

Viabilidad financiera de la línea de interconexión Sonora – Baja California

Gustavo Alonso*

*Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
Carretera México-Toluca s/n, Ocoyoacac, Estado de México 52750
gustavo.alonso@inin.gob.mx*

Guillermo Ortega

*Comisión Federal de Electricidad
Río Ródano No. 14, 6° piso, delegación Cuauhtémoc, Ciudad de México
Guillermo.ortega01@cfe.gob.mx.*

Resumen

En el PRODESEN 2015-2029 se tiene propuesta una línea de interconexión eléctrica entre Sonora y Baja California, el presente estudio analiza la viabilidad financiera de ésta línea de interconexión basada en la demanda máxima de energía horaria y estacional entre ambas regiones y propone alternativas para el suministro de energía eléctrica que sustente la conveniencia económica de esta línea de interconexión. Los resultados muestran que se requiere de capacidad adicional en Sonora para poder cubrir las demandas máximas de ambas regiones ya que en la condición actual del Sistema Eléctrico Nacional la línea de interconexión no se justifica.

1. INTRODUCCION

En el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2016-2030 se ha programado la interconexión de Baja California al Sistema Interconectado Nacional con el objetivo de aprovechar la instalación y operación de energía eléctrica diversificada, eficiente y competitiva; mejorar la confiabilidad del sistema de Baja California y profundizar la integración del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con Norteamérica.

Se espera adicionalmente que sean instaladas más fuentes de energía renovables con alto potencial en la región de control. Particularmente se espera incentivar la generación eólica y solar en la zona Mexicali-San Luis Rio Colorado-Tijuana con el beneficio adicional de reducir las emisiones de CO₂.

El presente estudio analiza las condiciones de generación actuales y las capacidades adicionales a ser suministradas para validar o en su caso proponer alternativas que den sustento a la línea de interconexión entre Sonora y Baja California.

* También en el Instituto Politécnico Nacional – Escuela Superior de Física y Matemáticas

2. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La primera condición para justificar la línea de transmisión es su carácter de interconexión y compensación de suministro de energía eléctrica. Cada estado tiene un índice de balance de energía eléctrica, éste índice es el cociente de la diferencia entre la generación y las ventas de electricidad dividido entre las ventas de electricidad, aquellas entidades con índice mayor a 1 son superavitarias, las que tiene índice entre 0 y 1 están en balance y aquellas con valor negativo son deficitarias. Tanto Baja California como Sonora son entidades federativas con índices en balance.

Un elemento muy importante en éste análisis es la demanda de energía a lo largo del año así como la que ocurre durante el transcurso del día, la Figura 1 muestra la demanda de energía durante el año para la región Noroeste y Baja California, en ambos casos la demanda máxima se da durante los mismos meses del año, de tal suerte que ninguno de los dos estados tendría capacidad adicional a enviar a través de la línea de interconexión.

La Figura 2 muestra para el mes de demanda máxima, agosto, la demanda horaria en la región Noroeste y la Figura 3 en Baja California, la demanda máxima se da en los mismos períodos de tiempo en el día, haciendo también poco viable la transmisión de una región a la otra.

