



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INSTITUTO DE POSTGRADO Y FORMACIÓN CONTINUA**

**MÁSTER EN GESTIÓN TÉCNICO Y ECONÓMICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

**TESIS DE MÁSTER**

**Análisis y propuesta de mejoras a la regulación de la actividad de transporte de energía eléctrica y, definición y desarrollo de un modelo para el reparto de los cargos complementarios de red en la República Dominicana**

**AUTOR: DENNY JOSÉ PÉREZ**

**MADRID, JULIO 2008**

Autorizada la entrega de la tesis de master del alumno/a:

Denny José Pérez

.....

EL TUTOR

Andrés Ramos Galán

Fdo.: ..... Fecha: ...../ ...../ .....

Vº Bº del Coordinador de Tesis

Tomás Gómez San Román

Fdo.: ..... Fecha: ...../ ...../ .....



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INSTITUTO DE POSTGRADO Y FORMACIÓN CONTINUA**

**MÁSTER EN GESTIÓN TÉCNICO Y ECONÓMICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

**TESIS DE MÁSTER**

**Análisis y propuesta de mejoras a la regulación de la actividad de transporte de energía eléctrica y, definición y desarrollo de un modelo para el reparto de los cargos complementarios de red en la República Dominicana**

**AUTOR: DENNY JOSÉ PÉREZ**

**MADRID, JULIO 2008**

## RESUMEN

A finales del año 1999, el gobierno de la República Dominicana llevó a cabo la reestructuración del sector eléctrico. Las metas primordiales de la nueva estructura fueron crear un mercado competitivo en generación y crear un marco regulatorio para la distribución y transmisión de electricidad. Además, captar el capital necesario para realizar las inversiones requeridas para mejoras en el sistema.

Como resultado de esta reestructuración, todos los activos de la actividad de transmisión permanecen bajo control estatal, junto con la operación del sistema, a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

Desde sus inicios, el Sistema Eléctrico se ha caracterizado por la realización de grandes inversiones en la actividad de generación, no localizadas en la red en las zonas que más lo necesitan. Además, por tener un sistema de transporte con grandes congestiones, baja fiabilidad y pocas inversiones.

Lo anterior señala a que la regulación de la actividad de transporte con que cuenta el sector eléctrico dominicano resulta inadecuada para su correcto y eficiente funcionamiento. Por tales razones, es objetivo de esta tesis revisar y proponer mejoras a la regulación de la actividad de transporte en la República Dominicana. Asimismo, pretende analizar los métodos de reparto de los costes de la red aplicados y determinar su conveniencia para el sistema dominicano.

El desarrollo de la tesis inicia con una revisión de los fundamentos de la regulación de los monopolios y a continuación se incluye una revisión de tales fundamentos enfocados en la actividad de transporte de energía en los mercados competitivos.

Revisados los fundamentos de la regulación de la actividad de transporte de energía se realiza una investigación de las prácticas internacionales en regulación de monopolios con el objetivo de identificar buenas prácticas en mercados similares al de República Dominicana.

Considerando que uno de los objetivos de esta tesis es revisar con especial atención los métodos de reparto de los costes de la red, se ha dedicado un apartado donde se analizan las principales soluciones adoptadas, destacándose las debilidades y fortalezas de cada una. Como resultado de esta revisión, se consideró conveniente probar las bondades del método de reparto de cargos de participaciones medias en el uso de la red (Average Participation or Tracing Based Transmission Cost Allocation) pues sus cualidades parecen adaptarse razonablemente a la realidad del mercado dominicano.

Se dedican también dos apartados al análisis de la regulación de la actividad de transporte en República Dominicana y a la propuesta de mejoras a la misma, respectivamente.

Los títulos siguientes están dedicados al desarrollo de un modelo para el reparto del cargo complementario del peaje de transmisión en República

Dominicana basado en el método de participaciones medias en el uso de la red y su implantación informática.

Finalmente, se realiza una simulación del modelo de reparto de cargos complementarios para el sistema dominicano. Para ello, se ha considerado la operación del sistema durante el año 2007 y se hace una comparación con el reparto establecido en la normativa actual del sector eléctrico dominicano. Producto de esta comparación se concluye que el método aplicado actualmente (Sello de Correos, Postage Stamp) no es adecuado para una red no mallada, como la de República Dominicana, y se verifican los beneficios de las señales que envía al mercado el método propuesto (participaciones medias en el uso de la red).

## **ABSTRACT**

At the end of 1999, the government of the Dominican Republic carried out the restructuring of the electricity sector. The primary goals of the new structure were to create a competitive market in generation and create a regulatory framework to the distribution and transmission of electricity. In addition, capture the capital needed to make the investments required for improvements in the system.

Following this restructuring, all assets of the business of transmission remain under state control, along with the operation of the system, through the Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

Since its beginnings, the electrical system has been characterized by carrying out major investments in the business of generation, not located in the network in areas that need it most. In addition, has been characterized by having a transport system with a big congestion, low reliability and low investment.

This indicates that the regulation of transportation available to the Dominican electricity sector is inadequate for proper and efficient functioning. For these reasons, is aim of this thesis review and propose improvements to regulating the transport operations in the Dominican Republic. It also aims to analyse the

methods of transmission cost allocation used and determine their suitability for the Dominican system.

The development of the thesis begins with a review of the fundamentals of the monopolies regulation and then includes a review of such foundations focused on the business of transporting energy in competitive markets.

Followed a reviewing of the fundamentals of transmission activity regulating is made an investigation of international practices in regulating monopolies in order to identify best practices in similar markets of the Dominican Republic.

Whereas one of the objectives of this thesis is reviewed with particular attention methods of transmission costs allocation, has devoted a section which analyses the main solutions adopted, highlighting the strengths and weaknesses of each. As a result of this review, it was considered desirable to prove the benefits of the method of allocating positions average participation in the use of the network (Average Participation or Tracing Based Transmission Cost Allocation) as their qualities seem reasonably adapt to Dominican market realities.

Two sections are devoted to the analysis of the regulation of transport activity in the Dominican Republic and the proposed improvements to it, respectively.



The following titles are dedicated to developing a computing model for the distribution of supplementary charge of transmission in the Dominican Republic based on the average participation method.

Finally, there is a simulation model for allocating additional charges for the Dominican system. It has considered the operation of the system during 2007 and a comparison is made with the current rules of the Dominican electricity sector. Proceeds from this comparison is concluded that the method currently applied (Postage Stamp) is not suitable for a network not mesh, such as the Dominican Republic, and verified the benefits of sending signals to the market for the proposed method.

## Contenido

<b>RESUMEN</b> .....	1
<b>ABSTRACT</b> .....	4
<b>1. Estado del Arte en Regulación de Monopolios y Actividades de Red</b> .....	9
1.1. <b>Introducción</b> .....	9
1.2. <b>Modelos de Regulación de Monopolios</b> .....	11
1.2.1. <b>Regulación por Coste de Servicio ó por tasa de retorno</b> .....	12
1.2.2. <b>Regulación por incentivos. Limitación de precios e ingresos</b> .....	14
1.2.3. <b>Determinación de Costes de Capital</b> .....	19
1.3. <b>Aspectos Regulatorios en las Redes de Transporte de Energía Eléctrica</b> .....	22
1.3.1. <b>Estructura</b> .....	23
1.3.2. <b>Remuneración de la Red</b> .....	26
1.3.3. <b>Tarifas de servicio de Red</b> .....	28
1.3.4. <b>Regulación del Acceso a la Red</b> .....	30
1.3.5. <b>Inversiones Nuevas y Refuerzos. (Planificación)</b> .....	32
<b>2. Experiencias Regulatorias Internacionales de Redes Transporte de Energía Eléctrica</b> .....	35
2.1 <b>Introducción</b> .....	35
2.2 <b>Regulación del Transporte en Chile</b> .....	36
2.3 <b>Regulación del Transporte en Argentina</b> .....	41
2.4 <b>Regulación del Transporte en Nueva Zelanda</b> .....	47
2.5 <b>Regulación del Transporte en Perú</b> .....	50
2.6 <b>Regulación del Transporte en Inglaterra</b> .....	51
2.7 <b>Regulación del Transporte en Colombia</b> .....	55
2.8 <b>Resumen Experiencias Internacionales.</b> .....	59
<b>3. Revisión Métodos de Reparto de Costes de Red</b> .....	62
3.1 <b>Método del Sello de Correos (Postage Stamp)</b> .....	64
3.2 <b>Ruta Contratada (Contract Path Method)</b> .....	65
3.3 <b>Metodología del MW-Milla (MW-MILE METHODOLOGY)</b> .....	66
3.4 <b>Investment Cost Relating Pricing (ICRP) y Uso de Ingresos Variables Extendidos</b> .....	67
3.5 <b>Áreas de influencia</b> .....	70
3.6 <b>Beneficiarios</b> .....	72
3.7 <b>Participaciones Medias</b> .....	74
3.8 <b>Resumen y conclusiones sobre métodos de reparto</b> .....	75
<b>4. <i>Revisión Regulación Actividad de Transporte en República Dominicana</i></b> .....	76
4.1 <b>Introducción</b> .....	76
4.2 <b>Marco Regulatorio Vigente</b> .....	79
4.3 <b>Instituciones</b> .....	80
4.4 <b>Regulación de la Actividad de Transporte en República Dominicana</b> .....	83
4.5 <b>Análisis y Detección de Problemas</b> .....	97
<b>5. Propuesta de Cambios a la Regulación Existente Actividad de Transporte en República Dominicana</b> .....	104
5.1 <b>Actividades Realizadas por el Transportista y Propiedad de la Empresa de Transporte.</b> .....	104
5.2 <b>Remuneración de la Actividad de Transporte.</b> .....	105
5.3 <b>Reparto de Cargos de Red (Peajes)</b> .....	108
5.4 <b>Planificación de la Expansión de la Red</b> .....	110

<b>6. Modelo de Cálculo de Reparto de Costes de Transporte Mediante Participaciones Medias de uso de los tramos de red para el Sistema Eléctrico Dominicano.....</b>	<b>111</b>
<b>6.1 Descripción del Modelo.....</b>	<b>111</b>
<b>6.2 Módulo de Flujo de Cargas.....</b>	<b>112</b>
<b>6.3 Método de Cálculo de las Participaciones Medias el Flujo de Cada Tramo.....</b>	<b>113</b>
<b>6.4 Modelo para la Solución Matemática del Método de Participaciones Medias.....</b>	<b>116</b>
<b>6.5 Desarrollo Informático de los Módulos.....</b>	<b>117</b>
<b>6.5.1Flujo de Cargas.....</b>	<b>117</b>
<b>6.5.2Desarrollo informático del modelo de Cálculo de las Participaciones Medias el Flujo de Cada Tramo.....</b>	<b>118</b>
<b>6.5.3Interfase con el Usuario.....</b>	<b>119</b>
<b>7. Simulación Nuevo Esquema de Reparto de los Cargos Complementarios de Transporte en el Sistema de República Dominicana para el año 2007.....</b>	<b>124</b>
<b>7.1 Datos de Entrada.....</b>	<b>124</b>
<b>7.1.1Representación de la Demanda.....</b>	<b>124</b>
<b>7.1.2Representación de la Generación:.....</b>	<b>128</b>
<b>7.2 Resultados.....</b>	<b>128</b>
<b>8. Conclusiones.....</b>	<b>132</b>
<b>9. Bibliografía.....</b>	<b>136</b>
<b>ANEXO I CÓDIGO GAMS FLUJO ÓPTIMO DE CARGAS.....</b>	<b>139</b>
<b>ANEXO II CÓDIGO VBA PARA EL CÁLCULO DE PARTICIPACIONES MEDIAS. ...</b>	<b>141</b>

---

## 1. Estado del Arte en Regulación de Monopolios y Actividades de Red

### 1.1. Introducción

Como se aprecia en el comportamiento de las empresas de los distintos sectores, la competencia estimula la eficacia y la eficiencia, lo cual se traduce en beneficios para la sociedad en sentido general. Sin embargo, no en todos los escenarios la competencia es posible, tal como es el caso de los monopolios naturales [AJOD4].

Los monopolios naturales se presentan cuando para realizar una actividad resulta más económico (menor coste social) si lo hace una sola empresa en lugar de varias empresas. Las fuentes principales de esta reducción de costes, cuando la actividad la realiza una empresa, son las **economías de escala** o economías de alcance. Las economías de escala implican que los costes medios disminuyen con el aumento de la cantidad de producto o servicio prestado. Donde frecuentemente se evidencian economías de escala es en los **costes fijos**, costes que son hasta cierto punto independientes del nivel de producción.

Con el objetivo de maximizar sus beneficios, los monopolios tienden a producir una cantidad de producto o servicio en la cual el ingreso marginal es igual a su coste marginal. Dado que el monopolio se enfrenta a una curva de demanda de pendiente negativa, en este nivel de producción el precio de mercado será

superior tanto al ingreso marginal como al coste marginal de la empresa. Ver figura 1.

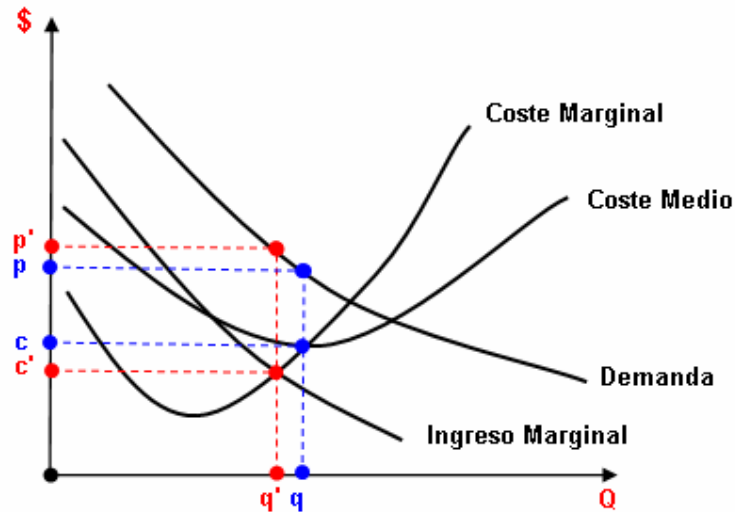


Fig. 1

Como se puede observar en la figura anterior, los monopolios tienden a producir una cantidad ( $q'$ ), en donde tienen un coste marginal menor ( $c'$ ) y un precio del servicio mayor ( $p'$ ), en vez de producir una cantidad ( $q$ ) donde se maximiza en bienestar social neto (permitiendo un ingreso razonable por el servicio), con un precio menor ( $p$ ) aunque tenga un coste marginal relativamente mayor ( $c$ ).

En el sector eléctrico las redes proporcionan un ejemplo claro de los monopolios naturales [Newb99]. Aquí, existen grandes economías de escala como resultado de que en estas compañías una gran parte de sus costes son fijos y que su inversión se realiza en un área determinada, por lo que más de una compañía

---

construyendo redes en paralelo para prestar el mismo servicio no resulta económico. Esta razón introduce la necesidad de que las compañías de redes (Distribución y transmisión de energía eléctrica) sean reguladas. Regular es el control, ya sea directo o indirecto, por el Gobierno o instituciones independientes, del comportamiento de las empresas públicas o privadas de un determinado sector. Con esto, se pretende lograr que el comportamiento de los monopolios sea semejante al que se obtiene en las actividades sometidas a competencia, es decir, que se consiga obtener el máximo bienestar social.

Otra razón por la que deben ser reguladas las actividades de redes en el sector eléctrico, tiene que ver con el actual cambio que están sufriendo la mayor parte de las estructuras de dichos sectores, en los cuales se están separando las actividades que pueden ejercerse en régimen de competencia de las que no, como es el caso de las redes, ya que estas últimas se convierten en los puntos de convergencia de los mercados formados por las actividades en competencia. En este sentido, adicionalmente a la regulación económica (remuneración y precios) de dichas actividades, se debe regular el acceso a dichas redes de forma tal que no exista discriminación en el mismo y no sean afectadas las actividades en competencia.

## **1.2. Modelos de Regulación de Monopolios**

En general existen varios estilos de regulación de monopolios que han sido aplicados con ciertas variantes en la mayoría de países. Estos estilos son en

---

general: **Regulación por Coste de Servicio** o por tasa de retorno, **Regulación por Incentivos** y la **Regulación por Comparación** (Yardstick competition). En esta sección se detallarán las más adecuadas para la regulación de la actividad de transporte, que es el ámbito de esta tesis.

### **1.2.1. Regulación por Coste de Servicio ó por tasa de retorno**

Tradicionalmente, los reguladores han tenido la tendencia de fijar precios sobre la base de los costes medios según lo observado en el pasado o según lo advertido por la empresa regulada. Esto se conoce como *regulación por tasa de retorno*. Aquí, los precios se fijan tales que la empresa puede recuperar todos sus costes (previstos) incluyendo el retorno por la inversión [AJOD4]. Este tipo de regulación es una larga tradición en los E.E.U.U.

Bajo una regulación por tasa de retorno, los ingresos de la empresa se basan en los costes de la contabilidad durante un año de prueba. Estos costes contables incluyen gastos de explotación, impuestos, la depreciación, y el retorno permitido por la inversión. La renta permitida es "una tasa de retorno justa" o "razonable" - basada en una estimación de los costes de capital de la empresa, multiplicada por la base de capital que incluye las inversiones relevantes no depreciadas. De acuerdo con este ingreso permitido, el regulador determina una estructura de tarifa para recuperar los costes agregados. Las tarifas siguen siendo iguales por un período de tiempo, normalmente un año, hasta que se revisan para el período siguiente.

---

Una de las primeras publicaciones que critican la regulación por tasa de retorno fue realizada por Harvey Averch y Leland Johnson (1962). En sus análisis, precisan los efectos nocivos de fijar el nivel justo de la tasa de retorno sobre la base del capital. Averch y Johnson observaron en sus análisis que el beneficio económico de la empresa aumenta con los aumentos firmes de inversión. Sin entrar en los detalles técnicos de esta conclusión, resumiremos las ineficiencias que resultan cuando el regulador fija la tasa de retorno atractiva sobre el capital:

1. La empresa regulada utiliza más capital entonces que si fuese no regulada. Es decir, la salida que la empresa regulada produce se podría realizar con menos capital.

2. Es posible que la empresa produzca menos y fije un precio más alto elevado que si no fuese regulada.

3. La empresa regulada funciona necesariamente en la zona elástica de la demanda, donde es positivo el ingreso marginal. Es decir, la empresa regulada nunca aumenta su salida más allá del punto en el cual el ingreso marginal es menor a su coste marginal.

La conclusión de lo anterior lleva a que en principio la regulación por tasa de retorno conduzca siempre a la ineficiencia en la producción: la empresa elige ineficazmente altos niveles del capital para alzar sus beneficios. Esto se conoce como el efecto de A-j o de la súper - capitalización.



---

En los Estados Unidos, la regulación por tasa de retorno se ha criticado no solamente para sus características débiles de eficiencia sino también por la alta carga administrativa que implica. La característica principal de este tipo de regulación es que los precios siguen costes. Pero el regulador tiene generalmente discreción en la determinación de qué elementos de coste deben formar parte de estos costes y de cuáles no deben. Mientras que los reguladores están a menudo bajo presión pública de mantener precios bajos, tienden para ser altamente críticos en la determinación de qué parte de los costes de la empresa que se deben incorporar las tarifas. Aunque el regulador tiene sustanciales debates con las empresas sobre cuales costes deben incorporar las tarifas, las controversias principales, aparecen en los costes de capital y en la determinación de la base de capital a remunerar. Dado que la determinación de los costes de capital y la base de capital es necesaria para cualquiera de los dos tipos de regulación mencionados se dedicará más adelante un apartado exclusivo para los mismos.

### **1.2.2. Regulación por incentivos. Limitación de precios e ingresos**

En el apartado anterior se ha descrito la regulación por coste de servicio o por tasa de retorno. La carencia de eficiencia y la carga administrativa, han sido las principales deficiencias de la metodología. Ahora nos trasladamos a algunos de los mecanismos alternativos del control de precios que se han propuesto como alternativas a la regulación por tasa de retorno. Estos mecanismos se agrupan

---

bajo el nombre de regulación por incentivo. La diferencia principal a la regulación por tasa de retorno es que ponen un énfasis mucho más fuerte en el uso de incentivos para inducir a la empresa regulada que funcione eficientemente (o alcanzar otros objetivos tales como calidad).

El concepto es dejar que las empresas obtengan beneficios cuando consiguen reducir sus costes. Esto significa que los precios no necesariamente van a reflejar los costes en cada momento del tiempo pero, a cambio, las empresas tienen un incentivo para reducir sus costes. Si este incentivo es efectivo, los costes serán previsiblemente menores, lo que supone una mejora de eficiencia y, además, a largo plazo los precios también podrían ser más bajos [Ocañ03].

Partiendo de la regulación tradicional el esquema básico de la regulación basada en incentivos se resume en: no corregir o corregir sólo en parte los desvíos que se produzcan en los ingresos ó precios permitidos a la empresa de modo, que si una empresa reduce sus costes por debajo de los anticipados, la diferencia entre ingresos y costes, o una parte de ella, no se “devolverá” a los consumidores y, constituirá un beneficio para la empresa. La expectativa de conseguir ese beneficio es el incentivo que recibe la empresa para reducir sus costes. La no corrección de los costes se suele conseguir alargando los períodos de revisión, típicamente 4 a 5 años, con lo cual la empresa conoce previamente los costes a remunerarle. Al final de cada período de revisión el regulador verifica el ejercicio de la empresa regulada y fija los nuevos objetivos de eficiencia.

