

MERCADOS
ENERGÉTICOS 
CONSULTORES

**ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS
ELÉCTRICAS**

**Tarea 1.2.2 Informe N° 12 A:
Metodología propuesta para la
determinación de Costos Marginales de
Largo Plazo de Generación y
Transmisión.**

Preparado para:



INDICE GENERAL

1.	<i>INTRODUCCIÓN</i>	3
2.	<i>RESUMEN EJECUTIVO</i>	3
2.1.	Costo Marginal de Largo Plazo de generación.....	4
2.2.	Costo Marginal de Largo Plazo de transmisión.....	6
2.3.	Costo Marginal de Largo Plazo de sub-transmisión.....	7
3.	<i>CONCEPTOS GENERALES SOBRE COSTOS MARGINALES</i>	7
4.	<i>PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN</i>	10
4.1.	Análisis Conceptual.....	10
4.2.	La Expansión de Generación en México.....	14
4.3.	Margen de Reserva.....	16
5.	<i>METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LOS CMLPE Y CMLPP</i>	20
6.	<i>PROPUESTA PARA DETERMINAR EL COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISIÓN</i>	22
7.	<i>PROPUESTA PARA DETERMINAR EL COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE LA RED DE SUB-TRANSMISIÓN</i>	28

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.2.2 Informe N° 12 A : METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.

1. INTRODUCCIÓN

Este informe forma parte de la actividad **1.2.2** y tiene como objetivo proponer una metodología para determinar los Costos Marginales de Largo Plazo de generación y transmisión que serán utilizados para el cálculo de las tarifas del sector eléctrico.

Se incluyen además comentarios orientados a definir una metodología para determinar la reserva óptima de generación con la que se debería diseñar el Plan de Expansión de generación a los efectos de lograr el mínimo costo y la calidad de servicio deseada.

El desarrollo de la metodología propuesta se basa en tener disponibles los resultados del Plan de Expansión de Largo Plazo realizado por la CFE que da lugar al denominado POISE. Dicho plan será revisado por el consultor conforme lo establecen los TDR del presente servicio de consultoría, determinándose los valores de los Costos Marginales de Largo Plazo con los valores resultantes del Plan de Expansión que fueran validados.

2. RESUMEN EJECUTIVO

El Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP) se constituye en una señal económica que, aplicada a las tarifas eléctricas, promueve el óptimo uso de los recursos energéticos tanto desde el punto de vista de los usuarios finales del servicio como de aquellos que planifican la mejor forma de abastecer los requerimientos de energía eléctrica de la población.

En el sector eléctrico es posible establecer valores del CMLP para los tres segmentos de la industria: Generación, Transmisión y Distribución.

Por definición, el CMLP aplicado consistentemente al diseño de las tarifas eléctricas permite cumplir con los siguientes postulados:

- **#1. Mínimo Costo:** Las tarifas determinadas en base al CMLP son las que resultan de un sistema operando a mínimo costo total (suma de costos de inversión, operación y calidad de servicio).

- **#2. Suficiencia:** Las tarifas determinadas en base al CMLP permiten recuperar los costos de inversión y de operación de cada uno de los componentes del sistema considerando que éstos han sido seleccionados en forma óptima (mínimo costo total) y la demanda y ofertas se encuentran adaptadas.

El sistema puede tener costos adicionales que no son cubiertos por las tarifas diseñadas en base a CMLP. Esto sucede típicamente cuando se imponen restricciones al proceso de optimización en base al cual se expande el sistema, tales como restricciones de política energética, limitaciones en la disponibilidad de recursos energéticos primarios, seguridad operativa, etc. Los recursos adicionales requeridos deben, por lo tanto, recuperarse vía cargos adicionales aplicados a la demanda de forma tal de no distorsionar las señales económicas implícitas en los CMLP.

En el caso del sector eléctrico de México, la planificación de la expansión del sistema es realizada en forma centralizada por la CFE y LyFC cada una en los segmentos de la industria que les compete. Dicha planificación óptima asegura que se expande el sistema cumpliendo con los postulados antes indicados.

2.1. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN

La planificación óptima en el segmento generación da como resultados el plan de incorporación de nuevo equipamiento de generación eléctrica dentro del horizonte de planificación, los costos de inversión, operación y de ENS resultantes, y los Costos Marginales de Corto Plazo (CMCP) para los diferentes estados operativos futuros. El CMCP es igual al Costo Variable de Producción (CVP) de la unidad de generación de mayor CVP que resulta produciendo en cada unidad de tiempo como resultado del despacho económico de generación. Si en un determinado estado operativo la capacidad disponible de generación es insuficiente para abastecer la demanda, el CMCP queda definido por el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) definido para el sistema. Los CMCP varían en cada unidad de tiempo en función del balance entre oferta y demanda y con los costos de combustible.

En condiciones de adaptación entre la oferta de generación y la demanda que ésta abastece, los CMCP tienden en promedio a un valor denominado CMLP siendo dicho valor el que aplicado como remuneración de la producción de las centrales más eficientes disponibles para la expansión del parque de generación (de menor costo total, suma de costos de inversión y de operación) permite cumplir con el postulado #2 (suficiencia).

Es conveniente, desde el punto de vista tarifario, segmentar el CMLP de generación en dos componentes: El Costo Marginal de Largo Plazo de la Energía (CMLPE) y el Costo Marginal de Largo Plazo de la Potencia (CMLPP).

El cumplimiento del postulado #2 requiere la existencia de un periodo de tiempo en el que no se suministra energía por insuficiente capacidad de generación, ya que es en dicho periodo que la unidad de generación de mayor CVP (unidad marginal) recupera sus costos fijos, al quedar el CMCP determinado por el CENS. Dado que estos estados operativos son de muy baja probabilidad (ocurren típicamente 50 hs por año o menos), es conveniente que la recuperación de costos fijos de la unidad de mayor costo variable disponible para la expansión del parque de generación sea garantizada vía un cargo explícito incluido en las tarifas, denominado CMLPP. En el entendido que la remuneración total de la producción de las unidades generadoras no se debe modificar para cumplir con el postulado #2 (suficiencia), el CMLPE se deduce descontando del CMLP el valor del CMCPP.

En función de lo antes indicado los valores de CMLPE y CMLPP quedan determinados a partir de las siguientes expresiones:

$$CMLPE[\$/MWh] = \frac{1}{DT} \times \sum_t^T CMCP_t^{(1)} \times D_t$$

$$DT = \sum_t^T D_t$$

$$CMLPP[\$/MW] \approx CENS \times LOLP \leq F1$$

Donde:

t [h]: cada intervalo de tiempo en el que se determinan CMCP

D [MWh]: Demanda abastecida

CENS [\$/MWh] : Costo de la Energía No Suministrada

LOLP [hs] : Intervalo de tiempo en el que no se suministra la totalidad de la demanda por insuficiente capacidad de generación.

F1 [\$/MW] : Anualidad de Costos Fijos de la unidad de generación de mayor costo variable y menor costo fijo disponible para la expansión del parque de generación.

Nota:

(1): El CMCP es el que corresponde a la unidad de mayor CVP que está generando en cada intervalo de tiempo t aún cuando en dicho intervalo exista ENS.

2.2. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN

La expansión del sistema de transmisión, por sus características técnicas, se realiza en saltos discretos, lo que produce costos en función de la demanda abastecida también discretos, con saltos significativos cuando se incorpora obras importantes a nivel del sistema troncal (en México los sistemas de 400 kV y 230 kV).

En tales condiciones, para determinar Costos Marginales de Largo Plazo del sistema de transmisión (CMLPT) resulta conveniente linealizar la función de costos aproximándola a una recta de interpolación que minimice las diferencias entre la curva aproximada y la curva real. Determinada dicha recta, el CMLPT queda definido por su pendiente.

$$CMLPT[\$/MW] = \frac{\partial}{\partial D} Costo^{(1)}(D) = \frac{\Delta Costo[\$]}{\Delta D[MW]}$$

Nota: (1) Función de costo linealizada donde los componentes del sistema de transmisión son valorizados Valor Nuevo de Reemplazo (anualidad).

$$CMLPT_t[\$/MW] = \frac{1}{DT} \times \sum_k \frac{FN_k}{CT_k} \times f_k$$

$$FN_k[\$] = Anualidad VNR_k + AOyM_k$$

Donde:

k: Cada uno de los circuitos en operación previstos en el año t, incluyen líneas de transmisión y bancos de transformación

CT_k [MW]: Capacidad de Transmisión del circuito k.

f_k [MW] : Flujo de Potencia Activa en el circuito k

$AOyM_k$ [\$]: Costo de Administración, Operación y Mantenimiento del circuito k

El CMLPT queda definido correspondientemente por los costos de inversión y de operación de la red actual valorizados al VNR más costos de AOyM, de la capacidad de transmisión disponible y de los flujos de carga en las condiciones que motivan ampliaciones en la red de transmisión.

2.3. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE SUB-TRANSMISIÓN

La determinación de los CMLP del sistema de sub-transmisión (CMLPST) resulta más simple por la escala de las ampliaciones respecto a la demanda abastecida lo cual hace que la evolución de los costos de inversión y de AOyM se aproxime mucho más a una curva lineal que admite hacer un cálculo incremental de costos sin errores significativos.

