para el límite de inversión. | 1 | 1 | 1 | |
| Costo de O&M fijo. | \$/kWe | 24.77 | 106.478 | |
| Costo de O&M variable. | mills/kWh | 0 | 0.05 | |
| Precio del combustible (solo para plantas fósiles). | \$/GW | 0 | 5.23 | |
| Tasa anual de escalamiento del precio del combustible (solo para plantas fósiles). | %/100 | NA | 0 | |
| Costo de la etapa final del ciclo de combustible. | \$/kg | NA | NA | |
| Quemado promedio del combustible gastado. | MWd/kg | NA | NA | |
| Eficiencia térmica neta de la planta. | %/100 | 1 | 0.1762 | |

Resultados del análisis económico.

Los parámetros económicos de entrada, obtenidos mediante la herramienta NEST, se muestran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Resultados del análisis económico.

| Planta | ABWR | AP100 | CC1 | CC2 | Eólica | Geotérmica |
|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| C_T | 93.34 | 100.27 | 61.35 | 57.97 | 64.53 | 151.30 |
| VPN | 213.44 | -385.45 | 2,504.44 | 2,749.91 | 1,094.24 | -4,284.56 |
| TIR | 0.1015 | 0.0954 | 0.3327 | 0.3626 | 0.1618 | -0.6471 |
| RSI | 0.1389 | 0.1266 | 0.4319 | 0.4823 | 0.1778 | -0.0956 |
| IT | 8,234.12 | 7,417.07 | 757.13 | 787.89 | 0.20 | 0.23 |
| LIT | 81,205.74 | 81,205.74 | 40,602.87 | 40,602.87 | 40,602.87 | 81,205.74 |

Evaluación económica del SEN mexicano.

Evaluación del RU1.

El costo de la energía de las opciones energéticas se muestra en la Ilustración 4.1.

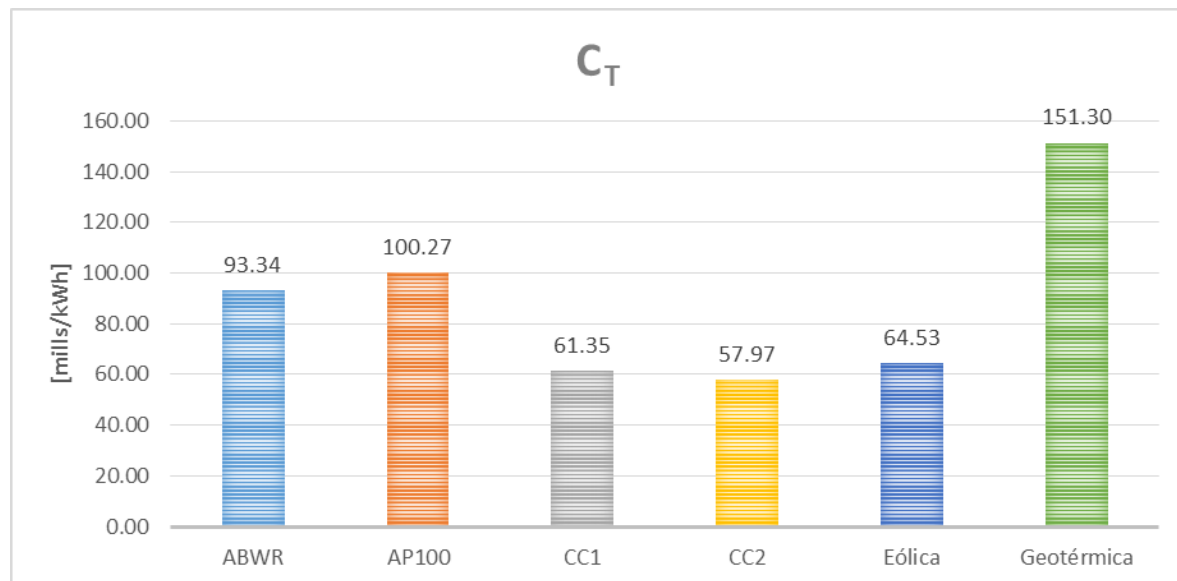


Ilustración 4.1. Costos totales nivelados de la energía.

Para cumplir con el RU1 se debe cumplir el LA1, definido por la Ecuación 3.24.

$$C_N \leq k \cdot C_A$$

Ecuación 3.24

Como se mencionó en el Capítulo 3, el factor k se utiliza para integrar en la evaluación económica, ciertas consideraciones que pueden significar beneficios ($k>1$) o perjuicios ($k<1$) causados por el uso de la EN.

Para determinar este factor, en relación con las plantas fósiles, se toma en cuenta la necesidad de México, puntualizada en la LIE, de instalar plantas de energías limpias para cumplir con las metas fijadas.

Para convertir ese aspecto cualitativo, en uno cuantitativo, se consideraron los costos de las externalidades¹⁹, de acuerdo a la Ecuación 4.1.

$$C_{T+ext} = k \cdot C_T \quad \text{Ecuación 4.1}$$

C_{T+ext} es el costo nivelado de la energía, incluyendo externalidades.

Los datos considerados se muestran en la Tabla 4.3, que recopila el costo mínimo, máximo y promedio de las externalidades para cada energético, calculados por los países europeos que participaron en el proyecto ExternE.

Tabla 4.3. Externalidades.

| <i>mills/kWh</i> | <i>Carbón</i> | <i>Combustóleo</i> | <i>Gas</i> | <i>Uranio</i> | <i>Agua</i> | <i>Viento</i> | <i>Sol</i> | <i>Biomasa</i> |
|------------------|---------------|--------------------|------------|---------------|-------------|---------------|------------|----------------|
| <i>Min</i> | 30 | 40 | 4.9 | 2 | 0.3 | 0.01 | 2.5 | 0.8 |
| <i>Max</i> | 95 | 90 | 30 | 15 | 10 | 2.5 | 6 | 35 |
| <i>Promedio</i> | 54 | 59 | 17 | 6 | 4 | 1 | 5 | 13 |

Al sumar las externalidades al C_T de los ciclos combinados²⁰, se tiene:

- $C_{CC1+ext}=91.35$ [mills/kWh]
- $C_{CC2+ext}=87.97$ [mills/kWh]

Con los datos anteriores, entonces se puede obtener un factor k , para cada CC, resultando en:

- $k_{CC1}=1.498$
- $k_{CC2}=1.517$

Finalmente, se considera el promedio de los dos resultados anteriores. Así, se tienen los siguientes valores del parámetro k , con los cuales se obtiene la Tabla 4.4.

