SIGLA
Consultora en Energía

Consultoría Cálculo del valor Agregado de Transmisión Procedimiento de Actualización Plan de Expansión de la Transmisión

INFORME FINAL

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD DE LA REPUBLICA DOMINICANA

14/02/2018

Contenido

1. Resumen Ejecutivo 5
2. Introducción 5
3. Valor Agregado de Transmisión 9
3.1 Costos Unitarios 10
3.1.1 Bienes de Capital 10
3.2 VNR Activos Eléctrico 11
3.3 Activos No Eléctricos 12
3.4 Costos de Explotación 13
3.5 VNR No Eléctrico 16
3.6 Valor Agregado de Transmisión 18
3.7 Fórmula de Indexación Propuesta 18
4. Plan de Expansión de Transmisión 20
4.1 Marco General 20
4.1.1 Encuadre Temporal 20
4.1.2 Niveles de Definición de los Proyectos de Expansión 21
4.1.3 Criterios de Optimización 22
4.1.4 Partes del Procedimiento 22
4.2 Estudios Básicos 23
4.2.1 Estudio de la Demanda 23
4.2.2 Estudio de la Oferta 24
4.2.3 Estudio de Costos 24
4.3 Desarrollo y Cierre 25
4.3.1 General 25
4.3.2 Verificación Técnica de la Red 25
4.3.3 Planteo y Evaluación de Alternativas de Expansión 25
4.3.4 Plan de Expansión de la Transmisión 26
4.4 ESTUDIOS DE BASE 26
4.4.1 Estudio de la Demanda 26
4.4.2 Estudio de la Oferta 28
4.4.3 Estudio de Costos 32
4.5 VERIFICACIÓN DE LA RED Y ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN 33

4.5.1 Evaluación Técnica de la Red Existente 33
4.5.2 Planteo de Alternativas de Expansión 36
4.6 EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS 43
4.6.1 Objetivo y Responsables 43
4.6.2 Herramientas 44
4.6.3 Proceso Evaluatorio 44
4.7 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 50
4.7.1 Selección de las Alternativas de Expansión 50
4.7.2 Plan de Expansión 50
5. CONSIDERACIONES FINALES 52
Anexo I: Costos de UPEs de Subestaciones y Líneas 55
Anexo II: Salarios y Beneficios 59

INDICE DE TABLAS

TABLA N° 1: ETED - RESUMEN VNR Y COSTOS DE EXPLOTACIÓN AÑO BASE 2016 6
TABLA N° 2: REQUERIMIENTOS DE INGRESO DE LA RED AÑO BASE 2016 – PEAJE ETED 6
TABLA N° 3: COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE INDEXACIÓN DEL PEAJE 8
TABLA N° 4: REQUERIMIENTOS DE INGRESO DE LA RED 10
TABLA N° 5: VNR ELÉCTRICO 2016 12
TABLA N° 6: COSTO DE BIENES NO ELÉCTRICOS 12
TABLA N° 7: TIPOS DE VEHÍCULOS 14
TABLA N° 8: COSTO UNITARIO DE MANTENIMIENTO Y COMBUSTIBLE DE VEHÍCULOS 14
TABLA N° 9: DETALLE DE TAREAS POR CUADRILLAS DEFINIDAS 15
TABLA N° 10: COSTOS TOTALES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 15
TABLA N° 11: COSTOS UNITARIOS DE SERVICIOS, INSUMOS Y VIÁTICOS 16
TABLA N° 12: RESUMEN RESULTADOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN TOTALES 16
TABLA N° 13: CRITERIOS DE SUPERFICIES DE TERRENOS Y EDIFICIOS ADAPTADAS 16
TABLA N° 14: SISTEMAS INFORMÁTICOS 17
TABLA N° 15: VNR EDIFICIOS Y TERRENOS 17
TABLA N° 16: VNR VEHÍCULOS 17
TABLA N° 17: VNR EQUIPOS Y SISTEMAS 17
TABLA N° 18: VNR NO ELÉCTRICO TOTAL 17
TABLA N° 19:REQUERIMIENTOS DE INGRESO DE LA RED AÑO BASE 2016 – PEAJE ETED 18
TABLA N° 20: COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE INDEXACIÓN DEL PEAJE 20
TABLA N° 21: COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 20
TABLA N° 22: EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS. MODELADO DEL CÁLCULO 46
TABLA N° 23: EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS. MODELADO DEL CÁLCULO 47

INDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO N° 1: PERÍODO DE ANÁLISIS DEL ESTUDIO DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 21
GRÁFICO N° 2: PERÍODO DE ANÁLISIS Y AÑOS DE CORTE 35
GRÁFICO N° 3: TIPOS DE DÉFICIT EN EL PERÍODO DE ANÁLISIS 36
GRÁFICO N° 4: CASOS TÍPICOS DE REFUERZOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN 37
GRÁFICO N° 5: EJEMPLO DE REFUERZO ESCALONADO VERSUS REFUERZO INTEGRAL 38
GRÁFICO N° 6: INTERCONEXIÓN DE UN SUBSISTEMA AISLADO 39
GRÁFICO N° 7: COMPARACIÓN ECONÓMICA INTERCONEXIÓN-GENERACIÓN LOCAL 40
GRÁFICO N° 8: MODOS DE HOMOLOGACIÓN ENTRE ALTERNATIVAS 42
GRÁFICO N° 9: PLANTEO DE ALTERNATIVAS. SEGMENTACIÓN EN CORREDORES Y LAZOS 43
GRÁFICO N° 10: COMPARACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS 48
GRÁFICO N° 11: COMPARACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS 51
GRÁFICO N° 12: COMPARATIVO VAT 2016 VERSUS 2008 53

1. Resumen Ejecutivo

SIGLA S.A. ha sido contratada por el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) para la prestación de servicios de asistencia técnica a la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD de la República Dominicana a los efectos de desarrollar el proyecto "CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE TRANSMISIÓN"[1] el cual abarca tanto la determinación del VALOR AGREGADO DE TRANSMISIÓN (VAT) como también elaborar una propuesta de procedimiento para la preparación del PLAN DE EXPANSIÓN de la Transmisión del sistema eléctrico dominicano.

2. Introducción

En cumplimiento de los compromisos asumidos en el marco de dicha contratación se presenta el Informe final donde se presentan los resultados obtenidos de los objetivos propuestos en los TDR.

1) Determinar el VNR de los Activos de Transmisión, Eléctricos y No Eléctricos.
2) Determinar los Cotos de Explotación para cada año.
3) Calcular el costo total de largo plazo del Sistema de Transmisión.
4) Calcular el Peaje a pagar de cada año por el Servicio de Transporte.
5) Definir un mecanismo de fiscalización y ajuste anual del peaje.
6) Elaborar una propuesta de procedimiento para la preparación del Plan de Expansión de la Transmisión.

En el primer Informe Parcial, se calculó el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) eléctrico y no eléctrico y los costos de explotación de la empresa de transmisión dominicana.

Los activos de la Empresa Modelo de Transmisión (EM) se clasificaron en "eléctricos" (líneas, subestaciones) y "no eléctricos" (edificios, vehículos, sistemas informáticos). La EM fue concebida como una empresa que presta servicio en forma eficiente y económica en su área de concesión y que cuenta con la cantidad de instalaciones y de recursos humanos y materiales necesarios para la ejecución de las actividades propias de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Para los "Activos Eléctricos" se tomaron solo aquellos que están prestando servicio a la fecha base del estudio: diciembre de 2016.

Los "Activos No Eléctricos", tales como Terrenos, Equipos y Sistemas (GIS, SCADA, Contables, etc.), Vehículos y Edificios de Oficinas son inversiones afectadas al servicio que, por lo tanto, deben formar parte del VNR, pero adaptados a los requerimientos de la EM.

Para esto se usaron dos metodologías:

La primera, para el cálculo del VNR de las instalaciones eléctricas, el cual se centró en la determinación, revisión y actualización de los costos unitarios de las instalaciones de transmisión

[1] Proyecto financiado con recursos de la Cooperación Técnica No Reembolsable No. ATN/OC-15643-DR Estudio Regulatorio para la Optimización del Mercado Eléctrico proveniente del BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID)

requeridas para la actualización de costos del sistema de transmisión de la República Dominicana que pertenece a ETED a finales de diciembre de 2016. Esto se hizo presupuestando una red eléctrica hipotética de reemplazo, nueva, equivalente en capacidad de transmisión a la existente, conformada por una mínima variedad y cantidad de módulos de transmisión estándar.

La segunda, consta del cálculo del valor de los costos de la EM de Trasmisión, la cual incluye los costos de operación y mantenimiento (O&M) y gestión administrativa.

La siguiente tabla resume los resultados obtenidos en el primer informe correspondiente al cálculo de VNR Eléctrico y No Eléctrico y los costos de explotación.