Por tal motivo, se propone determinar los CMLPST utilizando la información que surge del Plan de Expansión del sistema de sub-transmisión en el largo plazo (últimos 5 años) siendo el CMLPST el cociente entre las variaciones de costos antes indicadas (anualidad) y la variación de demanda máxima en el mismo periodo:

$$CMLPST[\$/MW] = \frac{\Delta Inv^{(1)} [\$] + \Delta AOyM [\$]}{\Delta D [MW]}$$

Nota: (1) Anualidad de las inversiones

3. CONCEPTOS GENERALES SOBRE COSTOS MARGINALES

Las tarifas que perciben los usuarios del servicio eléctrico deben proveer señales que promuevan un uso óptimo del sistema utilizado para la prestación del servicio eléctrico y además reflejar el mínimo costo, dentro de las condiciones de calidad preestablecidas para la prestación del servicio por parte del suministrador. Considerando las principales actividades, los costos pueden dividirse en aquellos que corresponden a los segmentos de generación, transmisión y distribución. Los costos totales incluyen costos de inversión y costos de operación (entendidos éstos como los costos de operación propiamente dicha y los de mantenimiento asociados a la operación) y aquellos por calidad de servicio o costos por Energía No Suministrada.

Un diseño óptimo de tarifas marginales debería por lo tanto satisfacer los siguientes postulados:

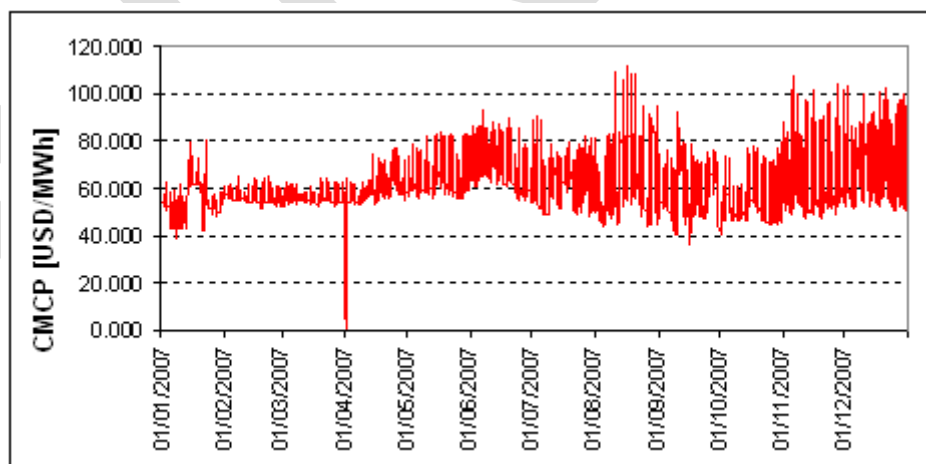
- **#1. Mínimo Costo:** Las tarifas marginales deben corresponder a un sistema operando a mínimo costo total (suma de costos de inversión, operación y calidad de servicio).
- **#2. Suficiencia:** Las tarifas deben permitir recuperar los costos de inversión y de operación de cada uno de los componentes del sistema considerando que éstos han sido seleccionados en forma óptima (mínimo costo total).

La planificación de la expansión de la generación realizada cumpliendo con la función objetivo de minimizar los costos totales en que incurre el sistema (asociados a inversión, operación y ENS) garantiza el cumplimiento del postulado #1.

Como resultado de la planificación óptima se tienen, además, los Costos Marginales de Corto Plazo (CMCP) esperados del sistema, los que resultan iguales al costo variable de producción (CVP) de la unidad de generación de mayor CVP que en cada momento está generando de acuerdo con el despacho económico de generación. Cuando el sistema no puede abastecer la totalidad de la demanda por insuficiente generación el CMCP resulta igual al costo de la Energía No Suministrada.

El CMCP corresponde al balance entre demanda abastecida y generación disponible en cada momento. Es así que el CMCP se incrementa cuando se incrementa la demanda o se reduce la oferta de generación. Los CMCP varían en forma horaria, principalmente por las fluctuaciones de la demanda, y estacionalmente por variaciones conjuntas de generación disponible y demanda abastecida. Los CMCP varían también siguiendo los cambios en los costos de combustible utilizados por la generación térmica. La siguiente figura muestra las variaciones del CMCP correspondiente a la región central de México en el año 2007.

Evolución de Costos Marginales de Corto Plazo – Región Central – Año 2007



La teoría económica establece que la remuneración en base a un precio de la energía igual al costo marginal de corto plazo promueve la eficiencia en un mercado competitivo de muchos productores y consumidores¹ en que ninguno de ellos ejerce poder de mercado. El CMCP ha sido utilizado como precio de mercado de la energía en la mayoría de los mercados eléctricos surgidos en los años 90 en todo el mundo (Ej. Inglaterra, Chile, Argentina, entre otros).

En el caso de México, dado que existen organismos verticalmente integrados que prestan el servicio eléctrico, se entiende que el mínimo costo está garantizado por medio de una planificación centralizada cuya función objetivo debiese ser precisamente la minimización del costo total.

Los conceptos antes indicados permiten concluir que tanto en un esquema de mercado eléctrico competitivo, como en un sector eléctrico de planificación centralizada como el mexicano, los CMCP deberían tender a ser similares en el largo plazo, ya que responden al desarrollo óptimo del parque de generación en el largo plazo, que se asume adaptado a los requerimientos de la demanda.

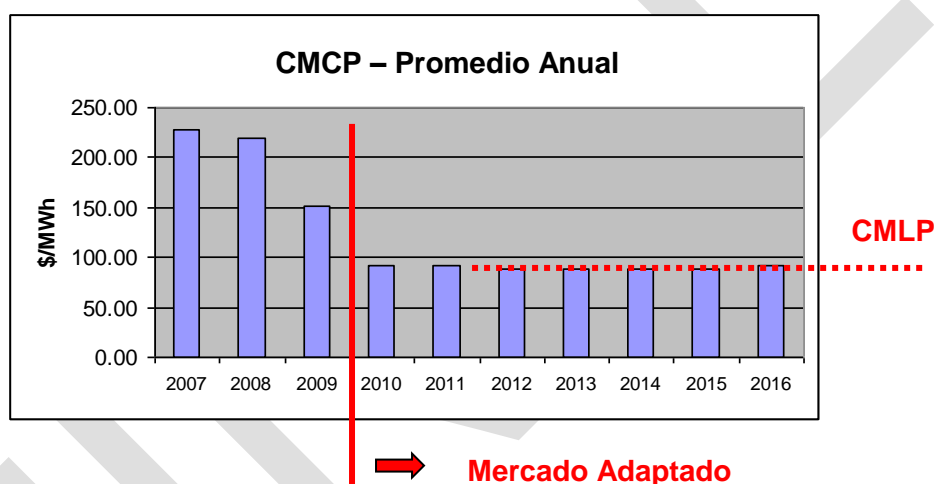
Para un parque generador adaptado, la producción de energía valorizada al CMCP remunera adecuadamente, en un período suficientemente largo, los costos fijos y variables de las unidades de generación más económicas tecnológicamente disponibles para abastecer la demanda.

En cada hora, el CMCP asegura cubrir los costos variables de todas las unidades generadoras que están produciendo energía en dicha hora. Para las unidades generadoras que en cada hora no resultan marginales existe además una renta marginal obtenida como diferencia entre el CMCP y sus respectivos CVP. Es así que los CMCP Integrados en un largo plazo permiten cubrir también costos fijos de las unidades generadoras. Si los CMCP tienden a remunerar en exceso a las centrales generadoras eficientes existentes,

¹ Las condiciones necesarias para lograr lo que en economía se llama “competencia perfecta” y por lo tanto costos marginales que reflejen competencia son: i) muchos compradores y vendedores; ii) homogeneidad en el producto; iii) información perfecta; iv) no existencia de barreras de ingreso.

aparecerán fuertes señales económicas para que se incorpore nueva generación eficiente, lo cual tenderá a reducir los CMCP. Si en cambio los CMCP son bajos al punto de no remunerar los costos de las nuevas inversiones en generación, se retrasarán estas hasta que los CMCP crezcan.

Es así que en un mercado en equilibrio, el promedio de los CMCP se estabiliza en un valor que se reconoce como el Costo Marginal de Largo Plazo del mercado (CMLP) el cual por definición es el que remunera plenamente la expansión óptima del sistema, permitiendo cumplir con los postulados #1 y #2. Pero el parque óptimo es uno, ya sea que resulte de una planificación centralizada o de la evolución de un esquema de mercado que provee los incentivos adecuados,



Por lo tanto, los CMCP que surgen de la planificación óptima deben también tender en promedio al CMLP del sistema, lo cual permite calcular el valor del CMLP de generación a partir de los resultados obtenidos de un proceso de planificación centralizada.

4. PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN

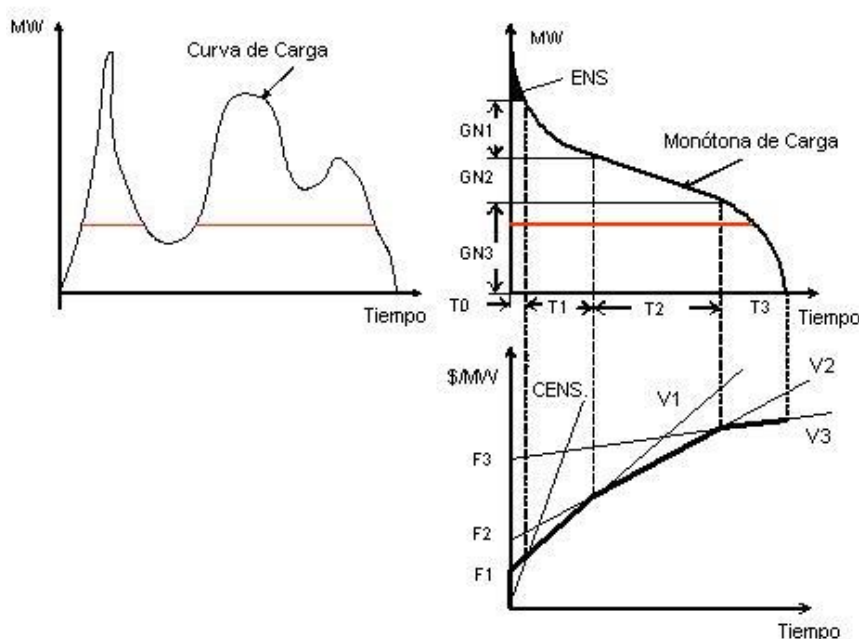
4.1. ANÁLISIS CONCEPTUAL

Es posible determinar (en forma simplificada) el parque de generación óptimo que abastece una cierta demanda de acuerdo a lo indicado en la siguiente figura. Un ejemplo detallado se desarrolla en el Anexo I

Partiendo de la curva de carga horaria a abastecer se determina la correspondiente monótona de carga.

Para cada tecnología de generación disponible para expandir el parque de generación se determinan la anualidad de sus costos fijos (F), por unidad de potencia media disponible, y sus costos variables (V) por unidad de energía generada.

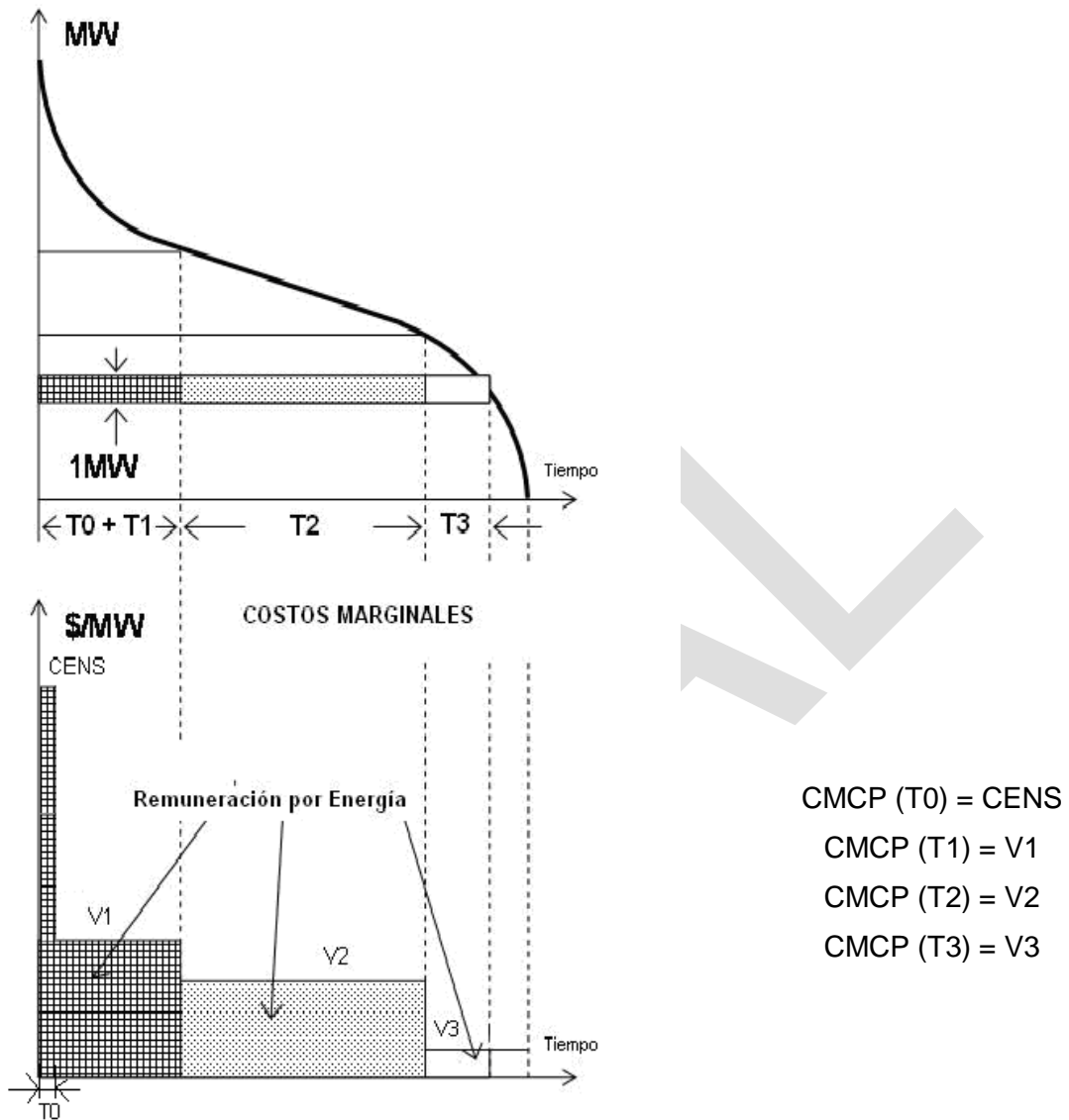
Se define un costo de la Energía No Suministrada (CENS).



Componiendo la figura antes indicada se obtiene:

- La Potencia (GN) para cada unidad de generación que se deberá incorporar para abastecer la demanda
- El tiempo (T1, T2, Tn) en que resulta despachada cada unidad de generación.
- El tiempo T0 en el cual no se abastece la demanda por no resultar económico hacerlo (LOLP).

Una vez que se conocen los tiempos para los que resulta generando cada unidad (T1, T2, T3) resulta inmediata la determinación de los CMCP del sistema, los cuales son iguales al costo variable (V) de la unidad de generación de mayor costo variable despachada en cada intervalo de tiempo, tal como se muestra en la figura siguiente. En el periodo en que la carga no es plenamente satisfecha (T0) el CMCP queda determinado por el Costo de la Energía No Suministrada (CENS).



Resulta también así determinado el CMLP el cual se determina con la siguiente expresión:

$$CMLP = \frac{1}{DT} \times \sum_t^T CMCP_t \times D_t$$

$$DT = \sum_t^T D_t$$

Asumiendo que todos los generadores reciben una remuneración por energía en cada hora igual al producto de su producción horaria valorizada al CMCP, se observa en la figura anterior que en particular para el generador GN1 la remuneración por energía durante el

tiempo T1 cubre exactamente sus costos variables ($CMCP(T1)=V1$) ya que es la unidad marginal. Durante el tiempo T0 en el que el sistema no puede abastecer la totalidad de la demanda, la remuneración por energía resulta igual a valorizar su producción al CENS del sistema lo que debe asegurar al generador GN1 recuperar sus costos fijos (F1) y variables (V1).

$$\underline{F1 = (CENS - V1) \times T0}$$

Por lo tanto la posibilidad de que el generador GN1 logre recuperar sus costos fijos depende de la existencia de estados de falla en los que no se pueda abastecer la totalidad de la demanda. Por la naturaleza de los fenómenos físicos involucrados y el diseño de los sistemas eléctricos la ocurrencia de tales estados de falla es de muy baja probabilidad generando una muy fuerte incertidumbre sobre los ingresos del generador afectando esto las inversiones y el funcionamiento de los mercados. Por tal motivo se suele estabilizar los ingresos de los generadores vía una segmentación de sus ingresos en dos componentes, de forma tal que la remuneración total esperada no se modifique:

- Una remuneración por energía (\$ENE)
- Una remuneración por capacidad (\$CAP)

La remuneración por energía surge de valorizar su producción al CMCP del sistema determinado como el CVP de la unidad de generación de mayor costo variable que en cada momento está convocada por el despacho económico de generación. En este caso el CMCP en el intervalo T0 sería igual a V1.

$$\underline{CMCP(T0) [\$/MWh] = V1}$$

La remuneración por capacidad resulta por lo tanto igual a la anualidad del costo de inversión, por unidad de potencia, de la central que típicamente suministra la energía en el periodo de punta, que en general es la de la unidad de menor costo fijo (F) y mayor costo variable (V) incluida en el plan de expansión óptimo (F1 en el ejemplo).

$$\underline{\$ENE_i [\$] = \sum_t EG_{t,i} \times CMCP_t}$$

$$\underline{\$CAP_i [\$] = Pd_i \times F1}$$

El sector eléctrico de México se encuentra integrado verticalmente. En tal situación la planificación centralizada es la que debe orientar la evolución del sistema hacia el óptimo deseado. Las tarifas determinadas conforme lo antes indicado permiten cumplir con el postulado #2 de suficiencia para ese óptimo, en el largo plazo.