- Contra plantas fósiles: $k=1.5$.
- Contra plantas eólicas: $k=1$.
- Contra plantas geotérmicas: $k=1$.

¹⁹ En el modelo de INPRO, la EN internaliza las externalidades.

²⁰ Valor máximo, dada la necesidad de aumentar el parque generador a base de energías limpias.

Tabla 4.4. Evaluación del LA1.

| <i>Planta</i> | <i>k·C_T</i> |
|-------------------|------------------------|
| <i>ABWR</i> | <i>93.34</i> |
| <i>AP100</i> | <i>100.27</i> |
| <i>CC1</i> | <i>92.21</i> |
| <i>CC2</i> | <i>87.13</i> |
| <i>Eólica</i> | <i>64.53</i> |
| <i>Geotérmica</i> | <i>151.3</i> |

Es posible observar que la EN solo es competitiva contra la opción geotérmica.

Como se menciona en el subcapítulo 3.3, la determinación del factor k puede hacerse hasta el momento en el que se toman las decisiones.

Aquí se ha hecho un intento de determinar dicho factor, para profundizar en el conocimiento de la Metodología INPRO y observar cómo este parámetro puede tener un papel importante en la aplicación de la NESAs.

Es así que en esta evaluación se optó por solamente tomar en cuenta los costos de las externalidades de la opción fósil, pasando por alto otros aspectos que pueden ser importantes en la definición del factor k, en el caso de México. En el capítulo 5 se trata más esta cuestión.

Si bien los costos de la EN no son competitivos, en México ya se ha establecido el rol que esta fuente de energía tendrá en un futuro, como se mencionó al inicio de este capítulo, con lo cual es importante, entonces, comparar C_N con el PUEV, para determinar si la PEN causará una alza en los precios de la electricidad.

Tabla 4.5. Comparación entre C_N y PUEV.

| <i>ABWR</i> | <i>AP1000</i> | <i>PUEV</i> |
|--------------|---------------|-------------|
| <i>93.34</i> | <i>100.27</i> | <i>95.8</i> |

Al observar la Tabla 4.5 es posible notar que el costo del reactor tipo ABWR se encuentra por debajo del PUEV, lo cual indica que esta opción es viable (en cuanto a costo de la energía) para cumplir con el rol establecido por la SENER. Por su parte, el costo del AP1000 está por encima del PUEV.

Con base en lo anterior, se puede estipular que: **El Requisito de Usuario 1 está parcialmente cubierto para el ABWR y no lo está para el AP1000.**

Evaluación del RU2.

La evaluación de este RU se realiza mediante el análisis de sus dos Cr's.

El primero trata sobre la atracción de la inversión y para evaluarla se deben cumplir los tres LA's, referentes a las cifras financieras de mérito.

LA2.1.1. TIR

Este límite está definido por:

$$TIR_N \geq TIR_A \quad \text{Ecuación 3.25}$$

La TIR obtenida para cada opción energética se muestra en la Ilustración 4.2.

Se puede observar que la EN sólo es comparable con la energía eólica. La energía geotérmica, al tener un valor negativo no es rentable.

Las plantas fósiles son alrededor de tres veces más rentables que las nucleares, pero es importante tomar en cuenta que solamente el gobierno puede invertir en las últimas, de tal forma que su desempeño financiero pasa a segundo término, siempre y cuando no represente pérdidas.

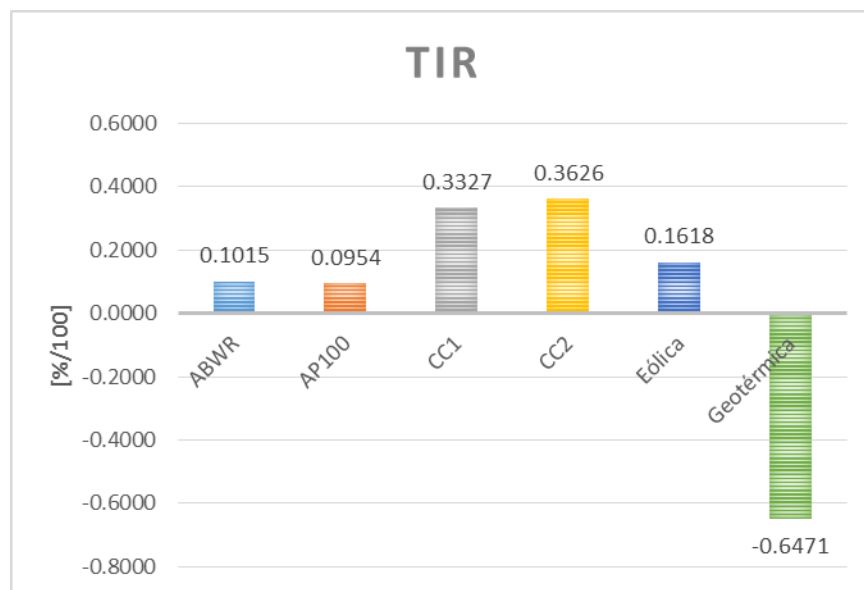


Ilustración 4.2. TIR.

Aun así, cabe señalar que la TIR_N es apenas mayor a la tasa de descuento usada en el análisis (por no decir igual), en el caso del ABWR. Para el AP1000, la TIR sí es menor a la tasa de descuento.

Con base en lo anterior, se puede estipular que: **El Límite de Aceptación 2.1.1 está cubierto parcialmente.**

LA2.1.2. RSI.

Éste límite está definido por:

$$RSI_N \geq RSI_A \quad \text{Ecuación 3.26}$$

El RSI obtenido, para cada opción energética se muestra en la Ilustración 4.3.

Nuevamente, la cifra financiera en turno es menor en el caso de la EN, a excepción de la geotermia. Sin embargo, las consideraciones expresadas en el punto anterior también son válidas (y lo serán para todas las cifras financieras de mérito).

En este caso, el RSI_N es definitivamente mayor a la tasa de descuento.