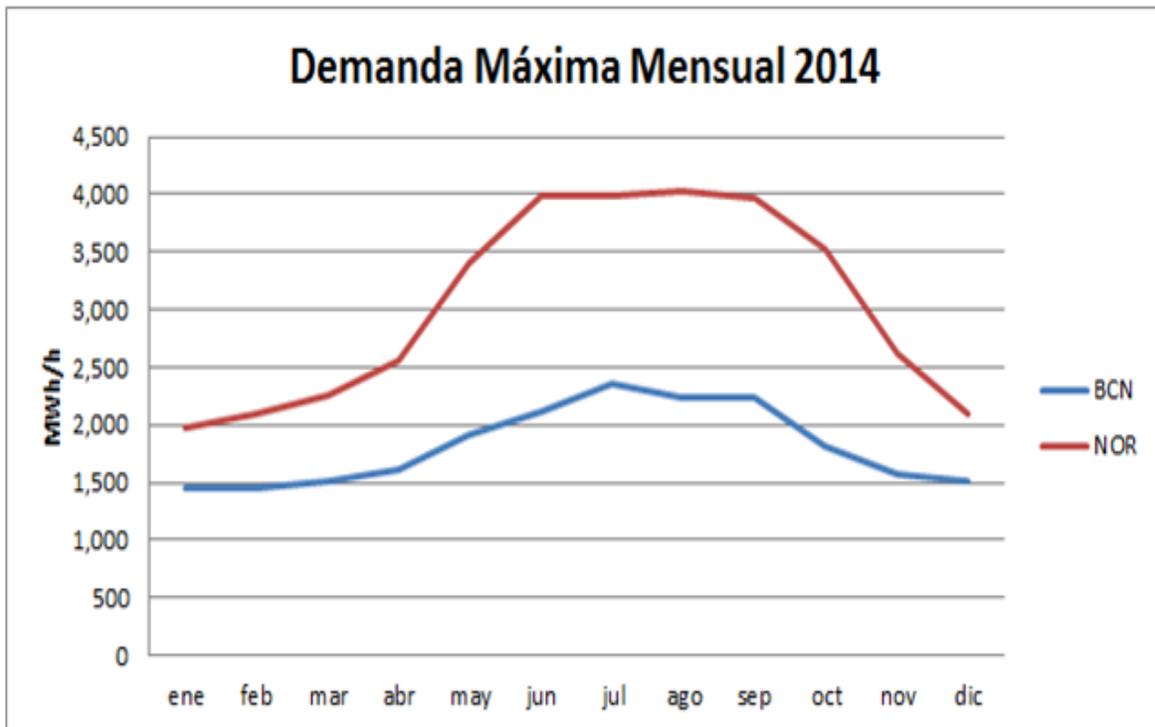


Figura 1. Demanda máxima de electricidad en 2014

PERFIL DE DEMANDA HORARIA NOROESTE Agosto 2012 demanda máxima mensual: 3,870 MW

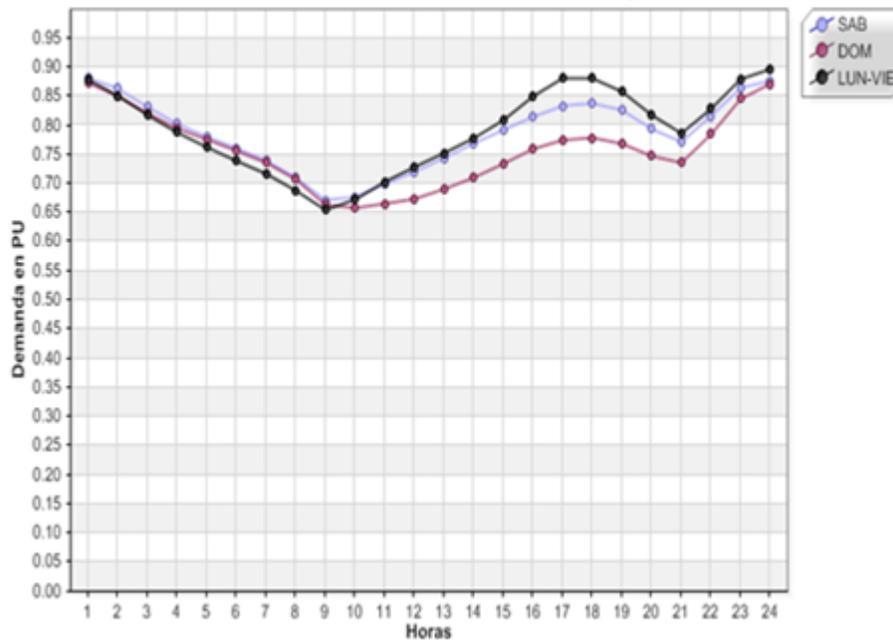


Figura 2. Perfil de demanda horaria de la región Noroeste

PERFIL DE DEMANDA HORARIA BAJA CALIFORNIA NORTE Agosto 2012 demanda máxima mensual: 2,712 MW