---

El punto de partida de la regulación basada en incentivos es un objetivo de costes para el periodo t que denominaremos  $Co(t)$ , en cuyo caso  $Co(t) = Coste anticipado(t)$ . Otra posibilidad es que el objetivo de costes sea simplemente el objetivo de costes del periodo anterior actualizado por la inflación en cuyo caso  $Co(t) = e \times Co(t-1)$  donde la inflación e se define como  $e = (IPC(t) / IPC(t-1))$ ;  $IPC(t)$  es el Índice de Precios al consumo en el período t. El ingreso permitido en el año t se define como:

$$R(t) = Cr(t) + s \times [Co(t) - Cr(t)] \quad 0 \leq s \leq 1$$

Lo que dice esta fórmula es que, por cada peso que la empresa reduzca sus costes por debajo del objetivo, se le permitirá retener s por ciento de pesos en forma de beneficios.

Para ver que este es el caso, observemos que los beneficios son:

$$B(t) = R(t) - Cr(t) = s \times (Co(t) - Cr(t))$$

El valor de s mide la potencia de los incentivos que se le dan a la empresa para reducir sus costes. Cuando s vale 1 los incentivos son máximos y cuando s vale 0 estamos en el caso de la regulación tradicional.

La forma de regulación basada en incentivos que más frecuentemente se aplica es conocida como regulación “**IPC-X**”. En este sistema la potencia de los incentivos es máxima (s=1) y el objetivo de costes se fija a partir del objetivo del

---

año anterior, actualizado según la inflación menos un cierto factor de eficiencia X.

La regulación “IPC-X” de los ingresos (“Revenue Cap”) establece:

$$R(t) = Co(t)$$

Donde:

$$Co(t) = (1 + e - X) \times Co(t-1)$$

El factor X es un valor fijado por el regulador que establece el objetivo de reducción de los costes para el periodo. Si la empresa alcanza exactamente ese objetivo, sus beneficios serán idénticos, en términos reales, a los del año anterior (esto es, crecerán lo mismo que la inflación). Si la empresa supera el objetivo, sus beneficios reales aumentarán. El valor de X se puede fijar arbitrariamente aunque, en la práctica, está ligado a la estimación que el regulador hace de la reducción de los costes que puede conseguir la empresa.

Aunque solo se ha mencionado la aplicación a la regulación de los ingresos de la empresa regulada, la regulación por incentivos puede ser aplicada también a los precios de forma tal que la empresa consiga los ingresos esperados para el período regulatorio.

---

### ➤ **Dificultades y Desventajas**

Al igual que en la regulación por coste de servicio, uno de los problemas básicos para la implementación de estos tipos de regulaciones es la determinación de los costes de la empresa regulada, tanto de capital como operativos. Para solucionar esto se suelen usar varias técnicas que serán descritas en un próximo apartado. Otro de los problemas básicos es la determinación de factor de eficiencia  $X$  a aplicar a la empresa en cada período.

Hay varios argumentos que invitan a un cierto escepticismo sobre este punto. Primero, se argumenta que los gestores de las empresas anticipan que las reducciones de costes logradas, eventualmente darán lugar a reducciones de los objetivos de costes y precios. Por tanto, sigue el argumento de que el incentivo que supone la posibilidad de obtener beneficios a corto plazo está debilitado por el desincentivo que supone estar al tanto de que a medio plazo los ingresos permitidos serán más bajos. El resultado neto de estos incentivos contrapuestos, denominado “efecto trinquete” (Ratchet Effect), es incierto.

Segundo, la regulación basada en incentivos se ha criticado también desde el punto de vista de su credibilidad. Cuando el resultado de la regulación es que las empresas obtengan beneficios importantes, surge una presión de consumidores y otros actores para cambiar la fórmula de incentivos. Si el resultado fuese el contrario y las empresas perdieran dinero, surgiría igualmente una presión importante para cambiar la fórmula y no dejar que la calidad del servicio se

---

deteriore o la viabilidad de las empresas se ponga en juego. La anticipación de cambios en la fórmula da al traste con los incentivos.

### 1.2.3. Determinación de Costes de Capital

Desde que el Capital Asset Pricing Model [CAPM] fuese desarrollado en la década de los sesenta se ha convertido, sin duda, en el modelo más difundido en el mundo de las finanzas para la determinación del costo de capital, ya que es utilizado por el 81% de las corporaciones y el 80% de los analistas financieros. [BRAV04]

Mientras que la aplicación de este modelo resulta sencilla en términos conceptuales, la determinación de sus parámetros es un tema bastante discutido. Como es conocido, bajo este modelo la determinación del costo del accionista [Ke] se puede resumir en la siguiente fórmula:

$$K_e = \underbrace{R_f}_{\text{Tasa Libre de Riesgo}} + \overbrace{\beta}^{\text{Beta}} \times \underbrace{(R_m - R_f)}_{\text{Prima de Riesgo de Mercado}}$$

Los parámetros necesarios para hallar el costo del capital son tres: la Tasa Libre de Riesgo, el Beta y la Prima de Riesgo de Mercado.

---

➤ **Tasa Libre de Riesgo**

La Tasa Libre de Riesgo (Rf por su denominación en inglés: risk free) es, en principio, el rendimiento que se puede obtener libre del riesgo de incumplimiento (default risk). Un ejemplo de ello es el consenso que existe para considerar como tasa libre de riesgo al rendimiento ofrecido por los bonos del tesoro americano, pues en toda su historia esta entidad jamás ha incurrido en falta de pago a los inversionistas, lo que hace suponer a la mayoría de los autores que estos instrumentos están libres de todo riesgo de incumplimiento.

En cuanto al por qué no se consideran los bonos emitidos por los gobiernos de otros países desarrollados (Japón, Suecia, por citar algunos ejemplos), es la ventaja de los bonos del tesoro americano que tienen mayor liquidez y existe una amplia gama de instrumentos de diferente vencimiento actualmente en circulación.

➤ **El Beta**

La fórmula para hallar el Beta se define en los siguientes términos:

$$\begin{array}{c} \text{Beta de la} \\ \text{acción "x"} \end{array} \rightarrow \beta_x = \frac{\overbrace{\text{Cov}(x, M)}^{\text{Covarianza entre la}}}{\underbrace{\text{Var}(M)}_{\text{Varianza del Mercado}}}$$

---

El Beta se halla mediante la división entre la Covarianza y la Varianza, esto nos aproxima a la pendiente de una regresión lineal, de la acción respecto al mercado.

➤ **La Prima de Riesgo de Mercado**

La Prima de Mercado calculada en base a la diferencia entre el retorno del Standard and Poor's 500 y los T-Bills (rendimiento de bonos del tesoro norteamericano).

➤ **Riesgo País**

En países emergentes, para conseguir una evaluación correcta del coste de capital se le suele agregar la expresión de la determinación de  $K_e$  un factor que pondere el riesgo del país donde se encuentra la empresa. La expresión resultante agregado el riesgo país es la siguiente:

$$K_e = R_f + \beta x (R_m - R_f) + \mu x (\text{riesgo país})$$



---

### **1.3. Aspectos Regulatorios en las Redes de Transporte de Energía Eléctrica**

Las actividades de transporte de energía de manera general son: la planificación de las inversiones, la construcción, la planificación del mantenimiento, el mantenimiento y la operación de las líneas [PERE98].

Como ya se mencionó en la primera sección, la red de transporte tiene gran importancia en el desarrollo del mercado, ya que constituye la plaza de encuentro entre los compradores y vendedores de electricidad. De aquí que dicha actividad deba ser regulada para permitir a los distintos agentes el acceso a la red, sin discriminaciones, para incentivar el que se realicen las inversiones adecuadas y se logre una asignación justa de los costes de dicha actividad.

De manera concreta los principales aspectos que deben ser regulados en la actividad de transporte son los siguientes:

- 1) Estructura: Desintegración de actividades no reguladas en el sector eléctrico.
- 2) Remuneración.
- 3) Tarifas del servicio.
- 4) Regulación del Acceso a la Red.

---

5) Inversiones Nuevas y Refuerzos. (Planificación)

**1.3.1. Estructura**

El acceso a la red otorga bastantes posibilidades de ejercer el poder de mercado, por lo que es imprescindible la independencia de la empresa que realiza la actividad de transporte de las que realizan las actividades sometidas a competencia (Generación, Comercialización, etc.).

La razón por la que hay que separar actividades es que, en general, existen conflictos de interés cuando un sujeto está a cargo de una actividad realizada en monopolio y otra realizada en competencia. En este caso, se puede tomar ventaja de la posición de monopolio en una actividad, para distorsionar la competencia a su favor en la actividad liberalizada.

Las distorsiones a la competencia pueden materializarse de muchas formas distintas [OCAÑ03], las generales se presentan a continuación:

- **Subsidios Cruzados:** el monopolista carga precios elevados por los servicios de red y usa los beneficios así obtenidos para financiar las actividades competitivas que son ofrecidas a un precio relativamente bajo.

- 
- **Restricciones al Acceso de Terceros a la Red:** El monopolista puede desvirtuar el libre acceso de terceros a la red de varias formas distintas. Por ejemplo, puede crear dificultades técnicas para el acceso a la red, impedir el acceso alegando que no hay capacidad disponible, dar prioridad en el acceso o en el despacho a las unidades propias y ocultar información sobre la disponibilidad de la red.

La separación de actividades intenta evitar este conflicto de intereses eliminando la capacidad o el incentivo a discriminar. Es posible aplicar distintos niveles de separación, que es necesario adecuar a cada caso particular. Básicamente pueden considerarse cuatro tipos de separación:

- a. Separación contable: la misma empresa realiza actividades liberalizadas y reguladas con la obligación de llevar una contabilidad separada de cada actividad.
- b. Separación de gestión: además de la separación contable, la gestión de cada actividad se realiza separadamente con el compromiso de que la información sobre la actividad regulada se hace llegar en igualdad de condiciones a todos los competidores.
- c. Separación operativa: Además de la separación de gestión, los gestores de las actividades reguladas responden ante un comité independiente de los propietarios de las empresas que realizan actividades liberalizadas.

- 
- d. Separación de propiedad: las actividades reguladas se realizan por empresas separadas que no realizan actividades liberalizadas y, además, los propietarios de las empresas de uno y otro tipo son distintos.
  - e. Separación jurídica: sociedades distintas ejercen actividades distintas, pero pertenecen a los mismos propietarios, a través de un grupo empresarial.

La separación contable puede servir para prevenir la existencia de subsidios cruzados pero **no aporta** mecanismos para asegurar el libre acceso de terceros a la red. Las otras modalidades de separación sí incluyen mecanismos para facilitar el libre acceso de terceros a la red.

La separación contable puede servir para prevenir la existencia de subsidios cruzados pero no aporta mecanismos para asegurar el libre acceso de terceros a la red. Las demás modalidades de separación de actividades alcanzan el objetivo de facilitar el libre acceso de terceros a la red.

Desde el punto de vista político y legal, en ocasiones se prefieren los remedios de conducta porque son más fáciles de implementar. Por ejemplo, la separación contable es aceptada con relativa facilidad por las empresas, mientras que la separación de propiedad que obliga a vender activos suele encontrar rechazo.

---

La necesidad más importante de separación de actividades en el sector eléctrico surge entre la generación y el transporte (incluida la operación del sistema), debido a que el acceso a la red de transporte es esencial para que los generadores puedan competir y las posibilidades con que cuenta el gestor de la red de transporte para dificultar el acceso son variadas. En este caso, lo recomendable es una separación de propiedad.

### **1.3.2. Remuneración de la Red**

Hemos visto que la remuneración de los monopolios, en especial para las actividades de transporte, puede ser regulada considerando los métodos de regulación por coste de servicio y regulación por incentivos. Las actividades a remunerar se pueden enmarcar en las siguientes: Operación de las líneas ( actividad separada de la operación del sistema), el mantenimiento, las inversiones y las expansiones.

La regulación por coste de servicio es un caso especial de la regulación por incentivos, por lo que esta sección se referirá, en general, a la implementación de la segunda.

Como se explicó, la regulación basada en el método IPC-X se basa en unos ciertos costes del servicio. Los mismos son incrementados con la variación del IPC menos un cierto factor de eficiencia que indicaría el objetivo de eficiencia que pretenda alcanzar el regulador. Para conseguir esos ciertos costes del servicio se tienen varias alternativas:

- 
- a) Tomar los costes del período anterior reportados por la empresa regulada. Esta opción tiene el riesgo de la asimetría de la información entregada con la información real, ya que la empresa regulada puede tener el incentivo de aumentar sus ingresos.
  
  - b) Determinación de los costes eficientes, a través de un modelo de referencia que defina las instalaciones y los costes óptimos para prestar el servicio. Estos costes no se tomarían directamente del modelo, pero servirían para ajustar los costes que declare la empresa que se encuentren muy alejados de los óptimos ideales. Adicionalmente, podría ser utilizado como ayuda en la definición del factor de eficiencia objetivo.
  
  - c) Combinar la determinación del coste contable de los activos, y los costes de operación y mantenimiento, definiéndolos a través de una metodología de *Benchmarking* con empresas que se dediquen a la misma actividad y que tengan condiciones geográficas y regulatorias similares.

Las redes de transporte están compuestas por un número razonable de activos que pueden ser valorados de manera detallada (diferente a las actividades de redes de distribución donde el número de activos es relativamente alto). Para el caso de la valoración de los activos de redes de transporte se cuenta con variadas alternativas que pueden combinarse con las opciones anteriores de determinación de coste total del servicio. Las que se detallan a continuación:

- 
- i. Coste Contable: es el coste de inversión real de los activos ajustado con la depreciación, considerando una vida útil razonable para dicho activo.
  - ii. Valor de Reposición a Nuevo (valor nuevo de reemplazo): es el valor o costo en que se incurriría para obtener un bien de calidad y características constructivas similares.
  - iii. Valor de Reposición a Nuevo Despreciado: surge de afectar el costo de reposición a nuevo por coeficientes que representan el estado de mantenimiento y antigüedad en relación a una unidad nueva (depreciación).

### **1.3.3. Tarifas de servicio de Red**

Considerando que la actividad de red es regulada, el objetivo de las tarifas de red es lograr el ingreso de servicio permitido, para cubrir los costes que fueron reconocidos para la actividad por parte del regulador. Adicionalmente, es necesario que los agentes del mercado reciban señales económicas correctas correspondientes a la ubicación de la red, tanto en el corto plazo, para que el mercado funcione correctamente tomando en cuenta las pérdidas y las congestiones que puedan producirse, como en el largo plazo para promover la futura ubicación de consumidores y generadores. [PERE98]

---

Existen cuatro conceptos de coste que frecuentemente aparecen mencionados bajo el epígrafe de precios de la red de transporte, y que hay que saber distinguir y tratar adecuadamente: asignación de los costes de la red, pérdidas óhmicas, congestiones y servicios complementarios. Los únicos costes relevantes de la red son los de inversión y los de mantenimiento, ninguno de los cuales está relacionado en la práctica con el uso eléctrico de los activos de transporte. Las pérdidas ocurren en la red, pero realmente son costes de producción, así como el sobre-coste de reprogramación que puedan derivarse de la existencia de congestiones u otras restricciones asociadas a la red. [PERE98]

Las pérdidas y congestiones en la red dan lugar a señales económicas, que modifican el precio del mercado en cada momento. Así el precio único del mercado se convierte en precios nodales, –un precio diferente en cada nudo de la red [ver Schweppe, 88]–, que transmiten correctamente el impacto económico de las diferentes localizaciones de los generadores y de los consumidores. El uso de precios nodales da lugar a un sobrante, que puede utilizarse para cubrir una parte de los costes de la red, normalmente no superior al 20% [RUBI99].

El excedente de la aplicación de precios nodales solo alcanza a cubrir una parte de los costes de red, por lo que existen diversos métodos que han sido utilizados o propuestos para realizar la asignación de los costes de red o de la parte de estos que no puede ser asignada con los precios nodales -llamado cargo complementario-, los cuales serán detallados en otro apartado exclusivo, pues son de importancia para el desarrollo de esta tesis.



---

Conceptualmente puede afirmarse que si, de una u otra forma, ya han sido enviadas a los usuarios de la red las señales de pérdidas y de congestiones, el objetivo primordial del método de reparto ha de ser interferir lo menos posible con las decisiones de mercado y de inversión que los agentes tomarían si no hubiese nada que repartir. Esto lleva a criterios de reparto del tipo "second best" que, por ejemplo, para asignar los costes de las instalaciones existentes que correspondan a los consumidores podría basarse de alguna forma en los denominados precios Ramsey, esto es, cargar más a los consumidores finales cuya demanda es menos elástica (habitualmente los domésticos y otros menores) que a los más elásticos (típicamente los grandes consumidores). Para una nueva y costosa instalación de red, podría ser preferible partir de una valoración de los beneficios causados por la instalación a cada usuario, –por reducción de pérdidas o de congestiones–, de forma que en el cargo asignado a cada usuario se repercuta el beneficio neto que la instalación le proporciona.

#### **1.3.4. Regulación del Acceso a la Red**

En los mercados eléctricos, el acceso a la red de transporte debe estar disponible para todos los agentes autorizados a participar en el mercado mayorista. Por otro lado, la capacidad de la red impone una limitación física al acceso. Lo anterior sugiere que el problema de acceso sea dividido en dos: Primero la autorización de conexiones y segundo, la evaluación y asignación de la capacidad limitada.

---

La autorización de conexiones está compuesta por un conjunto de requisitos técnicos que debe cumplir el agente para su conexión a la red. Esto no le garantiza al agente que pueda retirar o inyectar energía a la red. En todo caso, si no hay capacidad disponible de red un consumo no debería ser desplazado por otro consumo, pero un agente generado pudiera o no ser desplazado por otro en el mercado. Este apartado se dedicará a la asignación de capacidad limitada de red ya que la autorización de conexiones depende en gran medida de las particularidades de las normas de cada mercado y de cada país.

Existe la posibilidad de establecer mecanismos de mercado locales para la asignación de capacidad limitada de red o resolución de congestiones de red, sin conceder prioridad en el acceso a los agentes por haberse conectado antes, de igual forma que en el mercado global el generador más eficiente desplaza al menos eficiente. Pueden señalarse diversas iniciativas regulatorias relacionadas con la implantación de estos mercados locales:

a) El uso de precios nodales [Schweppe, 88] es teórica y económicamente más ortodoxa, útil en sistemas con grandes problemas de congestiones y donde la red no es suficientemente mallada. En este caso, dado que la casación de mercado se corresponde con un algoritmo de minimización de costes considerando la red, los conflictos por congestiones quedan resueltos automáticamente.

---

b) La utilización de precios zonales exclusivamente cuando suceden las congestiones.

c) Ignorar las congestiones en un primer despacho y aplicar mecanismos de oferta y casación ad hoc para resolver las que pudieran existir, asignando el sobrecoste incurrido a los agentes causantes.

d) Los anteriores procedimientos pueden complementarse con contratos por diferencias que reduzcan el riesgo de volatilidad de los precios locales que las congestiones puedan ocasionar; ver en [Hogan, 92] y [[Pérez J, 94] dos enfoques alternativos.

e) Omitir las restricciones en un primer despacho y compensar económicamente a los generadores menos económicos desplazados por la restricción, cargando a los consumidores el extra coste de la reprogramación, el mecanismo del "uplift" del pool inglés—, que es un deficiente esquema regulatorio.

### **1.3.5. Inversiones Nuevas y Refuerzos. (Planificación)**

El objetivo de la regulación aquí es el de conseguir una red de transporte adaptada a las solicitudes de generación y consumo, con una fiabilidad adecuada y al mínimo coste. [PERE98]

---

Las opciones regulatorias están muy asociadas al esquema que se haya adoptado para el acceso. El enfoque más habitual es el de la planificación centralizada, delegada por el regulador a una entidad especializada, tradicionalmente la empresa verticalmente integrada, que es el Operador del Sistema en la nueva regulación, y que realizará esta actividad sujeta a criterios prefijados de selección de las mejores alternativas, y siempre contando con la autorización final administrativa de cada instalación. La retribución de la red es fijada por la entidad reguladora, o bien, resulta directamente, para determinadas instalaciones, de los concursos de adjudicación de la construcción y del mantenimiento. Una posible dificultad con este esquema es la posibilidad de sobre-inversión (que reduce los potenciales problemas de operación de la red) y la falta de incentivos en general a la eficiencia.

Otro enfoque consiste en responsabilizar totalmente al Operador del Sistema, sea transportista o no [Pérez J, 98], por lo que éste debe:

- a) Informar a los usuarios de la situación previsible de congestión o capacidad remanente de la red en sus distintos nodos de acceso, en un horizonte temporal razonable.
- b) Asegurarse de que la red cumple con determinados estándares, prefijados por el regulador, de diseño y de servicio.

- 
- d) Encargarse de ampliar las instalaciones de red, por sí mismo si está autorizado o bien abriendo un concurso, siempre que sea necesario para responder a las solicitudes de acceso, de forma que se sigan cumpliendo los estándares.

La remuneración de la red puede ser como en el enfoque anterior. Si el Operador del Sistema y el transportista fuesen la misma empresa, caben procedimientos retributivos tipo IPC - X, en general más propios de las redes de distribución y que no aseguran un nivel óptimo de desarrollo de la red, que sólo estará condicionado por el cumplimiento de los estándares.

Un tercer enfoque es dejar la iniciativa de reforzar la red a los usuarios de la misma, que pueden sopesar la contribución que les corresponda en los costes de inversión frente a los beneficios, por facilitar el acceso, eliminación de congestiones o reducción de pérdidas, de cada posible refuerzo. El regulador evalúa la utilidad pública de los refuerzos propuestos y, en los casos afirmativos, organiza un concurso para la adjudicación de su construcción y mantenimiento. La entidad transportista adjudicataria es remunerada de acuerdo a los términos de su oferta y deja la operación de la instalación al Operador del Sistema. Es un procedimiento tan orientado al mercado como es posible con la regulación de la red, aunque es complejo de administrar y descansa fundamentalmente sobre la existencia de señales correctas de precios de red, que promuevan la ubicación correcta de los agentes en la misma.