Así, se puede estipular que: **El Límite de Aceptación 2.1.2 está cubierto parcialmente.**

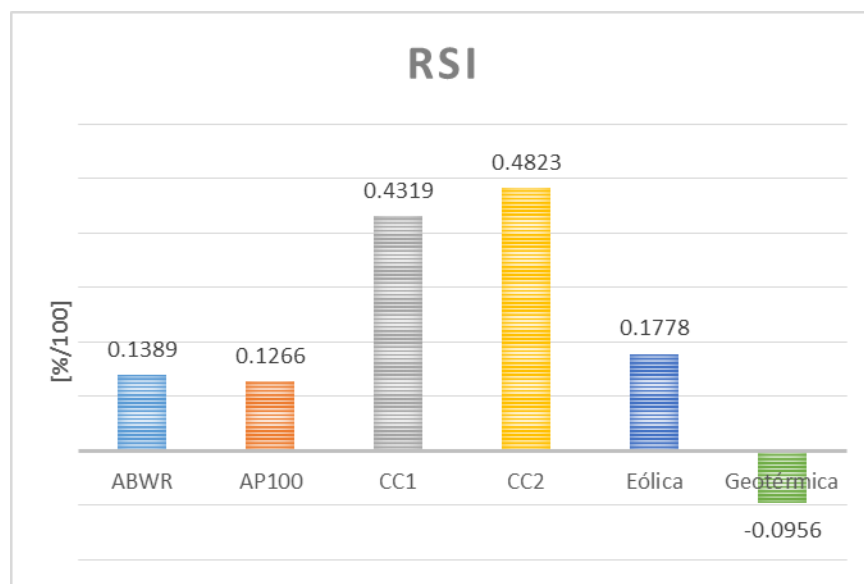


Ilustración 4.3. RSI.

LA2.1.3. VPN.

Este límite está definido por:

$$VPN_N > VPN_A$$

Ecuación 3.27

El VPN obtenido para cada opción energética se muestra en la Ilustración 4.4.

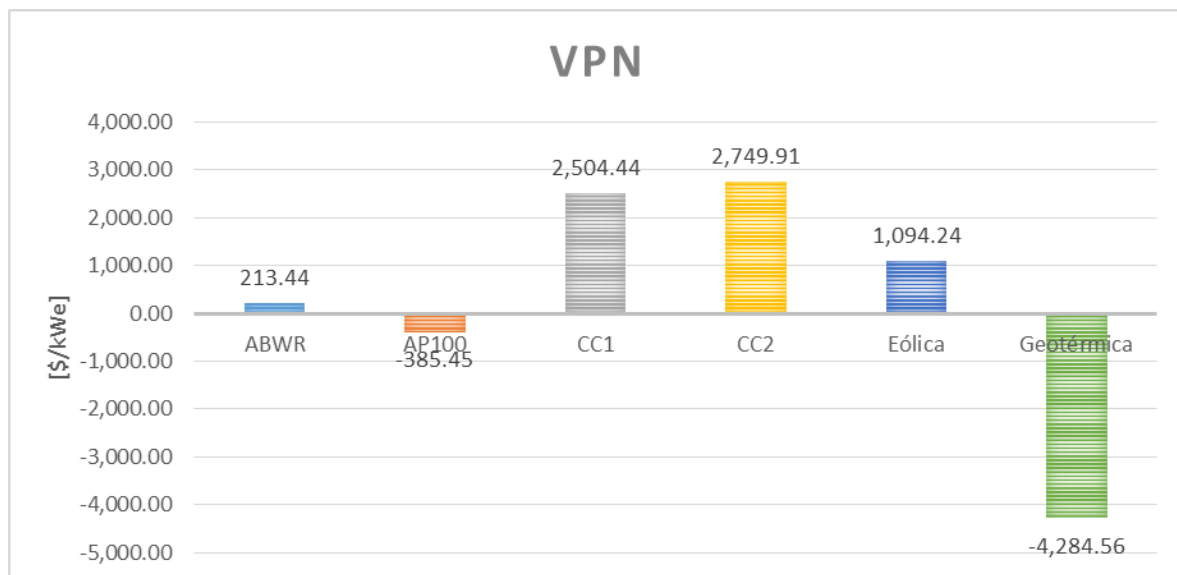


Ilustración 4.4. VPN.

En este caso es fácilmente apreciable que la EN no compite con las opciones fósiles ni eólica. Y al tomar en cuenta las consideraciones previas, es posible determinar que sólo la planta del tipo ABWR debe ser considerada por el gobierno, ya que la planta tipo AP1000 representa una pérdida financiera al final del proyecto.

Con lo anterior, se puede estipular que: **El Límite de Aceptación 2.1.3 está cubierto parcialmente para el ABWR y no está cubierto para el AP1000.**

Evaluación final del Cr2.1. Atracción de la inversión.

En los tres límites de este Cr, se observó que la EN es la menos atractiva de las opciones, exceptuando a la geotérmica. También se observó que el reactor AP1000, al tener un VPN negativo, produce pérdidas, aunque pueda ser rentable a lo largo de su vida útil.

Finalmente, **el Criterio 2.1 está parcialmente cubierto para el ABWR y no está cubierto para el AP1000.**

LA2.2. Límite de la Inversión.

El Cr.2.2 está referido al límite de la inversión y a la inversión total necesaria para instalar cada planta.

La IT se muestra en la Ilustración 4.5 y su límite en la a 4.6. Además se comparan en la Tabla 4.6.

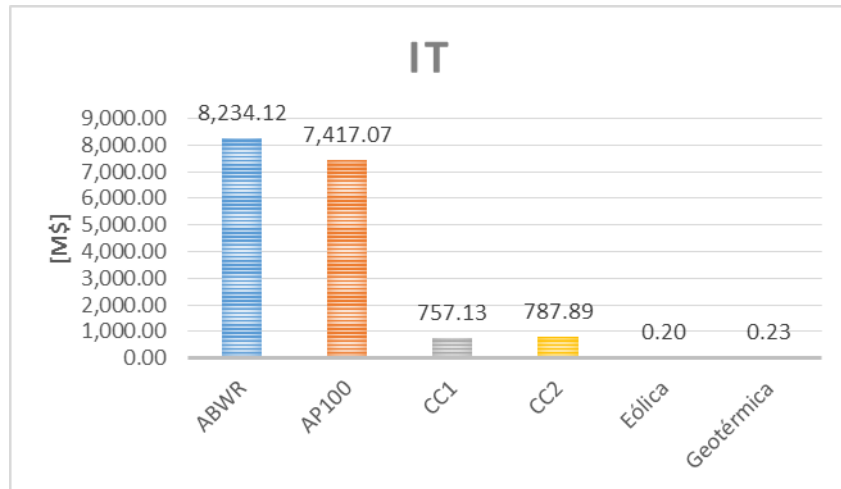


Ilustración 4.5. IT.