Tabla N° 1: ETED - Resumen VNR y Costos de Explotación Año Base 2016

Ítem	SubItem	Moneda	2016
VNR	Eléctricos SSEE	[U$S]	265.456.301
	Eléctricos Líneas	[U$S]	537.947.948
	No Eléctricos	[U$S]	41.655.658
Total VNR		**[U$S]**	**845.059.907**
Costos de Explotación	Estructura	[U$S/año]	16.885.902
	Intervenciones O&M	[U$S/año]	7.012.369
Total Costos de Explotación		**[U$S/año]**	**23.898.270**

Fuente: Elaboración propia en base a Empresa Modelo. Incluye ITBIS

El cálculo del VAT se hizo sobre la base de dos grupos principales de costos de la EM: Los de Capital (rentabilidad + amortización) y los de Explotación.

Los costos de Capital fueron calculados aplicando el FRC (factor de recuperación de capital) al VNR (Valor Nuevo de Reposición) de las instalaciones “eléctricas” (vida útil n=30 años) y “no eléctricas” (vida útil estimada en cada caso particular). La tasa empleada en la fórmula de FRC corresponde a la indicada en el Art 123 Ley General de Electricidad N° 125/01 (Resolución Junta Monetaria D/F 30-09-2015) la cual asciende a 9,02%.

Los de Explotación se estimaron sumando costos de Estructura (organigrama) e Intervenciones de O&M (cuadrillas) de la EM.

La siguiente tabla resume los valores utilizados del VNR y Costos de Explotación para el cálculo del Peaje (VAT) del año base 2016, a la vez que calcula el valor anual del peaje de acuerdo a lo descripto en el punto anterior.

Tabla N° 2: Requerimientos de Ingreso de la Red Año Base 2016 – Peaje ETED

Concepto	Ítem		VNR	Anualidad (VAT)	Incidencia
Anualidad Activos	Eléctricos SSEE	[U$S]	265.456.301	25.884.385	24,0%
	Eléctricos Líneas	[U$S]	537.947.948	52.454.780	48,7%
	NO Eléctricos	[U$S]	41.655.658	5.472.547	5,1%
Costos de Explotación	Estructura	[U$S]		16.885.902	15,7%
	Intervenciones O&M	[U$S]		7.012.369	6,5%
TOTAL		**[U$S]**	**845.059.907**	**107.709.983**	
				8.975.832	**[U$S/mes]**

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo VAT. Incluye ITBIS.

Para el año 2016, los requerimientos e ingresos de ETED se estiman en U$S 107.709.983.

En el informe 2, se calculó el peaje a pagar por el servicio de transporte, la cual propone La fórmula de indexación que corresponde a un polinomio lineal que recoge la variación en los precios de los principales componentes nacionales e importados, tanto de las instalaciones que componen el sistema de transmisión como de los costos de operación y mantenimiento

$$VAT_{i,n} = VAT_{dic,n-1}\left(\begin{array}{c}\alpha_{NonFw}\frac{PPINonFw_{i-1,n}}{PPINonFw_{nov,n-1}} + \alpha_{IrO}\frac{PPIIrO_{i-1,n}}{PPIIrI_{nov,n-1}} + \alpha_{TpR}\frac{PPITpR_{i-1,n}}{PPITpR_{nov,n-1}} \\ +\alpha_{PPI}\frac{PPI_{i-1,n}}{PPI_{nov,n-1}} + \alpha_{IPC}\frac{IPCn_{i-1,n}}{IPCn_{nov,n-1}}\frac{tc_{nov,n-1}}{tc_{i-1,n}}\end{array}\right)$$

Siendo:

i: mes en que se realiza el transporte, y para el cual se determina el valor unitario del peaje de transmisión;

i–1: mes anterior al mes en que se realiza el transporte, y para el cual se determina el valor unitario del peaje de transmisión;

n: año en que se realiza el transporte, y para el cual se determina el valor unitario del peaje de transmisión;

n–1: año anterior al año en que se realiza el transporte bajo consideración;

dic: mes de diciembre;

nov: mes de noviembre.

$VAT_{i,n}$= Peaje actualizado mes *i* año *n*

$VAT_{dic,n-1}$= Peaje determinado en el presente estudio tarifario

$PPINonFw$ = Índice de Precios al Productor “Power wire and cable, made from nonferrous metals. Series id: PCU3359293359291” de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

$PPIIrO$ = Índice de Precios al Productor “Iron and steel mills. Series id: PCU331110331110” de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

$PPITpR$ = Índice de Precios al Productor “Transformers and power regulators. Series id: WPU1174” de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

PPI = Índice de Precios al Productor “Industrial Commodities Less Fuels. Series id: WPU03T15M05” de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

$IPCn$ = Índice de Precios al Consumidor de República Dominicana, índice general.

tc_n= tasa de cambio empleado para realizar la conversión de dólares de Estados Unidos de América a pesos dominicanos;

α_{NonFw} : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes a conductores eléctricos.

α_{IrO} : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes a torres de acero, pórticos de subestaciones y demás componentes de acero.

α_{TpR} : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes transformadores y reguladores de potencia.

α_{PPI} : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes al resto de los materiales importados.

α_{IPC} : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes a costos nacionales, por ejemplo, salarios, servidumbres, terrenos.

La periodicidad de actualización de los cargos, se propone sea mensual, considerando los valores promedio mensuales del mes anterior.

Los coeficientes del polinomio de indexación se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 3: Coeficientes del Polinomio de Indexación del Peaje

Ponderador	Concepto	%
α_{NonFw}	Conductores no ferrosos	5,61%
α_{IrO}	Acero	16,55%
α_{TpR}	Máquinas	4,73%
α_{PPI}	Resto materiales importados	29,30%
α_{IPC}	Salarios, materiales y servicios nacionales	43,81%
Total		**100,00%**

Fuente: Elaboración propia en base al Modelo VAT.

Adicionalmente, en el marco del Contrato "CONSULTORÍA CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE TRANSMISIÓN" se requería la elaboración de la propuesta de un *PROCEDIMIENTO DE ACTUALIZACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN*. Esta Etapa del Estudio contratado fue realizada, siendo presentado y finalmente aprobado el citado procedimiento para la realización del Plan de Expansión que debe aprobar la SIE cada período de cuatro años ("*PLANEX*") conforme con la Ley 125-01, el RLGE y demás normativa vigente.

El procedimiento desarrollado se presenta en el Capítulo 4 del presente informe y tiene el carácter de guía operativa para quien deba desarrollar el *PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN*. Aunque fija pautas, no tiene el carácter de un "*reglamento*", sino antes bien de un Manual que define etapas y responsables, y orienta al planificador sin reemplazar su buen criterio conforme con las reglas del arte.

El *PROCEDIMIENTO* busca garantizar la expansión óptima (eficiente) del sistema de transmisión, teniendo en cuenta las previsiones de evolución la demanda y de crecimiento de la oferta en su contexto espacial, entendiéndose por tal aquel conjunto de obras capaz de satisfacer la demanda en condiciones reguladas de calidad técnica, a partir de la expansión de la oferta, con la máxima eficiencia –menor costo total actualizado en un amplio rango de variabilidad de los parámetros clave, evaluación estratégica y de riesgos, etc.

Aunque el Art. 28º del RLGE dispone que la CNE aprobará las obras de transmisión que la Empresa Transmisora deberá ejecutar en los próximos cuatro (4) años, remuneradas en la tarifa del período,

el *PROCEDIMIENTO* abarca un período de análisis de quince (15) años, de manera de garantizar que el Plan elaborado sea el más eficiente considerando el largo plazo. Ese período se distribuye como sigue:

- **AÑO 0** – Año inmediato anterior al de realización del *PLAN DE EXPANSIÓN*, base de datos de referencia de demanda, oferta, precios, etc.
- **AÑO 1** – Año de realización del Estudio "*PLANEX*" y aprobación por parte de la SIE de las obras a realizar en los 4 próximos años.
- **AÑOS 2 Á 5 –** Obras previstas en el *PLAN DE EXPANSIÓN* de carácter "*firme*", aprobadas por la SIE para su realización obligatoria, incluyendo todas aquellas obras que, aunque se prevea su puesta en servicio después del AÑO 5, deben ser iniciadas entre los AÑOS 2 y 5.
- **AÑOS 6 Á 15 –** LAS **O**bras que deberían iniciarse a partir del AÑO 6, se consideran "*condicionales*" y deberán ser confirmadas o modificadas en el siguiente Estudio de Expansión, al cabo de cuatro años.

El cumplimiento por parte de la ETED, tendrá carácter obligatorio, ya que los cargos por ejecución de las obras firmes habrán sido oportunamente incorporados en la Tarifa de Transmisión del período vigente.

3. Valor Agregado de Transmisión

Según la Ley General de Electricidad (LGE):

- El PT (peaje de transmisión) debe cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, constituido por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas (Art. 85°).
- La anualidad de la inversión se calculará a partir del VNR de las instalaciones con la tasa de costo de capital definida en la LGE (Art.87°).
- La anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, serán determinadas cada 4 años por la SIE (Art. 87°).

Según el Reglamento de Aplicación de la LGE:

- 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 (Art. 359°).

En el presente informe y de acuerdo a la actualización de la metodología de cálculo del valor de peaje, se calcula dicho valor para el año base.

Los "Activos Eléctricos" considerados en este estudio son entonces, los que estuvieron prestando servicio en el año base 2016 (fines de diciembre).