---

## **2. Experiencias Regulatorias Internacionales de Redes Transporte de Energía Eléctrica**

### **2.1 Introducción**

La regulación de actividades de red en un contexto liberalizado, es relativamente reciente, por esta razón, las experiencias regulatorias en los diversos países cobran una importancia en la definición de modelos regulatorios y, más aún cuando se trata de realizar mejoras, pues permite evitar incurrir en errores cometidos anteriormente.

En este apartado se revisarán experiencias internacionales en materia de regulación de transporte, para ello se han seleccionado países en los cuales la red tiene configuraciones poco malladas y las condiciones geográficas no permiten tener una red relativamente mallada; adicionalmente, se han seleccionado otros que por su modelo de regulación tienen relevancia para esta tesis. Presentaremos ese enfoque porque uno de los objetivos de esta tesis es revisar y proponer mejoras a la regulación de la actividad de transporte en la República Dominicana, la cual responde a estas características. Por otro lado, en esta revisión se hará énfasis en lo referente a Remuneración, Metodologías de repartos de coste de Red y Planificación de expansión y refuerzos.

Los países considerados son: Chile, Argentina, Nueva Zelanda, Perú, Colombia e Inglaterra.

---

## **2.2 Regulación del Transporte en Chile**

### **2.2.1 Remuneración**

En Chile la remuneración anual del sistema de transporte se basa en el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones involucradas, más el Costo de Operación y Mantenimiento. Se considera la anualidad del VNR calculada a 30 años.

Este cálculo es realizado por el propietario del sistema de transmisión correspondiente y propuesto al generador. Si no hay acuerdo en la negociación se lleva a arbitraje. Finalmente, quedan fijados por 5 años.

### **2.2.2 Reparto de Costes de Red**

Dado que Chile realiza la casación del mercado de manera compleja, considerando la red, la recuperación de la remuneración de la red es realizada a través de 2 componentes:

1) ingreso tarifario: que resulta de la aplicación de precios nodales, por la valorización de inyecciones y retiros en cada tramo de transmisión.

---

2) Como se mencionó en la sección “Tarifas de Servicio de Red”, los ingresos que proporciona la aplicación de precios nodales es insuficiente para recuperar los costes de red. Como consecuencia de esto, en Chile se ha definido como Peaje Básico la diferencia entre la remuneración anual (VNR más operación y mantenimiento) del sistema de transporte y el ingreso tarifario resultante de la aplicación de los precios nodales.

El peaje básico es pagado por los generadores, por cada central, en su condición de productores. Las instalaciones involucradas pertenecen al **área de influencia**, definida en el artículo 84 del reglamento eléctrico de Chile como se indica a continuación:

*“Cada central generadora conectada a un sistema eléctrico, tiene un área de influencia conformada por el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones de dicho sistema, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de dicha central.”*

*“Son directa y necesariamente afectadas por la inyección de potencia y energía el conjunto mínimo de instalaciones que, permitiendo conectar la central con el conjunto de las subestaciones de peajes en cada sistema eléctrico, tienen un Factor de Utilización de Potencia por Tramo Promedio (FUPTP), definido según el artículo 92-1 de este reglamento, igual o superior a 2%.”*



---

*“El conjunto de subestaciones de peajes para cada sistema eléctrico se determinará en el decreto de precios de nudo, y estará constituido por todas aquellas subestaciones eléctricas directamente conectadas a instalaciones de transmisión cuyos flujos se ven afectados principalmente por las distintas condiciones de operación del parque generador, para una misma condición de demanda.”*

Se define adicionalmente un peaje adicional que es pagado por los generadores, en su condición de suministradores. Las instalaciones involucradas son las requeridas para dar suministro a un cliente, no incluidas en el área de influencia de dicho generador.

Algunos Problemas [ESPINOSA G.1999]:

- Los Peajes Básicos son un costo fijo para los generadores. Su pago da derecho a hacer retiros dentro del área de influencia, y a contraflujo de ella, sin pagos adicionales.
- El cálculo de prorratas es complejo: requiere simulaciones con modelos estocásticos multinodales y consenso en escenarios para 5 años a futuro con gran nivel de detalle.

- 
- La estimación de ingresos tarifarios ex-ante, para descontarlos antes de calcular el peaje, también requiere detalladas simulaciones con modelos estocásticos multinodales.

Recientemente el reparto del peaje básico se ha sustituido por la utilización del modelo de factores generalizados de distribución que relacionan el flujo de potencia en una línea i-k con la potencia inyectada por un generador o la demanda realizada por un consumidor en una barra g del sistema, para una configuración del sistema dada.

### **2.2.3 Planificación de la Expansión**

A diferencia de otros países, donde el desarrollo de la transmisión es planificado en forma centralizada, el modelo chileno deja las decisiones de expansión al mercado y a la interacción entre los agentes. Cualquiera puede invertir en los diversos segmentos del negocio de transmisión. La Comisión Nacional de Energía tiene la responsabilidad de preparar un plan de obras de generación y transmisión que sólo tiene carácter indicativo, y se utiliza para el cálculo de precios de nudo semestrales. Son los agentes del mercado (generadores, transmisores o distribuidores) los que realizan un proceso de planificación de la expansión del sistema de transmisión, caso a caso, con un enfoque estratégico de negocios.

---

El objetivo es anticipar eventuales restricciones de capacidad que pueden afectar sus intereses en el mercado y tener preparados sus estudios y proposiciones para negociar con los demás agentes las ampliaciones más convenientes y definir las inversiones correspondientes antes de decidir la construcción de una ampliación del sistema. En resumen, la planificación obedece a mecanismos de mercado y la legislación tiene por objeto garantizar que estos mecanismos funcionen efectivamente.

En la práctica, la expansión se decide bajo las siguientes condiciones típicas. Las expansiones en líneas de inyección y subestaciones asociadas son desarrolladas necesariamente por los generadores, en conjunto con las inversiones en generación. Las líneas de consumo y sus subestaciones son desarrolladas asociadas a nuevos proyectos de empresas mineras y otros grandes consumidores industriales.

La necesidad de efectuar inversiones dependerá de la persistencia de esa situación de restricción y del interés de los usuarios por pagar las inversiones requeridas, en lugar de pagar los mayores costos de operación o percibir menores ingresos por sus ventas spot, que le pueden significar restricciones de capacidad persistentes, ya sea en sus retiros o en sus inyecciones, respectivamente.

---

## **2.3 Regulación del Transporte en Argentina**

### **2.3.1 Remuneración**

La compañía administradora del mercado Argentino (CMMESA) calcula los cargos sobre la base de los precios fijados en los contratos de concesión para TRANSENER y las empresas de transporte y de la anualidad y canon para las nuevas líneas.

La tarificación en Argentina es realizada en dos partes: se remunera en conjunto la inversión que se realiza por conexión, una porción de los costos de operación y mantenimiento en cada nudo y el costo marginal de energía asociado a cada nudo. No se asegura la recuperación del costo total del sistema de transmisión.

### **2.3.2 Reparto de Costes de Red**

Para la tarificación del sistema de transmisión existente se considera dos instancias de remuneración: ingresos fijos e ingresos variables.

Ingresos Fijos:

- 
- Cargos de conexión por equipos de conexión y transformación que permiten a los agentes del mercado conectarse al sistema de transmisión. Los cargos por conexión se prorratan de acuerdo con la potencia máxima requerida por cada usuario que utiliza una determinada instalación.
  - Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (RAEET) correspondiente a un monto fijo anual a pagar en doce cuotas mensuales anuales.

Ingresos Variables:

- Remuneración por capacidad de transporte (RTCT), correspondiente a las instalaciones de interconexión entre los distintos nodos del sistema considerando un cargo por los costos de operación y mantenimiento, de acuerdo a la calidad de servicio requerida.

Los cargos fijos por conexión y capacidad de transporte están fijados en el contrato de concesión. Se imponen sanciones por indisponibilidad de las instalaciones. Según resolución de la Secretaría de Energía:

---

“La Remuneración por Capacidad de Transporte de TRANSENER es un cargo horario por línea ( $RHCT_i$ ) que totaliza un monto para cada mes "m" ( $RTCT^m$ ) dado por la suma del cargo para cada línea en función de la disponibilidad de la misma en el mes.”

$$RTCT^m = \sum_i (RHCT_i * (HRSPER - HINDISP_i))$$

Siendo:

\*HRSPER: número total de horas del mes.

\*HINDISP<sub>i</sub>: horas de indisponibilidad reales para línea en el mes

- Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT) correspondiente a la suma de la Recaudación Variable Total por Transporte de Energía (RVTE) y la Recaudación Variable por Potencia Vinculada (RVTP).
- Recaudación Variable Total por Transporte de Energía (RVTE) corresponde a la diferencia entre el valor de la energía en el nodo de retiro y el nodo de inyección.

- 
- Recaudación Variable por Potencia Vinculada (RVTP), correspondiente a la diferencia entre lo que pagan por potencia los consumidores del MEM y lo que es previsto en la Programación Estacional que deberán percibir los generadores por la venta de potencia afectado por el factor de adaptación de cada generador. Este factor de adaptación relaciona los sobrecostos producidos por salidas de servicio forzadas, representando la relación del precio de la potencia en un nodo en estas condiciones al precio de mercado cuando el nodo se encuentra vinculado al mercado sin restricciones.
  - Cuando existen restricciones de capacidad se acumula en una cuenta de excedentes, la Cuenta de Apartamientos (SCAP), las diferencias entre la Remuneración de la empresa concesionaria y lo que corresponde abonar a los usuarios.

El transportista recibe de parte de los usuarios un cargo complementario que resulta de la suma de la Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (RAEET) y la Remuneración por Capacidad de Transporte (RTCT), menos la Recaudación por Ingresos Variables (RVT) y el estado de la Cuenta de Apartamientos (SCAP) para la instalación. Cada agente del MEM abona el cargo complementario en función de su participación

---

marginal. Esta participación marginal surge de la determinación del área de influencia tanto de generadores como de consumos. El área de influencia comprende aquellas líneas en las cuales se produce una variación positiva en su flujo frente a una variación en la generación o demanda en algún nodo del sistema.

Las nuevas instalaciones requeridas para ampliar la capacidad del sistema de transmisión se ejecutan por concurso público aprobado por el ENRE y por más del 70% de los beneficiarios. Así las nuevas instalaciones se financian a través de un canon establecido, compartido por todos los beneficiarios, además de los ingresos resultantes del procedimiento vigente para las líneas del sistema.

Otra posibilidad para la ampliación del sistema es un contrato entre las partes beneficiadas que realizan la construcción. Se requiere la aprobación del ENRE y el acuerdo del 100% de los beneficiarios.

### **2.3.3 Planificación de la Expansión**

En Argentina, la expansión del transporte debe ser impulsada por sus usuarios, quienes son responsables de solicitar las ampliaciones del sistema de transmisión que sean necesarias para mejorar su vinculación con el Mercado Eléctrico Mayorista, haciéndose cargo de los costos de las ampliaciones en su área de



---

influencia. En la normativa vigente se indican tres metodologías para la realización de una expansión del sistema de transmisión:

a) Concurso público: requieren aprobación del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, previa audiencia pública y siempre que no exista una oposición que supere el 30% de los beneficiarios. La construcción de estas líneas debe hacerse a través de licitación pública y su costo es cubierto por ingresos resultantes de la aplicación del procedimiento vigente para todas las líneas, además de un canon compartido por todos los beneficiarios de ella.

b) Contrato entre partes: no puede ser vetada por una parte de los beneficiarios, aún cuando también requiere aprobación del ente regulador. El financiamiento es responsabilidad de las partes. La construcción puede ser acordada entre las partes y no existe canon.

c) Líneas de dedicación exclusiva: el costo total es pagado por el propietario interesado en su construcción, no obliga a dar libre acceso y requiere aprobación del Poder Ejecutivo.

El régimen de remuneración de las redes existentes se basa exclusivamente en la retribución por la operación y mantenimiento de las redes (uso físico de la red), considerando que las

---

ampliaciones de la red o inversiones queden encuadradas en los mecanismos indicados.

## **2.4 Regulación del Transporte en Nueva Zelanda**

### **2.4.1 Remuneración**

En Nueva Zelanda, la empresa que presta los servicios de transporte es la empresa estatal Transpower. Los ingresos permitidos incluyen el capital, mantenimiento, operación y los costos fijos asociados a los activos disponibles para el transporte de la electricidad. La valoración de los activos es realizada con el valor de reemplazo.

### **2.4.2 Reparto de Costes de Red**

Se cargan a todos los clientes según la electricidad que retiran de la red y la electricidad que inyectan en la red.

Los ingresos permitidos son asignados por tres cargos de la red:

- 1) Cargo de conexión. Este cargo corresponde a la anualidad de los equipos necesarios para que cada usuario se conecte a la red principal.

- 
- 2) Cargo de la interconexión o de red. Este cargo solo es aplicado a los agentes que utilizan la red.
  - 3) Cargo de HVDC o interconexión entre islas. Este cargo solo es realizado a los agentes que utilizan la red de interconexiones DC entre las islas y totaliza la anualidad de los equipos de interconexión.
  - 4) Valor de Ajuste Económico: es un cargo económico que se asigna a todos los clientes en proporción con sus cargos de conexión, interconexión y de HVDC. Es realizado para ajustar las estimaciones realizadas ex antes.

El reparto de los cargos es realizado en función de la máxima demanda o inyección anual no coincidente realizada por cada usuario.

### **2.4.3 Planificación de la Expansión**

En Nueva Zelanda, se ha discutido ampliamente cómo recuperar los costos totales de transmisión y su incidencia en la expansión de la red. En 1996 Transpower, empresa estatal propietaria de la totalidad del sistema de transmisión, definió el criterio que se utiliza

---

actualmente, en el que se determinan cargos que se basan en el uso físico de la red, teniendo en cuenta que los costos futuros de instalaciones en transmisión son independientes de los costos de inversiones pasadas. Esto último con la finalidad de para que las señales de precios no afecten las decisiones en inversiones futuras.

La empresa Transpower es responsable de la planificación y ejecución de la expansión del sistema de transmisión. La regla utilizada en la decisión de las inversiones es la siguiente: la expansión del sistema se justifica si la diferencia en los precios futuros con y sin proyecto, es al menos igual al costo del proyecto. La política adoptada para aprobar la capacidad de expansión es que ésta procedería si, y sólo si, una coalición está dispuesta a pagar por ella. Sin embargo, se reconoce que aunque las coaliciones de usuarios podrían tener el incentivo para financiar expansiones, se perciben limitaciones en la formación de las mismas, debido a que los usuarios beneficiados con las inversiones no son fáciles de identificar en la red existente y pueden estar muy dispersos. Transpower puede tomar un rol activo en establecer las coaliciones y/o financiar parcialmente algunas expansiones.

---

## **2.5 Regulación del Transporte en Perú**

### **2.5.1 Remuneración**

En Perú el costo total del servicio de transporte corresponde a la anualidad de la inversión calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, con una tasa de 12% y los costos estándares de operación y mantenimiento del sistema de transporte económicamente adaptado. Se entiende por sistema económicamente adaptado:

“Aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio”.

### **2.5.2 Reparto de Costes de Red**

En Perú la retribución asignada al transportista es recuperada a través de dos componentes: 1) El ingreso tarifario proveniente de la utilización de precios nodales para valorizar la energía y 2) Un peaje por conexión.

El Peaje de Conexión es pagado en proporción a la potencia firme de cada generador. El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho

---

sistema (concepto similar al de Área de Influencia utilizado en Chile, sin embargo en este caso el sistema completo es área de influencia común a todos los generadores).

### **2.5.3 Planificación de la Expansión**

En Perú, las obras de transmisión son construidas por iniciativa de los interesados, sea el sector privado o el Estado. La expansión reciente ha sido realizada por el Estado a través del Ministerio de Energía y Minas, ya sea directamente y entregando las obras a la empresa transmisora estatal o a través de licitaciones entregadas a inversionistas privados.

El propietario del sistema de transmisión recibe la anualidad del costo de inversión y operación de un sistema adaptado (costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes). El sistema adaptado es determinado por la Comisión de Tarifas de Energía.

## **2.6 Regulación del Transporte en Inglaterra**

### **2.6.1 Remuneración**

La remuneración del transporte en Inglaterra trata de reflejar los costes de instalación, operación y mantenimiento de las redes

---

dedicadas a la actividad de transporte, cumpliendo con los estándares fijados en el contrato de concesión del transportista.

### **2.6.2 Reparto de Costes de Red**

El reparto de los costes de red reconocidos por el regulador es realizado según la metodología ICRP (Investment Cost Related Pricing)

Este método está basado en el cálculo de los costes marginales de largo plazo del transporte. El procedimiento comienza con el cálculo de la “red mínima” necesaria para poder suministrar a toda la demanda. Para ello se resuelve el problema de optimización donde se minimiza el coste de inversión en transporte, sujeto a las restricciones de fiabilidad establecidas en el código de red y las ecuaciones de flujo en corriente directa despreciando las pérdidas y considerando las inversiones continuas.

Como resultado se obtiene una “red mínima” en la que la capacidad de cada línea se ha fijado en un valor igual al máximo flujo alcanzado en el conjunto de las diversas contingencias. De esta forma se asegura que esta red “mínima” es capaz de soportar cualquier contingencia recogida en la reglamentación. Es necesario puntualizar que en el método utilizado, la determinación de inyección neta de cada barra (generación menos la demanda de la

---

barra) es fijada externamente. Esta fijación de la inyección neta no obedece a ningún despacho económico, puesto que la producción de cada grupo se fija multiplicando la capacidad del mismo por un factor (igual para todos los generadores) de forma que produzca un equilibrio entre la generación y la demanda.

El siguiente paso consiste en calcular los precios sombra Para cada línea y barra:

$$\frac{\partial Cap_{ij}}{\partial P_k}$$

.Estos precios sombra, subproducto de la resolución de un problema de optimización, expresan el impacto que sobre la capacidad de cada corredor tiene la variación de la potencia inyectada en cada barra. Es decir, expresa la inversión en red que se debería realizar para poder aceptar un incremento en la potencia inyectada.

Una vez obtenidos estos precios sombra, se calculan los costes marginales por nodo de la siguiente forma:

$$CMLP = \sum_i \sum_j \frac{\partial Cap_{ij}}{\partial P_k}$$



---

A partir de estas tarifas nodales se obtienen otras zonales, para una mayor simplicidad.

### **2.6.3 Planificación de la Expansión**

En Inglaterra, la planificación de la expansión de la red de transmisión la realiza la empresa privada, propietaria del sistema de transmisión, National Grid Company (NGC), responsable además de la operación segura del sistema y de la gestión del Pool obligatorio, la que recupera todos sus costos mediante cargos impuestos a empresas distribuidoras, generadoras y grandes consumidores. La planificación de la expansión realizada por la NGC representa un incentivo para la empresa. Mediante la construcción de nuevas instalaciones (Transmisión Services Scheme), el cargo que se agrega al precio de mercado por restricciones técnicas (denominado Uplift) debería disminuir, y si esto ocurre, la NGC recibe recursos adicionales que financian las expansiones.

La NGC publica cada siete años un informe sobre la expansión probable del sistema (Seven Year Statement). Este informe no tiene carácter definitivo, puesto que existen incertidumbres, como la construcción de nuevas centrales, que no son responsabilidad de la NGC.

---

## **2.7 Regulación del Transporte en Colombia**

### **2.7.1 Remuneración**

En Colombia se remuneran los activos involucrados en la actividad, valorizados a precio de reposición. Se obtiene un costo anual equivalente con una tasa de descuento del 10% y una vida útil de 25 años, más una anualidad de costos de administración, operación y mantenimiento de 2% del costo de los activos.

### **2.7.2 Reparto de Costes de Red**

Existe un cargo por uso, el cual se basa en determinar los costos por uso del sistema de transmisión en máxima exigencia. Esto es, considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de satisfacer la condición de máxima exigencia. El cargo se divide en una parte fija y otra variable.

Para el cálculo del cargo por uso, se define un costo unitario (\$/MWkm) entre cada dos puntos del sistema considerando el costo de reposición y mantenimiento mayor del sistema. Se plantean escenarios de exigencia y se simula la operación con un flujo de potencia para condiciones de carga máxima, media y mínima. De estos casos se obtiene la condición extrema para cada línea del sistema y así dimensionar una red mínima.

---

Los costos nodales de transmisión son obtenidos de la solución del modelo de transporte que optimiza la red minimizando los costos de inversión, operación y mantenimiento, sujeto a abastecer la demanda para cada escenario y condición de carga. Se determinan por otra parte factores de distribución de las transferencias de potencia que relacionan flujo en las líneas con la inyección de potencia en cada nodo.

$$\text{Factor}_{ij,k} = dS_{ij}/dS_k$$

El **Factor**  $ij,k$  es el flujo incremental en la línea  $ij$  debido a un incremento o disminución en la inyección neta en el nodo  $k$ ;

**$S_{ij}$**  es el flujo de potencia entre  $i$  y  $j$ ;

**$S_k$**  es la potencia inyectada o extraída en el nodo  $k$ .

De esta forma se determina el costo asociado a la inyección neta (incremento en la demanda o generación) en cada nodo, considerando la siguiente ecuación:

$$COSTO_k = \sum_e \left\{ GD_{k,e} \cdot \sum_{ij} \left[ \frac{FACTOR_{k,ij} \cdot (CU_{ij} \cdot RM_{ij} \cdot L_{ij} + CPM_{ij}) \cdot G_{ij,e}}{F_{ij,e}} \right] \right\}$$

Donde:

**COSTO<sub>k</sub>** es el costo en el nodo k,

**GD<sub>k,e</sub>** es el valor de demanda ó generación en el nodo k en el escenario e,

**CU<sub>ij</sub>** es el costo unitario de la línea ij (\$/MW-km),

**RM<sub>ij</sub>** es la capacidad de la línea ij en la red óptima (MW),

**L<sub>ij</sub>** es la longitud de la línea ij (km),

**CMP<sub>ij</sub>** es el costo del par de módulos terminales de la línea ij,

**G<sub>ij,e</sub>** función para asignar exigencia en la línea ij,

**F<sub>ij,e</sub>** flujo en la línea ij en el escenario e.

Por último, se ajusta los indicadores para asignar el 50% de los costos a los generadores y el 50% restante a los comercializadores.