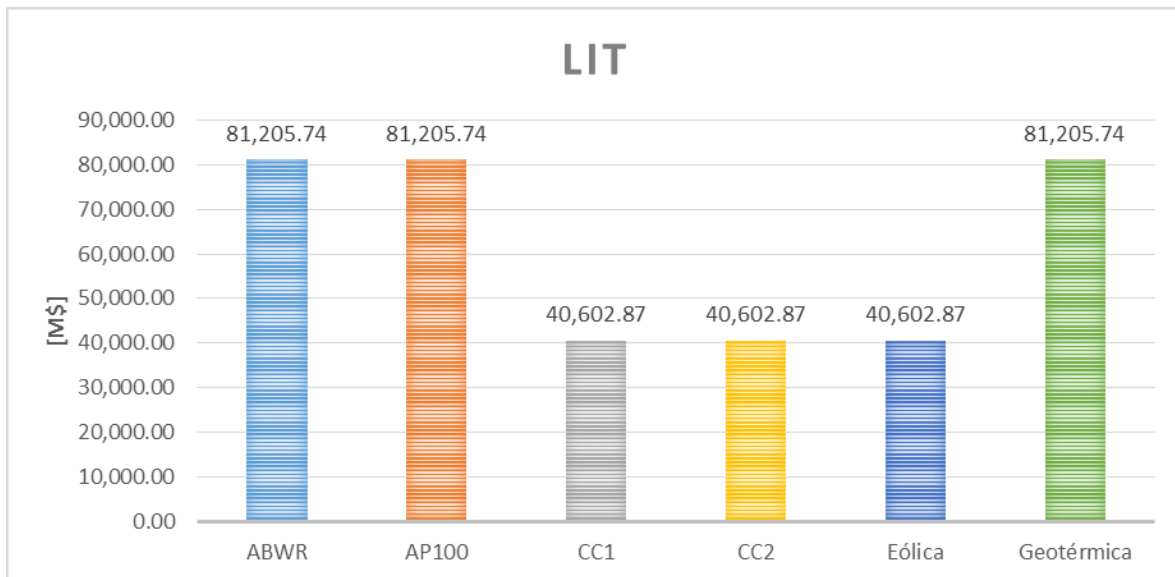


Ilustración 4.6. LIT.

Tabla 4.6. Comparación entre la inversión y su límite.

| <i>Planta</i> | <i>Inversión total.</i> | <i>Límite.</i> |
|-------------------|-------------------------|------------------|
| <i>ABWR</i> | <i>8,234.12</i> | <i>81,205.74</i> |
| <i>AP100</i> | <i>7,417.07</i> | <i>81,205.74</i> |
| <i>CC1</i> | <i>757.13</i> | <i>40,602.87</i> |
| <i>CC2</i> | <i>787.9</i> | <i>40,602.87</i> |
| <i>Eólica</i> | <i>0.201</i> | <i>40,602.87</i> |
| <i>Geotérmica</i> | <i>0.232</i> | <i>81,205.74</i> |

El LA2.2 establece que:

$$Inversión_N \leq Inversión_{límite} \quad \text{Ecuación 3.28}$$

Se puede observar que para las plantas nucleares, la inversión total necesaria se encuentra muy por debajo del límite. Con lo cual, **el Criterio 2.2 está cubierto.**

Evaluación final del RU2.

Los dos reactores cubren el Cr2.2. Solamente el ABWR cubre el Cr2.1. Así, **el Requisito de Usuario 2 está cubierto en gran medida, sólo para el ABWR. EL AP1000 no cubre el RU2.**

Evaluación del RU3.

Este RU, referente al riesgo de la inversión, se evalúa a través de sus cuatros Cr's.

Cr3.1 Madurez del diseño.

El LA para este criterio se divide en tres opciones distintas que dependen de la situación del país donde se desea instalar la PEN.

Como en México sólo se tiene experiencia en la instalación y operación de dos reactores tipo BWR, se consideran los siguientes LA's:

- LA3.1.1. Para la instalación de las primeras PEN's en un país. Plantas del mismo diseño básico han sido construidas y operadas.
- LA3.1.2. Para la instalación de unidades adicionales del mismo tipo básico de PEN. Plantas del mismo diseño básico han sido licenciadas, construidas y

operadas en el país y no hay problemas técnicos o regulatorios que puedan impactar negativamente el desempeño de la planta.

Tanto el reactor ABWR como el AP100 han sido licenciados y se encuentran en construcción en países como Estados Unidos, Japón, Taiwán o China, lo cual incluye a los países de origen. ABWR's se encuentran en operación en Japón.

Además, el reactor ABWR es el diseño evolucionario del BWR que se encuentra en operación en México, lo cual representa una ventaja.

Con lo anterior, **el Criterio 3.1 está cubierto.**

Cr3.2. Experiencia con el programa de construcción.

Para la evaluación de este Cr, dada la situación del país, se consideró el siguiente LA:

- LA3.2.1. Para la instalación de las primeras PEN's en un país. Los tiempos del programa de construcción usados en los análisis financieros han sido cumplidos en proyectos previos de construcción de plantas del mismo diseño básico.

El programa de construcción que considera CFE para el reactor ABWR, es mayor al alcanzado en los cuatro primeros reactores de este tipo, construidos en poco menos de cuatro años, cada uno, en Japón. Siendo, dicho programa, más apegado al correspondiente en el licenciamiento de la tecnología. Además, considera la experiencia previa en la construcción de la planta en Laguna Verde.

En el caso del reactor AP1000, se consideran los plazos establecidos en las licitaciones existentes, aunque ningún reactor ha sido terminado hasta ahora y no existe experiencia operacional con este tipo de reactores en el país.

Con base en lo anterior, **el Criterio 3.2 está cubierto para el reactor ABWR y parcialmente cubierto para el AP1000.**

Cr3.3. Incertidumbre en los parámetros económicos de entrada.

Para evaluar este Cr se utiliza el IR.