Por lo tanto, los valores a considerar para determinar las tarifas son los CMLP que surgen de la planificación, divididos en sus componentes de Energía y Potencia.

Al valor F1 se lo reconoce como Costo Marginal de Largo Plazo de Potencia (CMLPP) y al promedio ponderado por demanda de los CMCP (definidos como el mayor costo variable entre las unidades convocadas) determinado en un intervalo de tiempo suficientemente largo para absorber la variabilidades estacionales e hidrológicas, y lejano para que el sistema se encuentre económicamente adaptado, se lo reconoce como Costo Marginal de Largo Plazo de Energía (CMLPE).

4.2. LA EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN MÉXICO

La metodología antes indicada para determinar el plan de expansión óptimo de la capacidad de generación, si bien proporciona claros conceptos que permiten definir los CMLPE y CMLPP, adolece de ciertos problemas dado que no refleja todas las restricciones que existen al momento de determinar el plan de expansión óptimo en la práctica, entre las que cabe mencionar:

- Existencia de un sistema en operación con un parque de generación heterogéneo sobre cuyos componentes no se pueden tomar decisiones excepto en lo que hace a costos operativos (despacho de generación).
- Existencia de una red de transmisión lo que hace que los CMCP tengan un despliegue geográfico con valores diferentes por efecto de pérdidas y congestión.
- Decisiones de inversión ya tomadas (ej. centrales en construcción o con una licitación en marcha para su construcción).
- Acoplamiento temporal de las decisiones de inversión, principalmente debido a la inclusión de centrales hidráulicas dentro de las alternativas de proyectos factibles de ejecución en el periodo de análisis.
- Necesidad de optimización conjunta de la expansión de generación y transmisión.
- Requerimientos de seguridad para hacer operativo el sistema en sus diferentes regiones eléctricas (máximo flujo, niveles de tensión, reservas, despacho forzado,

etc.).

- Restricciones a la disponibilidad de combustibles.
- Existencia de un plan energético que define a priori el mix de tecnologías que se considera óptima.
- La propia CFE puede ser el inversor o bien la inversión se realiza por privados (PIEs) a quien la CFE contrata el suministro de energía, lo cual puede producir diferencias de costos por efectos impositivos.
- Otras

Estas restricciones son consideradas en el proceso de planificación de México. En la práctica el problema de expansión a mínimo costo del sector generación de México es resuelto utilizando el modelo WASPIII+ el cual proporciona como resultado las unidades de generación a incorporar en el periodo de planificación, para minimizar el costo total obtenido como suma de costos de inversión más operación y más los costos asociados a la ENS.

Se dispone además del modelo DEEP el cual, una vez definida la composición del parque de generación actual y futuro y sus costos variables de producción, determina los CMCP del sistema teniendo en cuenta restricciones operativas y series hidrológicas. El modelo DEEP calcula CMCP para cada región eléctrica.

Dado que la vida útil de las obras incluidas en el plan de expansión resultante se extiende más allá del periodo de evaluación, los costos de inversión a considerar son los que resultan de la anualidad (precio estabilizado) que cubre los mismos con una tasa de retorno a definirse pero que debe ser representativa del costo de capital en el entorno económico de México para actividades de similar riesgo (WACC).

La existencia de restricciones adicionales en el proceso de optimización tenderá a incrementar los costos totales de generación. A modo de ejemplo, si en el plan se incorpora como restricción de política energética que se abastezca la demanda con una cierta proporción de generación hidráulica, justificada por un hipotético escenario futuro de crisis caracterizado por altos precios de combustible para la generación térmica, posiblemente se obtenga como resultado un plan de expansión que para los escenarios más probables de precios de combustible podría resultar costoso por la necesidad de incorporar centrales hidráulicas de altos costos fijos.

Al respecto corresponde señalar que en la Tarea 3 "Determinación de los costos actuales y

de las tarifas objetivo” se determinarán los costos totales de suministro por proceso de suministro y, conservando las estructuras de las tarifas teóricas provenientes de los costos marginales de largo plazo, se determinarán las tarifas que permitan cubrir los costos actuales y previstos. Es decir que la suficiencia de los ingresos establecida en el postulado # 2 antes indicado está asegurada dentro de la metodología del proyecto de cálculo tarifario.

4.3. MARGEN DE RESERVA

Los criterios de planificación utilizados por CFE para determinar el Plan de Expansión óptimo definen a priori un Margen de Reserva Operativo (MRO) que el plan debe respetar en todo momento para garantizar una operación segura del sistema. Dicho MRO fue establecido en el 6%. No se dispone de información que indique la metodología seguida para seleccionar dicho valor de MRO.

El margen de reserva con que debe operar el sistema debe surgir también de la planificación óptima, y entre otras cosas es función del CENS establecido para el sistema, la característica de la demanda y de la oferta de generación y las restricciones impuestas por la red de transmisión. En general no es un valor único invariable en el tiempo.

La planificación óptima da como resultado el tiempo T_0 durante el cual la carga no se abastece por insuficiente capacidad de generación, la cual tiene en cuenta la potencia instalada y la disponibilidad media por contingencias forzadas y programadas.

$$CENS \times T_0 = F_1 + V_1 \times T_0$$

Siendo en general V_1 mucho menor a CENS, resulta:

$$LOLP = T_0 = \frac{F_1}{CENS - V_1} \approx \frac{F_1}{CENS}$$

Esto significa que si el CENS es determinado externamente al proceso de planificación, por ejemplo por la disponibilidad de pago de la gente, quedará determinado el LOLP del sistema, es decir la cantidad de horas por año en que la carga no se abastece. Esto es lo que en la literatura técnica se reconoce como LOLP (Loss of load probability).

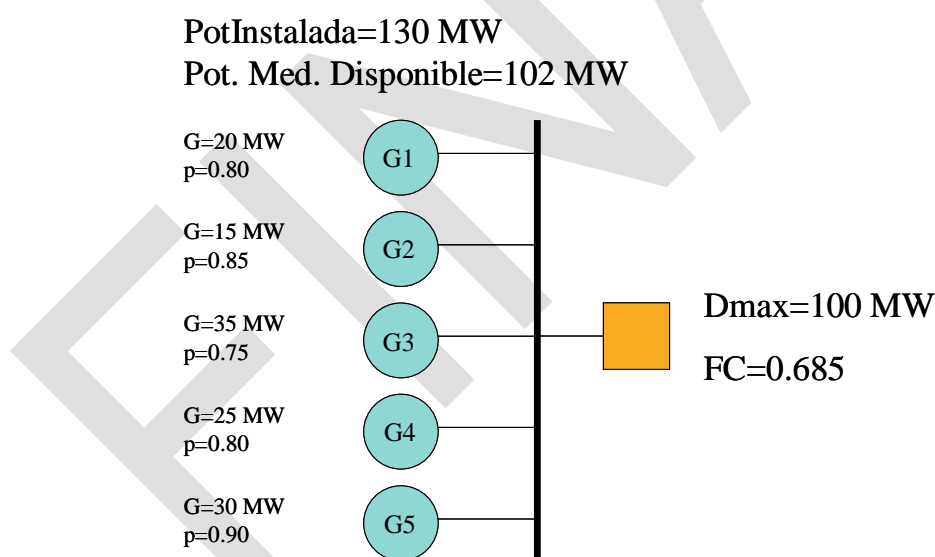
El valor de LOLP determinado conforme lo antes indicado es una aproximación al valor real siendo que fue determinado asumiendo que las unidades que conforman el parque de generación tienen una potencia igual a su potencia media disponible.

$$PotenciaMediaDisponible = PotenciaInstalada \times Disponibilidad$$

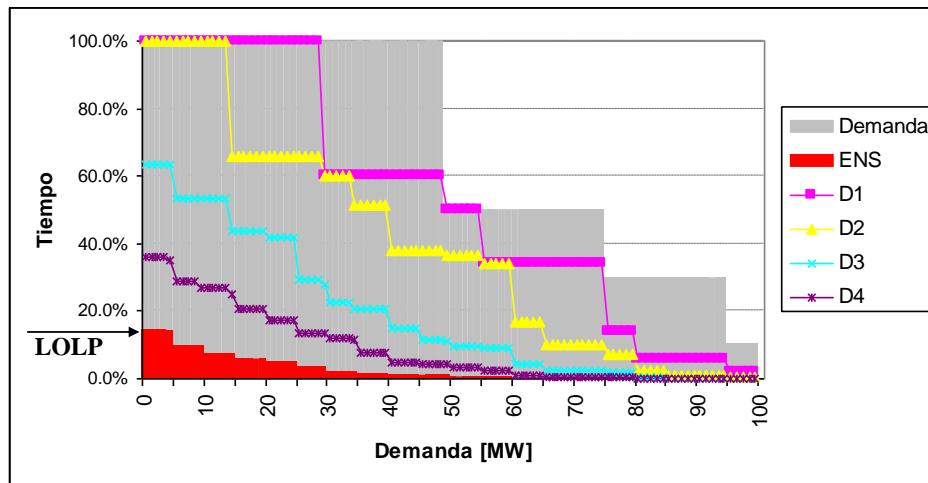
La determinación del LOLP de acuerdo con lo antes indicado produce en general un resultado razonable cuando el parque de generación esta compuesto por un gran número de unidades térmicas probabilísticamente independientes unas de otras y cada una de ellas tiene una capacidad instalada mucho menor que la demanda a abastecer.