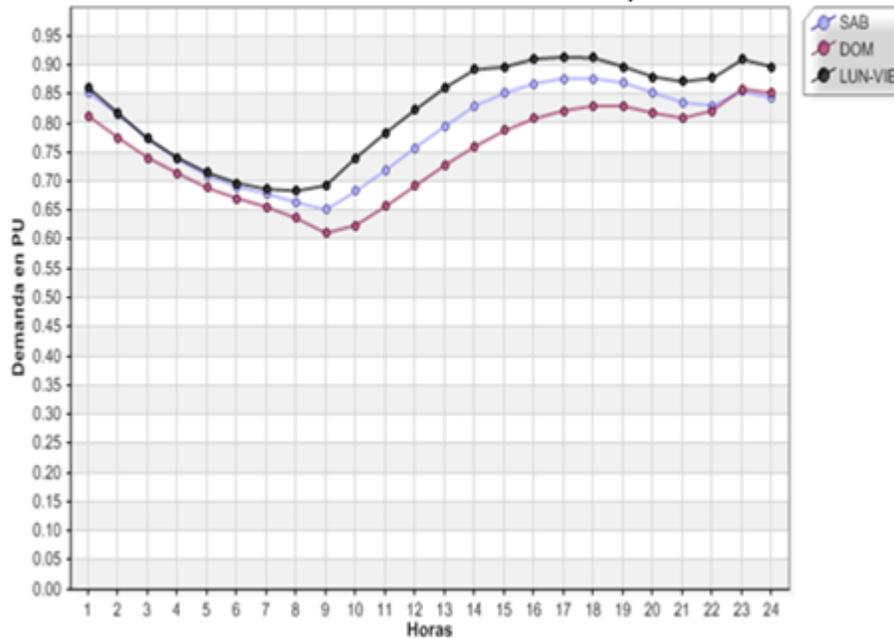


Figura 3. Perfil de demanda horaria de la región Noroeste

En ambas áreas, la demanda máxima anual ocurrió en el mes de Agosto, en el área Noroeste, la demanda de la noche es 1.6% mayor a la demanda de la tarde. En tanto que para Baja California, la demanda de la noche es 0.4% menor a la demanda de la tarde. Es decir, desde un punto de vista de planeación, las demandas de la tarde y de la noche se pueden considerar iguales. La Figura 4 muestra el pronóstico de demanda máxima para la región Noroeste y para Baja California, como puede observarse ambas regiones tienen un crecimiento mono tónico que requerirá de capacidad adicional para cubrir esa demanda.

Por otra parte, es importante señalar que en cada región se cuenta con capacidad firme y no firme. La capacidad firme es aquella capacidad tipo carga base que se puede controlar para contar, con seguridad, con su participación en el período de la demanda máxima del sistema eléctrico. En este rubro se cuentan a los ciclos combinados, las termoeléctricas, hidroeléctricas, geotérmicas y nuclear.

La capacidad No-Firme es aquella capacidad tipo intermitente que NO se puede controlar para contar, con seguridad, con su participación en el período de la demanda máxima del sistema eléctrico, como son las turbinas eólicas y los módulos fotovoltaicos.

Adicionalmente, se puede señalar que en el caso de las turbinas eólicas parece que su participación es mayor en los finales y principios de año (*invierno y primavera*) y también durante las noches y madrugadas, por lo que no se puede considerar una participación importante para las demandas máximas del área Noroeste y para Baja California Norte.

En el caso de los módulos fotovoltaicos estos tienen una mayor participación en las tardes de verano, pero no se cuentan con su participación en las noches de verano, por lo que no se pueden contar para atender las demandas máximas del área Noroeste y para Baja California Norte.