### 2.7.3 Planificación de la Expansión

En Colombia, actualmente, la planificación de la expansión es propuesta por Interconexión Eléctrica S.A. y aprobada por la Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME). Se requiere

---

concesión otorgada por el Ministerio de Minas y Energía para interconexión y transmisión entre regiones y por los departamentos para las redes regionales, y el plazo de concesión es de 30 años, y puede renovarse por 20 años adicionales.

A partir del 1 de enero del 2000, se estableció el procedimiento siguiente: El plan de expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) será definido por la UPME, entidad que se apoyará, para tal fin, en un Comité Asesor de planeamiento integrado por representantes de los negocios de generación, de transmisión y de comercialización. Para garantizar la ejecución del plan de expansión a mínimo costo, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue, elaborará los pliegos de condiciones para la ejecución de los proyectos del plan de expansión, cuya construcción deba iniciarse al año siguiente al de la definición del plan. Una vez definidos los pliegos se abrirá una convocatoria pública con el objeto de que los transmisores nacionales existentes, así como los potenciales, compitan por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN. Los oferentes propondrán un ingreso anual esperado, en pesos constantes de la fecha de oferta, para cada uno de los primeros 25 años de entrada en operación del proyecto. El oferente con el menor valor presente del flujo de Ingresos Esperados, será el adjudicatario del respectivo proyecto.

---

## 2.8 Resumen Experiencias Internacionales.

A continuación se presenta un resumen de la remuneración realizada en cada uno de los países estudiados.

### Remuneración

País	Remuneración
Chile	Valor nuevo de Reemplazo (VNR), Vida proyecto 30 años, más costos de Operación y Mantenimiento
Argentina	En base a precios fijados por el contrato de concesión. No se asegura retorno de la inversión.
Nueva Zelanda	Valor nuevo de Reemplazo (VNR), más costos de Operación y Mantenimiento
Perú	Valor Nuevo de Reemplazo, con una tasa de 12% y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema de transporte Económicamente Adaptado
Inglaterra	Costes de instalación, operación y mantenimiento de las redes dedicadas a la actividad de transporte, cumpliendo con los estándares fijados en el contrato de concesión del transportista

<b>Colombia</b>	Valor de reposición con una tasa de descuento del 10% y una vida útil de 25 años, más una anualidad de costos de administración, operación y mantenimiento de 2% del costo de los activos
-----------------	---

Como se observa, en la mayor parte de los países se utiliza un esquema de regulación por coste de servicio, excepto en Inglaterra donde se presenta un esquema con un cierto incentivo. Es importante resaltar que los esquemas de remuneración están muy asociados con el esquema de planificación, por esto en Inglaterra, dado que la planificación es realizada de manera libre por el transportista (transportista Activo), se emplea una remuneración por incentivos para que el transportista realice las instalaciones justas.

### Reparto de Costes

<b>País</b>	<b>Reparto de Costes</b>
<b>Chile</b>	Precios Nodales + Cargo Complementario con Método Areas de Influencia – Factores Generalizados de Distribución (Señales de localización)
<b>Argentina</b>	Variables (Precios Nodales + variable potencia) + Cargo Complementario con Método Areas de Influencia, Nuevas líneas Beneficiarios

<b>Nueva Zelanda</b>	Estampilla con la máxima energía, no coincidente, Inyectada (Generadores) o máxima retirada (Consumidores). (No Señales de localización)
<b>Perú</b>	Precios Nodales + Cargo Complementario estampillado (No Señales de localización)
<b>Inglaterra</b>	Método ICRP (señales localización zonal a largo plazo)
<b>Colombia</b>	Señales localización con precios nodales a largo plazo con red mínima

Como se aprecia, la mayoría de los países, excepto Nueva Zelanda, realizan el reparto de los costes del servicio de transporte enviando señales de localización. La mayor parte con señales de corto plazo (precios nodales) más un cargo complementario con señales de localización a largo plazo.

### Planificación

<b>País</b>	<b>Planificación</b>
<b>Chile</b>	No Centralizada, Motivada por los agentes en función de sus necesidades, Inversión Libre.
<b>Argentina</b>	No Centralizada, Motivada por los agentes en función de sus necesidades.
<b>Nueva Zelanda</b>	Centralizada + Coaliciones de agentes, Justificada por reducción de costes.
<b>Perú</b>	Sector privado y estado.(centralizada + libre)
<b>Inglaterra</b>	Realizada por el Transportista de manera libre



---

	para cumplir con los estándares establecidos
<b>Colombia</b>	Centralizada + Comité asesor de agentes.

En cuanto a la planificación, se observa que la tendencia general es que las decisiones sobre la expansión de la red sean realizadas de manera mixta: Centralizada + Descentralizada, incluyendo las iniciativas de los agentes que se beneficiarán y participan en el mercado de electricidad.

### **3. Revisión Métodos de Reparto de Costes de Red.**

Antes de empezar a describir el estado del arte en materia de reparto de costes de servicios de red se enunciarán los requisitos básicos que debe cumplir un método. Los requisitos o cualidades exigibles a un método “ideal” se pueden dividir en dos Categorías [RUBI99]: las catalogadas como conceptuales y las operativas.

Las llamadas conceptuales son aquellas características que un método debe cumplir para que sea aplicable a un modelo abierto de mercado. Las operativas son aquellas que hacen que el método pueda implantarse, en la práctica. Estos dos criterios se exponen a continuación.

---

## Conceptuales

- **Objetividad:** El método debería estar basado en el comportamiento real de los sistemas eléctricos, evitando excesivas simplificaciones. Para ello, el método debería respetar las leyes físicas que determinan el comportamiento de los flujos de la red, así como las pérdidas, límites de capacidad de transporte de las líneas, interdependencias del sistema, etc.
- **Eficiencia económica.** Las tarifas de transporte que se deriven de la aplicación del método, deben proveer de señales económicas adecuadas a los agentes del sistema que promuevan que su comportamiento sea óptimo. Este comportamiento óptimo se refiere a las actuaciones de los agentes en diversos aspectos del funcionamiento del sistema, tales como las inversiones en equipos de generación, instalaciones de transporte y operación del sistema.
- **Equidad.** El método debe tratar a todos los agentes por igual. Dos agentes en idéntica situación deben ser cargados con la misma tarifa. Es decir, el resultado de aplicar el método no debe ser discriminatorio.
- **Aplicabilidad en mercados abiertos.** El método debe poder aplicarse correctamente en un sistema eléctrico de carácter competitivo como el que se ha establecido como referencia.

---

## Operativas

- Sencillez y transparencia. El método debe ser lo más sencillo posible, de forma que cualquier agente del sistema pueda acceder a su cálculo con la finalidad de analizar situaciones futuras. También debe ser transparente, y para ello es necesario que los datos utilizados sean conocidos y fácilmente verificables por todos.
- Poca volatilidad de los precios. Los precios del servicio de transporte derivados de la utilización del método deben ser estables y no deben fluctuar de forma innecesaria. Con esto los agentes se concentran en su actividad principal al no percibir un alto nivel de riesgo relacionado con los peajes de transporte.

### 3.1 Método del Sello de Correos (Postage Stamp)

Es uno de los métodos más sencillos utilizados para el reparto de los costes de red. Está basado en el reparto del coste total o parcial de la red, mediante la determinación de un coste medio que se corresponde con el cociente del coste total o parcial de la red y una determinada medida de uso de la red.

Como medida de uso se puede utilizar la potencia (MW) consumida o generada en una determinada barra en un determinado momento, o también

---

se puede utilizar una medida de la energía (MWh) efectivamente consumida o generada. En cualquiera de los dos casos se debe decidir en qué momento o periodo se contabiliza esa medida. Si se usa la punta coincidente anual, o la no coincidente, en el caso de que la medida sea de potencia, y qué periodo se elige si la medida es de energía. Cada medida de uso lleva a unos resultados que pueden ser muy diferentes. La aplicación natural del método del sello de correos es utilizar la potencia inyectada por los generadores y la retirada por los consumidores en un momento particular del funcionamiento del sistema que se considere apropiado con respecto a los fines que se persiguen.

Una de las principales ventajas del método es su excesiva sencillez. Pero a costa de esa característica, el método no entrega señales adecuadas de localización. Por ejemplo, dos usuarios con igual demanda, uno conectado en la barra de un centro de generación se le carga igual coste de red que un usuario que se encuentre en un nudo alejado de la generación, el cual consigue un beneficio mayor de la existencia de las instalaciones red. De aquí que este método no sea adecuado para sistemas en los cuales la red no está suficientemente mallada, donde es imprescindible el envío de señales de localización.

### **3.2 Ruta Contratada (Contract Path Method)**

[RUBI99] Este método calcula el coste de un determinado servicio de transmisión basándose en un supuesto camino que debe recorrer la energía

---

desde el punto de suministro hasta el punto de consumo. El trayecto que efectúa la energía entre esos dos puntos es determinado por acuerdo entre las partes. Es decir, comprador, vendedor y transmisor acuerdan sobre un mapa de la red el camino más “lógico” por el que el flujo de energía deberá discurrir. Evidentemente, es difícil que el flujo real producido por la transacción se ajuste al camino seleccionado.

Una vez se ha escogido ese camino se calculan los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones que integran ese corredor. Obtenidos los costes se prorratan en función del flujo real que circula por ese camino y el flujo que se le supone a la transacción, y de esa forma se establece el peaje que debe pagar esa transacción.

Este método está básicamente orientado a la aplicación en transacciones bilaterales que atraviesan sistemas eléctricos y la aplicación de esta tesis apunta a un sistema eléctrico insular, razón por la que no se profundizará en su aplicación.

### **3.3 Metodología del MW-Milla (MW-MILE METHODOLOGY)**

En la metodología original de la MW-Milla, se utiliza un flujo de cargas en corriente continua para estimar el uso que determinada transacción hace de la red. El procedimiento se puede describir como sigue:

---

Primero, se requiere disponer de un caso base. Este caso base sería el resultado de un flujo de cargas en una situación que se considere significativa de la operación del sistema y que, lógicamente, incluye las transacciones que se quieren analizar. De este caso base se conocen los flujos de potencia por cada una de las líneas. También se conocen las longitudes, en millas, de las mismas. Multiplicando el flujo de cada línea por su millaje se obtienen los MW-Millas asociados a cada línea. De la suma de todas estas cantidades se obtiene un total de MW-Milla asociados al caso base.

El segundo paso consiste en eliminar la transacción que se desea evaluar, procediendo a continuación al cálculo del nuevo flujo de cargas. De la suma de todos los productos de flujos por el millaje se obtiene un MW-Milla para el sistema sin la transacción. De la substracción de ambas cantidades se obtienen los MW-Milla que son imputables a la transacción.

Al igual que el método de ruta contratada, este método está orientado a transacciones bilaterales que atraviesan sistemas eléctricos, y en razón de que la aplicación de esta tesis apunta a un sistema eléctrico insular no se profundizará en su aplicación.

### **3.4 Investment Cost Relating Pricing (ICRP) y Uso de Ingresos Variables Extendidos**

Como se vio en la revisión de experiencias internacionales el método del ICRP fue aplicado en Inglaterra para el reparto de los costes de red y fue detallado

---

en dicha sección. Aquí trataremos un método muy parecido que es el de los Ingresos variables extendidos [RUBI97].

El método se basa, en el hecho de que los precios puntuales generan un ingreso variable que es igual al coste de la red sólo cuando está perfectamente adaptada, es decir, cuando ésta es óptima para una situación dada. El procedimiento consiste en identificar cuál es la red óptima, o la mínima red necesaria, que se debe tener para que el sistema eléctrico funcione a coste mínimo con la generación y demanda presentes. Una vez definida esa red mínima, los correspondientes precios puntuales, ahora llamados extendidos, recuperan una parte del coste de la red bastante mayor que la que obtenían anteriormente.

➤ **Determinación de la Red Perfectamente Adaptada**

Para determinar la red perfectamente adaptada, [RUBI97]hay que resolver el problema de optimización en el cual se obtiene la red que minimiza el coste de explotación más el coste de inversión de transporte, esto conduce a que el ingreso variable de las líneas concuerde con los costes de inversión.

Existen varias formas de llegar a una red *ideal*, o también llamada *red mínima*. Uno de estos procedimientos se utiliza en Inglaterra y Colombia. Éste consiste en calcular la capacidad óptima a partir del estudio de los escenarios de mayor carga del sistema de transporte. En esos escenarios de mayor carga que caracterizan el sistema se anota el flujo de cada línea y del conjunto de flujos y

---

se elige el de mayor magnitud. Ese flujo máximo es el que fija la capacidad “óptima” de cada línea, ya que es la capacidad mínima que se necesita para hacer frente a todos los estados de carga característicos.

Existe otro procedimiento más elaborado que consiste en *desinvertir* parte de la línea reduciendo su capacidad y alterando correspondientemente su impedancia.

Es importante tener en cuenta que para averiguar la capacidad perfectamente adaptada de forma rigurosa es necesario tener en cuenta la fiabilidad. Esta fiabilidad debe ser incorporada en forma de costes, como el de la energía no suministrada. De esta forma la capacidad perfectamente adaptada de un corredor aumentará por encima de lo que resultaría sin tener en cuenta la fiabilidad, y se seguirá cumpliendo que con esa capacidad los ingresos variables se igualan al coste del corredor [RUBI99].

Luego de determinada la red perfectamente adaptada, se calcula la explotación del sistema con esa red, obteniéndose como regla general, que los nuevos costos marginales de corto plazo (ahora costes extendidos) que se obtengan sean mayores que los conseguidos con la red real en las zonas importadoras. Justo lo contrario ocurre en las zonas exportadoras, donde los costes extendidos son menores debido a que la mengua en capacidad de transporte tiende a aislar estas zonas de las otras. El comportamiento normal de los precios lleva a que los consumidores y generadores participen en los



---

ingresos variables extendidos dependiendo del área en la que éstos se encuentren.

El efecto total de la aplicación de los costes extendidos resulta en un incremento del ingreso variable de la red de transporte. Ese incremento del ingreso variable se reparte proporcionalmente al aumento del pago de los consumidores, al pasar de los Costes marginales de corto plazo a los extendidos, (en aquellos casos en los que aumenten) y a la disminución de ingresos de los generadores (en aquellos casos en los que disminuyan), ya que en esos casos se supone que ambos se benefician de que la línea tenga una capacidad mayor que la óptima [RUBI97].

### **3.5 Áreas de influencia**

Como se explicó anteriormente en la revisión de experiencias internacionales, este método fue utilizado en Chile y Argentina para el reparto de una parte de los costes de red, llamada comúnmente cargo complementario.

Este método pertenece a la clase de procedimientos que utilizan como criterio objetivo para el reparto del cargo complementario el uso que hacen los participantes del sistema eléctrico de las instalaciones de red. Este uso eléctrico se define como incremental. Es decir, se calcula la influencia que sobre la red tiene un incremento de consumo o producción de un usuario. La influencia en la red se obtiene calculando la variación que se produce al

---

aumentar 1 MW, en el flujo de potencia que transcurre por las líneas, el consumo o producción de un usuario.

Ese MW se incrementa a lo largo del periodo de estudio que se considere necesario. Habitualmente puede corresponder a un año de operación del sistema. Una vez obtenida la variación de flujo de cada una de las líneas, para todos los centros estudiados y para los escenarios seleccionados, se puede calcular un valor que dé una medida del uso eléctrico. Este valor es calculado como la suma de los productos de la variación de flujo de cada escenario (siempre que éste sea positivo) por la potencia consumida o generada por el usuario en cuestión, y por la duración de ese escenario. La suma de las participaciones que un determinado agente tiene de cada instalación se divide por la suma de todas las participaciones que sobre esa instalación tienen los demás usuarios, dando así lugar a la proporción del cargo complementario que le corresponde pagar.

Las variaciones negativas de flujo no se tienen en cuenta en el procedimiento. En el caso de que se produzca una disminución del flujo, esto no significa que el usuario correspondiente obtenga una bonificación (así es como se viene aplicando en algunos países), aunque otras aplicaciones del método pueden ser también aceptables. El valor de la medida de uso en esos casos es nulo. Al ser una medida incremental es necesario ponderar el valor de la variación por la potencia consumida o generada para que a igualdad de utilización incremental tenga más peso quien más grande sea.

---

Este método comparte la crítica que de forma genérica se ha venido haciendo a los que pretenden asignar el coste de la red repartiendo primero los flujos de la misma. En cualquier caso, puede decirse que el método de áreas de influencia puede considerarse como un método o aproximación razonable al reparto de flujos.

### **3.6 Beneficiarios**

Según [RUBI99], este método fue propuesto en 1.992 por [Pérez-Arriaga] en un trabajo de consultoría para la Secretaría de Energía de la República Argentina y adoptado en el proceso de reestructuración regulatoria de ese país, aunque su implantación estricta no ha sido realizada de forma completa. Este método se presenta como alternativa a otros que podían ser utilizados para el reparto del cargo complementario.

El método de los beneficiarios reparte el cargo complementario sobre la base de los beneficios que cada instalación de la red proporciona a sus usuarios. Por beneficios se entiende la mejora que experimenta un agente en su situación económica por el hecho de que el sistema cuente con una determinada instalación. El beneficio no es entendido aquí de forma absoluta, sino como diferencia entre dos situaciones. Los datos necesarios para el cálculo de esos beneficios deben ser públicamente observables. Es decir, que sean resultado de un proceso objetivo y transparente, que en lo posible no

---

necesite de auditorias internas de cada agente y que pueda ser de público conocimiento.

Más concretamente el cálculo del beneficio que utiliza este método es diferente según se trate de generadores o consumidores:

- Generadores: Los beneficios de los generadores se calculan como la diferencia entre los márgenes de contribución de la explotación (ingresos por la venta de energía al precio marginal del nudo menos el coste variable de producción) en dos situaciones que difieren entre sí en la existencia o no de una determinada línea.
- Consumidores. Los beneficios de los consumidores se calculan como la diferencia entre lo que pagan por la energía que consumen —al precio marginal del nudo— cuando una determinada instalación de transporte no existe y lo que pagan cuando ésta sí existe.

Es necesario añadir que, dependiendo de la regulación específica, los ingresos por venta de energía pueden incluir otros conceptos (como un término que dependa de la probabilidad de energía no suministrada) que afectarían al cálculo del beneficio, y correspondientemente al resultado de la asignación de costes.

Aunque se trata de un método conceptualmente sencillo, su realización práctica puede resultar engorrosa debido a que requiere de extensas

---

simulaciones. Tanto más cuanto se dé el caso de que la existencia de una instalación no se justifique únicamente por motivos de reducción de los costes de operación. Es decir, la aplicación del método se complica cuando la construcción de una determinada instalación lleva a un ahorro en costes de inversión de generación o de otro tipo.

### **3.7 Participaciones Medias**

Este es otro de los métodos sobre los que se basa la asignación de los costes del transporte averiguando la procedencia de los flujos de potencia que tienen lugar en la red. En este método la medida del uso de la red para cada participante del sistema eléctrico se hace basándose en la “contribución” que su demanda (para los consumidores) o su generación (para los generadores) tiene en el flujo que circula por cada una de las líneas del sistema, lo cual ya le hace merecedor de todas las críticas que se han ido vertiendo sobre métodos cuyo objetivo es obtener ese mismo resultado.

Para poder aplicar este método es necesario disponer de los resultados típicos que se obtienen de un flujo de cargas que debiera ser óptimo. Una vez se han obtenido los flujos que circulan por la red y se tiene la potencia generada y consumida en cada nudo se puede iniciar el proceso de cálculo que lleva al reparto del flujo entre la generación y la demanda.

Para una barra cualquiera se tiene que existe un aporte de potencia a través de unas determinadas líneas, y que al mismo tiempo otra potencia se evacua

---

por otras. Si se supone que la procedencia de la potencia entrante es conocida (se conoce la proporción que cada uno de los generadores aguas arriba aporta al flujo de cada línea), el método establece la hipótesis de que esas proporciones se mantienen en la salida del flujo. De esta manera se puede “perseguir” el flujo que sale de cada generador hasta que llega a los consumidores.

Las principales ventajas de este método consisten en que es muy sencillo y claro de aplicar, además de que no adolece de los problemas que poseen otro tipo de métodos marginales (como el de áreas de influencia), pues es mucho más rápido en su cálculo. Al igual que otros métodos con fundamento similar, este método puede considerarse arbitrario y de bajo sustento económico.

### **3.8 Resumen y conclusiones sobre métodos de reparto**

Como se pudo observar, de los métodos revisados existen dos grandes grupos, los que se basan en el uso eléctrico de la red [Áreas de Influencia, Participaciones Medias, Postage Stamp, MW-Mille, etc] y otros que se basan en el uso económico [Beneficiarios, ICRP, Ingresos Variable Extendidos, etc].

Por otro lado, se observa que en su aplicación solo cuenta el método de Postage Stamp y el método de Participaciones Medias, pero que a su vez estos pueden no enviar las señales económicas adecuadas para guiar las inversiones de los agentes. Los demás métodos cuentan con cierto grado de

---

dificultad, pero entregan señales económicas más adecuadas a los usuarios de la red de transporte.