El LA del IR indica que:

$$IR \geq 1 \qquad \text{Ecuación 4.3}$$

Los parámetros que se han identificado con mayor incertidumbre se encuentran compilados en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7. Parámetros con incertidumbre.

| Parámetro | Variación | | | | | |
|--|------------------|---------------|------------|------------|---------------|-------------------|
| | ABWR | AP1000 | CC1 | CC2 | Eólica | Geotérmica |
| <i>Vida útil</i> | -10% | -10% | +5% | +5% | +5% | +5% |
| <i>Tasa de descuento</i> | +2% | +2% | +2% | +2% | +2% | +2% |
| <i>Tasa de descuento</i> | -2% | -2% | -2% | -2% | -2% | -2% |
| <i>Factor de planta</i> | -5% | -5% | +5% | +5% | -10% | +5% |
| <i>Costo etapa final del combustible/ Escalamiento del combustible</i> | +5% | +5% | +2% | +2% | NA | +2% |
| <i>Precio del combustible</i> | +5% | +5% | -5% | -5% | NA | -5% |

Al ingresar las variaciones de los parámetros de la Tabla 4.7 en la herramienta NEST, se obtienen los C_T que se muestran en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8. Costos, dadas las variaciones debidas a las incertidumbres.

| Parámetro perturbado | C_T | | | | | |
|--|-------------------------|---------------|------------|------------|---------------|-------------------|
| | ABWR | AP1000 | CC1 | CC2 | Eólica | Geotérmica |
| <i>Ninguno</i> | 93.34 | 100.27 | 61.35 | 57.97 | 64.53 | 151.30 |
| <i>Vida útil</i> | 93.53 | 100.47 | 61.26 | 57.87 | 63.89 | 151.06 |
| <i>Tasa de descuento</i> | 112.21 | 120.93 | 63.74 | 60.23 | 74.15 | 156.86 |
| <i>Tasa de descuento</i> | 76.34 | 81.60 | 59.14 | 55.87 | 55.51 | 146.10 |
| <i>Factor de planta</i> | 97.56 | 102.88 | 60.66 | 57.04 | 71.00 | 149.19 |
| <i>Costo etapa final del combustible/ Escalamiento del combustible</i> | 93.44 | 100.35 | 69.77 | 65.93 | 64.53 | 171.80 |
| <i>Precio del combustible</i> | 93.69 | 100.60 | 59.26 | 55.99 | 64.53 | 146.21 |

Para poder aplicar el IR, dado que el C_T de la EN no es competitivo, se busca un factor k que cumpla con la Ecuación 4.2, derivada de la Ecuación 3.24.

$$C_N = k \cdot C_A \quad \text{Ecuación 4.2.}$$

Al multiplicar el factor k , mostrado en las tablas 4.9 y 4.10, por el costo correspondiente en la Tabla 4.8, se obtienen las tablas 4.11 y 4.12.

Finalmente, al dividir el costo nivelado de la EN entre el nuevo costo nivelado de la FAE, se obtiene el IR para cada parámetro perturbado. Los resultados se muestran en las tablas 4.13 y 4.14.

Tabla 4.9. Factor k para IR del ABWR.

| Planta | ABWR | CC1 | CC2 | Eólica | Geotérmica |
|-------------------------|-------------|------------|------------|---------------|-------------------|
| C_T | 93.34 | 61.35 | 57.97 | 64.53 | 151.30 |
| k | NA | 1.52 | 1.61 | 1.45 | 0.62 |

Tabla 4.10. Factor k para IR del AP1000.

| Planta | AP1000 | CC1 | CC2 | Eólica | Geotérmica |
|-------------------------|---------------|------------|------------|---------------|-------------------|
| C_T | 100.27 | 61.35 | 57.97 | 64.53 | 151.30 |
| k | NA | 1.63 | 1.73 | 1.55 | 0.66 |

Tabla 4.11. Costos multiplicados por el factor k , para el ABWR.

| Parámetro perturbado | $k \cdot C_T$ | | | | |
|--|---------------------------------|------------|------------|---------------|-------------------|
| | ABWR | CC1 | CC2 | Eólica | Geotérmica |
| <i>Ninguno</i> | 93.34 | 93.34 | 93.34 | 93.34 | 93.34 |
| <i>Vida útil</i> | 93.53 | 93.21 | 93.19 | 92.40 | 93.19 |
| <i>Tasa de descuento</i> | 112.21 | 96.99 | 96.98 | 107.25 | 96.77 |
| <i>Tasa de descuento</i> | 76.34 | 89.98 | 89.96 | 80.29 | 90.13 |
| <i>Factor de planta</i> | 97.56 | 92.29 | 91.85 | 102.69 | 92.04 |
| <i>Costo etapa final del combustible/ Escalamiento del combustible</i> | 93.44 | 106.15 | 106.15 | 93.34 | 105.99 |
| <i>Precio del combustible</i> | 93.69 | 90.17 | 90.16 | 93.34 | 90.20 |

Tabla 4.12. Costos multiplicados por el factor k , para el AP1000.

| Parámetro perturbado | $k \cdot C_T$ | | | | |
|--|---------------------------------|------------|------------|---------------|-------------------|
| | AP1000 | CC1 | CC2 | Eólica | Geotérmica |
| <i>Ninguno</i> | 100.27 | 100.27 | 100.27 | 100.27 | 100.27 |
| <i>Vida útil</i> | 100.47 | 100.12 | 100.10 | 99.26 | 100.11 |
| <i>Tasa de descuento</i> | 120.93 | 104.19 | 104.18 | 115.21 | 103.95 |
| <i>Tasa de descuento</i> | 81.60 | 96.66 | 96.63 | 86.25 | 96.82 |
| <i>Factor de planta</i> | 102.88 | 99.14 | 98.67 | 110.31 | 98.87 |
| <i>Costo etapa final del combustible/ Escalamiento del combustible</i> | 100.35 | 114.03 | 114.03 | 100.27 | 113.85 |
| <i>Precio del combustible</i> | 100.60 | 96.86 | 96.85 | 100.27 | 96.90 |

Tabla 4.13. IR para el ABWR.

| <i>Parámetro perturbado</i> | IR | | | |
|--|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| | ABWR | | | |
| | C_{CC1}/C_{ABWR} | C_{CC2}/C_{ABWR} | C_{Eo}/C_{ABWR} | C_{Geo}/C_{ABWR} |
| <i>Ninguno</i> | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| <i>Vida útil</i> | 1.00 | 1.00 | 0.99 | 1.00 |
| <i>Tasa de descuento (+2%)</i> | 0.86 | 0.86 | 0.96 | 0.86 |
| <i>Tasa de descuento (-2%)</i> | 1.18 | 1.18 | 1.05 | 1.18 |
| <i>Factor de planta</i> | 0.95 | 0.94 | 1.05 | 0.94 |
| <i>Costo etapa final del combustible/ Escalamiento del combustible</i> | 1.14 | 1.14 | 1.00 | 1.13 |
| <i>Precio del combustible</i> | 0.96 | 0.96 | 1.00 | 0.96 |