Los "Activos No Eléctricos", tales como terrenos, equipos y sistemas informáticos (GIS, SCADA, contables, etc.), vehículos y edificios de oficinas, inversiones afectadas al servicio que también deben formar parte del VNR, fueron adaptados en cantidad y calidad a los requerimientos de la EM.

El valor del peaje de transmisión (P_{TU}) para el año base fue calculado estimando para dicho año (Dic - 2016), los costos anuales de la EM Transmisión, concebida como una empresa que presta servicio en forma eficiente y económica en su área de concesión y que cuenta con la cantidad de instalaciones y de recursos humanos y materiales necesarios para la ejecución de las actividades propias de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

El cálculo del VAT se hizo sobre la base de dos grupos principales de costos de la EM: los de Capital (rentabilidad + amortización) y los de Explotación.

Los de Capital fueron calculados aplicando el FRC al VNR de las instalaciones "eléctricas" asumiendo una vida útil de 30 años y "no eléctricas" (vida útil estimada en cada caso).

Los de Explotación se estimaron sumando costos de Estructura (organigrama) e Intervenciones de O&M (cuadrillas) de la EM.

La tabla siguiente resume los conceptos involucrados:

Tabla N° 4: Requerimientos de Ingreso de la Red

Costo	Tipo	Formula/Tipo	Activos	Concepto
Costos de Capital	Anualidad de Activos Eléctricos y No Eléctricos	$FRC = \frac{t \times (1+t)^n}{(1+t)^n - 1}$ t=9.02%[2]	Eléctricos	Líneas
				SSEE
				Servidumbres
			No Eléctricos	Edificios
				Terrenos
				Muebles
				Vehículos
				Sistemas
Costos de Explotación	Gastos Anuales	Estructura (Organigrama)		Salarios
				Mantenimiento (Edificios y Equipos)
				Consumos del personal
				Servicios
		Intervenciones O&M		Operación
				Mantenimiento Preventivo
				Mantenimiento Correctivo

Fuente: Elaboración propia.

La tasa empleada en la fórmula de FRC corresponde a la indicada en el Art 123 Ley General de Electricidad N° 125/01 (Resolución Junta Monetaria D/F 30-09-2015) fijada en un 9,02%.

3.1 Costos Unitarios

3.1.1 Bienes de Capital

a) Instalaciones Eléctricas

El procedimiento utilizado para obtener los costos unitarios eficientes de activos eléctricos del sistema de transmisión ya fue descripto en el Informe I.

Estos costos surgen de valorizar una mínima variedad y cantidad de módulos estándar y eficientes de transmisión nuevos, de reemplazo de los existentes. Por "estándar" se entiende que su diseño y tecnología son los de uso corriente y por "eficiente" que sus componentes son los ajustadamente necesarios en cantidad, dimensión y calidad para satisfacer los requerimientos del servicio.

[2] Artículo 123 Ley General de Electricidad N° 125/01 (Resolución Junta Monetaria D/F 30-09-2015)

Las instalaciones de la ETED se representaron en términos de UPEs (Unidades de Propiedad Estándar) pertenecientes a alguna de las siguientes cuatro familias:

- Infraestructura básica de subestaciones (edificio, caminos de acceso, malla o cerco perimetral, iluminación, servicios auxiliares, sistemas de control y comunicación, medición, alarma, etc.) en [US$/conjunto].
- Máquinas de subestaciones (transformadores, reactores, capacitores, etc) en [US$/MVA].
- Campos de subestaciones (salida de línea, transformador, acoplamiento y capacitor) en [US$/conjunto] y
- km de línea en [US$/km].

Los costos unitarios de materiales principales (postes, torres, cables, aisladores, transformadores, interruptores, etc..) fueron obtenidos de distintas fuentes:

- Para la determinación de los precios unitarios de materiales, se cuenta con una base de datos propia y de facturas de compras de materiales referentes a empresas de Centroamérica, Perú, así como información recibida de ETED de licitaciones recientes.
- Los valores obtenidos pueden verse en el Anexo I. Estos costos contemplan los de provisión de materiales, montaje e indirectos (ingeniería de detalle, generales, beneficios y financieros durante la construcción) para instalaciones de reemplazo “llave en mano”, es decir en la hipótesis de que el transportista se limite a planificar, licitar, contratar e inspeccionar la instalación hasta su entrada en servicio.

3.2 VNR Activos Eléctrico

El VNR de los activos eléctricos fue obtenido como la suma producto de la cantidad de instalaciones itemizadas en términos de UPEs por sus respectivos costos unitarios.

Los pasos seguidos fueron:

- Confección de un Inventario de las instalaciones que están prestando servicio actualmente (año base 2016).
- Confección de un Inventario en términos de UPEs, en el que las unidades existentes y previstas fueron reemplazadas por los estándares correspondientes.
- Suma producto de cantidades por costos unitarios, año por año.

El Valor Nuevo de Reposición se define como, el costo de proveer, construir y poner en servicio instalaciones (terreno, servidumbres, materiales, transporte, montaje, indirectos, imprevistos, financieros y beneficios de empresa), sin depreciación y no necesariamente de la instalación existente, sino de una equivalente que pueda prestar servicio con la calidad requerida, al mínimo costo.

Tabla N° 5: VNR Eléctrico 2016

Eléctricos SSEE	U$S	265.456.301
Eléctricos Líneas	U$S	537.947.948

Fuente: Elaboración propia en base a Empresa Modelo

3.3 Activos No Eléctricos

Los costos unitarios de bienes de capital no eléctricos tales como terrenos, vehículos, edificios, servidumbres, sistemas informáticos, etc. fueron obtenidos relevando precios locales.

Tabla N° 6: Costo de Bienes No Eléctricos

EDIFICIOS Y TERRENOS	U$S/m2
Oficina Central	5.238,00
Gerencias Regionales	4.782,00
Depósitos	1.757,00
Cuadrillas	159,84
EQUIPAMIENTO DE OFICINA	**U$S/u**
Celular	266,68
Equipamiento PC	67,32
Software PC	208,14
Accesorios	24,48
Notebook	370,14
Grabador de CD	14,79
Impresora chorro de tinta	173,75
Impresora a láser	435,29
Proyector	311,44
Escritorio 3 cajones	106,93
Escritorio director	312,11
Mesa reunión director	520,02
Mesa recepción	365,46
Silla	95,42
Silla presidente	206,39
Silla recepción	35,32
Cajonera	113,13
Armario director	301,41
Armario ejecutivo	2.326,80
VEHICULOS	**U$S/u**
Automóvil	18.722
Camioneta	31.381
Camión 6 t	44.577
Elevador	66.040
Grúa 15 t	306.280
Camión lavador	214.630

SISTEMAS INFORMATICOS	U$S/u
SCADA	3.695.355,79
GIS	180.027,86
Gestión	65.218,82
Administración y Finanzas	1.726.910,58
Centrales (servidores)	284.599,88
Software y comunicación central	676.365,61
Almacenamiento, medición y control	3.638.334,37

Fuente: Elaboración propia en base a la Empresa Modelo

3.4 Costos de Explotación

a) General

Los Costos de Explotación se definieron sobre la base de costos unitarios de personal (sueldo más cargas sociales), materiales eléctricos (iguales a los utilizados para valorizar bienes de capital), kits de mantenimiento y reparación de instalaciones, servicios (por ejemplo, electricidad, comunicaciones, etc.), módulos de equipamiento de oficinas, combustibles y elementos consumibles.

Teniendo en cuenta su gran incidencia, los costos de Personal se definieron sobre la base de un trabajo específico, esto es, encuesta de una consultora especializada en la materia en la República Dominicana (MACROS CONSULTING).

Los costos específicos de administración de edificios (servicios, seguros, mantenimiento) se obtuvieron estudiando liquidaciones reales de edificios de oficina de Buenos Aires a los efectos de establecer benchmarks para determinar costos locales de la República Dominicana. Los restantes costos unitarios fueron relevados en Santo Domingo.

b) Salarios

Para la elaboración de las tablas de sueldos y beneficios de la empresa modelo se analizaron los datos incluidos en la XVIII Encuesta Compensación y Beneficios 2017 realizada por la consultora MACROS CONSULTING. Dicha encuesta abarca una serie de sectores económicos entre los cuales se releva el de empresas energéticas. Más en general la evaluación de puestos, información de sueldos y beneficios se recibe de 378 puestos relevados de un catálogo de 481 puestos tipos o comunes del mercado en un universo muestral integrado por 220 organizaciones de la economía laboral de la República Dominicana. En general se ha adoptado el criterio que la EM remunera a su personal según la escala promedio general de sueldos para cada posición, ajustando hacia un menor o mayor cuartil de la muestra en función de la criticidad de la posición en referencia a las tareas y responsabilidades que involucran el cargo.

Los salarios a que hace referencia el informe están regulados bajo la Ley 1.692, más conocida como Código de Trabajo, que es la que regula todos los asuntos relacionados con el trabajo en la Republica Dominicana, desde la definición del contrato de trabajo, sus modalidades las regulaciones tanto oficial como privadas de las condiciones de los diferentes tipos de contrato de trabajo, hasta los procedimientos de aplicación de la ley tanto de parte de las partes administrativas como de los tribunales, conjuntamente con el reglamento para la aplicación de este Código.