Uno de los objetivos de esta tesis es establecer mejoras al método de reparto complementario del coste de red en la República Dominicana, donde se usa el método de Postage Stamp. Para esto se realizarán pruebas para la selección de métodos basados en el uso eléctrico, debido a que en un modo práctico son los que tienen mayor facilidad de implementación y con determinadas adecuaciones pueden acercarse a un reparto por beneficio económico. (Participaciones Medias).

#### **4. Revisión Regulación Actividad de Transporte en República Dominicana**

##### **4.1 Introducción**

En agosto de 1999, El Gobierno de la República Dominicana llevó a cabo la reestructuración del sector eléctrico en su totalidad. La reestructuración se basó en el muy respetado modelo regulatorio chileno y en el modelo de capitalización boliviano.

Las metas primordiales de la nueva estructura fueron crear un mercado competitivo en generación, crear un marco regulatorio racional para distribución, y proveer el capital necesario para realizar las mejoras que necesita el sistema. Los activos de transmisión y generación hidroeléctrica, permanecen bajo control estatal, a través de la Corporación Dominicana de

---

Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) anterior Corporación Dominicana de Electricidad (CDE).

El mercado eléctrico dominicano fue desagregado en actividades separadas de generación, transmisión y distribución-comercialización, debiendo las empresas que deseen explotar obras de generación cumplir con todos los requerimientos establecidos en la normativa vigente del subsector, y con las normas ambientales. El sistema de transmisión opera sobre la base del libre acceso, con cargos de transmisión regulados.

➤ **SISTEMA DE TRANSPORTE**

La red de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado está formada por líneas de transmisión a 138 kV y 69 kV, subestaciones de transformación y enlace.

La red nacional de alta tensión está formada por una red troncal a 138 kV, la cual conecta la zona de Santo Domingo con la zona Norte, a través del enlace de doble circuito 138 kV Palamara - Bonaio II. La zona Sur es conectada a través de los enlaces 138 kV Palamara – Valdesia y Palamara – Pizarrete. Asimismo, la zona Este es conectada a través de los enlaces 138 kV Hainamosa – AES – SPM II, Hainamosa – Juan Dolio – SPM II y Hainamosa - Boca Chica – SPM II. El sistema de líneas de 138 kV, tiene una longitud aproximada de 2,144 Km.



Además de la red de 138 kV, el Sistema cuenta con una red de 69 kV de una longitud aproximada de 1,528 km de líneas, conectadas a la red principal, mediante transformadores de enlace 138/69 kV. También existen líneas de 69 kV radiales para alimentar ciudades alejadas de la zona de Santo Domingo y un sistema de anillos 69 kV en la zona metropolitana, de tal manera que se pueda alimentar una subestación por diferentes líneas.

Debido a restricciones en el sistema de transmisión, el mismo es operado de manera radial en zonas específicas, para evitar que perturbaciones ocurridas en dichas zonas produzcan salidas en cascada, provocando la salida total del Sistema.

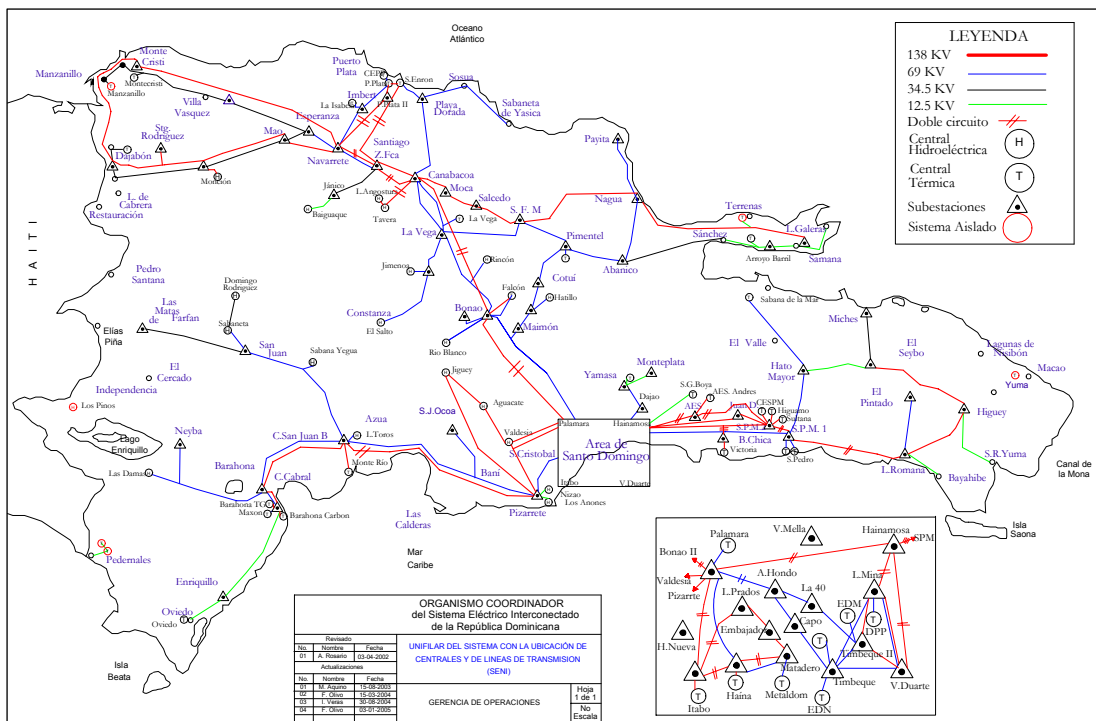


Fig. 2 Mapa Geográfico del Sistema de Transporte de la República Dominicana

---

## 4.2 Marco Regulatorio Vigente

### ➤ **Ley General de Electricidad No.125-01:**

La Ley General de Electricidad, No. 125-01 fue promulgada en fecha 26 de julio del año 2001. Esta ley, tal como lo establece su artículo 3, rige lo referente a la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y las funciones de los organismos del estado dominicano relacionados con estos aspectos.

En tal virtud, señala como las instituciones del Subsector Eléctrico, a la Comisión Nacional de Energía (Asesor del estado en políticas energéticas) y la Superintendencia de Electricidad (ente regulador), estas dos instituidas como estatales; y al Organismo Coordinador de carácter privado (Planificador de la operación y operador del mercado mayorista).

### ➤ **Reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01:**

El Reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01 está contenido en el Decreto No. 555-02, de fecha 19 de julio del año 2002, el cual fue publicado en fecha 29 de julio del año 2002; este establece en su artículo 2, que “normará todas aquellas materias que de acuerdo con la Ley, deben ser objeto de una normativa complementaria a ser dictada por el Poder Ejecutivo”; y en su artículo 3 indica como sus objetivos los siguientes:

- 
- Promover la consecución de objetivos expresados en la Ley General de Electricidad en su Título II.
  - Promover y garantizar la oferta de energía requerida por el desarrollo del país.
  - Promover la participación privada en el desarrollo del sector.
  - Promover sana competencia.
  - Regular precios y evitar actividades de carácter monopólico.
  - Asegurar protección derechos de usuarios.
  - Velar porque el suministro y comercialización obedezcan a criterios de neutralidad y sin discriminación.

➤ **Resoluciones Superintendencia de Electricidad:**

Constituye un conjunto de pautas emitidas por la Superintendencia de Electricidad para lograr una aplicación justa de las instrucciones realizadas por la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

### **4.3 Instituciones**

➤ **Comisión Nacional de Energía (CNE):**

La Comisión Nacional de Energía fue creada mediante la Ley General de Electricidad (LGE) (125-01), consagrada en su artículo 7, promulgada el 26 de julio de 2001. Esta ley establece el nuevo marco legal e institucional que rigen

---

las actividades de los subsectores: eléctrico, hidrocarburos, fuentes alternas y uso racional de energía, es decir, del sector energético en general.

La CNE es la institución estatal encargada de trazar la política del Estado en el sector energía y está facultada para autorizar a las empresas eléctricas, los Autoprodutores y Cogeneradores a realizar importaciones directas de cualquier proveedor externo de los combustibles y lubricantes que requieran sus plantas.

➤ **Superintendencia de Electricidad (SIE):**

La Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana es una institución descentralizada del Estado Dominicano con personalidad jurídica de derecho público, con patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Poder Ejecutivo por intermedio de la Comisión Nacional de Energía.

Está llamada a fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad.

La institución fue creada mediante la Ley General de Electricidad No.125-01 promulgada por el Poder Ejecutivo en fecha 26 de Julio del 2001 y la administración corresponderá a un Consejo integrado por un (1) presidente y dos (2) miembros designados por el Poder Ejecutivo y ratificados por el

---

Congreso Nacional. Ostentará el cargo de Superintendente quién sea señalado como Presidente del Consejo.

➤ **Organismo Coordinador del Sistema (OC):**

El Organismo Coordinador fue creado para realizar la coordinación de las actividades de las empresas de generación y transmisión en el marco regulatorio del Subsector Eléctrico establecido en la Resolución No. 235 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio de fecha 29 de octubre de 1998. El artículo 38 de la Ley General de Electricidad No. 125-01 define como las principales funciones del Organismo Coordinador las siguientes:

- Planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad, de las líneas de transmisión, de la distribución y comercialización del Sistema a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo económico.
- Garantizar la venta de la Potencia Firme de las unidades generadoras del Sistema.
- Calcular y valorizar las transferencias de energía que se produzcan por esta coordinación.
- Calcular y valorizar las transferencias de potencia que se produzcan por esta coordinación.
- Facilitar el ejercicio del derecho de servidumbre sobre las líneas de transmisión.

- 
- Entregar a La Superintendencia las informaciones que ésta le solicite y hacer públicos sus cálculos, estadísticas y otros antecedentes relevantes del subsector en el Sistema Interconectado.
  - Cooperar con La Comisión Nacional de Energía y La Superintendencia de Electricidad en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado de la electricidad.

#### **4.4 Regulación de la Actividad de Transporte en República Dominicana**

La regulación de la actividad de transporte en la República Dominicana está contenida en la Ley General de Electricidad No. 125-01 de fecha 26 de julio del 2001, en el “Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad” y en distintas resoluciones de la superintendencia de electricidad, en las cuales se precisan la retribución de la actividad de transporte y los requisitos técnicos de conexión a la Red.

A continuación se citarán los aspectos regulados en la actividad de transporte por la norma dominicana:

##### **4.4.1 Sistema de Transmisión:**

---

El Artículo 1. Ley General de Electricidad define como Sistema de Transmisión: “Conjunto de líneas y subestaciones de alta tensión que conectan las subestaciones de las centrales generadoras con el seccionador de barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución y de los demás centros de consumo. El centro de control de energía y el despacho de carga forman parte del sistema de transmisión;”

Es importante destacar que en esta definición se le atribuye al transportista la actividad de operación del sistema eléctrico y además del las líneas de transporte.

#### **4.4.2 Propiedad de la Empresa de Transporte:**

En el Artículo 2 de la Ley General de Electricidad se define como Empresa de Transmisión:

“Empresa eléctrica **estatal** cuyo objetivo principal es operar un sistema de transmisión interconectado para dar servicio de transporte de electricidad a todo el territorio nacional;”

Por otro lado el Artículo 41 en su párrafo cuarto versa lo siguiente:

---

“Párrafo IV.- En ningún caso podrá concesionarse ni autorizarse empresas generadoras de origen hidráulica ni de transmisión de electricidad, las cuales permanecerán bajo propiedad y operación estatal.”

Con lo anterior queda definido que la actividad de transporte debe ser desempeñada por una única empresa estatal.

#### **4.4.3 Actividades Realizadas por el Transportista**

En adición a la operación y mantenimiento de las redes, la empresa de transmisión en la República Dominicana, realiza la operación del sistema según lo estipulado en las definiciones del **Artículo 1** del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, citado a continuación:

**CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA (CCE):** Dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) cuya función principal es la operación en tiempo real del Sistema Interconectado, siguiendo las directrices dictadas por el Organismo Coordinador.”

Adicionalmente, el Artículo 213 del Reglamento de la Ley General de Electricidad indica que, el CCE despachará las unidades de



---

generación y la operación del Sistema de Transmisión bajo la coordinación del OC, sobre la base de las políticas de operación e instrucciones contenidas en los Programas Diario, Semanal y de Mediano y Largo Plazo, y también en documentos especiales que emita el OC. El artículo 214 detalla las actividades a ser realizadas por el CCE:

- Ordenar las configuraciones del Sistema de Transmisión requeridas para el despacho de las unidades generadoras y el abastecimiento de la demanda, de acuerdo a la Programación Diaria y a las políticas de operación establecidas por el OC.
- Comunicar al OC los hechos relevantes del SENI que requieran un ajuste al Programa Diario de Operación.
- Despachar las unidades generadoras y la operación del Sistema de Transmisión, de acuerdo a las instrucciones impartidas en el Programa Diario de Operación.
- Dirigir el reestablecimiento del SENI luego de una contingencia.
- Entregar cada día al OC, a los Agentes del MEM y a la SIE, antes de las 10:00 horas, un informe para las veinticuatro (24) horas del día anterior con el despacho ejecutado y con los hechos relevantes que hayan sucedido.

---

#### 4.4.4 Remuneración de la Actividad de Transporte

La remuneración de la actividad de transporte queda definida en los Artículos 85, 87, 123, de la Ley General de Electricidad, los cuales se citan a continuación:

**Artículo 85.-** La compensación por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión se denominará peaje de transmisión. La suma total recaudada por concepto de **peaje de transmisión** deberá cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, el cual estará constituido por **la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas.** La Superintendencia definirá las instalaciones que forman parte de dicho sistema, calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de peaje de transmisión. El reglamento de la presente ley detallará la forma de determinar el peaje de transmisión y las componentes tarifarias para su cobro.

**Artículo 87.-** La anualidad de la inversión será calculada por La Superintendencia sobre la base del **valor nuevo de reemplazo** de las instalaciones considerando la tasa de costo de oportunidad del capital definida en esta ley. El reglamento de la presente ley

---

establecerá la forma de determinar estos valores. Dicha anualidad y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, así como las fórmulas de reajustes correspondientes serán determinadas **cada cuatro (4) años** por La Superintendencia.

**Artículo 123.- La tasa de costo de capital** a utilizar en la aplicación de esta ley será la tasa de costo de oportunidad real del capital que enfrenta en mercados internacionales, la inversión en el sector eléctrico dominicano y podrá ser distinta para la transmisión y distribución de electricidad. Esta tasa será fijada periódicamente por el Banco Central de la República Dominicana, de acuerdo a lo dispuesto por su reglamento.

- **Detalle de cálculo de la remuneración**

El detalle de cálculo de la remuneración se encuentra descrito en el Capítulo VII “Peajes de Transmisión”, del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, citado a continuación:

“La SIE, de conformidad con el artículo 85 de la Ley, **definirá mediante resolución las instalaciones que forman parte del Sistema de Transmisión** y además calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de Peaje de Transmisión.”

---

Para determinar los valores nuevos de reemplazo a los que se refiere el artículo 87 de la Ley la SIE tomará en cuenta los costos de mercado, para lo cual consultará, sobre los costos de suministro y construcción de líneas y subestaciones de transmisión, en procesos competitivos en el ámbito nacional e internacional.

Las instalaciones del Sistema de Transmisión, sus valores nuevos de reemplazo, la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de cada una **de las instalaciones existentes y aquellas por construir dentro de períodos de cuatro (4) años**, serán definidos mediante resolución de la SIE. El costo total anual de cada instalación del Sistema de Transmisión, correspondiente a la anualidad de la inversión y los costos anuales de operación y mantenimiento, será utilizado como base para la determinación del Peaje de Transmisión.

La anualidad de la inversión de cada instalación del Sistema de Transmisión, se determinará multiplicando el monto de la inversión optimizada por el factor de recuperación del capital, considerando una vida útil promedio de las instalaciones de **treinta (30) años** y la tasa de costo de oportunidad del capital definida en la Ley. El monto de la inversión se calculará a partir del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de costo total mínimo.

---

- **Aplicación Realizada:**

No obstante la existencia de la metodología especificada anteriormente, para la determinación de la remuneración de la Actividad de Transporte, la misma no se ha aplicado a la fecha de realización de esta tesis. A continuación se resumen las metodologías aplicadas desde inicios del mercado en el año 2000.

**Junio 2000 a Marzo 2003:** En adición al ingreso proveniente de la aplicación de precios de nudo (Derecho de Uso) se otorgó un precio administrativo por unidad de potencia demandada en la punta anual del sistema. Este precio es indexado con el Índice de Precios al Consumidor (CPI) en Estados Unidos y fue pagado como sello de estampilla a los consumidores que registraron demanda en la punta del año en el SENI (Derecho de Conexión).

**Marzo 2003 - Actual:** Se establece el peaje en función de la energía total retirada durante un mes en el sistema eléctrico interconectado (Acuerdo de Madrid). El valor Unitario es de 0.6 ¢US\$/kWh en el mes en Diciembre del a 2000. Este valor es indexado mediante la siguiente formulación:

---

$$PTU_{m,n} = PTU_{Dic,n-1} \cdot A_{m,n}$$

$$A_{i,n} = \frac{CPI_{i-1,n}}{CPI_{Nov,n-1}} \quad \frac{CPI_{i-1}}{CPI_{Nov,n-1}} < 1.02$$

$$A_{i,n} = 1.02 \quad \frac{CPI_{i-1}}{CPI_{Nov,i-1}} > 1.02$$

**En donde:**

$PTU_{m,n}$  : Es el Peaje total unitario del mes “m” y año “n”.

$A_{m,n}$  : Es el factor de indexación del mes “m” y año “n”

$CPI$  : Es el índice de precios al consumidor en Estados Unidos

#### **4.4.5 Reparto de Cargos de Red (Peajes)**

El Peaje de Transmisión será recaudado a través de dos componentes: el Derecho de Uso y el Derecho de Conexión.

El **Derecho de Uso** de la Red Principal de Transmisión corresponderá en cada mes al valor determinado por el OC al realizar las transacciones económicas de energía y potencia, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento para la aplicación de la ley general de electricidad (Derecho de Uso de Energía: Artículo 262 RLGE. Derecho de Uso de Potencia. Artículo 272 RLGE). Estos derechos de uso se corresponden con el ingreso variable de la red de transporte, resultado de la aplicación de precios nodales

---

tanto a las transferencias de energía como a las transferencias de potencia.

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece lo siguiente:

Artículo 364: El **Derecho de Conexión** mensual en la Red Principal de Transmisión lo calculará el OC, restando al costo total anual del Sistema de Transmisión mensualizado el Derecho de Uso. El Derecho de Conexión Unitario (DCU) se establecerá en pesos dominicanos por kilovatios por mes (RD\$/Kw-mes) correspondiente.

Artículo 365: Los cargos de conexión y sus fórmulas de ajuste que sean establecidos por la SIE serán fijados mediante resolución y publicados en periódicos de circulación nacional. Estos valores podrán ser aplicados a contar de los quince (15) días calendarios siguientes a dicha publicación.

Este cargo complementario (Derecho de Conexión) es pagado a la empresa de transporte por los generadores en proporción a su potencia firme (potencia que puede entregar con cierto grado de seguridad), a su vez estos recaudan los montos entregados a la empresa de transporte a los consumidores a quienes venden energía, tanto por contratos libremente pactados como en el

---

mercado spot. Los consumidores se reparten el pago del cargo complementario en función de su demanda máxima coincidente con la demanda máxima del sistema.

Como se puede notar el reparto de cargo complementario usa un método Postage Stamp, cargado 100% a los consumidores.

#### **4.4.6 Planificación de la Expansión de la Red**

La planificación del transporte no está bien precisada en las normas de República Dominicana. A continuación se presentan los extractos que se pueden obtener de las normas, referentes o relacionadas con la planificación del sistema de transmisión:

##### **Artículo 24. Ley General de Electricidad**

Funciones de la Superintendencia de Electricidad:

- Analizar y resolver mediante resolución, sobre las solicitudes de **concesión** provisional de obras de generación, **transmisión** y distribución de electricidad, así como de su caducidad o revocación;



---

## **Artículo 41. Ley General de Electricidad**

Párrafo III.- “Si una empresa de generación decidiera instalarse en una zona geográfica donde no existan facilidades de interconexión con el sistema eléctrico nacional, podrá obtener una concesión especial para instalar la línea de interconexión, siempre que la empresa de transmisión no asuma las inversiones correspondientes. En este caso, se pondrá de acuerdo en la forma en que la empresa de transmisión reembolsará los costos incurridos por la empresa de generación.”

## **Artículo 204. Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad**

Párrafo. - La Empresa de Transmisión deberá poner a disposición del SENI todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos y la reserva necesaria.

## **Artículo 28. Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad**

La CNE debe incluir planes indicativos sub-sectoriales, particularmente el plan de expansión de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

---

Si recordamos este extracto de la definición de Peajes incluida anteriormente: “el cual estará constituido por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas.”

De aquí se puede Interpretar que la expansión puede hacerla la empresa propietaria pues no se le pagará todo lo que construya, sino “las instalaciones eficientemente dimensionadas”.

Por otro lado en apoyo a la interpretación anterior podemos citar lo indicado en el Artículo 41. Reglamento de la Ley:

“La SIE, de conformidad con el artículo 85 de la Ley, definirá mediante resolución las instalaciones que forman parte del Sistema de Transmisión y además calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de Peaje de Transmisión.”

#### **4.4.7 Acceso**

##### **Artículo 55. Ley General de Electricidad**

“La empresa de transmisión está obligada a otorgar las servidumbres necesarias para la utilización de sus sistemas de transmisión por parte de terceros, quienes deberán pagar las

---

indemnizaciones y peajes correspondientes según se establece en esta ley y su reglamento.“

En adición a lo anterior, el artículo 146 del reglamento para la aplicación de la Ley se refiere a las normas o requisitos ambientales y técnicos a cumplir por las obras eléctricas:

“Las Obras Eléctricas de generación, transmisión y distribución deberán ser puestas en servicio después que la SIE verifique el cumplimiento de las condiciones de calidad, seguridad y preservación del medio ambiente, de conformidad a lo previsto por la Ley de Medio Ambiente, para lo cual las Empresas Eléctricas deberán solicitar a la SIE con por lo menos sesenta (60) días de anticipación a la fecha de su puesta en servicio, la correspondiente autorización.”