Tabla 4.14. IR para el AP1000.

| <i>Parámetro perturbado</i> | IR | | | |
|--|----------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| | ABWR | | | |
| | C_{CC1}/C_{AP1000} | C_{CC2}/C_{AP1000} | C_{Eo}/C_{AP1000} | C_{Geo}/C_{AP1000} |
| <i>Ninguno</i> | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| <i>Vida útil</i> | 1.00 | 1.00 | 0.99 | 1.00 |
| <i>Tasa de descuento (+2%)</i> | 0.86 | 0.86 | 0.95 | 0.86 |
| <i>Tasa de descuento (-2%)</i> | 1.18 | 1.18 | 1.06 | 1.19 |
| <i>Factor de planta</i> | 0.96 | 0.96 | 1.07 | 0.96 |
| <i>Costo etapa final del combustible/ Escalamiento del combustible</i> | 1.14 | 1.14 | 1.00 | 1.13 |
| <i>Precio del combustible</i> | 0.96 | 0.96 | 1.00 | 0.96 |

Como se puede apreciar en las tablas anteriores, el parámetro, cuya variación es más riesgosa, corresponde a un aumento del dos por ciento en la tasa de descuento. Cambios en el factor de planta o en los precios del combustible también causan que el IR sea menor a uno. Sin embargo en este caso la variación no es tan grande.

Todo el análisis anterior²¹ permite verificar que la incertidumbre en los parámetros de entrada es parcialmente aceptable para ambos reactores.

Así, el **Cr3.3** está cubierto parcialmente.

²¹ En realidad, el análisis de sensibilidad a través del IR no es imprescindible en este caso ya que la EN no resultó competitiva en el RU1 y hay que recordar que el IR busca encontrar los parámetros cuya sensibilidad pueden tornar un SEN competitivo en uno que no lo es.

Sin embargo, el análisis se realizó de igual forma (con sus debidas modificaciones, causadas por lo dicho en esta nota), porque uno de los objetivos de esta tesis es conocer y aplicar la Metodología INPRO.

Cr3.4. Ambiente político.

Como se mencionó anteriormente, la SENER ya ha definido el rol que tendrá la EN en el país, y ha establecido, dentro del PRODESEN 2015-2029, la integración de PEN's.

Sin embargo, debido al plazo establecido, se recomienda que se lleven a cabo estudios sobre el compromiso real de las autoridades para establecer si el proyecto (provisto por SENER, para que CFE lo lleve a cabo) puede o no ser abortado en algún momento.

De esta forma, **el Cr3.4 está cubierto parcialmente.**

Evaluación final del RU3.

Debido a que todos los Cr's están, al menos, parcialmente cubiertos, **el RU3 está parcialmente cubierto.**

Evaluación final del área económica.

En la Tabla 4.15 se muestran los resultados de la evaluación de cada uno de los RU's.

Se puede apreciar que al no cubrir todos los RU's, el SEN basado en el AP1000 no cumple con el PB del área económica de la Metodología INPRO.

Por su parte, el ABWR sí cumple, aunque bajo ciertas consideraciones.

Tabla 4.15. Resultados de la evaluación.

| SEN basado en el ABWR | |
|--|-------------------------------|
| <i>RU1. Costo de la energía.</i> | <i>Cubierto parcialmente.</i> |
| <i>RU2. Capacidad de financiamiento.</i> | <i>Cubierto.</i> |
| <i>RU3. Riesgo de la inversión.</i> | <i>Cubierto parcialmente.</i> |
| SEN basado en el AP100 | |
| <i>RU1. Costo de la energía.</i> | <i>No cubierto.</i> |
| <i>RU2. Capacidad de financiamiento.</i> | <i>Cubierto</i> |
| <i>RU3. Riesgo de la inversión.</i> | <i>Cubierto parcialmente.</i> |

Capítulo 5 Análisis de los resultados de la aplicación de la Metodología INPRO.

Una de las características de la Metodología INPRO es que no termina con los resultados del análisis, si no que al obtenerlos, el evaluador puede vislumbrar las acciones que el país debe llevar a cabo para mejorar la sustentabilidad del SEN y hacerlo más competitivo.

La competitividad de la EN.

Como se observó a lo largo de la evaluación, con la información de entrada utilizada, la EN difícilmente puede competir con las FAE's consideradas. Aun así, esta energía, dentro de las condiciones particulares de México, ha podido cumplir con los requisitos mínimos que establece INPRO, a través de la metodología.

Al recordar primero que SENER ha establecido el rol importante que tendrá esta fuente de energía, en el cumplimiento de las metas de generación de energía limpia y que sin su participación, las mismas, difícilmente serán alcanzadas, es posible deducir que la EN de ninguna manera puede ser descartada del parque generador de electricidad mexicano.

En segunda instancia, y centrando la atención en el RU1, el hecho de que los costos de una PEN sean los más altos (sin considerar los de la energía geotérmica), no es base suficiente para considerar a la EN como no competitiva dentro del sector eléctrico mexicano.

Incluso cuando se determinó un factor k para comparar a la opción nuclear con la fósil, la segunda siguió siendo mejor. Sin embargo, la obtención de ese factor y las consecuencias de su intervención, en esta tesis, tuvieron el propósito principal de conocer la Metodología INPRO, como ya se mencionó anteriormente.

Así pues, basándose en que, si bien INPRO recomienda que sean los tomadores de decisiones quienes determinen el factor k , de acuerdo a la gran variedad de circunstancias específicas del país para justificar costos mayores en la generación de energía eléctrica, a través de tecnología nuclear, este ejercicio permitió, más allá de sólo comparar una PEN con un CC, obtener las siguientes conclusiones:

1. Recomendar a INPRO, como una realimentación generada en la aplicación de la metodología, que desarrolle un método para que cualquier país, ya sea a través de los tomadores de decisión o del evaluador, pueda obtener un factor k .
Sobre todo, un método que permita otorgar un valor cuantitativo a las circunstancias cualitativas de cada país, como pueden ser la estabilidad de los precios de la energía, a largo plazo, la diversificación del parque generador o las ventajas que se pueden obtener gracias al desarrollo industrial.
2. En cuanto al país, recomendar a los tomadores de decisión que, al considerar los costos de las distintas fuentes energéticas, tomen en cuenta los siguientes puntos que pueden justificar costos mayores en la EN:

- La necesidad de alcanzar las metas de generación de energía limpia, fijadas en la LIE.
- La disminución de emisiones de GEI.
- La diversificación del parque generador.
- La estabilidad de los costos de combustibles nucleares y la inestabilidad de los fósiles.
- Los altos factores de planta de las PEN's. En este punto, cabe señalar que no se “castigó” el costo de la energía eólica por su bajo factor de planta. INPRO recomienda adicionar el costo de la reserva de energía.
- Las externalidades de las demás opciones, ya que el C_T de la EN ya las considera (es decir, están internalizadas).
- El posible desarrollo industrial y científico que la aplicación de esta energía puede acarrear como beneficio.