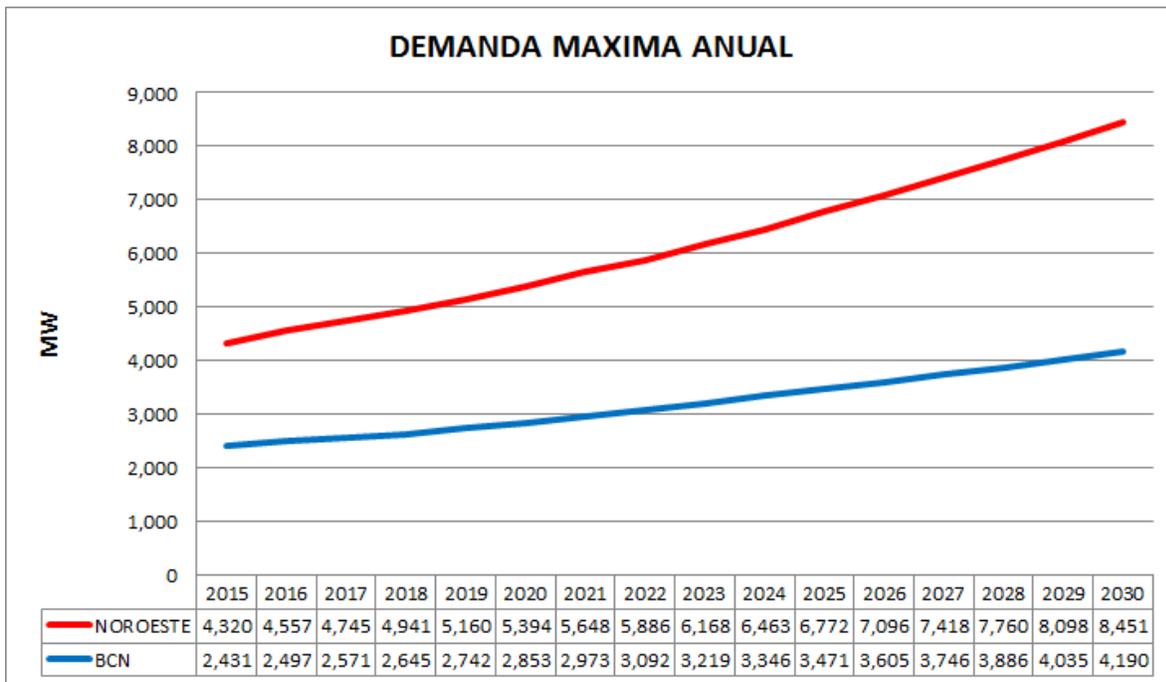


Figura 4. Pronóstico de demanda máxima por región a 2030

La Figura 5 muestra de acuerdo a las adiciones programadas de capacidad firme y no firme la evolución de las capacidades eléctrica de la región Noroeste y su balance con respecto a la capacidad firme, en esta figura se puede apreciar que a partir de 2026 la capacidad firme es deficitaria para satisfacer la demanda máxima.

En la Figura 6 se muestra para Baja California el mismo tipo de evolución con un resultado similar, solo que en éste caso a partir de 2020 no existe suficiente reserva de capacidad firme para satisfacer los requerimientos de demanda.

De acuerdo a PRODESEN 2016-2030, no parecen suficientes las capacidades programadas por instalar en el área Noroeste y para Baja California Norte para satisfacer la demanda máxima pronosticada. La condición se agrava por considerar que ninguna de las dos tecnologías renovables (*eólica y solar FV*) puede participar eficazmente para satisfacer la demanda máxima de verano.

Ambas áreas manifiestan carecer de la capacidad firme necesaria, por lo que requerirán, si no se aumenta una capacidad firme adicional, importar capacidad firme con energía asociada de las áreas vecinas.

En el caso del área Noroeste deberá requerir este servicio del área Norte (*desde el Oriente*) y/o del área Occidental (*desde el sur*). En el caso de Baja California deberá requerir este servicio del WECC de los EUA.