“Párrafo.- La SIE expedirá mediante resolución los códigos de conexión, procedimientos, especificaciones y normas técnicas que deberán seguir las Empresas Eléctricas para la instalación y puesta en servicio de Obras Eléctricas en el SENI y en Sistemas Aislados.”

Por otro lado el artículo 318 del reglamento para la aplicación de la Ley indica que: “Las instalaciones deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en el Código de Conexión que a tales fines dicte la SIE mediante resolución.”

---

En la actualidad el Código de Conexión vigente está establecido por la resolución SIE 28-2004.

#### **4.5 Análisis y Detección de Problemas**

A continuación se detallarán las debilidades detectadas a la regulación del transporte en República Dominicana:

##### **4.5.1 Propiedad de la Empresa de Transporte:**

Como se ha comentado en la sección de estado del arte en la regulación de actividades de red, en un mercado liberalizado la actividad de red debe estar separada de las actividades sometidas a competencia como son la generación y comercialización de electricidad. Como se puede observar, las normas de la República Dominicana, contienen una falta regulatoria, ya que el estado es el propietario de la red y es propietario de todos los generadores Hidráulicos, además de que opera ciertos generadores con contratos PPA.

Por otro lado, se presenta la segunda falta regulatoria, que radica en que la operación del sistema es realizada por el propietario de la red quien es propietario de actividades en competencia (generación Hidráulica y térmica).

---

#### **4.5.2 Actividades Realizadas por el Transportista:**

Como se puede apreciar, en la revisión de la normativa el transportista realiza la actividad de operación del sistema, la cual no está considerada de manera explícita en su remuneración. Además, de que es recomendable, aunque no necesario, que dicha actividad sea realizada por una entidad independiente de manera regulada y precisa.

#### **4.5.3 Remuneración de la Actividad de Transporte:**

En este contexto, se pueden realizar las siguientes observaciones:

1. El peaje de transmisión calculado en función de la energía retirada en el sistema no asegura la recuperación de los costes de inversión y O&M de las instalaciones de transmisión eficientemente dimensionadas.
2. La remuneración no incluye, como se mencionó anteriormente, la remuneración de la actividad de operación del sistema.
3. No se describe la metodología de obtener la red que será remunerada. En adición, se incluyen los proyectos a realizar

---

en los próximos 4 años y no se establece ningún ajuste o penalización por no realizarse.

4. Se remunera por igual las instalaciones ya amortizadas, que las no amortizadas.
5. No contempla alguna metodología para la determinación de los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte. Tampoco alguna metodología para incentivar su eficiencia.

#### **4.5.4 Reparto de Cargos de Red (Peajes)**

Como se detalló, una parte del peaje de red es recaudada a través de dos ingresos tarifarios, uno por la valoración de energía a precios de nudo (Derecho de Uso de Energía) y otro por la valoración de las transferencias de capacidad a precios de nudo (Derecho de Uso de Potencia) calculados para dichas transferencias. Respecto de estos montos solo se presenta observación al derecho de uso de potencia pues su recaudación no envía señales óptimas que guíen el comportamiento de los agentes de acuerdo al beneficio obtenido por estos debido a la existencia de la red. Esta observación se basa en que los precios de nudo utilizados en las transferencias de potencia son calculados

---

mediante un flujo de carga ficticio en donde la producción de los generadores en su potencia firme y la demanda se corresponde con el consumo registrado por los consumidores en la punta del año. Estos supuestos conducen a que se produzcan escenarios de precios de nudo, flujos por la red y restricciones que el sistema nunca experimenta. En adición, el monto recaudado por este concepto está por debajo del 5% de peaje de la Red de transmisión.

Por otro lado, al resto del peaje (Derecho de Conexión, que corresponde al cargo complementario) que se reparte estampillado a la demanda máxima anual coincidente de todos los usuarios, se presentan las observaciones:

- 1) La distribución entre los usuarios no es la adecuada, debido a que el consumo registrado en la hora de demanda máxima por un determinado usuario no tiene relación con el beneficio que este obtiene de la red. En el caso hipotético de que un usuario no consumiese en las horas de mayor demanda del sistema (o en la hora específica de un año), entonces no participaría en el pago del peaje de la red, aún se beneficiaría de manera intensiva en otros períodos.

- 
- 2) El reparto es realizado mensualmente, con lo que se proyecta que será la demanda que tendrá cada usuario en la hora de demanda máxima del sistema.
  - 3) En general, es un reparto arbitrario que carece de fundamentos económicos y técnicos.

#### **4.5.5 Planificación de la Expansión de la Red**

Como ya mencionáramos, ese tema no está definido de manera precisa. ¿Cómo y quién realiza la planificación de la expansión de la red? Solo existe la interpretación de que debe ser realizado por el propietario de la red de transporte como un transportista activo y que de alguna manera, no precisada, la Superintendencia de Electricidad definirá las instalaciones eficientemente dimensionadas.

Por otro lado, se especifica en el Artículo 41 de Ley General de Electricidad que:

Párrafo III.- “Si una empresa de generación decidiera instalarse en una zona geográfica donde no existan facilidades de interconexión con el sistema eléctrico nacional, podrá obtener una concesión especial para instalar la línea de interconexión, siempre que la



---

empresa de transmisión no asuma las inversiones correspondientes. En este caso, se pondrá de acuerdo en la forma en que la empresa de transmisión reembolsará los costos incurridos por la empresa de generación.”

En este sentido no se especifica cual es el criterio de diseño de estas instalaciones para que sean consideradas instalaciones eficientemente dimensionadas y no se especifica si serán remuneradas junto a las demás instalaciones del sistema de transmisión. Esto introduce un riesgo a la empresa de transmisión lo que puede convertirse en una barrera de entrada para los generadores en el mercado.

En el caso de la obligación de la empresa de transporte poner a disposición del SENI todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos y la reserva necesaria, no se especifica los criterios de diseño y remuneración, pues son instalaciones que en un período corto de tiempo pueden dejar de estar eficientemente dimensionadas.

#### **4.5.6 Acceso**

Respecto al acceso no se tienen observaciones, ya que es libre, solo sujeto a cumplir con requisitos técnicos que verificará el

---

regulador y los costos de las instalaciones necesarias para la interconexión del agente correrán por su cuenta y luego se traspasaran a la empresa de transporte.

---

## 5. Propuesta de Cambios a la Regulación Existente Actividad de Transporte en República Dominicana.

En esta sección, más que desarrollar propuestas específicas, se presentan lineamientos generales a seguir para mejorar la regulación de la actividad de transporte en República Dominicana, a excepción del reparto de los cargos de red, el cual será abordado con más detalle en esta tesis culminando con el desarrollo de un modelo específico para su aplicación.

### 5.1 Actividades Realizadas por el Transportista y Propiedad de la Empresa de Transporte.

En cuanto a la **propiedad** se propone modificar la Ley General de Electricidad y su Reglamento para que se realice una separación de propiedad de la empresa transportista de forma que no quede ligada a ninguno de los agentes, ni al estado, mientras este último participe de actividades sometidas a competencia. Con esto se evita que el transportista ejerza su poder de monopolio natural, en detrimento de la competencia en las actividades liberalizadas (generación y comercialización).

En cuanto a la separación de **actividades**, se propone que la operación del sistema sea separada del transportista, ya que

---

ambas son actividades reguladas que bien pueden ser realizadas por separado. En este caso la separación puede limitarse a la separación financiera y de gestión de la empresa.

## **5.2 Remuneración de la Actividad de Transporte.**

Respecto de la remuneración de la actividad se plantea lo siguiente:

- 1) Establecer de manera específica una remuneración para la actividad de operación del sistema, para lo que la entidad operadora, proporcionará a la superintendencia de electricidad (regulador) los costes e inversiones necesarias para el desarrollo de su actividad.

Los costes de capital a utilizar para definir la remuneración de la actividad de operación del sistema eléctrico, deberán ser definidos por la Superintendencia de Electricidad, que realizará un estudio de Benchmarking con entidades similares internacionales y lo ajustará con el nivel de tasa de riesgo del país.

La remuneración mensualizada de la actividad de operación del sistema será recaudada de manera estampillada 50% a los generadores, en proporción a sus ventas de electricidad y 50%

---

a los consumidores, en proporción a sus compras de energía en el mercado. Este reparto será calculado mensualmente por el Organismo Coordinador junto con las transacciones del mercado.

- 2) Establecer la metodología para determinar el peaje de transmisión mensualizado a utilizar en las liquidaciones del mercado.
- 3) Establecer el procedimiento a utilizar para seleccionar las instalaciones eficientemente dimensionadas que se utilizarán como base para determinar la remuneración de la actividad de transporte.
- 4) Establecer la penalización por las instalaciones remuneradas que debiesen ser construidas entre cada período de revisión regulatoria y no sean ejecutadas conforme a la planificación.
- 5) Establecer el peaje por cada tramo de red de forma que el reparto entre los usuarios pueda ser más preciso. En este punto se recomienda además distribuir los costes de las estaciones a los tramos a prorrata de las anualidades de los tramos.
- 6) Establecer que las instalaciones con mas de 30 años sean remuneradas por su coste de operación y mantenimiento

---

extendido, el cual contemplará las reformas necesarias para que la línea continúe operando, como cambios de torres, conductores, aislamiento, etc. El detalle de estos costes y requerimientos será suministrado por la empresa de transporte a la Superintendencia de Electricidad, con la debida justificación.

- 7) Establecer que los costes de operación y mantenimiento de las redes, declarados por la empresa de transporte para la implementación de este procedimiento, sean indexados de manera anual con la metodología IPC-X, en donde el factor de eficiencia X será ajustado por el regulador en cada revisión regulatoria, hasta conseguir que dichos costes sean eficientes.
- 8) Establecer un incentivo a la disponibilidad de la red mediante el cual la remuneración de cada línea eficientemente dimensionada se vea incrementada en un factor (Z) una vez alcanzada la tasa de disponibilidad objetivo. La formulación puede ser la siguiente:

$$IR_{i,j,n} = R_{i,j,n} * K_n * \frac{TR_{i,j,n}}{TO_{i,j,n}}$$

Donde:

$IR_{i,j,n}$  Es el incentivo en la remuneración de la línea comprendida entre los nudos i,j en el año n.

---

$R_{i,j,n}$  Es la retribución de la línea comprendida entre los nudos  $i,j$ , para el año  $n$ .

$K_n$  Es el factor de incentivo definido por la Superintendencia de Electricidad (SIE) en el año  $n$ .

$TR_{i,j,n}$  Tasa de disponibilidad real de la línea comprendida entre los nudos  $i,j$ . Medida como la razón de las horas disponibles en año  $n$  y el total de horas del año.

$TO_{i,j,n}$  Tasa de disponibilidad objetivo fijada por la Superintendencia de Electricidad.

### **5.3 Reparto de Cargos de Red (Peajes)**

Sobre el reparto de cargos de red se propone lo siguiente:

- 1) Mantener la utilización de los precios nodales para la recaudación de parte del peaje de red en las Transacciones Económicas de Energía (Derecho de uso de Energía).
- 2) Eliminar la utilización de los precios nodales para la recaudación de parte del peaje de red en las Transacciones Económicas de Potencia (Derecho de uso de Potencia). Esto así porque la misma no entrega ninguna señal económica aceptable a los agentes del mercado.

---

3) El reparto complementario (diferencia entre la anualidad de la actividad de transporte mensualizada y los ingresos tarifarios resultantes de la aplicación de los precios nodales de energía), se propone que se realice mediante la utilización de un método que verifique el beneficio de los agentes al utilizar la red. Considerando que la red no es suficientemente mallada y con dificultad llegue a serlo por las condiciones geográficas del país, se propone el uso del método reparto de participaciones medias en el uso de la red, combinado con la medición del consumo de energía registrado por los consumidores, en aquellos casos en que el sistema presente flujos circulares (Loop Flows).

El cargo complementario de cada tramo se propone sea determinado distribuyendo dicho cargo a prorrata de su anualidad.

Este reparto será calculado por el Organismo Coordinador conjuntamente con las liquidaciones mensuales.

Para las líneas a construir en cada período de revisión del peaje se realizará un reparto del total de su remuneración; mientras estas no entren en operación, en función con la medición del consumo de energía registrado por todos los consumidores del sistema.



---

#### **5.4 Planificación de la Expansión de la Red**

Se propone que la planificación de la red sea realizada de manera paralela por el Organismo Coordinador y por la empresa de transporte, dado que este primero cuenta con la participación de representantes de cada uno de los agentes del mercado. La Superintendencia de Electricidad deberá definir el criterio para la planificación de instalaciones eficientemente dimensionadas. Se entiende que una red eficientemente dimensionada es aquella que produce un beneficio a los agentes del mercado (reducción de costes de explotación) sea mayor o igual a su coste para un horizonte razonable de tiempo.

En el caso de que un agente o coalición de ellos entienda necesario la construcción de un cierto enlace, por razones estratégicas, y este no esté contemplado en el plan realizado por el Organismo Coordinador, deberá ser financiado por dicho(s) agente(s) y retribuirán a la empresa de transporte por el coste de operación y mantenimiento de dicha red. Estos costes de operación y mantenimiento serán deducidos del ingreso tarifario producido por la línea; en caso de que este ingreso no sea suficiente para cubrir dichos costes, el propietario tendrá que retribuir el complemento a la empresa de transmisión.

---

La Superintendencia de Electricidad podrá instruir el desarrollo de tramos y refuerzos justificados que tiendan fortalecer la competencia del mercado y la fiabilidad del sistema.

## **6. Modelo de Cálculo de Reparto de Costes de Transporte Mediante Participaciones Medias de uso de los tramos de red para el Sistema Eléctrico Dominicano.**

En este capítulo se describe y se desarrolla el modelo de reparto del cargo complementario de red propuesto en el capítulo “Propuesta de Cambios a la Regulación Existente Actividad de Transporte en República Dominicana“. Si bien este modelo fue diseñado para ser aplicado en el mercado eléctrico dominicano su estructura modular permite su ajuste a cualquier otro mercado con facilidad.

### **6.1 Descripción del Modelo.**

El modelo está compuesto por dos grandes módulos: 1) Un módulo que realiza un Flujo de Cargas Óptimo DC sin pérdidas y 2) Un módulo que realiza el algoritmo de trazado de flujos por las líneas para determinar las participaciones medias de los consumidores y generadores en el uso de la red. Ambos módulos están relacionados a través de una interfase Excel que facilita su manejo.

---

## 6.2 Módulo de Flujo de Cargas.

Este módulo consiste en un modelo de optimización de la explotación del sistema, cuya función objetivo es la función de costes de producción de los grupos generadores, sujetos a la restricción de balance en cada nudo y flujos de potencia en corriente directa a través de los tramos. A continuación, se describen las ecuaciones que componen dicho modelo de optimización:

Función objetivo:

$$FO..CT = \sum_i^n (PG_i \times CVA_i) + \sum_j^m (ENS_j \times CENS)$$

Donde:

$CT$  .. Coste Total de explotación del sistema.

$PG_i$  .. Potencia Generada por el grupo  $i$ .

$CVA_i$  .. Coste Variable del grupo  $i$ .

$ENS_j$  .. Energía No Suministrada en el nudo  $j$ .

$CENS$  .. Costo de Energía No Suministrada.

Restricciones:

---


$$Balance(nudo)..D_j = \sum_i^{nm} PG_{i,j} + ENS_j - \sum_k^{nm-1} FL_{j-k} + \sum_{k \neq j}^{nm-1} FL_{k-j}$$

Donde:

$D_j$  .. D demanda en el nudo j.

$PG_{ij}$  .. Potencia Generada por el grupo i conectado a nudo j.

$ENS_j$  .. Energía No Suministrada en el nudo j.

$FL_{k-j}$  .. Flujo de potencia desde en nudo k hasta el nudo j.

$FL_{j-k}$  .. Flujo de potencia desde en nudo j hasta el nudo k.

$$FlujoPotencia..FL_{j-k} = SBASE \times (\phi_j - \phi_k) / X_{j-k}$$

Donde:

$FL_{j-k}$  .. de potencia desde en nudo j hasta el nudo k.

$SBASE$  .. Base de potencia del sistema.

$\phi_j; \phi_k$  .. Ángulos de tensión en nudo j y k respectivamente.

$X_{j-k}$  .. Reactancia del tramo j-k.

El modelo incluye además, las restricciones de cotas máximas y mínimas de las variables de generación, máximas de energía no suministrada y flujos por los tramos.

### 6.3 Método de Cálculo de las Participaciones Medias el Flujo de Cada Tramo.

---

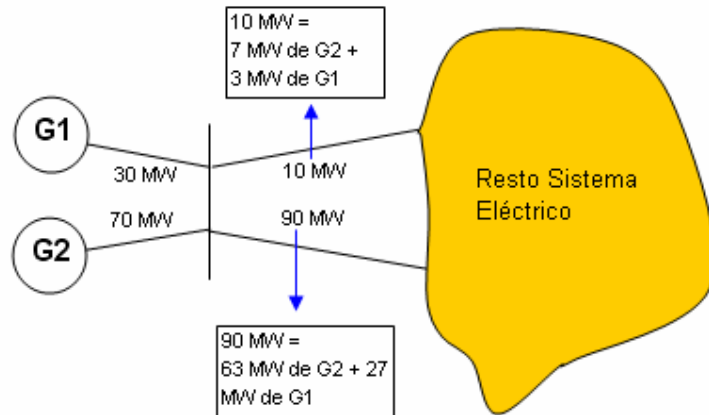
Obtenidos los flujos de los tramos, la generación y demanda en cada nudo, el paso siguiente es aplicar el método de participaciones medias.

Tal como se comentó en el capítulo 3, este método supone que la procedencia de la potencia entrante en los nudos de la red es conocida (se conoce la proporción que cada uno de los generadores aguas arriba aporta al flujo de cada línea) y establece la hipótesis de que esas proporciones se mantienen en la salida del flujo hacia otros nudos. De esta manera se puede “seguir” el flujo que sale de cada generador hasta que llega a los consumidores.

En el siguiente esquema se muestra un ejemplo del método descrito en el párrafo anterior. Como se puede observar, se tienen dos generadores produciendo 30 y 70 MW, respectivamente, y dos líneas que salen del nudo presentando flujos de 10 y 90 MW, respectivamente. El método supone que los flujos de las líneas son abastecidos por los generadores en la proporción a que estos se encuentran inyectados al nudo, de ahí que de los 10 MW de la

línea superior 3MW correspondan al G1  $10 * \frac{30}{100}$  y 7 al G2  $10 * \frac{70}{100}$  . Lo mismo

sucede con la línea inferior:  $90 * \frac{30}{100} = 27$  para G1 y  $90 * \frac{70}{100} = 63$  .



Este mismo criterio puede ser aplicado a las demandas y se pueden obtener las fuentes desde donde estas están abasteciéndose. Este procedimiento es realizado hasta encontrarse un flujo en contra sentido al que vamos siguiendo. A continuación, el Generador o consumidor aportará al pago del peaje de los tramos que utilizó de la red, en la proporción de su cuota del flujo en cada tramo.

Esta ilustración muestra la sencillez del cálculo, no obstante, cuando se aplica en la realidad con un número considerable de tramos y con una configuración de conexión de los tramos no muy clara, la tarea de seguir los flujos y asignar responsabilidades puede tornarse ardua.

Es importante destacar que esta metodología falla al entrar flujos circulares en la red (Loop Flows). En este sentido, la propuesta de solución es la repartición de los cargos de red, en el escenario en que se presenten dichos flujos, a prorrata de la demanda de energía registrada por los consumidores del sistema.

---

#### 6.4 Modelo para la Solución Matemática del Método de Participaciones Medias.

La solución matemática de este método fue publicada por Janusz W. Bialek, miembro de IEEE, y Stanislaw Ziemianek. En su documento “Tracing Based Transmission Pricing of Cross-Border Trades: Fundamentals and Circular Flows” en el año 2003 [BIAL03]. Las expresiones lineales que resuelven el problema de reparto y que fueron publicadas en el citado documento se muestran a continuación.

$$FL_{ij} = \frac{FL_{ij}}{FL_i} \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \times Pg_k \quad \text{para el conjunto } j \in \alpha_i^d \quad (X)$$

$$FL_{ij} = \frac{FL_{ij}}{FL_i} \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} \times Pd_k \quad \text{para el conjunto } j \in \alpha_i^u \quad (Y)$$

Donde:

$FL_{ij}$  .. Flujo de potencia en el tramo i-j.

$FL_i$  .. Flujo que atraviesa el nudo i. Suma de los flujos salientes más la carga del nudo ó suma de los flujos entrantes más la generación del nudo

$Pg_k$  .. Generación del nudo k.

$PLd_k$  .. Carga del nudo k.

$\alpha_i^d$  .. Conjunto de nudos suplidos directamente desde el nudo i.

$\alpha_i^u$  .. Conjunto de nudos que suplen directamente el nudo i.

---

$A_u$ .. Matriz formada a partir de los flujos de los tramos de la siguiente manera.

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{|FL_{ji}|}{F_j} & \text{para } i \in \alpha_i^u \end{cases} \quad (1)$$

$A_d$ .. Matriz formada a partir de los flujos de los tramos de la siguiente manera.

$$[A_d]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{|FL_{ji}|}{F_j} & \text{para } j \in \alpha_i^d \end{cases} \quad (2)$$

Como se observa, los datos necesarios son perfectamente obtenidos del flujo de cargas de la red del sistema eléctrico. Luego, para cada valor de  $k$  en las expresiones (1) y (2) se obtiene la influencia de cada generador en el flujo de la línea. Con esto, el problema se concentra en la formación y obtención de las matrices  $A_u, A_d$  y sus inversas. Estas son matrices cuadradas con dimensión igual al número de nudos del sistema eléctrico a modelar.