Complementariamente y a los efectos de contrastar remuneraciones relativas y posiciones puntuales no abarcadas en la encuesta de referencia se consultó la base de datos de remuneraciones provista por la empresa ETED a través de su portal de transparencia en la

información. Ello en aquellos casos de posiciones muy específicas de la actividad de transmisión eléctrica.

Los costos anuales de la cartilla de personal se encuentran en el Anexo II

c) Vehículos

Los costos anuales de los diferentes tipos de vehículos y equipos especiales utilizados en las tareas directas de operación y mantenimiento, así como los de movilidad del personal de supervisión de las sedes regionales, se calcularon en base a los siguientes valores específicos.

Tabla N° 7: Tipos de Vehículos

Cód.	Descripción
V1	Automóvil
V2	Camioneta
V3	Camión
V4	Elevador
V5	Grúa 15 T
V6	Camión lava aisladores

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 8: Costo Unitario de Mantenimiento y Combustible de Vehículos

Componente	Unidad	TIPO DE VEHÍCULO				
		Camioneta	Camión 6 Tn	Elevador	Grúa 15 Tn	Camión lavador aisladores
Datos		V2	V3	V4	V5	V6
Costo de Compra	US$	31.381	44.577	66.040	306.280	214.630
Vida útil	años	5	8	8	10	10
Tasa Rentabilidad Regulada	%	9,02%	9,02%	9,02%	9,02%	9,02%
Uso máximo[1]	km/año	60.000	50.000	30.000	25.000	20.000
Consumo de Combustible	Gal/km	0,04	0,06	0,06	0,07	0,11
Costo de Combustible	US$/Gal	2,794	2,794	2,794	2,794	2,794
Costo de Mantenimiento	%	5%	3%	3%	3%	3%
Otros Costos	%	3%	3%	3%	3%	3%
Costos Anuales						
Consumo de Combustible	US$/año	7.200	8.000	4.800	5.000	6.000
Mantenimiento	US$/año	1.569	1.337	1.981	9.188	6.439
Otros Costos	US$/año	941	1.337	1.981	9.188	6.439
Costo de O&M (uso máximo)[2]	US$/año	**9.711**	**10.675**	**8.762**	**23.377**	**18.878**
Costo de Capital	US$/año	**8.072**	**8.060**	**11.941**	**47.767**	**33.473**
Costo total anual	US$/año	**17.783**	**18.735**	**20.703**	**71.143**	**52.351**

Fuente: Elaboración propia en base a Empresa Modelo

d) Intervenciones de Operación y Mantenimiento

Se definieron las actividades de operación y mantenimiento que permiten mantener las instalaciones durante su vida útil conforme a las indicaciones del fabricante y a las reglas del arte. Las tareas para líneas y estaciones de O&M se agruparon en:

- Operación: tareas de maniobra programadas o de emergencia ante fallas.
- Reparación: tareas que tienen origen en la rotura de materiales por fallas de fabricación, accidentes, vandalismo, causas climáticas o errores de maniobra.

- Revisión: tareas relacionadas con la visita periódica a las instalaciones y la ejecución de acciones correctivas menores.
- Adecuación (acondicionamiento): tareas periódicas de mantenimiento preventivo y/o ajuste de las instalaciones.

De igual forma, se definieron cuadrillas de operación y mantenimiento de líneas aéreas y de subestaciones del tipo y grado de especialización requeridos según las tareas a realizar.

Tabla N° 9: Detalle de Tareas por Cuadrillas Definidas

Tipo		Descripción de Tareas
C1		Inspección, consignaciones y maniobras
C2		Poda y trabajos menores (adecuación de estructuras, bulonería, antiescalantes)
C3	AT	Trabajos con tensión y cambio de estructuras 69 kV y 138 kV
	EAT	Trabajos con tensión y cambio de estructuras 345 kV
C4		Protecciones, comunicaciones y control
C5	AT	Subestaciones transformadoras 69 kV y 138 kV
	EAT	Subestaciones transformadoras 345 kV
C6		Trabajos en aisladores (perfilado y limpieza)

AT: hasta 138 kV, EAT:345 kV

Fuente: Elaboración propia

Una vez definidas las tareas y el personal se calcularon los costos de O&M para las líneas de transmisión y subestaciones con la cantidad eficiente de mano de obra y materiales para realizar dichas tareas.

Tabla N° 10: Costos Totales de Operación y Mantenimiento

RECURSO	Tipo	CUADRILLAS DE LÍNEAS	CUADRILLAS DE SUBESTACIONES	COSTO TOTAL O&M
		COSTO O&M US$/AÑO	COSTO O&M US$/AÑO	US$/AÑO
MANO DE OBRA	O1	291.319	302.971	594.290
	O2	229.152	161.255	390.408
	O3	127.390	75.638	203.028
	O4	59.727	102.388	162.115
	O5	118.758	118.758	237.517
	Total	826.346	761.011	1.587.357
VEHÍCULOS	V1	0	0	0
	V2	384.724	337.101	721.825
	V3	63.323	0	63.323
	V4	186.731	93.121	279.853
	V5	251.732	648.163	899.895
	V6	323.396	0	323.396
	Total	1.209.907	1.078.385	2.288.292
MATERIALES	Total	1.274.222	1.862.498	3.136.720
TOTAL COSTOS DE O&M REDES		**3.310.475**	**3.701.894**	**7.012.369**

Fuente: Elaboración propia en base a Empresa Modelo

e) Otros Costos

Tabla N° 11: Costos Unitarios de Servicios, Insumos y Viáticos

COMUNICACIONES		
Telefonía fija	US$/persona	73
Telefonía celular	US$ /celular	573
SERVICIOS GENERALES		
Vigilancia y Seguro de Activos	US$ /m^2	9
Limpieza	US$ /m^2	33
Seguros de edificios	US$ /m2	2
Mantenimiento General	US$/persona	13
Mantenimiento de Oficinas	US$/persona	-
Agua y electricidad	US$/persona	109
Seguros de personal	US$/persona	2
Seguros de las instalaciones	%VNR	*0,12%*
MATERIALES Y VIÁTICOS		
Fotocopias, Formularios y otros	US$/persona	330
Insumos de computación	US$/persona	244
Capacitación	US$/persona	124
Viáticos	US$/persona	207

Fuente: Elaboración propia en base a Empresa Modelo

Tabla N° 12: Resumen Resultados Costos de Explotación Totales

Costos Explotación EM	**Estructura Administrativa**	**16,885,902**
	Intervenciones Totales O&M	**7,012,369**
	O&M Líneas	3,310,475
	O&M SSEE	3,701,894
Costos Explotación Totales Empresa Modelo		**23,898,270**

Fuente: Elaboración propia en base a Empresa Modelo

3.5 VNR No Eléctrico

El VNR de las instalaciones no eléctricas fue obtenido como la suma producto de cantidades adaptadas definidas en el punto anterior por sus correspondientes costos unitarios.

a) Superficies de terrenos y edificios adaptadas

Los criterios aplicados en la determinación de las superficies adaptadas a las necesidades de la EM se resumen en el cuadro siguiente:

Tabla N° 13: Criterios de Superficies de terrenos y edificios adaptadas

Terreno de subestaciones	Valor estándar en función de la tensión y la cantidad de campos
Edificios	Valor estándar por empleado de la Estructura Central y las Regionales
Estacionamiento	Valor estándar por vehículo de cuadrilla
Depósitos	Valor global por Regional
Franjas de Servidumbre de Electroducto	Ancho creciente con la tensión. Sólo en zonas rurales. Grado de afectación mayor en terrenos planos que en montañosos

Fuente: Elaboración Propia

b) Sistemas de soporte informático

Tabla N° 14: Sistemas Informáticos

Sistema de Gestión
SCADA
GIS
Sistema de Administración y Finanzas
Sistemas Centrales (Servidores)
Equipos de Almacenamiento, Medición y Control

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 15: VNR Edificios y Terrenos

Edificio Sede Central	9.166.500
Edificios Regionales	6.347.970
Depósitos	2.635.731
Estacionamiento	64.800
Terrenos de SSEE	708.163
TOTAL	**18.923.163**

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 16: VNR Vehículos

	Cantidad	Precio (US$)	Total (US$)
Camioneta	38	37.030	1.407.140
Camión	3	52.601	157.803
Elevador	12	77.927	935.126
Grúa 15 T	11	361.411	3.975.518
Camión lava aisladores	6	253.263	1.519.580
Fuente: Elaboración propia	**70**	**-**	**7.995.167**

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 17: VNR Equipos y Sistemas

SCADA	5.145.413
GIS	250.671
Sistema de Gestión	90.811
Sistema de Administración y Finanzas	2.404.550
Sistemas Centrales (Servidores)	396.277
Eq. Almac., Medición y Control - Eq. O&M	941.771
Software y Equipo Comunicación Central	5.066.017
TOTAL	**14.295.510**

Fuente: Elaboración propia (incluyen ITBIS)

Tabla N° 18: VNR No Eléctrico Total

TOTAL VNR NO ELECTRICO	41.655.658

Fuente: Elaboración propia

3.6 Valor Agregado de Transmisión

La siguiente tabla resume los valores utilizados del VNR y Costos de Explotación para el cálculo del Peaje (VAT) del año base 2016, a la vez que calcula el valor anual del peaje de acuerdo a lo descripto en el punto anterior.