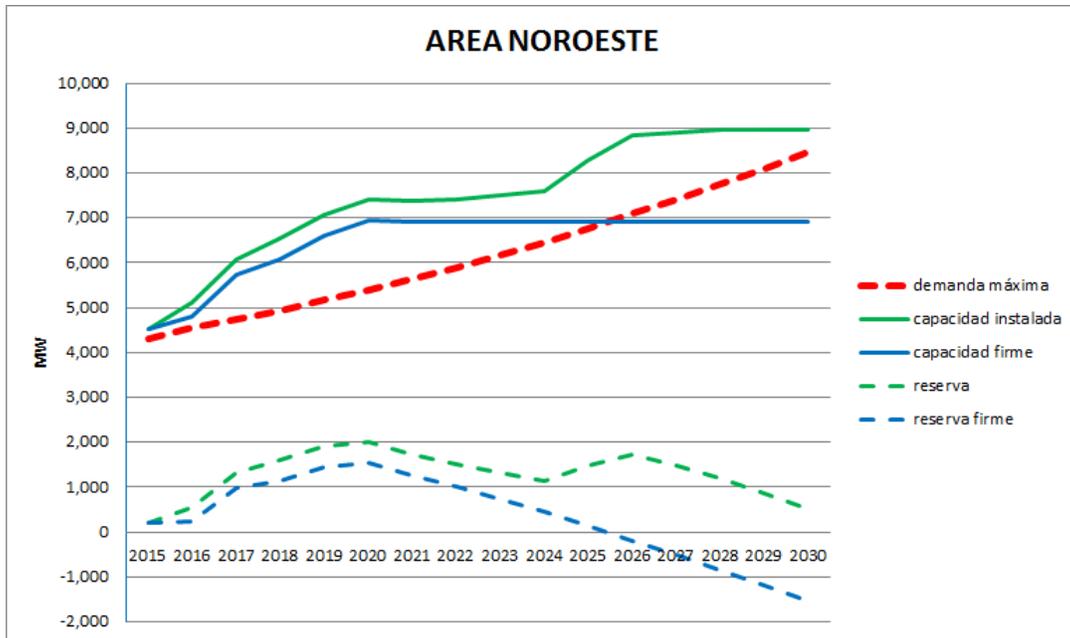


Figura 5. Balance de demanda para la región Noroeste

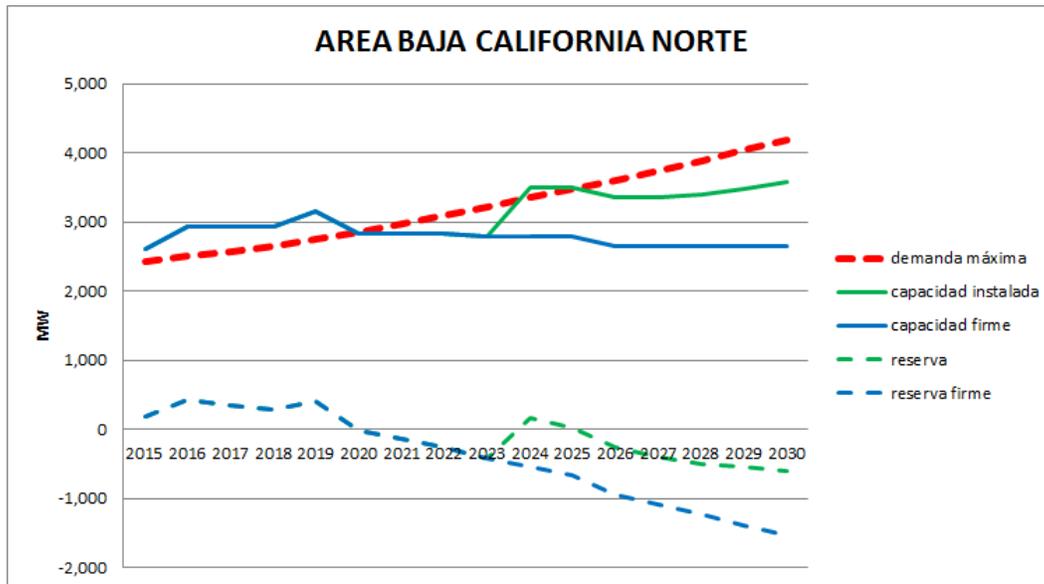


Figura 6. Balance de demanda para Baja California

3. ANÁLISIS DEL BENEFICIO-COSTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

El CENACE propuso la evaluación de dos opciones en corriente directa, una con capacidad de 1,000 MW y otra con capacidad de 1,500 MW. La inversión en ambos casos en valor presente a 2018 es de 890 y 924 millones de dólares, con una relación beneficio/costo de 2.19 y 2.11, respectivamente.

Particularmente, para estas dos áreas la capacidad firme se da principalmente a través de ciclos combinados, sin embargo los costos del gas en las dos áreas son distintos, en el caso de Baja California el costo nivelado de combustible es de 30.67 US\$/MWh en tanto que en Sonora es de 39.06 US\$/MWh. Debido a la diferencia de precios del gas natural entre Rosarito y Hermosillo se tiene una diferencia en el costo de combustible de los ciclos combinados de 8.39 dólares / MWh.

Un análisis preliminar de la primera opción de línea de transmisión (1,000 MW) se muestra en la Figura 7, en la cual se puede observar que para poder lograr el resultado económico indicado, se requiere un beneficio anual del orden de 200 millones de dólares, sin embargo, con la diferencia de costo de generación entre ciclos combinados en Mexicali y Hermosillo de 8.39 dls/MWh, se requeriría un flujo de energía de Baja California a Sonora del orden de 24'600,000 MWh en el año, lo que implica un transporte de energía de 2,800 MW todas las horas del año.