## 6.5 Desarrollo Informático de los Módulos

### 6.5.1 Flujo de Cargas

El modelo de flujo de cargas fue implementado en la plataforma GAMS (General Algebraic Modeling System) que es un lenguaje de modelado de alto nivel que permite expresar de manera precisa y sencilla las ecuaciones del



---

modelo, para luego ser resuelta con una gran variedad de optimizadores (solvers) disponibles en el mercado.

Considerando que el modelo de flujo de cargas, desarrollado para esta tesis, es un problema relativamente sencillo y considerando que se ha concebido para resolver un escenario por corrida, puede ser resuelto con cualquier optimizador para resolución de problemas lineales, aún cuando se modele un sistema eléctrico con un gran número de nudos. En el **ANEXO I** se encuentra el Código GAMS desarrollado para este módulo.

### **6.5.2 Desarrollo informático del modelo de Cálculo de las Participaciones Medias el Flujo de Cada Tramo**

Tal como se indicara anteriormente, la solución de este problema se basa en la manipulación de los flujos, la carga en los nudos y la generación de los grupos, y en la formación de las matrices  $A_u$ ,  $A_d$  y sus inversas. Para esto se ha desarrollado un programa en Microsoft Visual Basic for Application (VBA) que manipula las salidas del flujo de carga y realiza la inversión de las matrices utilizando el método de Gauss - Jordan.

#### **➤ Método de Gauss - Jordan**

Este método que constituye una variación del método de eliminación de Gauss, permite resolver un gran número de ecuaciones simultáneas, con

---

bastante precisión numérica. Este procedimiento se distingue del método Gaussiano en que cuando se elimina una incógnita, se elimina de todas las ecuaciones restantes, es decir, las que preceden a la ecuación pivote así como de las que la siguen.

Con este método es innecesaria la sustitución hacia atrás para obtener la solución. Las ventajas y desventajas de la eliminación gaussiana se aplican también al método de Gauss-Jordan. Aunque los métodos de Gauss-Jordan y de eliminación de Gauss pueden parecer casi idénticos, el primero requiere aproximadamente 50% menos operaciones. Por lo tanto, la eliminación gaussiana es el método simple por excelencia en la obtención de soluciones exactas a las ecuaciones lineales simultáneas. Una de las principales razones para incluir el método de Gauss-Jordan, es la de proporcionar un método directo para obtener la matriz inversa.

En el [Anexo II](#) se encuentra el código VBA desarrollado para el cálculo de las participaciones medias en donde se incluye el desarrollo del método de Gauss-Jordan para la inversión de las matrices  $A_u, A_d$ .

### **6.5.3 Interfase con el Usuario**

Se ha desarrollado una interfase con el usuario en la plataforma Microsoft Excel. En la misma, se pueden introducir los datos para el flujo de carga y, luego pueden ser importados para la ejecución del algoritmo de cálculo que

---

realiza el reparto de cargos de red con el método de participaciones medias en el uso de los tramos.

A continuación se presentan imágenes de la interfase:



### Pantalla Principal

En el menú principal mostrado en la imagen anterior, se observa un primer grupo de opciones que permiten la modificación de los datos de entrada del modelo. A su derecha se presentan los mandos de ejecución que permiten ejecutar los dos módulos simultáneamente y luego revisar los resultados de la ejecución.

En la parte debajo del menú principal se muestra el botón de ajuste de directorios, en el cual se pueden especificar los directorios donde se

encuentra el modelo, donde se exportarán los datos de entrada y donde se encuentra instalado el GAMS.

Finalmente, se presenta el botón “Ejecutar Modularmente” con el cual se puede ejecutar cada módulo por separado, permitiendo insertar resultados de cualquier modelo de flujo de cargas para ejecutar el reparto de los cargos de red.

La pantalla siguiente se muestra al oprimir el botón ‘nudos’. En esta hoja se permite especificar el valor de la energía no suministrada y los nudos que contiene el sistema a modelar. Estos parámetros son exclusivos para el módulo de flujo de cargas.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
1												
2		<b>ENTRE EL NUMERO DE NUDOS DEL SISTEMA</b>					→	494	<b>VOLVER A MENU</b>			
3		<b>ENTRE COSTO ENERGÍA NO SUMINISTRADA</b>					→	20000				
4												
5		SETS										
6		i	numero de nudos									
7		/	1	*	494 /							
8		ALIAS (i, j)		;								
9												
10		SCALAR CENS	coste de energia no suministrada									
11		/	20000 / ;									
12												
13												
14												

### Hoja de Nudos

La siguiente hoja permite especificar los Grupos generadores que participarán en la simulación del flujo de cargas.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	GEN	Generadores						
2	/							
3	G3AANDRE							
4	G3AGUAC1							
5	G3AGUAC2							
6	G3AVARG1							
7	G3AVARG2							
8	G3BAIGU1							
9	G3BAIGU2							

### Hoja de Grupos

En esta hoja se especifica el nudo en el que se conectará cada grupo generador.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	GN(GEN,i)	relacion	generador_nudo								
2	/										
3	G3AANDRE	.	161								
4	G3AGUAC1	.	426								
5	G3AGUAC2	.	427								
6	G3AVARG1	.	228								
7	G3AVARG2	.	228								
8	G3BAIGU1	.	249								
9	G3BAIGU2	.	249								
10	G3BARAHC	.	397								
11	G3BARAHG	.	417								

### Hoja de Relación Grupo - Nudo

La siguiente hoja indica la demanda en cada nudo de la red.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	PARAMETER										
2											
3	D(i)	demanda	en cada nudo								
4	/										
5	1		0								
6	2		0								
7	3		0								
8	4		0								
9	5		0								
10	6		0								
11	7		0								

### Hoja de Relación Demanda - Nudo

Esta hoja indica los costes variables de los grupos y sus potencias máximas y mínimas.

Name Box	B	C	D	E	F	G	H	I	
1	TABLE DATGEN (GEN,*)				<b>VOLVER A MENU</b>				
2	Cva	GMAX	GMIN						
3	G3AANDRE	2010.2	224.9	0.0					
4	G3AGUAC1	0.0	5.1	0.0					
5	G3AGUAC2	0.0	5.1	0.0					
6	G3AVARG1	0.0	0.1	0.0					
7	G3AVARG2	0.0	0.1	0.0					
8	G3BAIGU1	0.0	0.1	0.0					
9	G3BAIGU2	0.0	0.1	0.0					
10	G3BARAHC	1367.3	34.5	0.0					
11	G3BARAHG	9222.5	0.0	0.0					

### Hoja Data Grupo Generador

En la siguiente hoja se especifican los parámetros de los tramos y su conexión.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	TABLE		DATLIN		(i,j,*)			<b>VOLVER A MENU</b>		
2				X		FMAX				
527	459	.	462		0.0314	79				
528	460	.	462		0.0045	79				
529	462	.	463		0.0119	43				
530	463	.	474		0.4130	43				
531	464	.	465		0.2299	37				
532	468	.	472		0.0010	70				
533	469	.	468		0.0234	43				
534	470	.	472		0.0821	70				
535	470	.	473		0.0862	158				
536	471	.	472		0.0010	10				

### Hoja Data Tramos

La siguiente hoja permite obtener los resultados de la participación media de los generadores y las cargas en el uso de un tramo.

	A	B	C	D	E	F
1	<b>PARTICIPACIÓN MEDIA DE LAS CARGAS EN EL USO DE CADA TRAMO</b>					<b>VOLVER</b>
2	<b>i</b>	<b>j</b>	<b>NUDO</b>	<b>PATICIPACIÓN MEDIA [MW]</b>	<b>PATICIPACIÓN MEDIA [%]</b>	
3	1	64	9	0.40	3.29%	
4	1	64	10	0.06	0.47%	
5	1	64	13	0.32	2.69%	
6	1	64	14	0.02	0.17%	
7	1	64	17	0.04	0.37%	
8	1	64	19	0.08	0.68%	
9	1	64	20	0.06	0.50%	
10	1	64	23	0.08	0.66%	
11	1	64	24	2.76	22.96%	
12	1	64	25	0.25	2.11%	

### **Hoja Resultado Reparto Participaciones Medias.**

## **7. Simulación Nuevo Esquema de Reparto de los Cargos Complementarios de Transporte en el Sistema de República Dominicana para el año 2007.**

En este capítulo se muestran los resultados de la simulación realizada con el modelo descrito en el capítulo anterior y la red completa del Sistema Eléctrico Dominicano para el año 2007.

### **7.1 Datos de Entrada.**

#### **7.1.1 Representación de la Demanda**

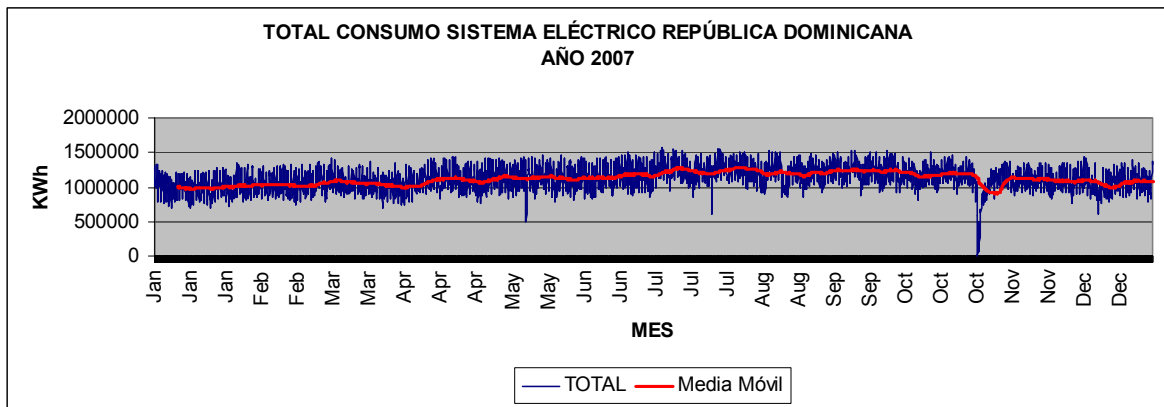
Al revisar el comportamiento de la demanda horaria durante todo el año 2007 se puede observar que se mantiene con pocas variaciones al igual que los niveles de temperatura del país. No obstante, como se aprecia en la curva de

tendencia, obtenida con una media móvil de 200 horas, de la figura siguiente se puede realizar una agrupación de los meses que presentan niveles similares de demanda. Para la realización de esta simulación la agrupación de meses es la siguiente:

Periodo 1: Meses de **Enero a Abril**.

Periodo 2: Meses de **Mayo a Octubre**.

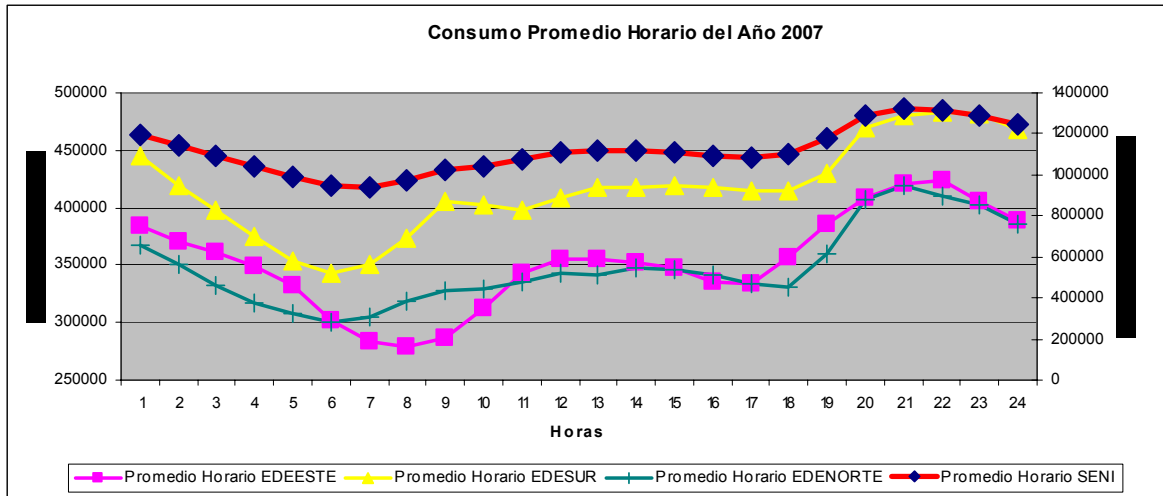
Periodo 3: Meses de **Noviembre y Diciembre**.



Por otra parte, se ha revisado el comportamiento de la curva de carga diaria para verificar si cabría la posibilidad de que hubiese un grupo de horas con niveles similares de demanda, los cuales pudiesen agruparse y así reducir el número de escenarios a considerar para la realización de la simulación.



La siguiente Gráfica muestra el consumo promedio horario del sistema y el de cada una de las empresas distribuidoras las cuales representan aproximadamente el 90% de los consumos del sistema.



Considerando el comportamiento que presenta la demanda durante el día se han seleccionado tres bloques de horas para representar la curva de la demanda diaria en los cuales los consumos son muy similares.

Bloques Horarios:

- Período de Valle: desde la hora **3 hasta la hora 8**.
- Período de Llano: desde la hora **9 hasta la hora 18**.
- Período de Punta: desde la hora **19 hasta la hora 2**.

Finalmente, se han seleccionado un conjunto de días típicos utilizados en la práctica para realizar los pronósticos de consumo de los distintos usuarios del sistema eléctrico. Estos días son:

---

Día tipo Laborable –Lunes a Viernes

Día tipo Sábado

Día tipo Domingo y Feriado

Considerando las simplificaciones anteriores realizadas a la demanda se generan para la representación del consumo del año 27 escenarios, los cuales se muestran a continuación:

MESES	TIPO DÍA	PRERPERIODO DE CARGA
ENE-ABR	LABORABLE	VALLE
ENE-ABR	LABORABLE	LLANO
ENE-ABR	LABORABLE	PUNTA
ENE-ABR	SÁBADO	VALLE
ENE-ABR	SÁBADO	LLANO
ENE-ABR	SÁBADO	PUNTA
ENE-ABR	DOMINGO	VALLE
ENE-ABR	DOMINGO	LLANO
ENE-ABR	DOMINGO	PUNTA
MAY-OCT	LABORABLE	VALLE
MAY-OCT	LABORABLE	LLANO
MAY-OCT	LABORABLE	PUNTA
MAY-OCT	SÁBADO	VALLE
MAY-OCT	SÁBADO	LLANO
MAY-OCT	SÁBADO	PUNTA
MAY-OCT	DOMINGO	VALLE
MAY-OCT	DOMINGO	LLANO
MAY-OCT	DOMINGO	PUNTA
NOV-DIC	LABORABLE	VALLE
NOV-DIC	LABORABLE	LLANO
NOV-DIC	LABORABLE	PUNTA
NOV-DIC	SÁBADO	VALLE
NOV-DIC	SÁBADO	LLANO
NOV-DIC	SÁBADO	PUNTA
NOV-DIC	DOMINGO	VALLE
NOV-DIC	DOMINGO	LLANO
NOV-DIC	DOMINGO	PUNTA

## 7.1.2 Representación de la Generación:

Atendiendo a que el objetivo de la modelación es obtener los flujos que se acerquen más a lo que sucedió en cada uno de los escenarios seleccionados para representar la demanda, la generación de los grupos se ha modelado tomando como valor máximo de generación el promedio de su producción real y, como coste variable el promedio de los costes reales en cada uno de los escenarios. Este tratamiento se ha aplicado tanto a los generadores térmicos como a los hidráulicos, siendo estos últimos modelados con coste variable cero.

## 7.2 Resultados.

Los resultados obtenidos de la aplicación del modelo a cada uno de los escenarios se resumen en la tabla que se presenta a continuación. Se han tratado de resumir alrededor de 120,000 registros entregados por el modelo para estos escenarios.

REPARTO USANDO PARTICIPACIONES MEDIAS EN EL USO DE LA RED (PROPUESTA)

AGENTE	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
AES ANDRES	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.3%
EDEESTE	21.2%	21.2%	21.2%	21.2%	23.0%	22.9%	22.9%	23.0%	22.9%	22.9%	22.2%	22.2%
EDENORTE	52.2%	52.2%	52.2%	52.3%	43.6%	43.8%	43.8%	43.6%	43.8%	43.8%	46.6%	46.5%
EDESUR	19.0%	19.1%	19.0%	18.7%	25.3%	25.1%	25.1%	25.3%	25.2%	25.1%	23.1%	23.6%
HAINA	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
MONTE RIO	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%
SEABOARD	1.5%	1.6%	1.6%	1.8%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.2%	2.2%

Esta tabla muestra la participación que tendría cada agente consumidor en el cargo complementario de la red de transmisión del sistema eléctrico de la República Dominicana.

---

Estos resultados corresponden a una ponderación de la responsabilidad del cargo de cada una de las instalaciones pertenecientes a estos agentes en cada uno de los tramos de red utilizados. El peso de cada tramo en el total del cargo complementario fue calculado a prorrata de la anualidad de los costes de Inversión + O&M de cada tramo, considerando una vida útil de 30 años y una tasa de capital de 12%, tal como establece la normativa dominicana. Los costes unitarios de reemplazo de las instalaciones utilizados para determinar la anualidad de cada tramo, corresponden a los costes promedios publicados por la empresa de transmisión en su informe de “Peajes de Transmisión 2007 – 2010”.

En la tabla que se incluye a continuación, se muestra el reparto mensual del cargo complementario que resulta, con el método actual de sello de correos a la demanda en la hora de punta anual y con la propuesta de aplicación del método de participaciones medias. Se presenta adicionalmente una comparación entre ambos métodos.

**REPARTO CON DEMANDA EN LA PUNTA DEL AÑO 2007 (REPARTO EXISTENTE)**

AGENTE	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
AES ANDRES	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.1%
EDEESTE	27.6%	27.5%	27.4%	27.4%	27.4%	27.4%	27.4%	27.4%	27.4%	27.4%	27.4%	27.4%
EDENORTE	30.2%	30.2%	30.2%	30.2%	30.2%	30.2%	30.2%	30.2%	30.2%	30.2%	30.2%	30.2%
EDESUR	36.4%	36.4%	36.4%	36.3%	36.3%	36.3%	36.3%	36.3%	36.3%	36.3%	36.2%	36.3%
HAINA	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
MONTE RIO	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%	1.3%
SEABOARD	1.9%	1.9%	2.0%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.3%

**REPARTO USANDO PARTICIPACIONES MEDIAS EN EL USO DE LA RED (PROPUESTA)**

AGENTE	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
AES ANDRES	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.8%	1.3%
EDEESTE	21.2%	21.2%	21.2%	21.2%	23.0%	22.9%	22.9%	23.0%	22.9%	22.9%	22.2%	22.2%
EDENORTE	52.2%	52.2%	52.2%	52.3%	43.6%	43.8%	43.8%	43.6%	43.8%	43.8%	46.6%	46.5%
EDESUR	19.0%	19.1%	19.0%	18.7%	25.3%	25.1%	25.1%	25.3%	25.2%	25.1%	23.1%	23.6%
HAINA	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
MONTE RIO	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%
SEABOARD	1.5%	1.6%	1.6%	1.8%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.2%	2.2%

**DIFERENCIAS (REPARTO EXISTENTE - PROPUESTA)**

AGENTE	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
AES ANDRES	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.4%	0.5%	0.5%	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%	0.8%
EDEESTE	6.3%	6.3%	6.1%	6.1%	4.4%	4.5%	4.5%	4.4%	4.5%	4.5%	5.2%	5.2%
EDENORTE	-22.0%	-22.0%	-22.0%	-22.1%	-13.4%	-13.6%	-13.6%	-13.4%	-13.6%	-13.6%	-16.4%	-16.3%
EDESUR	17.4%	17.4%	17.4%	17.6%	11.0%	11.1%	11.1%	11.0%	11.1%	11.1%	13.2%	12.8%
MONTE RIO	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
SEABOARD	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.7%	0.7%

Se puede observar que las variaciones más importantes se presentan en la zona norte; esto se debe a que esa es la zona con menor concentración de grupos generadores, con lo que se hace necesario el uso de un gran número de instalaciones de la red de transmisión.

Del análisis de estos resultados se puede concluir, que considerando que la red de transporte no es suficientemente mallada y que el balance de generación – demanda muestra que hay zonas importadoras y con gran dispersión de su demanda, que hacen un uso intensivo de la red, el método de participaciones medias es más adecuado que el método de sellos de correos, pues este último puede introducir subsidios cruzados en el cargo del peaje que ven los consumidores.

Por otra parte, parece razonable incluir a los grupos generadores en el reparto del cargo complementario, utilizando el método propuesto de participaciones

---

medias, pues enviaría una señal relativamente fuerte de localización, ya que el cargo complementario representa aproximadamente el 85% del peaje de transmisión y considerando, adicionalmente, el método asignaría a los generadores ubicados en estas zonas un cargo relativamente bajo, pues los sumideros de la energía producida se encuentran muy cerca de ellos utilizando pocas instalaciones de la red.

---

## 8. Conclusiones

En este capítulo se resumen las conclusiones y recomendaciones a las que se ha arribado luego de la realización de esta tesis.

Iniciaremos abordando las conclusiones relacionadas con las debilidades detectadas en la regulación de la actividad de transporte en República Dominicana.