Tabla N° 19:Requerimientos de Ingreso de la Red Año Base 2016 – Peaje ETED

Concepto	Ítem		VNR	Anualidad (VAT)	Incidencia
Anualidad Activos	Eléctricos SSEE	[U$S]	265.456.301	25.884.385	24,0%
	Eléctricos Líneas	[U$S]	537.947.948	52.454.780	48,7%
	NO Eléctricos	[U$S]	41.655.658	5.472.547	5,1%
Costos de Explotación	Estructura	[U$S]		16.885.902	15,7%
	Intervenciones O&M	[U$S]		7.012.369	6,5%
TOTAL		**[U$S]**	**845.059.907**	**107.709.983**	
				8.975.832	**[U$S/mes]**

Como resultado del estudio practicado para el año 2016 los requerimientos de ingresos de ETED se estiman en U$S 107.709.983.

3.7 Fórmula de Indexación Propuesta

En esta sección se proponen los criterios y fórmula de indexación para recalcular anualmente los costos unitarios y el peaje de las instalaciones de ETED. Asimismo, se documentan las fuentes para su aplicación.

La fórmula propuesta corresponde a un polinomio lineal que recoge la variación en los precios de los principales componentes nacionales e importados tanto de las instalaciones que componen el sistema de transmisión como de los costos de operación y mantenimiento. Para ello, en primer lugar, se definen los principales componentes tanto de la anualidad del VNR como de los costos de explotación. Para facilitar la aplicación expeditiva de la fórmula es preciso definir grandes rubros de componentes, toda vez que una excesiva itemización atenta contra la facilidad de cálculo y aplicabilidad de la misma (cuanto más detallada sea la apertura, mayor la probabilidad de que ciertos índices de precios sean discontinuados). En segundo lugar, se determina el peso o ponderador de cada uno de ellos en el costo total. Luego se determina la variación anual de los precios de cada uno de estos componentes.

Se considera que la variación de precios de los componentes importados se recoge mediante diferentes índices de precios de productos de los Estados Unidos de América. Por su parte, la variación de precios de los diversos componentes nacionales es captada de manera adecuada y sintética por la variación del IPC. En este último caso, debido a que el peaje está valorado en dólares estadounidenses, es preciso ajustar los componentes nacionales por la variación en el tipo de cambio.

Por lo tanto, la fórmula propuesta es la siguiente:

$$VAT_{i,n} = VAT_{dic,n-1}\left(\begin{array}{c}\alpha_{NonFw}\frac{PPINonFw_{i-1,n}}{PPINonFw_{nov,n-1}} + \alpha_{IrO}\frac{PPIIrO_{i-1,n}}{PPIIrI_{nov,n-1}} + \alpha_{TpR}\frac{PPITpR_{i-1,n}}{PPITpR_{nov,n-1}} \\ +\alpha_{PPI}\frac{PPI_{i-1,n}}{PPI_{nov,n-1}} + \alpha_{IPC}\frac{IPCn_{i-1,n}}{IPCn_{nov,n-1}}\frac{tc_{nov,n-1}}{tc_{i-1,n}}\end{array}\right)$$

Siendo:

i: mes en que se realiza el transporte, y para el cual se determina el valor unitario del peaje de transmisión;

i−1: mes anterior al mes en que se realiza el transporte, y para el cual se determina el valor unitario del peaje de transmisión;

n: año en que se realiza el transporte, y para el cual se determina el valor unitario del peaje de transmisión;

n−1: año anterior al año en que se realiza el transporte bajo consideración;

dic: mes de diciembre;

nov: mes de noviembre.

$VAT_{i,n}$= Peaje actualizado mes *i* año *n*

$VAT_{dic,n-1}$= peaje determinado en el presente estudio tarifario

$PPINonFw$ = Índice de Precios al Productor "Power wire and cable, made from nonferrous metals. Series id: PCU3359293359291" de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

$PPIIrO$ = Índice de Precios al Productor "Iron and steel mills. Series id: PCU331110331110" de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

$PPITpR$ = Índice de Precios al Productor "Transformers and power regulators. Series id: WPU1174" de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

PPI = Índice de Precios al Productor "Industrial Commodities Less Fuels. Series id: WPU03T15M05" de los Estados Unidos de América publicado por el U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics.

$IPCn$ = Índice de Precios al Consumidor de República Dominicana, índice general.

tc_n= tasa de cambio empleado para realizar la conversión de dólares de Estados Unidos de América a pesos dominicanos;

α_{NonFw} : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes a conductores eléctricos.

α_{IrO} : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes a torres de acero, pórticos de subestaciones y demás componentes de acero.

α_{TpR} : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes transformadores y reguladores de potencia.

α_{PPI} : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes al resto de los materiales importados.

α_{IPC} : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes a costos nacionales, por ejemplo, salarios, servidumbres, terrenos.

Los coeficientes del polinomio de indexación se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 20: Coeficientes del Polinomio de Indexación del Peaje

Ponderador	Concepto	%
α_{NonFw}	Conductores no ferrosos	5,61%
α_{IrO}	Acero	16,55%
α_{TpR}	Máquinas	4,73%
α_{PPI}	Resto materiales importados	29,30%
α_{IPC}	Salarios, materiales y servicios nacionales	43,81%
Total		**100,00%**

Fuente: Elaboración propia en base al Modelo VAT

Tabla N° 21: Costos del Sistema de Transmisión y Operación y Mantenimiento

Item de Anualidad	Concepto		NonFw	IrO	TpR	IPC	PPI	Total
Activos Eléctricos	Líneas		5.779.240	16.737.467	0	24.470.367	5.467.705	**52.454.780**
	Infraestructura		267.388	927.262	305.084	3.061.270	2.677.628	**7.238.632**
	Máquinas		0	0	4.790.620	399.481	0	**5.190.101**
	Campos		0	157.538	0	1.666.266	11.631.848	**13.455.652**
								0
Activos NO Eléctricos	Edificios		0	0	0	1.726.726	0	**1.726.726**
	Vehículos		0	0	0	0	1.416.565	**1.416.565**
	Elem. Oficina		0	0	0	36.344	27.733	**64.077**
	Sistemas Informáticos		0	0	0	0	2.265.180	**2.265.180**
								0
Costos Explotación Estructura	Salarios					8.938.465		**8.938.465**
	Equipamiento Oficinas					92.082		**92.082**
	Comunicaciones						2.495.139	**2.495.139**
	Insumos					1.403.667		**1.403.667**
	Viáticos					1.475.826		**1.475.826**
	Servicios Edificios					2.325.289		**2.325.289**
	Sistemas Informáticos						155.433	**155.433**
								0
Costos Explotación Cuadrillas	Cuadrillas	Líneas				826.346		**826.346**
		SSEE				761.011		**761.011**
	Materiales	Líneas					2.484.129	**2.484.129**
		SSEE					2.940.883	**2.940.883**
Total			**6.046.628**	**17.822.268**	**5.095.704**	**47.183.140**	**31.562.243**	**107.709.983**
Porcentaje			**5,61%**	**16,55%**	**4,73%**	**43,81%**	**29,30%**	**100,00%**

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo VAT

4. Plan de Expansión de Transmisión

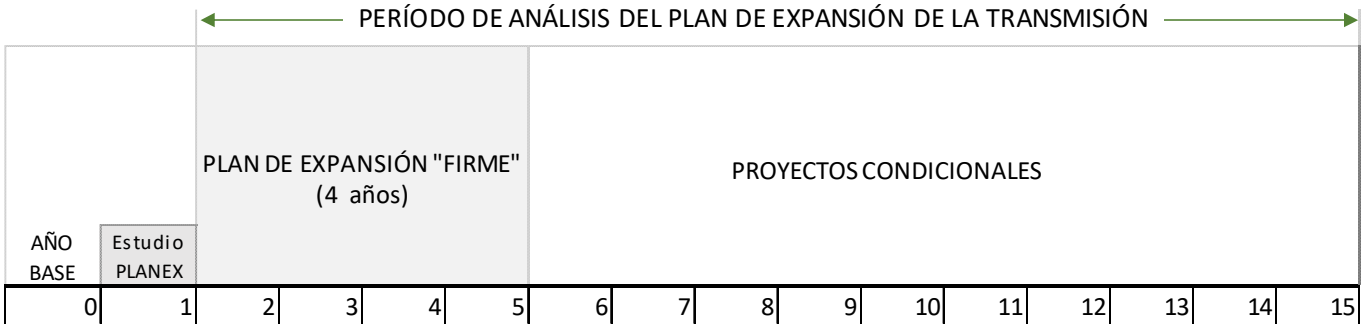
4.1 Marco General

4.1.1 Encuadre Temporal

El Estudio de Actualización del Plan de Expansión de la Transmisión se realizará cada cuatro (4) años con antelación a cada Revisión Tarifaria del VAT (tarifa de transmisión o Peaje), por disposición expresa de la SIE.