Para un cálculo más preciso se requiere determinar el LOLP considerando todos los estados operativos posibles².

A modo de ejemplo se muestra en la figura siguiente el caso de un parque de generación simple compuesto de 5 unidades independientes una de otras que abastece a una única demanda en nodo único. El parque de generación del ejemplo tiene una capacidad de generación media disponible que supera la demanda máxima a abastecer. Sin embargo igual existe Energía No Suministrada y cerca de 15% del tiempo la demanda es interrumpida.



² Para un parque de generadores térmicos compuesto por N unidades independientes, el número de estados operativos posibles es de 2^N. Si el parque de generación incluye centrales hidráulicas y eólicas hay que considerar además los estados operativos que surgen de la disponibilidad primaria de dichos recursos (caudales aportados al embalse, vientos).



Nota: D1 representa la ENS luego de despachar el generador G1, D2 luego de despachar G2, D3 luego de G3 y D4 luego de G4. La ENS es la que resulta luego de despachar G5.

En tal situación la planificación óptima debe buscar abastecer a mínimo costo la demanda siendo los componentes de costos los asociados a la reserva de generación y el Costo de la Energía No Suministrada (CENS)

$$CostoTotal [\$] = CostoReserva [\$] + CostoENS [\$]$$

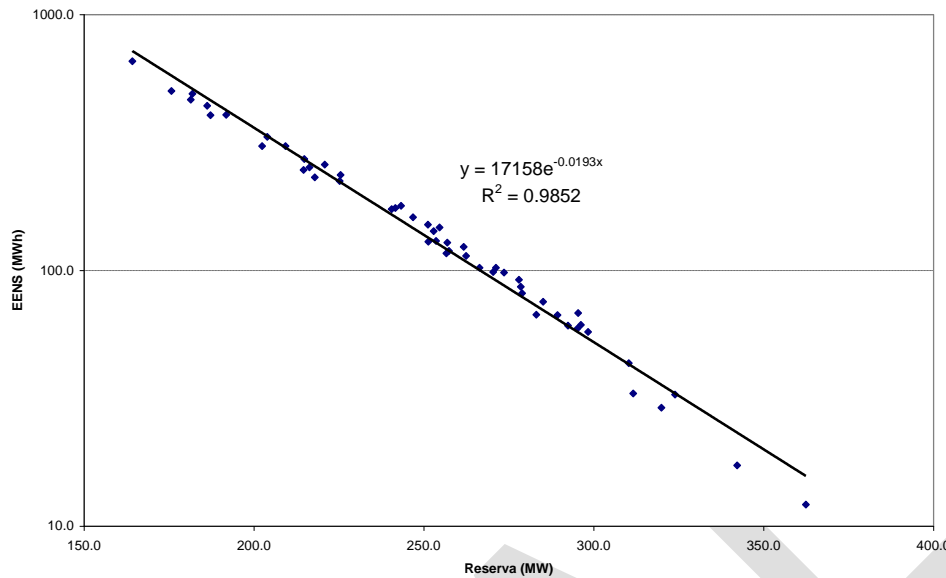
Considerando como reserva de generación la unidad de mayor costo variable (C1) el costo de la reserva resulta del producto de la Potencia en Reserva (PRes) por el costo unitario F1 de dicha unidad.

$$CostoReserva = PRes \times F1$$

El Costo de la ENS resulta de valorizar la ENS al CENS, siendo la ENS una función de la PRes.

$$CostoENS = CENS \times ENS(PRes)$$

La figura siguiente muestra la variación típica de la ENS en función del margen de reserva (MW) con que cuenta el sistema considerando diferentes estados operativos, resultando una función de tipo exponencial de pendiente negativa.



El costo total resulta de la suma de ambos componentes de costos

$$CostoTotal = PRes \times F1 + CENS \times ENS(PRes)$$

La condición de mínimo costo se puede obtener derivando la expresión anterior respecto a la PRes e igualando a cero.

$$\frac{\partial}{\partial PRes} (CostoTotal) = 0.0 = F1 + CENS \times \frac{\partial}{\partial PRes} ENS(PRes)$$

Se puede demostrar que

$$-\frac{\partial}{\partial PRes} ENS(PRes) = LOLP$$

Lo cual implica:

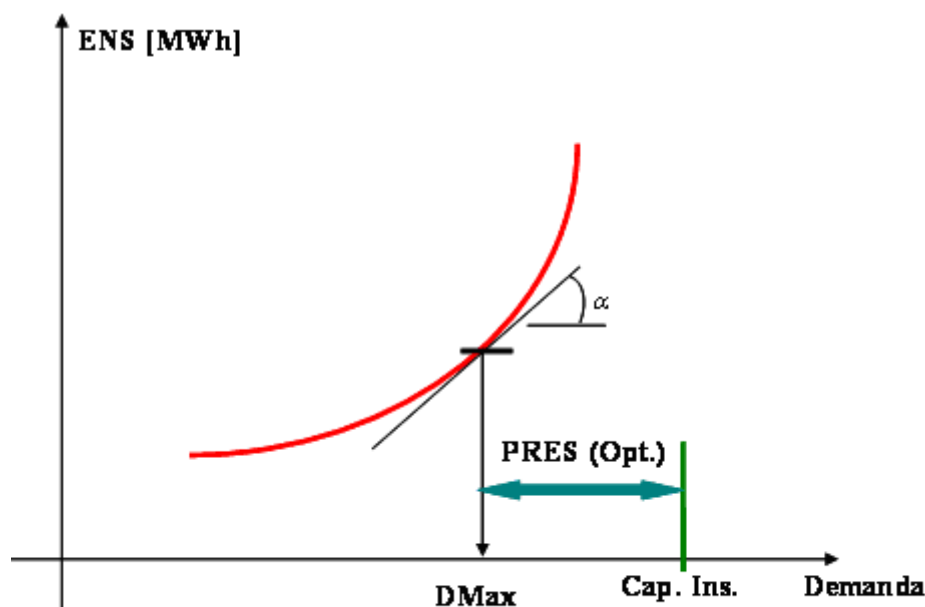
$$F1 - CENS \times LOLP = 0$$

$$LOLP = \frac{F1}{CENS}$$

El valor de LOLP resultante de considerar la optimización de la reserva resulta coincidente con el previamente obtenido del proceso de planificación lo que muestra la equivalencia económica de ambos métodos. El CMLPP se constituye así en una señal económica que optimiza tanto el despacho de generación como la reserva del sistema.

Para un dado parque de generación es posible así determinar la máxima demanda que puede ser abastecida por el mismo de forma tal de minimizar el costo total de la reserva y la ENS. Conocida la función $ENS(DMax)$, el valor de $Dmax$ para la cual se cumple que el costo de la reserva es óptimo resulta de la siguiente expresión.

$$\alpha = \frac{d}{dDMax} (ENS(DMax)) = \frac{F1}{CENS} = LOLP$$



Determinada la demanda máxima que un determinado parque de generación puede abastecer de forma tal de minimizar el costo de la reserva y de la ENS, surge el MR del sistema que resulta óptimo.

5. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LOS CMLPE Y CMLPP

En base a los conceptos expresados se propone que los CMLPE y CMLPP sean determinados en función de los datos y resultados obtenidos del proceso de planificación óptima realizada por la CFE (POISE). El CMCP resultante en de la planificación permitirá determinar el CMLPE mientras que los costos fijos de una unidad de generación que típicamente abastece demanda de punta (de menor costo fijo y mayor costo variable) disponible para ser incluida en el plan de expansión permitirá determinar el CMLPP.

Las tarifas tendrán dos componentes: Los CMLPE y CMLPP

Se propone calcular el CMLPE considerando los CMCP determinados para cada una de las regiones eléctricas del sistema que queden estar afectadas por la existencia de *Tarea 1.2.2 Informe N° 12 A : Metodología propuesta para la determinación de Costos Marginales de Largo Plazo de Generación y Transmisión.7708*

congestiones relevantes en la transmisión interregional.

Los CMLPE y CMLPP de generación de cada región se determinarán conforme las siguientes expresiones:

- **CMLPE (\$/MWh): Costo Marginal de Largo Plazo de Energía.** Se corresponde con el promedio anual ponderado por la demanda abastecida de los CMCP de la energía en cada región resultante del parque de generación operando a mínimo costo.

$$CMLPE = \frac{1}{DT} \times \sum_t^T \sum_r^R D_{t,r} \times CMP_{t,r}$$

$$CMP_{t,r} = \frac{1}{S} \times \sum_s^S CMCP_{t,r,s}$$

$$DT = \sum_r^R \sum_t^T D_{t,r}$$

Donde

r: Cada una de las regiones eléctricas con diferencias significativas de CMCP.

s: Cada una de las crónicas hidrológicas en las que se determinan los CMCP

El CMCP es el Costo Variable de Producción de la unidad de generación de mayor costo variable convocada a generar en cada hora (t) por el despacho económico de generación. Pueden existir diferentes CMCP en cada región eléctrica. Esta definición se aplica aún en los estados en que el sistema no pueda abastecer la totalidad de la demanda. Sus valores serán determinados por medio del modelo DEEP.