- En cuanto a las actividades realizadas por el transportista y propiedad de la empresa de transporte. En este punto se ha detectado una debilidad en la normativa en razón de que el estado realiza actividades sometidas a competencia, como la generación, y actividades reguladas como la operación del sistema y la actividad de transporte, que pueden otorgarle un gran poder de mercado. Es este sentido se recomienda la separación de propiedades de las actividades.
- Respecto de la remuneración de la actividad, se detectó que la misma está definida para un transportista activo quien decide las instalaciones a desarrollar pero no especifica claramente el criterio a utilizar en la planificación, con lo cual existe un riesgo de que se esté compensando o no el servicio de transporte. Asimismo, se detectó que la remuneración de la actividad de operación del sistema no se encuentra definida en el peaje

---

de transmisión, por lo que se ha presentado una propuesta para definir y asignar dicha remuneración.

De igual forma, se recomienda establecer los incentivos de que adolece la normativa dominicana, uno dirigido a aumentar la disponibilidad de los tramos y otro dirigido a la reducción de los costes de operación y mantenimiento.

Finalmente, se encontró que el peaje actual es determinado con un precio unitario y el total de retiros del sistema lo que no asegura la determinación de un monto justo de la remuneración de la actividad.

- Respecto del reparto de cargos de red, se ha detectado una debilidad en el reparto del cargo complementario ya que la norma establece un método de reparto estampillado a la demanda registrada en el año de manera coincidente con la demanda máxima del sistema. En este sentido, lo primero es que el sistema eléctrico dominicano no es un sistema suficientemente mallado para utilizar un método que socializa los costes de los tramos. Adicionalmente, utilizar un registro de un instante del año crea la posibilidad de que los usuarios de la red no aporten al cargo complementario un monto coherente con el beneficio que obtuvieron por la existencia de la red, pudiendo este ser cero para todo un año.

Sobre el reparto de cargos de red, se ha encontrado favorable la utilización de precios nodales de energía para la recaudación de parte



---

del peaje de red en las Transacciones Económicas de Energía (Derecho de uso de Energía). Por otro lado, se ha propuesto eliminar la utilización de los precios nodales para la recaudación de parte del peaje de red en las Transacciones Económicas de Potencia (Derecho de uso de Potencia) debido a que la misma no entrega ninguna señal económica aceptable a los agentes del mercado.

Del análisis de los resultados de la simulación realizada con el modelo desarrollado para calcular el reparto de los cargos de red con el método de participaciones medias, se puede concluir que debido a que la red de transporte no es suficientemente mallada y que el balance de generación – demanda muestra que hay zonas importadoras y con gran dispersión de su demanda, el método de participaciones medias nos luce más adecuado que el método de sellos de correos pues este último puede introducir subsidios cruzados en el cargo del peaje que ven los consumidores.

Por otro lado se ha detectado que dicho método puede enviar señales razonables de localización de los grupos generadores para que se instalen en las zonas importadoras.

- Sobre la planificación de la expansión de la red se ha recomendado introducir la posibilidad de que un agente o grupo de agentes pueda decidir la construcción de un tramo que entiendan conveniente para la

---

realización de su actividad en régimen de competencia. Todo esto, siempre que se hagan cargo de los costes asociados a la decisión.

Finalmente, se recomienda apropiado el uso del modelo de remuneración por participaciones medias pues en las pruebas realizadas sin simplificaciones del sistema ha demostrado que puede resolver el reparto con un grado razonable de precisión y tiempo de ejecución, y por la manera sencilla de entender cada etapa de los cálculos que realiza.

---

## 9. Bibliografía

- [AJOD4] Virendra Ajodhia . “Regulating Monopoly Price and Quality in Electricity Distribution”. Delft University of Technology. 31 August 2004.
- [Newb99] David Newbery. 1999. “Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities. MIT Press”.
- [OCAÑ03] Carlos Ocaña Pérez de Tudela. “Modelos de regulación e instituciones para el sector eléctrico”. Junio 2003.
- [BRAV04] Sergio Bravo Orellana. Los Parámetros del Capital Asset Pricing Model (Conceptos y Estimación). Abril 2004.
- [GAMS98] Anthony Brooke, David Kendrick, Alexander Meeraus, Ramesh Raman. “GAMS A USER’S GUIDE”. Diciembre de 1998.
- [PERE92] J.I. Pérez Arriaga. “PRICING OF TRANSMISSION SERVICES”. Junio 1992.
- [PERE98] J.I. Pérez Arriaga. “Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica”. CNESE Mayo 1998.
- [PERE02] J.I. Pérez Arriaga, Luis Olmos Camacho. “The method of marginal participations”. Noviembre 2002.
- [RUBI99] Francisco Javier Rubio Odériz. Tesis Doctoral: “Metodología De Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia”. Madrid 1999.
- [RUBI97] Francisco Javier Rubio Odériz. “Asignación de los costes de los servicios de transporte para un conjunto de sistemas eléctricos interconectados”. 1997 SALAMANCA, ESPAÑA.
- [BIAL03] Janusz W. Bialek, Member, IEEE, and Stanislaw Ziemianek. “Tracing Based Transmission Pricing of Cross-Border Trades: Fundamentals and Circular”
- [RUDN99] Hugh Rudnick. “Regulación y Economía del Transporte de Energía Eléctrica”. CREG-ALURE, Noviembre 1999

- 
- [RUDN03] Hugh Rudnick Sebastián Mocarquer, Franco Sore. "Distribución de pagos de sistemas de transmisión entre generación y demanda: experiencia internacional". 2003
- [LINA01] Pedro Linares, Andrés Ramos, Pedro Sánchez, Ángel Sarabia , Begoña Vitoriano. "Modelos Matemáticos de Optimización" Octubre 2001.
- [KATT 03] P. A. Kattuman , R. J. Green, J. W. Bialek . "A TRACING METHOD FOR ALLOCATING THE COST OF INTER-AREA ELECTRICITY TRANSMISSION", Julio 2003.

---

---

## ANEXO I CÓDIGO GAMS FLUJO ÓPTIMO DE CARGAS.

\$Title Flujo de Cargas DC sin Perdidas

\*MASTER EN GESTION TECNICO Y ECONOMICA EN EL SECTOR  
ELECTRICO

\*DESARROLLADO PARA LA TESIS DE DENNY PEREZ

\* OPTION SUBSYSTEMS

OPTION optcr=1E-10

OPTIONS LIMROW=0, LIMCOL=0, ITERLIM=100000,  
LP=CPLEX ;

SCALAR SBASE potencia base (MW) / 100 /

\* SE INTRODUCEN DATOS DE ENTRADA, SETS, ESCALARES Y  
PARAMETROS DEL MODELO

\$INCLUDE C:\Modelo Tesis\Gams\DATOS\_PEAJE\_RD\_PM.INC

VARIABLES G(GEN) generaciOn en los nudos de generacion

ENS(i) energia no servida en todos los nudos

O(i) Angulos en todos los nudos

FLU(i,j) flujo en las lineas

Z coste total de produccion ;

\* SE FIJAN COTAS

POSITIVE VARIABLES G,ENS ;

ENS.UP(i) = D(i) ;

G.UP(GEN) = DATGEN(GEN,'GMAX') ;

G.LO(GEN) = DATGEN(GEN,'GMIN') ;

FLU.UP(i,j) = DATLIN(i,j,'FMAX') ;

---

FLU.LO(i,j) = -DATLIN(i,j,'FMAX') ;  
O.FX('1') = 0 ;

EQUATIONS BALANCE(i) balance de generacion en cada nudo  
FLUJO(i,j) flujo en cada linea  
FO funcion objetivo ;

BALANCE(i) ..  
SUM(GEN\$(GN(GEN,i)), G(GEN))  
+ ENS(i)  
- SUM(j\$(DATLIN(i,j,'X')), FLU(i,j))  
+ SUM(j\$(DATLIN(j,i,'X')), FLU(j,i))  
=E= D(i) ;

FLUJO(i,j) \$(DATLIN(i,j,'X')) ..  
FLU(i,j) =E= SBASE \* (O(i)-O(j))/ DATLIN(i,j,'X') ;

FO ..  
SUM((GEN), DATGEN(GEN,'CVa')\*G(GEN))  
+ SUM((i), CENS\*ENS(i))  
=E= Z ;

MODEL FLUJ /ALL/  
SOLVE FLUJ MINIMIZING Z USING LP ;  
\* SE PREPARAN LOS DATOS DE SALIDA DE INTERES  
\$INCLUDE C:\Modelo RESULTADOS\_PEAJE\_RD\_PM\_D\_G.INC  
\$INCLUDE C:\Modelo RESULTADOS\_PEAJE\_RD\_PM\_FLU.INC

---

## ANEXO II CÓDIGO VBA PARA EL CÁLCULO DE PARTICIPACIONES MEDIAS.

```
Sub CALCULA_PARTICIPACIONES_MEDIAS()
```

```
,
```

```
' Carga_Vectores Macro
```

```
' Macro recorded 11/09/2006 by dperez
```

```
,
```

```
' Keyboard Shortcut: Ctrl+w
```

```
,
```

```
,
```

---

```
' Definición de Variables
```

```
,
```

---

```
Dim nn As Integer
```

```
Dim nl As Integer
```

```
Sheets("Flujos").Activate
```

```
nl = Range("c1").Value
```

```
Sheets("Nudos").Activate
```

```
nn = Range("c1").Value
```

```
Dim flujo(), Au(), Ad(), respflujo(), Propflujo(), carga(), generacion(),  
grossflow() As Double
```

```
ReDim flujo(1 To nn, 1 To nn)
```

```
ReDim respflujo(1 To nn, 1 To nn)
```

```
ReDim Propflujo(1 To nn, 1 To nn)
```

```
ReDim Au(1 To nn, 1 To nn)
```

```
ReDim Ad(1 To nn, 1 To nn)
```

```
ReDim carga(1 To nn)
```



---

ReDim generacion(1 To nn)

ReDim grossflow(1 To nn)

,

---

' Carga Flujos de las líneas

,

---

Sheets("Flujos").Select

Range("A3").Activate

Sum = 0

For Count = 1 To nl

ActiveCell.Offset(1, 0).Select

i = ActiveCell.Value

ActiveCell.Offset(0, 1).Select

j = ActiveCell.Value

ActiveCell.Offset(0, 1).Select

flujo(i, j) = ActiveCell.Value

ActiveCell.Offset(0, -2).Select

Sum = Sum + 1

Next Count

,

---

' Carga Demanda en los nudos

,

---

Sheets("Nudos").Select

Range("A3").Activate

---

```
Sum = 0
For Count = 1 To nn

    ActiveCell.Offset(1, 0).Select
    i = ActiveCell.Value
    ActiveCell.Offset(0, 1).Select
    carga(i) = ActiveCell.Value
    ActiveCell.Offset(0, -1).Select

    Sum = Sum + 1
```

```
Next Count
```

---

```
' Carga Generación en los nudos
```

---

```
Sheets("Nudos").Select
Range("A3").Activate
```

```
Sum = 0
For Count = 1 To nn

    ActiveCell.Offset(1, 0).Select
    i = ActiveCell.Value
    ActiveCell.Offset(0, 2).Select
    generacion(i) = ActiveCell.Value
    ActiveCell.Offset(0, -2).Select

    Sum = Sum + 1

Next Count
```

---

' Cálculo de Flujo que pasa por cada nudo (Gross Flow)  
'

---

```
i = 0
For Counti = 1 To nn
  i = i + 1
  j = 0
  Acumulaflujos = 0

  For Countj = 1 To nn
    j = j + 1

    If flujo(i, j) > 0 Then

      Acumulaflujos = Acumulaflujos + flujo(i, j)
    Else

      If flujo(j, i) < 0 Then

        Acumulaflujos = Acumulaflujos - flujo(j, i)

      End If

    End If

  Next Countj

  grossflow(i) = Acumulaflujos + carga(i)

Next Counti
```

---

'

---

'Escribe los Gross Flow

---

'

---

Sheets("Gross").Select  
Range("b4").Activate

Counti = 0

For Counti = 1 To nn

ActiveCell.FormulaR1C1 = grossflow(Counti)

ActiveCell.Offset(1, 0).Select

Next Counti

'

---

'Cálculo de la Matriz Au

---

'

---

' Sheets("Au").Select

' Range("b2").Activate

i = 0

Counti = 0

For Counti = 1 To nn

i = i + 1

j = 0

Countj = 0

For Countj = 1 To nn

j = j + 1

If i = j Then

---

```

    Au(i, j) = 1
    ' ActiveCell.FormulaR1C1 = Au(i, j)
    ' ActiveCell.Offset(0, 1).Select
    Else

        If flujo(i, j) < 0 Then

            Au(i, j) = flujo(i, j) / grossflow(j)

            ' ActiveCell.FormulaR1C1 = Au(i, j)
            ' ActiveCell.Offset(0, 1).Select

        Else

            If flujo(j, i) > 0 Then

                Au(i, j) = -flujo(j, i) / grossflow(j)
                ' ActiveCell.FormulaR1C1 = Au(i, j)
                ' ActiveCell.Offset(0, 1).Select
            Else

                Au(i, j) = 0
                ' ActiveCell.FormulaR1C1 = Au(i, j)
                ' ActiveCell.Offset(0, 1).Select

            End If

        End If

    End If

End If

Next Countj

```

---

```
' ActiveCell.Offset(1, -j).Select
```

```
Next Counti
```

```
,
```

---

```
'Cálculo de la Matriz Ad
```

```
,
```

---

```
' Sheets("Ad").Select
```

```
' Range("b2").Activate
```

```
i = 0
```

```
Counti = 0
```

```
For Counti = 1 To nn
```

```
    i = i + 1
```

```
        j = 0
```

```
        Countj = 0
```

```
        For Countj = 1 To nn
```

```
            j = j + 1
```

```
            If i = j Then
```

```
                Ad(i, j) = 1
```

```
                'ActiveCell.FormulaR1C1 = Ad(i, j)
```

```
                'ActiveCell.Offset(0, 1).Select
```

```
            Else
```

```
                If flujo(i, j) > 0 Then
```

---

$Ad(i, j) = -\text{flujo}(i, j) / \text{grossflow}(j)$

'ActiveCell.FormulaR1C1 = Ad(i, j)

'ActiveCell.Offset(0, 1).Select

Else

If  $\text{flujo}(j, i) < 0$  Then

$Ad(i, j) = \text{flujo}(j, i) / \text{grossflow}(j)$

'ActiveCell.FormulaR1C1 = Ad(i, j)

'ActiveCell.Offset(0, 1).Select

Else

$Ad(i, j) = 0$

'ActiveCell.FormulaR1C1 = Ad(i, j)

'ActiveCell.Offset(0, 1).Select

End If

End If

End If

Next Countj

'ActiveCell.Offset(1, -j).Select

Next Counti

---

'Inversión de Matriz Au

---

'Sheets("Au-1").Select  
'Range("b2").Activate

Dim A(), A1() As Double

ReDim A(1 To nn, 1 To nn)  
ReDim A1(1 To nn, 1 To nn)

i = 0

j = 0

k = 0

For P = 1 To nn Step 1  
    For q = 1 To nn Step 1  
        A(P, q) = Au(P, q)  
    Next q  
Next P

For i = 1 To nn  
    A1(i, i) = 1  
Next

For k = 1 To nn Step 1

    factor = A(k, k)

    For i = 1 To nn Step 1  
        factor = A(i, k)  
        If i <> k Then



---

```
For j = 1 To nn Step 1
    A(i, j) = A(i, j) - factor * A(k, j)
    A1(i, j) = A1(i, j) - factor * A1(k, j)
```

```
Next j
```

```
End If
```

```
Next i
```

```
Next k
```

```
,
```

---

'Escribe la Matrixz inversa de Au en la hoja Excel.

'Se habilita solo para casos en los que se quiere revisar el procedimeinto

```
,
```

---

```
'For p = 1 To nn Step 1
```

```
    ' For q = 1 To nn Step 1
```

```
        'ActiveCell.FormulaR1C1 = A1(p, q)
```

```
        ' ActiveCell.Offset(0, 1).Select
```

```
    ' Next q
```

```
        ' ActiveCell.Offset(1, -nn).Select
```

```
'Next p
```

```
'ActiveCell.Offset(1, 0).Select
```

```
'For p = 1 To nn Step 1
```

```
    ' For q = 1 To nn Step 1
```

```
        ' ActiveCell.FormulaR1C1 = A(p, q)
```

```
        'ActiveCell.Offset(0, 1).Select
```

```
    ' Next q
```

```
        'ActiveCell.Offset(1, -nn).Select
```

```
'Next p
```

---

'Inversión de Matriz Ad

---

'Sheets("Ad-1").Select

'Range("b2").Activate

Dim B(), B1() As Double

ReDim B(1 To nn, 1 To nn)

ReDim B1(1 To nn, 1 To nn)

i = 0

j = 0

k = 0

For P = 1 To nn Step 1

    For q = 1 To nn Step 1

        B(P, q) = Ad(P, q)

    Next q

Next P

For i = 1 To nn

    B1(i, i) = 1

Next

For k = 1 To nn Step 1

    factor = B(k, k)

    For i = 1 To nn Step 1

        factor = B(i, k)

        If i <> k Then

---

```
For j = 1 To nn Step 1
    B(i, j) = B(i, j) - factor * B(k, j)
    B1(i, j) = B1(i, j) - factor * B1(k, j)
```

```
Next j
```

```
End If
```

```
Next i
```

```
Next k
```

```
,
```

---

'Escribe la Matrixz inversa de Ad en la hoja Excel.

'Se habilita solo para casos en los que se quiere revisar el procedimeinto

```
,
```

---

```
'For p = 1 To nn Step 1
```

```
' For q = 1 To nn Step 1
```

```
' ActiveCell.FormulaR1C1 = B1(p, q)
```

```
' ActiveCell.Offset(0, 1).Select
```

```
' Next q
```

```
' ActiveCell.Offset(1, -nn).Select
```

```
'Next p
```

```
' ActiveCell.Offset(1, 0).Select
```

```
'For p = 1 To nn Step 1
```

```
' For q = 1 To nn Step 1
```

```
,
```

```
' ActiveCell.FormulaR1C1 = B(p, q)
```

```
' ActiveCell.Offset(0, 1).Select
```

```
' Next q
```

```
' ActiveCell.Offset(1, -nn).Select
```

```
'Next p
```

---

'Calcula Responsabilidad de flujos en nudos de los generadores

---

```
Sheets("Resp_Generadores").Select
Range("a3").Activate
i = 0
Counti = 0

For Counti = 1 To nn
    i = i + 1
    j = 0
    Countj = 0
    For Countj = 1 To nn
        j = j + 1
        If i <> j Then
            If flujo(i, j) > 0 Then
                For k = 1 To nn
                    If generacion(k) > 0 Then
                        respflujo(i, j) = flujo(i, j) / grossflow(i) * generacion(k) * A1(i, k)
                        Propflujo(i, j) = respflujo(i, j) / flujo(i, j)

                    If respflujo(i, j) <> 0 Then
                        ActiveCell.FormulaR1C1 = i
                        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
                        ActiveCell.FormulaR1C1 = j
                        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
                        ActiveCell.FormulaR1C1 = k
                        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
                        ActiveCell.FormulaR1C1 = respflujo(i, j)
                        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
                        ActiveCell.FormulaR1C1 = Propflujo(i, j)
                        ActiveCell.Offset(1, -4).Select
```

---

```
End If
End If

Next k

Else

If flujo(j, i) < 0 Then

For k = 1 To nn
If generacion(k) > 0 Then
respflujo(i, j) = -flujo(j, i) / grossflow(i) * generacion(k) * A1(i, k)
Propflujo(i, j) = respflujo(i, j) / -flujo(j, i)

If respflujo(i, j) <> 0 Then
ActiveCell.FormulaR1C1 = i
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = j
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = k
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = respflujo(i, j)
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = Propflujo(i, j)
ActiveCell.Offset(1, -4).Select
End If
End If
Next k
End If

End If
End If
```

---

Next Countj

Next Counti

,

---

'Calcula Responsabilidad de flujos en nudos de Cargas

,

---

Sheets("Resp\_Cargas").Select

Range("a3").Activate

i = 0

Counti = 0

For Counti = 1 To nn

  i = i + 1

    j = 0

    Countj = 0

    For Countj = 1 To nn

      j = j + 1

    If i <> j Then

      If flujo(i, j) > 0 Then

        For k = 1 To nn

          If carga(k) > 0 Then

            respflujo(i, j) = flujo(i, j) / grossflow(j) \* carga(k) \* B1(j, k)

            Propflujo(i, j) = respflujo(i, j) / flujo(i, j)

          If respflujo(i, j) <> 0 Then

            ActiveCell.FormulaR1C1 = i

            ActiveCell.Offset(0, 1).Select

            ActiveCell.FormulaR1C1 = j

            ActiveCell.Offset(0, 1).Select

            ActiveCell.FormulaR1C1 = k

            ActiveCell.Offset(0, 1).Select

---

```

ActiveCell.FormulaR1C1 = respflujo(i, j)
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
ActiveCell.FormulaR1C1 = Propflujo(i, j)
ActiveCell.Offset(1, -4).Select
End If
End If

Next k

Else

If flujo(j, i) < 0 Then

For k = 1 To nn
If carga(k) > 0 Then
respflujo(i, j) = -flujo(j, i) / grossflow(j) * carga(k) * B1(j, k)
Propflujo(i, j) = respflujo(i, j) / -flujo(j, i)

    If respflujo(i, j) <> 0 Then
        ActiveCell.FormulaR1C1 = i
        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.FormulaR1C1 = j
        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.FormulaR1C1 = k
        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.FormulaR1C1 = respflujo(i, j)
        ActiveCell.Offset(0, 1).Select
        ActiveCell.FormulaR1C1 = Propflujo(i, j)
        ActiveCell.Offset(1, -4).Select
    End If
End If

Next k
End If

```

---

End If  
End If  
  
Next Countj  
  
Next Counti  
  
End Sub