Abarcará un Período de Análisis de quince (15) años a contar desde el último año con información completa, denominado Año Base, normalmente el año inmediato anterior al de realización del Estudio. El Gráfico Nº 1 muestra en una línea de tiempo los puntos clave del Proceso.

Gráfico N° 1: ***Período de Análisis del Estudio de Expansión de la Transmisión***



El objetivo de establecer un Período de Análisis prolongado es poder definir la expansión de corto y mediano plazos (4 años) que garantice el desarrollo óptimo del Sistema en el largo plazo –mínimo costo actualizado total, bajo las condiciones exigidas de calidad técnica.

Se establecen 15 años por consistencia con el Art. 37º del RLGE – Inciso e., que establece que el Estudio Indicativo a realizar por la CNE "debe tener una visión de mediano plazo cinco (5) años y largo plazo quince (15) años, con ajustes anuales, de acuerdo al desarrollo del sector".

Se sobreentiende que el horizonte del análisis económico ha de ser compatible con la vida útil de las instalaciones de transmisión propuestas como alternativas, normalmente 30 años.

Se tendrá en cuenta que el desarrollo completo del Estudio de Actualización del Plan de Expansión de la Transmisión requerirá de aproximadamente un (1) año, incluidos los Estudios Básicos. En consecuencia, será necesario prever que el Año Base o de Referencia del Estudio será el año inmediatamente precedente al de realización del Estudio, o Año –1, a efectos de la información de demandas, instalaciones existentes y costos.

4.1.2 Niveles de Definición de los Proyectos de Expansión

Si bien el Estudio de Actualización del Plan de Expansión abarcará un período de quince años[3], sólo se considerarán "obras en firme" los proyectos de expansión de los primeros cuatro (4) años futuros que, tal como lo establece el Art. 359º del RLGE, serán aquéllos que integrarán el VAT del período, determinando la tarifa de transmisión –área sombreada del Gráfico Nº 1.

Los proyectos firmes serán aquéllos que se prevea completar o iniciar dentro de los primeros cuatro (4) años –Años 2 al 5–, en tanto que los restantes proyectos previstos por el Plan de Expansión se considerarán "proyectos condicionales", y se volverán a estudiar en la siguiente Actualización, revisando si se mantuvieron las externalidades que en su momento determinaron su selección.

[3] En rigor sólo catorce, ya que no se cuenta el *Año 1* de realización del Estudio.

4.1.3 Criterios de Optimización

Cada una de las etapas o fases establecidas para el desarrollo del Estudio de Actualización del Plan de Expansión se desarrollará en condiciones que garanticen el cumplimiento de los criterios básicos de eficacia y eficiencia de las obras que integrarán dicho Plan. En principio y de un modo general:

- Normas y umbrales de calidad técnica como condición básica a cumplir por las propuestas en estudio.
- Costos eficientes que, en paridad de las características técnicas mínimas requeridas, no pueden ser desafiados en el Mercado de la República Dominicana.
- Estudios eléctricos preliminares que sustenten la viabilidad de las alternativas propuestas.
- Estudios eléctricos en profundidad suficientes para garantizar el desempeño y operatoria de los proyectos preseleccionados, en el contexto del despacho óptimo del Sistema Eléctrico.
- Evaluación económica que garantice que la o las alternativas preseleccionadas presenten el mínimo costo total actualizado neto o se hallan en un entorno predefinido de este mínimo.
- Evaluación cuali-cuantitativa amplia que finalmente permita seleccionar un Plan de Expansión integrado que satisfaga los niveles de calidad técnica y las condiciones económico-financieras, contemplando las soluciones tecnológicas y de política energética buscadas.

En principio los estudios y evaluaciones económicas se realizarán a “moneda constante”, es decir, sin incluir pautas inflacionarias[4], lo que presupone que se mantendría constante la estructura relativa de precios durante todo el período de evaluación. De preverse cambios estructurales en algún insumo clave (p/ej. precio de los combustibles) se lo tendrá en cuenta en forma explícita.

4.1.4 Partes del Procedimiento

El Procedimiento propuesto está compuesto por tres Estudios Básicos que configuran el marco del Proceso, tres Fases de Desarrollo que constituyen el Proceso propiamente dicho, y un Cierre, que es la formulación del Plan de Expansión de la Transmisión:

1) Estudios Básicos
   a) Estudio de la Demanda
   b) Estudio de la Oferta
   c) Estudio de Costos
2) Fases de Desarrollo
   a) Verificación de la Red Existente y Decidida
   b) Planteo de Alternativas de Refuerzo
   c) Evaluación Técnico Económica
3) Cierre – Plan de Expansión de la Transmisión

[4] La experiencia en los países de la Región revela que, trabajar a moneda corriente, previendo tasas de inflación, introduce niveles de distorsión más significativos que trabajar a moneda constante presuponiendo una estructura de precios estable.

Cada una de estas etapas incluirá los estudios de eficiencia técnica y económica en procura de la solución de conjunto que cumpla las siguientes condiciones generales:

- Características y condiciones tecnológicas que garanticen los umbrales de calidad técnica y seguridad requeridos por la regulación vigente.
- Mínimo costo total actualizado neto, incluyendo inversiones, costos operativos, pérdidas y costo de energía no suministrada (CENS).

Excepto el Estudio de la Demanda, la SIE tendrá protagonismo en el desarrollo de los restantes Estudios y Fases, en estrecha coordinación con la CNE y otros órganos clave del Sector Eléctrico.

4.2 Estudios Básicos

4.2.1 Estudio de la Demanda

Uno de los pilares en que se basará el Plan de Expansión de la Transmisión será el Estudio de la Demanda de cada centro consumidor actual o potencial del Sistema de Transmisión, es decir, cada uno de los nodos receptores actuales y en construcción de esa Red, más los nuevos que se prevea que hayan de aparecer en el Período de Análisis del Estudio.

a. Alcance

Los sujetos de este requerimiento serán:

- Las Distribuidoras que reciben energía eléctrica en los nodos receptores de su Área de Servicio o Jurisdicción, ya fuere para el consumo de sus propios usuarios, o para consumidores y/o subdistribuidores a los que brinda el servicio de peaje.
- Los Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transmisión – directamente o a través de una interconexión propia–, o en tramitación de la habilitación para conectarse.
- Los Sistemas Aislados –bajo jurisdicción de una Distribuidora o de otro agente responsable del suministro– cuya interconexión al Sistema de Transmisión la CNE considere viable o sujeta a evaluación, en su Plan Indicativo de largo plazo.

En el caso de las Distribuidoras conectadas al Sistema de Transmisión o los agentes responsables de los Sistemas Aislados, se tratará en consecuencia, de un Estudio Espacial de la Demanda ya que, en general, involucrará un conjunto de nodos receptores existentes, en construcción o previsibles, con una proyección de la demanda en cada uno de ellos.

b. Responsables

Los agentes del MEM responsables de la realización periódica en tiempo y forma, de un Estudio Espacial de la Demanda, bajo ejes normativos de las Autoridades del Sector, serán:

- Las Distribuidoras de cualquier tipo conectadas al Sistema de Transmisión.
- Los Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transmisión.
- Los agentes responsables del suministro/distribución en Subsistemas Aislados cuya eventual interconexión al Sistema de Transmisión haya sido considerada en el Plan Indicativo de la CNE.

Las Distribuidoras serán igualmente responsables por la realización y resultados de los estudios de demanda homólogos de eventuales subdistribuidores conectados a su propia red, a ser realizados por los propios subdistribuidores o por la Distribuidora fuente.

4.2.2 Estudio de la Oferta

a. Encuadre

El Estudio de la Oferta consistirá en un programa temporal de incorporación de oferta de generación eléctrica que incluirá todos los proyectos de generación estatales o privados, en construcción o decididos.

Los saldos no cubiertos de la demanda futura, en particular los de la órbita de inversores privados, serán propuestos sobre la base del Plan Indicativo con criterios de racionalidad, sobre la base de las indicaciones y políticas estratégicas de los Órganos de decisión.

Se tendrá en cuenta no sólo la disponibilidad y economía de los recursos y de las inversiones, sino la viabilidad cierta de concretarlas en tiempo, forma y tecnología.

b. Responsables

El Plan Indicativo de largo plazo realizado por la CNE, que incluye la Etapa de Generación, será el eje sobre el cual se desarrollará el ESTUDIO DE LA OFERTA. Se da por descontado que la planificación de la CNE considerará e incluirá las decisiones de las instancias del Estado responsables de:

- Fijar las políticas de desarrollo de la oferta de generación de la órbita estatal, tales como hidroeléctrica, geotérmica, nuclear u otro tipo de recurso que el Estado considere estratégico.
- Promover el desarrollo por parte de inversores privados, de la explotación de determinado tipo de recursos y/o tecnologías para generación eléctrica que se evalúe deseable incentivar.