Es fácil observar que existen diversos puntos de vista y consideraciones que pueden hacer que la inversión en la tecnología nuclear valga la pena para el país. Estos puntos cobran fuerza al observar la evaluación de los RU's 2 y 3.

En cuanto al RU2, como se dijo, la PEN no es la opción más atractiva para un inversionista que busca los beneficios más altos obtenidos por su inversión. Sin embargo, en México, la EN es exclusiva del gobierno, el cual resulta ser un inversionista que no ve los beneficios económicos como motor de la inversión.

Este inversionista ve justificada su inversión al considerar los puntos anteriores y al observar que las cifras financieras de mérito indican que la EN es rentable.

Por otro lado, el límite de la inversión es un aspecto que puede detener totalmente un proyecto gubernamental. Sin embargo, la inversión necesaria para el despliegue de las PEN's es mucho menor al límite obtenido para las condiciones del mercado mexicano.

En cuanto al RU3, como ya se dijo, el reactor ABWR tiene la ventaja de contar con experiencia operacional en Japón y de ser el diseño evolucionario de los reactores instalados en Laguna Verde.

Por su parte, el AP1000, si bien no cuenta con experiencia operacional dentro del país tiene la ventaja de ser un diseño más innovador, comparado con el ABWR, contando con elementos de seguridad pasiva; además de que cumple con el RU3.

Acciones sugeridas para mejorar la competitividad de la EN.

En el intento de mejorar la sustentabilidad del SEN mexicano, derivadas de la aplicación de la metodología, se sugieren las acciones que a continuación se redactan.

1. Uno de los aspectos que más influyen en el C_T de las PEN, es el alto costo de inversión y el largo periodo de construcción, sin embargo, difícilmente se pueden mejorar estos aspectos.

Aun así, los costos de la EN disminuyen conforme el país cuenta con la industria y el personal calificado para desplegar la tecnología.

Será importante, conocer los elementos que hicieron posible que Japón construyera sus reactores ABWR en menos de cuatro años, para así disminuir el tiempo de construcción considerado en el análisis económico.

Si esto se logra, sin poner en riesgo la inversión y la seguridad de la planta, el C_T del ABWR será mucho menor.

2. De la mano del punto anterior, será importante evaluar la conveniencia de domesticar algunos componentes del ciclo del combustible.
3. Las externalidades de cualquier tecnología deben ser consideradas dentro de sus C_T 's.
4. Como se puede apreciar en esta evaluación, las PEN son mucho más grandes (hablando en términos de potencia) que cualquier otra planta alternativa.

Una buena opción, de acuerdo a los resultados de NESA's aplicadas en otros países, pueden ser los *reactores pequeños (SMR, por sus siglas en inglés)*. Éstos, al no necesitar de inversiones tan grandes, pueden ser competitivos contra las demás tecnologías y aunque "pequeños en potencia" (100 MW), pueden operar con factores de planta iguales o mayores que los de reactores grandes.

En el Prospectiva del Sector Eléctrico (2015-2029), la SENER propone algunos de estos reactores, como adiciones en el sistema eléctrico de Baja California. Con tal antecedente, un estudio en el que se aplique la Metodología INPRO a dicha tecnología es un paso interesante, sugerido en esta evaluación, considerando siempre que ningún reactor de este tipo ha sido totalmente construido en el mundo, siendo el PBMR (de 210 MW) el único que se encuentra en construcción (en China).

Conclusiones.

El objetivo principal de esta tesis, como ya se ha mencionado anteriormente, es conocer profundamente la Metodología INPRO y aplicarla en el área económica, lo cual ayuda aún más a conocerla.

Como se puede ver, esta metodología, desarrollada por la IAEA, realmente tiene un carácter holístico, es decir, contempla todos los aspectos que hacen que un SEN pueda ser sustentable o no, gracias a que se basa en el propio concepto del desarrollo sustentable.

A pesar de que la aplicación sólo fue en el área económica, fue posible notar que, aspectos referentes a las demás áreas, y por lo tanto, de los cuatro pilares de la sustentabilidad, siempre estuvieron presentes, como los impactos ambientales, las condiciones políticas e institucionales o los impactos sociales, por mencionar algunos.

En cuanto a la aplicación, uno de los pasos más complicados fue el referente a la obtención de la información de entrada.

El COPAR 2014 contiene sólo cierta información económica, pero no cuenta con la información técnica específica para el análisis de las plantas nucleares. Estos datos se obtuvieron gracias a consultas con el personal de Laguna Verde y de documentos técnicos, sin embargo, su obtención fue lenta y algo complicada.

Todo esto permitió observar que la información que se usa en los estudios es uno de los elementos más importantes. Si la Metodología INPRO ha de aplicarse en un futuro, de manera oficial, tanto para el gobierno, como para la IAEA, será vital que los evaluadores cuenten con los datos más fieles que le puedan otorgar las instituciones de gobierno, la IAEA y los proveedores de las plantas contempladas.

Por otro lado, la aplicación en sí de la metodología (recordar que ésta no contempla la obtención de la información) fue sumamente sencilla, a excepción de la determinación del parámetro k (cuya cuestión ya fue tratada en el Capítulo 5), demostrando así que ha sido bien desarrollada por los expertos de INPRO.

Sin embargo, para poder aplicar la Metodología INPRO se requirió cierto tiempo para poder familiarizarse con ella, tanto en el aspecto general como en el exclusivo del área económica. En esto, cabe destacar que la IAEA ha hecho un gran trabajo publicando los nueve volúmenes del manual y diversos trabajos, como el reporte de la aplicación en Bielorrusia²² o las lecciones aprendidas de NESAs²³, que sirvieron como referencia en esta tesis.

Los resultados obtenidos de la NESAs, del SEN mexicano, no pueden tomarse como definitivos, principalmente por que el mercado mexicano está atravesando por una serie de cambios muy importantes.