El periodo T a considerar serán los últimos 5 años del Plan de Expansión propuesto por CFE.

Dado que no es posible, ni es objeto del presente estudio tarifario, evaluar la justificación de todas las restricciones impuestas al proceso de planificación, se propone emplear los CMCP tales como resultan del plan de expansión realizado por la CFE (POISE) con todas las restricciones incluidas. Los eventuales complementos que resulten necesarios por este motivo para cumplir el postulado de suficiencia quedarán reflejados en un reconocimiento adicional que se considerará al realizar la Tarea 3 .

- **CMLPP (\$/kW): Costo Marginal de Largo Plazo de Potencia.** Se corresponde con

la remuneración adicional por unidad de potencia media disponible que reciben las centrales generadoras de forma tal de cumplir con el principio de suficiencia para un parque óptimo.

Se demuestra que si el parque de generación ha sido determinado para cumplir con la condición de óptimo (mínimo costo total) el CMLPP es único y es igual para todas las unidades de generación.

Su valor puede además ser determinado en función de los valores adoptados de CENS y LOLP resultante de la planificación de mínimo costo:

$$CMLPP[\$/MW] \approx CENS [\$/MWh] \times LOLP [h] \leq F1$$

Dicho valor tiene como tope el costo fijo de la unidad generadora que se utiliza para abastecer demanda de punta del sistema (F1) (típicamente, una TG).

6. PROPUESTA PARA DETERMINAR EL COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Los costos del sistema de transmisión son esencialmente fijos (inversión, OyM) ya que no dependen del flujo de potencia en la red.

Para cumplir con el postulado #1 (mínimo costo), el sistema de transmisión debe ser determinado como parte de un proceso de planificación cuya función objetivo sea minimizar costos de inversión, operación y mantenimiento, pérdidas y congestión. Esto implica que se incorpora un nuevo elemento de transmisión toda vez que el beneficio marginal por reducción de costos de pérdidas y congestión sea mayor a los costos de inversión más OyM del elemento incorporado.

El proceso de planificación antes indicado tiene las siguientes particularidades que hacen que los Costos Marginales de Transmisión resulten volátiles y no cumplan con el postulado de suficiencia:

- El sistema de transmisión presenta economías de escala, haciendo que las redes de mayor tensión sean más económicas por unidad de capacidad de transmisión.
- Tecnológicamente sólo es posible construir redes de ciertas características técnicas (ej, nivel de tensión, capacidad de transmisión), lo que hace imposible tener en todo momento una red exactamente adaptada a los flujos de potencia que realmente

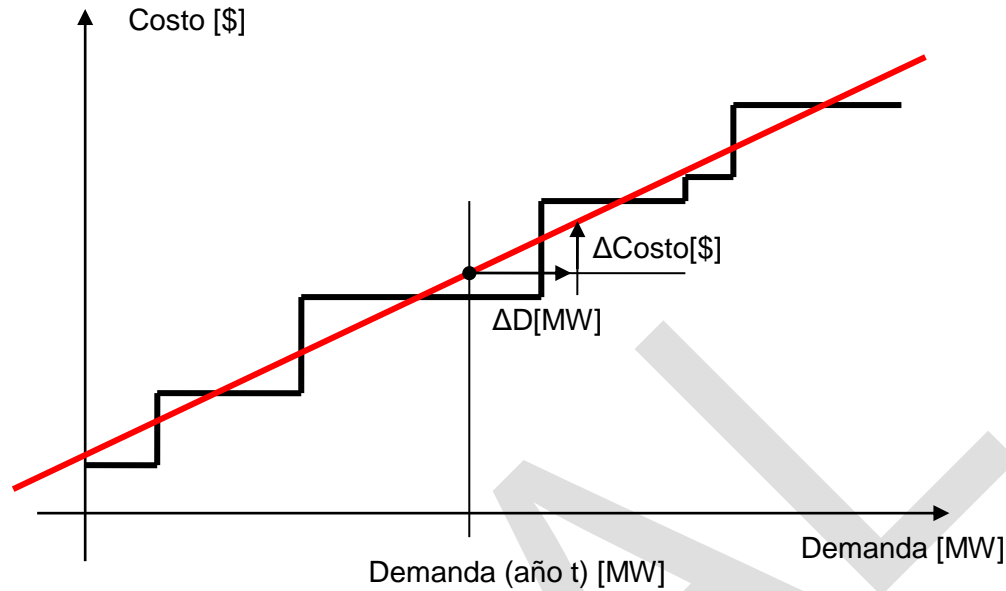
transporta. Las inversiones resultan discretas en el tiempo y en general desadaptadas a los requerimientos exactos de capacidad de transmisión.

- Se requiere de una planificación conjunta de generación y transmisión. En el caso particular de México, donde el gas natural transportado por redes es uno de los principales combustibles utilizados para la generación eléctrica, el proceso de planificación debería incluir también la planificación de la expansión de la red de transporte de gas natural de forma tal de minimizar los costos de infraestructura del país.
- Los costos de inversión en el sistema de transmisión tienen prolongados periodos de recuperación.

En tales condiciones, es posible que un incremento unitario de demanda no implique un incremento en inversiones en el sistema de transmisión o, alternativamente, que implique inversiones en una instalación que tiene una capacidad de transmisión de muchas veces ese incremento, lo que dificulta la determinación de los Costos Marginales. Esto puede ser especialmente significativo para el sistema de transmisión de alta y extra alta tensión, por las características de las obras del sistema troncal y por los costos de inversión involucrados. A nivel del sistema de sub-transmisión el problema es mucho más acotado, ya que la mayor cantidad de instalaciones y la menor significación de cada una de ellas en el total de inversiones hacen que los costos incrementales se aproximen a costos lineales; esto permite el cálculo de los CMLP de sub-transmisión sin mayores dificultades conceptuales.

Una solución a este problema para el Sistema de Transmisión (en México comprende las instalaciones de tensiones superiores a 69 kV) se basa en linealizar el costo de las inversiones realizadas aproximando la evolución del costo de transmisión en función de la demanda a una recta de interpolación, siendo el Costo Marginal de Transmisión (CMT) la pendiente de dicha recta de interpolación. Dicha solución para la determinación del CMLP de la transmisión fue adoptada en algunos de mercados eléctricos de América Latina (Ej. Brasil entre otros).

Evolución de los costos del sistema de transmisión



$$CMT[\$/MW] = \frac{\partial}{\partial D} Costo(D) = \frac{\Delta Costo[\$]}{\Delta D[MW]}$$

Así, en cada año t el costo marginal de la transmisión surge como la pendiente de la recta de interpolación que mejor aproxima la función de costos en el año t . El cálculo de esta derivada involucra por lo tanto los costos pasados y futuros incurridos en el sistema de transmisión.

La función de costos linealizados puede ser expresada en función del flujo de potencia en cada circuito que se utiliza para el diseño del sistema y la necesidad de refuerzos en la red.

$$Costo [\$] = \sum_k \frac{F_k [\$]}{CT_k [MW]} \times f_k [MW]$$

Donde:

k : Cada uno de los circuitos que componen la red de transmisión

f_k : Flujo de potencia activa en el circuito k

F_k: Costos Fijos del circuito k obtenido como suma de la anualidad de costos de inversión más los costos anuales de OyM.

CT_k: Capacidad de Transmisión del circuito k

De lo cual resulta el Costo Marginal del Sistema de Transmisión (CMT)

$$CMT[\$/MW] = \sum_k \frac{F_k[\$]}{CT_k[MW]} \times \frac{\partial}{\partial D} f_k[MW]$$

Para determinar el Costo Marginal de Largo Plazo del sistema de transmisión (CMLPT) es posible seguir un razonamiento análogo considerando como costos fijos del sistema de transmisión (F_k) a la anualidad de los correspondientes valores nuevo de reemplazo (VNR) de cada uno de los circuitos (FN_k) que componen el sistema de transmisión actual y futuro. Es así que el CMLPT puede ser interpretado como el costo adicional que se incurre en el sistema si se quiere abastecer un incremento de demanda en el año t por la necesidad de incorporar un incremento de capacidad de transmisión en cada circuito.

$$CMLPT_t[\$/MW] = \sum_k \frac{FN_k[\$]}{CT_k[MW]} \times \frac{\partial}{\partial D} f_k[MW]$$

$$FN_k[\$] = Anualidad VNR_k + AOyM_k$$

Donde:

k: Cada uno de los circuitos en operación previstos en el año t, incluyen líneas de transmisión y bancos de transformación³.

Si el parque de generación que abastece la demanda ha sido diseñado en forma óptima se cumple, según lo indicado en 4.1, que un incremento de demanda total del sistema debe estar acompañado de un incremento proporcional de la potencia instalada de cada uno de los generadores que integran el sistema. Se cumple por lo tanto que:

³ Los costos de otros equipamientos existentes en el sistema de transmisión (ej. bancos de compensación serie / paralelo, edificios, etc.) deben ser incluidos dentro de los costos de líneas y transformadores.

$$\Delta D_j [kW] = \Delta D \times \frac{D_j [kW]}{DT [kW]}$$

$$DT = \sum_j D_j$$

$$\Delta G_j [kW] = \Delta D \times \frac{G_j [kW]}{GT [kW]}$$

$$GT = \sum_j G_j = DT$$

Donde:

j: cada uno de los nodos del sistema de transmisión

D_j, G_j : Demanda, Generación conectada al nodo j.