Esta opción, se ve poco probable ya que en primer lugar se quiere incentivar la generación eólica y solar, las cuales no dan sustento a la línea de transmisión. Por otra parte la adición de nuevos ciclos combinados no coadyuva la diversificación de fuentes de generación eléctrica y disminuye la seguridad energética.

PROYECTO DE INVERSION			tasa de descuento:	10.0%	anual
			horizonte:	30	años
	INVERSION	890			
	VP BENEFICIOS TOTALES	1,951			
			beneficio anual:	207	mmdls
	VALOR PRESENTE NETO	1,061			
	BENEFICIO/COSTO	2.19			
	TASA INTERNA DE RETORNO	23.2%			
	TIEMPO DE RECUPERACION	5.9			años

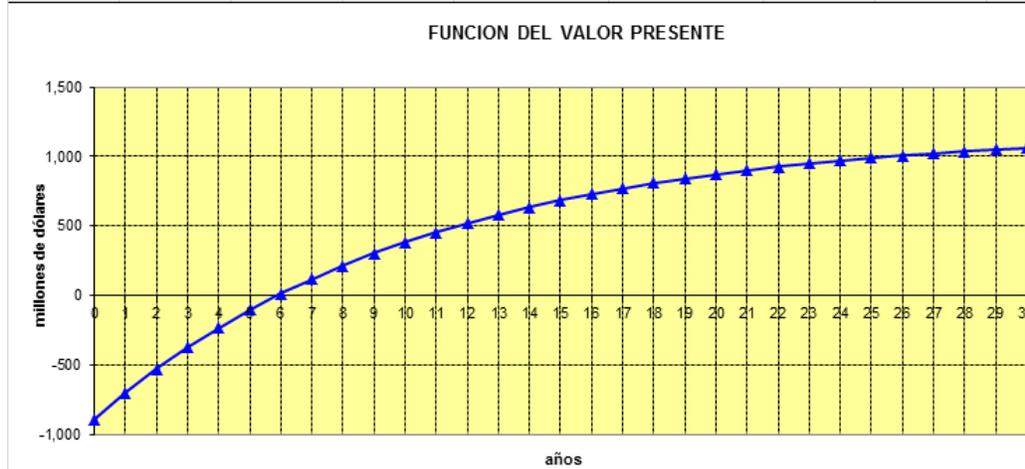


Figura 7. Elementos para la viabilidad de la línea de transmisión

4. PROPUESTA ALTERNATIVA PARA DAR VIABILIDAD A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Con objeto de dar viabilidad a la línea de transmisión se requiere la adición de capacidad firme para que esta capacidad adicional pueda fluir a través de la línea de transmisión. En éste análisis sólo se toman en cuenta los costos de operación y no se considera la inversión necesaria para la instalación de la capacidad adicional.

En la Tabla I se muestra una comparación de los costos de explotación de una central nuclear y una de ciclo combinado, como puede observarse se tiene un costo menor de explotación de la central nuclear que la del ciclo combinado, siendo esta diferencia de 13.51 US\$/MWh.

Tabla I. Costos de producción eléctrica

Costos de Explotación US\$/MWh	Nuclear	Ciclo Combinado	Diferencia
Combustible	6.90	37.82	-30.92
O&M	19.08	4.65	14.43
Total	25.98	42.47	16.49

Nota:

1. el precio del gas considerado es de 5.16 US\$/mmBTU
2. para nuclear los costos de operación y mantenimiento y de combustible son los valores promedio obtenidos para 2014 de “Average Power Plant Operating Expenses for Major U.S. Investor Owned Electric Utilities, 2004 through 2014” de la Energy Information Agency de los Estados Unidos y para el ciclo combinado corresponden a 2012 del mismo documento.
3. El costo del combustible nuclear fue un cálculo propio del ININ a partir del quemado esperado del combustible.

Dados los menores costos de producción se propone la adición de una central nuclear en Sonora, la posible localización de esta central sería en Puerto Libertad localizado al norte de Hermosillo, éste sitio ya ha sido estudiado previamente. Dicho sitio cuenta con una central termoeléctrica, la densidad de población es baja y ya cuenta con la infraestructura de transmisión y cuenta con vías de acceso.