Además, algunos datos tienen ciertas incertidumbres, y a pesar de que se aplicó el IR, es necesario revisarlos constantemente. Para ejemplificar los posibles errores que pueden existir en la información de entrada, basta con mencionar que en el COPAR

²² http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TE-1716_web.pdf

²³ https://www.iaea.org/INPRO/publications/TE_1636.pdf

2014, el costo de inversión instantánea del ABWR es mucho menor al obtenido de las consultas con el personal de Laguna Verde. Se optó por utilizar el dato obtenido de esas consultas, debido a que se observó que en el mismo COPAR 2014 el programa de inversiones de este reactor tiene un error y los porcentajes pagados en cada año no acumulan el cien por ciento.

Es así como se llega a la conclusión de que la evaluación debe realizarse constantemente, de tal forma que sea posible identificar las incertidumbres debidas a los cambios que ocurren en el país y a errores por parte de quienes proveen la información. Así, en las siguientes evaluaciones se pueden tener resultados más confiables.

Por último, se ha podido comprobar que la aplicación de la Metodología INPRO no sólo arroja resultados cualitativos o cuantitativos en cuanto a la sustentabilidad de un SEN, sino que también es capaz de proveer un panorama sobre las necesidades y oportunidades que ese SEN tiene para mejorar dicha sustentabilidad.

Esto permite decir que la IAEA está en buen camino para lograr los objetivos de INPRO: “hacer que la EN se encuentre disponible para satisfacer las necesidades energéticas del siglo XXI, de forma sustentable”.

A pesar de que se mencionó que los resultados de la NESAs aplicada en este trabajo no deben tomarse como definitivos, éstos si permiten observar que la EN en México es competitiva y una buena opción que debe tomarse en cuenta.

Finalmente, la Metodología INPRO puede ser una herramienta de gran ayuda para que el país continúe con el desarrollo de un sistema eléctrico óptimo y sustentable.

Bibliografía y Mesografía

1. IEA, “Key World Energy Statistics 2015”, París, Francia (2015). https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf.
2. SENER, “Balance Nacional de Energía 2014”. México (2015) http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44353/Balance_Nacional_de_Energia_2014.pdf.
3. NEA, “Projected Costs of Generating Electricity” 2015 Edition, Francia (2015).
4. Página de la WNA, “The Economics of Nuclear Power”, <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx> (2016).
5. IAEA, “Guidance for the Application of an Assessment Methodology for Innovative Nuclear Energy Systems. INPRO Manual - Overview of the Methodology”, Volume 1. Viena, Austria (2008). http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TE_1575_web.pdf
6. IAEA, “Guidance for the Application of an Assessment Methodology for Innovative Nuclear Energy Systems. INPRO Manual - Economics”, Volume 2. Viena, Austria (2008). http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TE_1575_CD/PDF/TE_1575_vol2_2008.pdf.
7. IAEA, “INPRO Methodology for Sustainability Assessment of Nuclear Energy Systems: Economics. INPRO Manual”, Viena, Austria (2014). http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1653_web.pdf.
8. Página del Diario Oficial de la Federación, “Ley de la Industria Eléctrica”. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014 (2016).
9. SENER, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2015-2029”. México (2015) <http://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-8397>.
10. SENER, “Prospectiva del Sector Eléctrico “2015-2029” México (2015). https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf.
11. CFE, “COPAR 2014 Generación”, Edición 34. México (2014).
12. Página de la WNA, “Advanced Nuclear Power Reactors”, <http://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/advanced-nuclear-power-reactors.aspx> (2016).
13. IAEA, "INPRO Assessment of the Planned Nuclear Energy System of Belarus; A report of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO)". IAEA-TECDOC-1716. Viena, Austria (2013). http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TE-1716_web.pdf.
14. IAEA, “Lessons Learned from Nuclear Energy System Assessments (NESA) Using the INPRO Methodology. A Report of the International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO)”. IAEA-TECDOC-1636. Viena, Austria (2009). https://www.iaea.org/INPRO/publications/TE_1636.pdf.

15. IAEA, "Introduction to the use of the INPRO METHODOLOGY in a NUCLEAR ENERGY SYSTEM ASSESSMENT", Viena, Austria (2010). http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1478_web.pdf.
16. "Página de INPRO", <https://www.iaea.org/INPRO/index.html> (2016).

Lista de abreviaturas.

| | |
|----------------|--|
| CC | Ciclo Combinado |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad. |
| COPAR | Costos y Parámetros de Referencia del Sector Eléctrico. |
| Cr | Criterio. |
| C _T | Costo Total Nivelado de Generación Eléctrica. |
| EN | Energía Nuclear. |
| FAE | Fuente Alternativa de Energía. |
| FOAK | Primero en su tipo. |
| GEI | Gases de Efecto Invernadero. |
| I&D | Investigación y Desarrollo. |
| IAEA | Agencia Internacional de Energía Atómica. |
| IDC | Interés durante la construcción. |
| IDyD | Investigación, Desarrollo y Demostración. |
| In | Indicador. |
| INPRO | Proyecto Internacional para Reactores Nucleares y Ciclos de Combustible Innovadores. |
| IPCC | Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. |
| IR | Índice de Robustez. |
| LA | Límite de Aceptación. |
| LIE | Ley de la Industria Eléctrica. |
| Mtoe | Millones de toneladas de petróleo equivalente. |
| NESA | Evaluación del Sistema de Energía Nuclear, por sus siglas en inglés. |
| NEST | Herramienta de Soporte Económico de NESA, por sus siglas en inglés. |
| O&M | Operación y Mantenimiento. |
| OMM | Organización Meteorológica Mundial. |
| PB | Principio Básico. |
| PIB | Producto Interno Bruto. |
| PNUMA | Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. |
| PPA | Paridad de Poder Adquisitivo. |
| PRODESEN | Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. |
| PUEV | Precio por Unidad de Electricidad Vendida. |
| RD&D | Investigación, Despliegue y Demostración. |
| RSI | Retorno de la Inversión. |
| RU | Requisito de Usuario. |
| SEN | Sistema de Energía Nuclear. |
| SENER | Secretaría de Energía. |
| SENI | Sistema de Energía Nuclear Innovador. |
| SRES | Reporte Especial sobre Escenarios de Emisiones. |
| SWU | Unidades de trabajo separativo, por sus siglas en inglés. |
| TIR | Tasa Interna de Retorno. |

| | |
|------------------|-----------------------------------|
| TPES | Oferta de Energía Primaria Total. |
| U | Uranio. |
| U _{NAT} | Uranio natural. |
| VPN | Valor Presente Neto. |