En consecuencia, el Estudio de la Oferta será coordinado por la CNE con estrecha participación de la SIE y el concurso de otras instancias del Estado responsables de las políticas del Sector.

4.2.3 Estudio de Costos

a. Objetivo

El objetivo será elaborar un MANUAL DE COSTOS de las unidades constructivas estándar (UCE) que integrarán las potenciales obras de expansión de la red en las diferentes configuraciones, niveles de tensión y capacidades, acordes con los mejores usos de la ETED, las actualizaciones tecnológicas, y la eficiencia y calidad técnica de su prestación.

El MANUAL DE COSTOS para valorizar las alternativas de expansión, conforme lo dispuesto por el Art. 28º del RLG, conformará una unidad indisoluble con el que fuere aprobado por la SIE para el cálculo del VAT (VNR y O&M) del mismo período.

b. Responsable

El ESTUDIO DE COSTOS estará a cargo de la SIE o de quien ésta designare para tal objetivo, con el concurso de la ETED y entidades públicas y/o privadas que contaren con información confiable sobre el particular, bases de datos de precios, licitaciones recientes, etc.

4.3 Desarrollo y Cierre

4.3.1 General

Esta Etapa estará bajo la responsabilidad primaria de la SIE como organismo coordinador, con la estrecha colaboración y protagonismo del OC en las fases de *VERIFICACIÓN TÉCNICA* tanto de la Red existente como de la Red ampliada bajo las propuestas de expansión preseleccionadas.

No obstante, la SIE podrá contratar consultoría independiente para la realización del Estudio bajo su supervisión y la del OC cuando correspondiere.

4.3.2 Verificación Técnica de la Red

a. Objetivo

Los objetivos serán:

- Verificar el desempeño de la red existente, en construcción y decidida –proyectos aprobados e iniciados en el período precedente– operando con la demanda del Año Base y la proyección de demanda establecida en el presente Estudio de Demanda.
- Poner en evidencia y cuantificar los déficits que se producen en determinados puntos o tramos de la red frente al crecimiento de la demanda a partir de cierto año del período.
- Establecer, prima facie, las posibilidades y modalidades de reducción/eliminación de esos déficits con las instalaciones y recursos existentes, el costo de esa solución y el momento a partir del cual se torna indispensable incorporar un refuerzo en la red para superar el déficit.

b. Responsables

Coordinará la SIE, pero será el OC quien determine la metodología y modelos de despacho a ser utilizados, por medio de sus especialistas o como supervisor de quien fuere designado para su realización.

4.3.3 Planteo y Evaluación de Alternativas de Expansión

a. Objetivo

Los objetivos serán:

- Plantear todas las alternativas de refuerzo o ampliación de la Red, tecnológicamente viables bajo condiciones de calidad técnica requerida, que permitan superar los déficits identificados en el Período de Análisis, en forma individual o colectiva, gradual o completa.
- Evaluarlas técnica y económicamente de modo de poder preseleccionar las más convenientes para la red en su conjunto.

- Re-verificar el desempeño de la red en cada año del Período de Análisis bajo las condiciones de ampliación preseleccionadas, produciendo los ajustes que resultaren necesarios, por medio del despacho y los estudios eléctricos necesarios.

b. Responsables

Coordinará la SIE con estrecha participación del OC en los nuevos despachos y estudios eléctricos, por medio de sus especialistas o supervisando a quien fuere designado para su realización.

4.3.4 Plan de Expansión de la Transmisión

Sobre la base de los resultados de la Evaluación y Preselección de Alternativas de EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN, los especialistas o consultores que hayan sido encargados de desarrollar el PLAN DE EXPANSIÓN, presentarán sus conclusiones y recomendaciones a un Comité coordinado por la SIE con representantes de la CNE y el OC.

Éstas se discutirán y finalmente el Comité seleccionará la que se considere mejor alternativa desde los puntos de vista técnico, económico y estratégico.

La SIE elaborará y sancionará bajo Resolución el PLAN DE EXPANSIÓN para los próximos cuatro (4) años, incluyendo las obras de largo plazo a iniciarse dentro de ese período.

4.4 ESTUDIOS DE BASE

4.4.1 Estudio de la Demanda

4.4.1.1 Objetivo y Responsables

Para la realización del ESTUDIO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN la SIE requiere contar previamente con un ESTUDIO ESPACIAL DE LA DEMANDA de cada una de las áreas de distribución alimentadas directa o indirectamente por el *SISTEMA DE TRANSMISIÓN* Incluyendo los Subsistemas Aislados que potencialmente pudieren interconectarse en el período a estudiar[5].

A solicitud periódica[6] de la SIE y bajo sus lineamientos generales, el ESTUDIO ESPACIAL DE LA DEMANDA estará a cargo y bajo responsabilidad de:

- Las Distribuidoras, privadas o estatales, que serán responsables también de las proyecciones presentadas por eventuales subdistribuidores y grandes usuarios ubicados sobre sus redes.
- Los Grandes Usuarios directamente conectados al Sistema de Transmisión.
- El Estado Nacional, a través los organismos responsables, en caso de existir o preverse ventas de potencia y energía a países limítrofes.

A su criterio, la SIE se lo podrá requerir también a los agentes privados o estatales a cargo de los SUBSISTEMAS AISLADOS pasibles de ser interconectados al *SISTEMA DE TRANSMISIÓN*.

[5]Conforme el *PLAN INDICATIVO* de la CNE.

[6] Cada 4 años con antelación de al menos seis (6) meses a la realización del *ESTUDIO DE EXPANSIÓN* por parte de la SIE.

4.4.1.2 Alcances de la Proyección

El Estudio debe proporcionar la proyección de la demanda según los siguientes requerimientos:

- *PERÍODO DE ANÁLISIS* – Será de quince (15) años a partir del *Año Base del Estudio* (Año 0), que será el año inmediato precedente al de presentación del Estudio fijado por la SIE.
- Apertura espacial:

  - Las DISTRIBUIDORAS suministrarán las proyecciones para cada uno de los nodos actuales de recepción, indicando los valores anuales y las tasas de crecimiento específicas de cada nodo.

    De prever la DISTRIBUIDORA que en el transcurso del *PERÍODO DE ANÁLISIS* le será necesario abastecer demanda en un área diferente a la de sus actuales nodos receptores, deberá informar las coordenadas geográficas del nuevo centro de demanda, el año en que se prevé su aparición, y una proyección independiente de esa demanda a partir de ese momento.

  - Los agentes responsables del suministro/distribución en SUBSISTEMAS AISLADOS que presenten estudios de la demanda en vistas a su potencial interconexión, realizarán proyecciones espaciales desagregadas para cada uno de sus nodos o áreas de demanda significativos.
  - Los Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transmisión presentarán proyecciones de su demanda potencial a lo largo del *PERÍODO DE ANÁLISIS* en el punto actual de recepción.

    El suministro a nuevos GRANDES USUARIOS que eventualmente se instalen durante el *PERÍODO DE ANÁLISIS* estará sujeto a la capacidad de transporte remanente del Sistema de Transmisión.

- *VARIABLES E INDICADORES A PRESENTAR* – Las proyecciones a realizar por los agentes que deban presentar el ESTUDIO DE DEMANDA comprenderán las siguientes variables:

  - Energía anual a adquirir.
  - Potencia máxima anual asociada.
  - Fecha y hora en que se produce la potencia máxima.

  De existir estacionalidad significativa, se indicará para cada período su duración y segmento del año en que se producen, informando los valores de las variables precedentes por período.

- *INFORMACIÓN GEOGRÁFICA* – Los agentes responsables de presentar ESTUDIOS DE DEMANDA indicarán las coordenadas geográficas de ubicación de cada nodo receptor existente o nuevo previsto.

  En forma complementaria, acompañarán cartografía adecuada indicando:

  - La ubicación de los nodos de recepción existentes y previstos.
  - El tendido existente de las redes primarias de subtransmisión/distribución del agente.
  - El tendido futuro posible de subtransmisión/distribución desde los nuevos nodos de demanda previstos.

4.4.1.3 Presentación del Estudio

Para la presentación de los ESTUDIOS DE DEMANDA por parte de los agentes responsables, la SIE establecerá un plazo previo al momento en que ese Organismo deba iniciar el Estudio de *EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN*.

4.4.2 Estudio de la Oferta

4.4.2.1 Objetivo y Responsables

La realización del Estudio de EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN requiere contar previamente con un ESTUDIO ESPACIAL DE LA OFERTA DE GENERACIÓN cuyo concepto incluye tanto las plantas generadoras del SENI como compras a un eventual enlace internacional.

El objetivo del Estudio será determinar los requerimientos adicionales de oferta necesarios para cubrir la demanda proyectada, previendo suficiente reserva, por sobre la capacidad efectiva del parque generador existente y de aquéllas plantas en construcción y previstas por decisión estatal.