La posible central nuclear tendría una capacidad de 1,400 MW dedicando la mitad de su capacidad a suministrar energía eléctrica a Sonora y la región Noroeste y la otra mitad podría ser suministrada a través de la línea de transmisión a Baja California, de esta manera se transmitirían 5,392,656 MWh al año, considerando un 4% de pérdidas por transmisión y se tendría un beneficio económico de 87.3 millones de dólares.

Si este fuera el caso, entonces considerando el caso de la línea de transmisión de 1,000 MW con una inversión de 890 millones de dólares se lleva a cabo el análisis de esta alternativa, la cual se muestra en la Figura 8 y se puede observar que se tendría un beneficio/costo de 1.69 con un tiempo de recuperación de 15.5 años dando así viabilidad a la línea de transmisión propuesta.

5. CONCLUSIONES

Las regiones de Sonora y Baja California tienen demandas máximas durante el día en los mismos intervalos de tiempo y durante las mismas temporadas del año lo que hace inviable el flujo de electricidad de una región hacia la otra.

Se requiere contar con capacidad eléctrica adicional en alguna de las dos regiones para promover el flujo de electricidad de una región hacia la otra, siendo el sitio más adecuado el de la región continental (Sonora).

En el PRODESEN 2016-2030 se tiene contemplada la instalación de tres nuevos reactores nucleares por lo que la propuesta de que uno de ellos se localice en la región de Sonora daría la viabilidad financiera a la línea de transmisión propuesta.

PROYECTO DE INVERSION				tasa de descuento:	5.60%	anual
				horizonte:	60	años
	INVERSION	890	mmdls			
	BENEFICIO ANUAL	87.3	mmdls			
	VALOR PRESENTE NETO	610	mmdls			
	BENEFICIO/COSTO	1.69				
	TASA INTERNA DE RETORNO	9.8%				
	TIEMPO DE RECUPERACION	15.5	años			

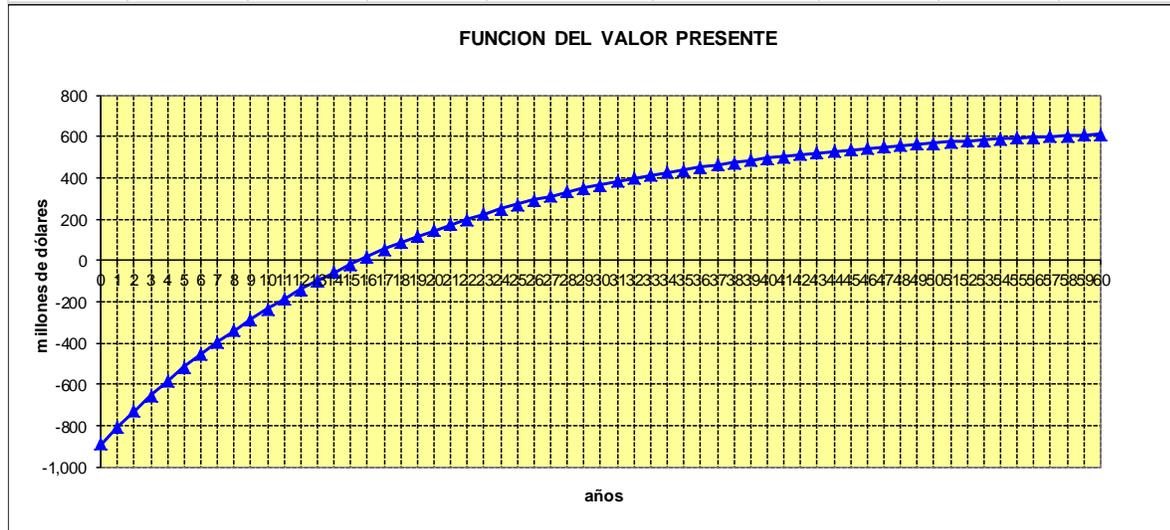


Figura 8. Análisis económico de la línea de transmisión empleando energía eléctrica proveniente de una central nuclear.

REFERENCES

1. PRODESEN 2015-2029, SENER
2. PRODESEN 2016-2030, SENER
3. Average Power Plant Operating Expenses for Major U.S. Investor Owned Electric Utilities, 2004 through 2014” de la Energy Information Agency de los Estados Unidos
4. CENACE, comunicación privada