ΔD_j, ΔG_j : Demanda, Generación incremental conectada al nodo j.

DT, GT : Demanda, Generación total conectada al sistema de transmisión.

Asumiendo un modelo simplificado de flujo de potencia activa en la red de transmisión (tipo DC sin pérdidas) es posible determinar el flujo de potencia activa en cada elemento del sistema de transmisión a partir de la siguiente expresión

$$f_k = \sum_j (G_j - D_j) \times \beta_{jk}$$

$$\beta_{jk} = \frac{\partial}{\partial G_j} f_k$$

Donde

β_{jk}: Flujo Incremental producido en la línea k cuando se incrementa 1 MW la inyección en el nodo j

El CMLPT resulta entonces de las siguientes expresiones:

$$\Delta f_k = \sum_j (\Delta G_j - \Delta D_j) \times \beta_{jk}$$

$$\Delta f_k = \frac{\Delta D}{DT} \times \sum_j (G_j - D_j) \times \beta_{jk}$$

$$\Delta f_k = \frac{\Delta D}{DT} \times f_k$$

$$CMLPT_t [\$ / MW] = \sum_k \frac{FN_k}{CT_k} \times \frac{\Delta f_k}{\Delta D} = \frac{1}{DT} \times \sum_k \frac{FN_k}{CT_k} \times f_k$$

El CMLPT resulta así proporcional al flujo fk^4 en cada una de las líneas que integran la red de transmisión en el periodo de evaluación. Siendo tanto más bajo cuanto más descargada se encuentra la red de transmisión respecto de la demanda abastecida (fk/DT). En el ANEXO II se incluyen ejemplos de cálculo.

Para su determinación se necesitan conocer los costos de cada uno de los circuitos, su capacidad de transmisión y los correspondientes flujos de potencia activa.

El flujo de potencia activa fk correspondiente a cada uno de los circuitos es una función de los criterios de planificación utilizados para decidir ampliaciones en la red de transmisión.

Si las ampliaciones en la red son decididas sólo en función de costos mínimos, los flujos de potencia activa fk a considerar en la evaluación del CMLPT serán los máximos que resultan de la operación típica del sistema considerando diferentes estados de carga, producción, estacionalidad, hidrología. Si en cambio el criterio de diseño de la red de transmisión incluye como condición que el sistema de transmisión debe operar respetando condiciones de seguridad preestablecidas entonces los flujos fk a considerar son los estados anteriores indicados más los que surgen de estados de contingencia por falla simple de circuitos.

⁴ Dado que las redes reales tienen pérdidas, los flujos de potencia activa en un determinado circuito son diferentes en ambos extremos del mismo. A los efectos del modelo simplificado propuesto el flujo f_j es el que corresponde al promedio de los flujos de ambos extremos.

Nota:

El procedimiento antes indicado propuesto para determinar el CMLPT se entiende es similar al utilizado actualmente por la CFE para determinar tarifas de porteo aplicadas a autogeneradores que hacen uso de la red de transmisión para abastecer su demanda remota, con la diferencia de que los flujos incrementales utilizados para determinar el CMLPT se determinan haciendo un incremento proporcional en toda la demanda y toda la generación, en lugar de sólo el autogenerador y la demanda abastecida por éste como es en el caso de las tarifas de porteo.

7. PROPUESTA PARA DETERMINAR EL COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE LA RED DE SUB-TRANSMISIÓN

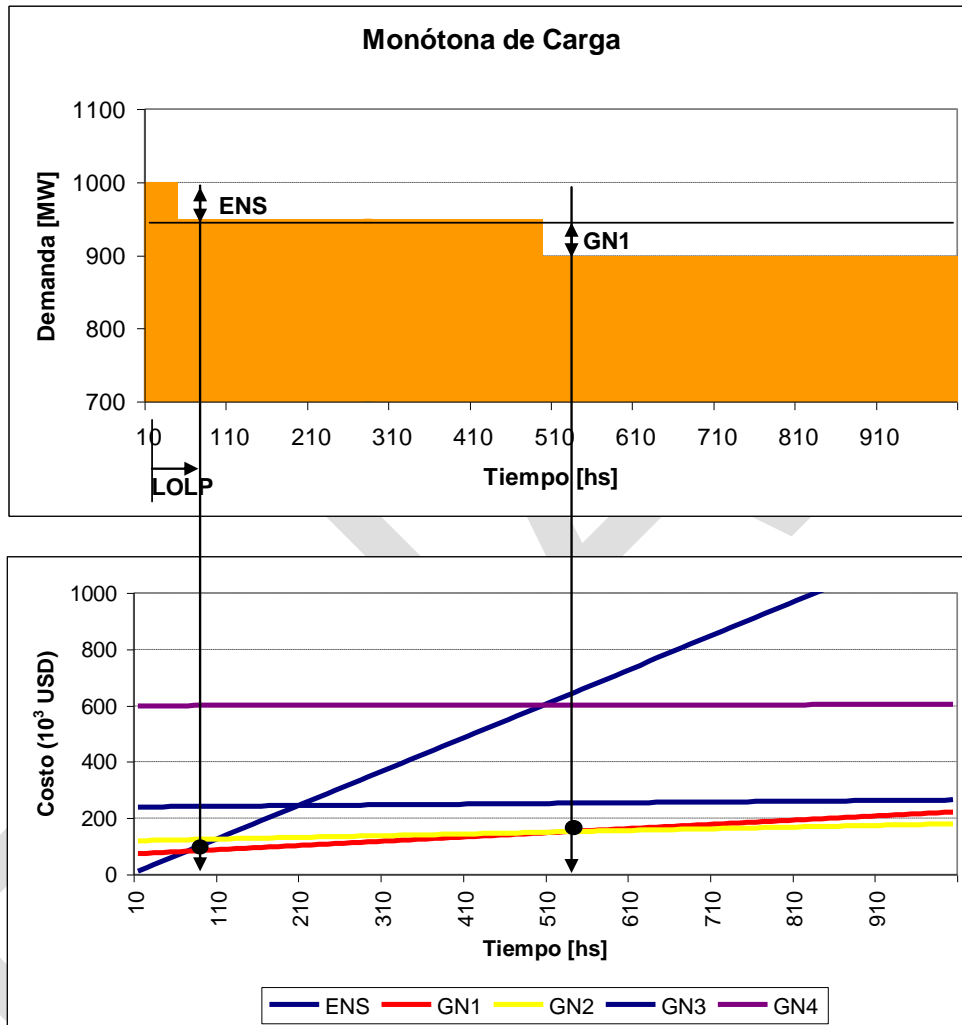
Como antes se indicó la determinación de los CMLP del sistema de sub-transmisión (CMLPST) resulta más simple por la escala de las ampliaciones respecto a la demanda abastecida lo cual hace que la evolución de los costos de inversión más AOyM se aproxime mucho más a una curva lineal que admite hacer un cálculo incremental de costos sin errores significativos.

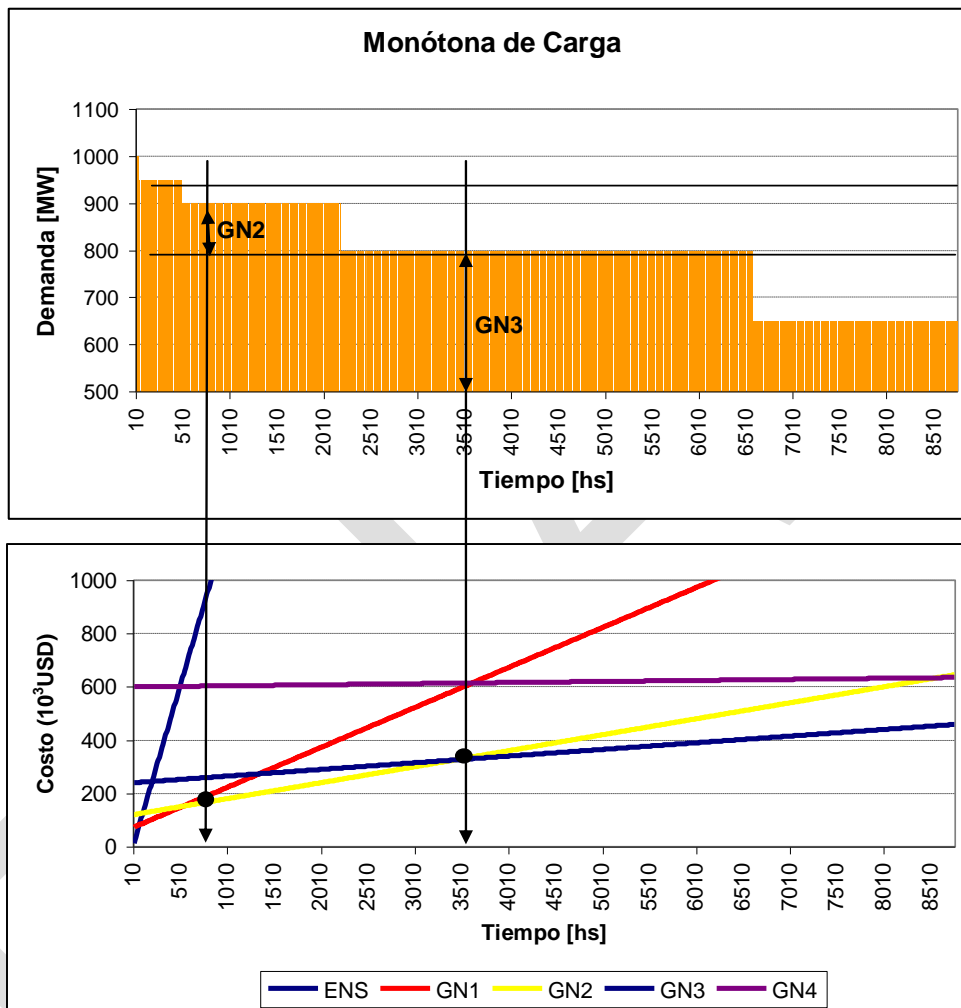
Por tal motivo, se propone determinar los CMLPST utilizando la información que surge del Plan de Expansión del sistema de transmisión. Para dicho plan se verificará la linealidad existente entre costos de inversión más AOyM y el crecimiento de la demanda y en función de ello se determinan las variaciones en costos de inversión y de operación y mantenimiento resultantes del plan óptimo en el largo plazo (últimos 5 años) siendo el CMLPST el cociente entre las variaciones de costos antes indicadas y la variación de demanda máxima en el mismo periodo:

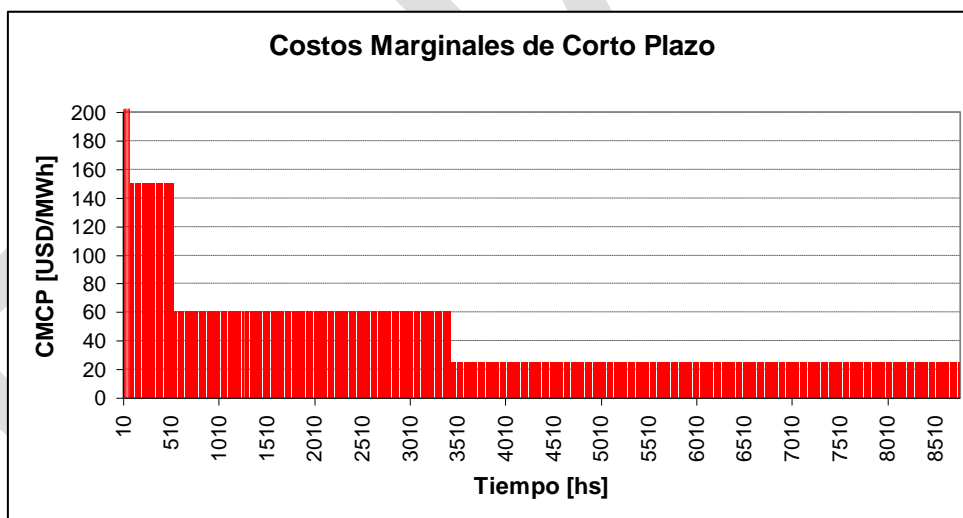
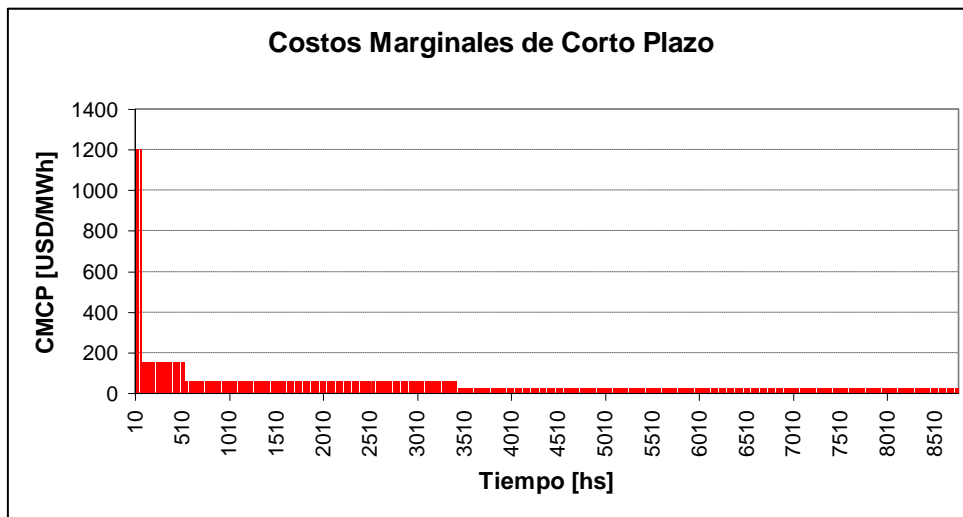
$$CMLPST[\$/MW] = \frac{\Delta Inv^{(1)} [\$] + \Delta AOyM [\$]}{\Delta D [MW]}$$

Nota: (1) Anualidad de la inversión

Al igual que lo antes indicado para el sector generación las variación de costos de inversión se corresponden con la anualidad que cubre dichos costos considerando el costo de capital de la CFE, siendo que sólo la CFE esta habilitada a operar y expandir la red de transmisión, y la vida útil del equipamiento de transmisión.







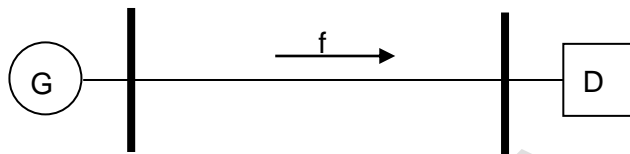
ANEXO II

EJEMPLOS DE CALCULO DE CMLPT

A continuación se desarrollan ejemplos de aplicación de la metodología propuesta para el cálculo de los CMLPT.

Caso #1:

Un generador y una demanda vinculados por una única línea



La línea tienen un costo fijo (anualidad inversión a VNR + AOyM) igual a $FN[\$]$ y una capacidad de transmisión $CT[MW]$

El flujo de carga f por la línea es igual a la demanda D

Resulta el siguiente valor del CMLPT

$$\underline{CMLPT_i [\$/MW] = \frac{1}{D} \times \frac{FN}{CT} \times f = \frac{FN}{CT}}$$

El total abonado por la demanda en concepto de cargo de transmisión ($\$TRA$) resulta del producto de la demanda máxima abastecida (D) por el CMLPT.

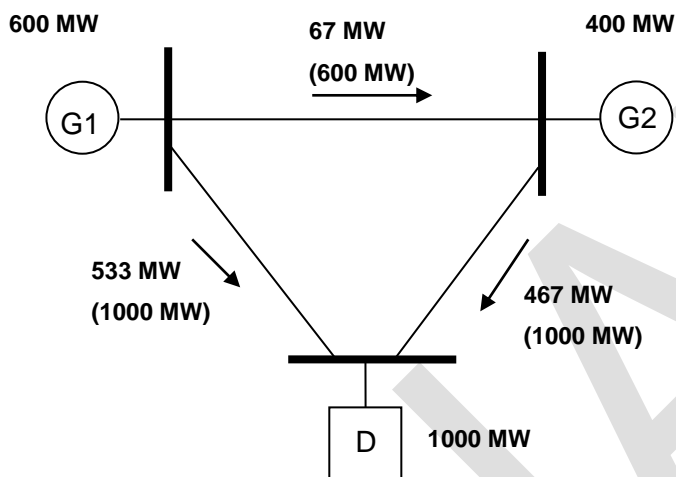
$$\underline{\$TRA[\$] = D[MW] \times CMLPT_i [\$/MW] = \frac{FN}{CT} \times D}$$

Los costos del sistema de transmisión incurridos (a VNR) serán recuperados plenamente en la medida que la CT de la línea sea próxima a la demanda abastecida.

Caso #2:

Dos generadores abastecen una única demanda con un criterio de diseño N-1 del sistema de transmisión, es decir se abastece la demanda aún cuando falte un circuito.

El sistema esta compuesto por tres circuitos idénticos de costos fijos FN(\$) y capacidad de transmisión de 1000 MW



Nota: entre paréntesis se indican los flujos de carga máximos resultantes en cada circuito considerando contingencias simples en las líneas de transmisión (N-1).

Resulta el siguiente valor del CMLPT

$$CMLPT_t [$/MW] = \frac{1}{1000} \times \frac{FN}{1000} \times (1000 + 1000 + 600) = \frac{1}{1000} \times FN \times 2.6$$

El total abonado por la demanda en concepto de cargo de transmisión (\$TRA) resulta del producto de la demanda máxima abastecida (D) por el CMLPT.

$$\$TRA[\$] = D[MW] \times CMLPT_t [$/MW] = FN \times 2.6$$

Los costos del sistema de transmisión incurridos (a VNR) son recuperados parcialmente ya que una de las líneas no se utiliza a pleno aún en condiciones de contingencia simple.

CONFIDENTIAL