El eje sobre el cual se desarrollará el ESTUDIO DE LA OFERTA será El PLAN INDICATIVO DE LARGO PLAZO realizado por la CNE, que incluye la Etapa de Generación. Se entiende que la planificación de la CNE ha de considerar e incluir las decisiones de las instancias del Estado responsables de:

- Fijar las políticas de desarrollo de la oferta de generación de la órbita estatal, tales como hidroeléctrica, geotérmica, nuclear u otro tipo de recurso que el Estado considere estratégico.
- Promover el desarrollo por parte de inversores privados, de la explotación de determinado tipo de recursos y/o tecnologías para generación eléctrica que se evalúe deseable incentivar.

En consecuencia, el ESTUDIO DE LA OFERTA será coordinado por la CNE, con estrecha participación de la SIE y eventualmente el concurso de otras instancias del Estado responsables de las políticas del Sector.

La CNE incluirá en el ESTUDIO DE LA OFERTA todas las obras en construcción y con decisión firme, tanto de la órbita estatal como de inversores privados, sobre la base de los permisos otorgados a estos últimos para realizar nuevas obras o ampliaciones de generación.

Los saldos no cubiertos de la demanda futura, en particular los de la órbita de inversores privados, serán propuestos con criterios de racionalidad, sobre la base del PLAN INDICATIVO DE LARGO PLAZO.

Es decir, en forma solamente orientativa el orden de desarrollo debería ser el siguiente:

- identificación de las obras de generación estatales y privadas en construcción o con decisión firme dentro de los próximos 15 años.
- Determinación de un menú de futuros proyectos de generación para complementar los eventuales déficit en el cubrimiento de la demanda, los que podrán ser:
  - Nominados – Proyectos identificados en localización y capacidad.
  - Genéricos – Equipamientos de tipo y tamaño estándar a localizar en puntos estratégicos.
- Cubrimiento de los déficits del conjunto generación-transmisión con proyectos integrantes de ese menú, bajo criterios de eficiencia económica.

4.4.2.2 Bases de Datos del Estudio

a. Plantas de generación

Para realizar el ESTUDIO DE LA OFERTA se realizará una *BASE DE DATOS* amplia que incluirá los siguientes niveles de información:

- Parque generador existente – Son las plantas de generación en condiciones de prestar servicio en el Año Base del Estudio, ya sea que normalmente operen o cumplan la función de respaldo como reserva fría.
- Se conformará la Base de Datos con toda la información técnica y características de cada unidad generadora: planta, ubicación geográfica (coordenadas), capacidad y aporte neto a la Red, edad y estado, tipo de combustible utilizado y consumo específico, propietario, etc.
- En el caso de las centrales hidroeléctricas se informarán las características relevantes de su despacho, existencia de embalse, capacidad de regulación y empuntamiento, etc.
- Parque generador en construcción y decidido – Son las plantas de generación que se hallan en proceso de construcción o con proyecto firme, estando definida su fecha de puesta en servicio dentro del Período de Análisis.
- Se incluirán en la Base de Datos con idéntica caracterización técnica que la de las existentes.
- Menú de proyectos adicionales previstos en el Plan Indicativo de largo plazo – Considerando su tipo, capacidad, características y oportunidad de su puesta en servicio.
- Nuevas plantas de la órbita estatal – Son las plantas estratégicas que desarrollará el Estado, hidroeléctricas, geotérmicas, nucleares, etc. según el Plan Indicativo de largo plazo.
- Nuevas plantas de iniciativa privada – Incluidas en el Plan Indicativo, ya fueren nominadas (identificadas en capacidad, localización y momento de inclusión) o genéricas.
- Menú de proyectos adicionales estándar – No incluidos en los planes, sino que operarán como proyectos complementarios para cubrir eventuales déficit que surjan del Balance de Potencia, y tomarán como base la disponibilidad de recursos renovables del punto siguiente.

b. Disponibilidad de recursos renovables

La SIE, en coordinación estrecha con la CNE, identificará la disponibilidad *DE RECURSOS RENOVABLES DISPONIBLES PARA GENERACIÓN* –como pueden ser los eólicos, biomasa, etc.– que puedan ser utilizados por iniciativa pública o privada y que por su magnitud puedan ser ventajosamente explotados antes de recurrir a la generación térmica convencional.

En un ANEXO de la *BASE DE DATOS* se establecerá un inventario o menú de esos recursos basado en información secundaria confiable, procurando definir su localización precisa y cuantificar su magnitud en términos de energía y potencia eléctricas.

Este inventario servirá para orientar la propuesta de nuevas plantas de generación requeridas para el cubrimiento de la demanda.

c. Zonas estratégicas para generación térmica

La SIE, en coordinación con la CNE analizará y definirá la posible existencia de puntos o zonas estratégicas donde debería ser promovida y/o facilitada la instalación de nueva generación privada, sobre la base de:

- El precio, la abundancia y/o facilidad de acceso a combustibles para generación térmica,

por ejemplo, yacimientos de gas natural, minas de carbón, destilerías, puertos de mar, etc.

- La existencia de vientos aptos para la instalación de parques eólicos, centros de generación de residuos aptos como biomasa para generación, etc.
- Su ubicación respecto del sistema troncal de transmisión en relación con la demanda o con puntos de congestión, de modo que pudiera influir en la mayor capacidad disponible de la Red.

Este último aspecto sólo podrá ser puesto de relieve con precisión luego de simular la operación de la Red de Transmisión existente bajo condiciones de demanda creciente, etapa del Estudio que se desarrolla en el §4.5.1.

En cada caso indicará en cartografía adecuada la posición y coordenadas del punto de instalación recomendado o, de tratarse de una zona más o menos extensa, definirá de igual forma el área que abarca y sus coordenadas.

4.4.2.3 Balance de Oferta y Demanda

Para cada año del *PERÍODO DE ANÁLISIS* se realizará un BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA, considerando en primera instancia:

- *OFERTA*

  - Existente – Potencia efectiva de las plantas de generación existentes en el momento de máxima potencia de cada sector principal de la Red de Transmisión, según el despacho histórico del Año Base.
  - Para las centrales hidroeléctricas empuntables, se considerará, prima facie, el despacho de potencia del momento de carga máxima anual del Año Base[7].
  - Parque generador en construcción y decidido – Potencia efectiva de las plantas generadoras en proceso de construcción o con proyecto firme, que tengan fecha de puesta en servicio dentro del Período de Análisis.
  - Previsiones del
  - Nuevas plantas de la órbita estatal – Potencia efectiva de las plantas generadoras que desarrollará el Estado, según defina CNE, cuya fecha de puesta en servicio esté dentro del Período de Análisis.
  - Para las centrales hidroeléctricas empuntables, se considerará la energía media anual que surja de los estudios del proyecto.

- *DEMANDA BRUTA* – Para el BALANCE se considerará la suma de los siguientes conceptos:

  - *Demanda neta* – Demanda proyectada por cada DISTRIBUIDORA en sus nodos receptores en cada año del *PERÍODO DE ANÁLISIS.*
  - *Pérdidas* – Se estimará un porcentaje técnicamente razonable de pérdidas en transmisión.
  - *Reserva* – Se establecerá un monto de reserva global de potencia de generadores, por todo concepto, sobre la base de los valores históricos:

[7] O de un promedio representativo de los últimos años históricos en el caso de que el despacho del *AÑO BASE* hubiere sido atípico.

$$\frac{Potencia\ Efectiva\ instalada}{Carga\ Máxima\ de\ la\ Red}$$

si se los considera satisfactorios, o de valores recomendados por la experiencia en el nivel internacional.

Con estos elementos se realizará para cada año del *PERÍODO DE ANÁLISIS* un BALANCE PRELIMINAR entre Oferta y Demanda, poniendo en evidencia los déficits de oferta en términos de potencia, por lo general crecientes a medida que crece la demanda.

4.4.2.4 Requerimientos de Oferta Adicional. Ajustes

De resultar que el PLAN INDICATIVO DE LARGO PLAZO realizado por la CNE cubriera satisfactoriamente –sin déficit ni excedentes– la demanda prevista en los ESTUDIOS DE LA DEMANDA presentados, se tomará éste como resultado del ESTUDIO DE OFERTA.

De existir déficit se cubrirán por medio del *MENÚ DE PROYECTOS ADICIONALES ESTÁNDAR* con criterios de racionalidad que prioricen el uso de recursos renovables y la ubicación estratégica en la red. En el caso de detectarse excedentes de oferta con respecto al PLAN INDICATIVO se propondrá la eliminación de generación genérica siguiendo los mismos criterios de saldo adaptado y eficiencia relativa.

En el caso de tener que cubrir déficit de demanda bruta con oferta de generación adicional en uno o más años del *PERÍODO DE ANÁLISIS*, la CNE propondrá las obras más adecuadas según las *ZONAS ESTRATÉGICAS PARA GENERACIÓN TÉRMICA* identificadas conforme la Actividad §c.

Estas propuestas considerarán para cada *AÑO DE CORTE* del *PERÍODO DE ANÁLISIS,* según se los define en el apartado §4.5.1.3:

- La magnitud del déficit de ese año de corte.
- El tipo y capacidad de oferta disponible en las Zonas Estratégicas.

Se procurará que la oferta adicional priorice el uso de recursos renovables y, de tener que recurrir a combustibles convencionales, dé prioridad a los de menor costo relativo y mayor disponibilidad. En forma preliminar se definirán capacidades viables para cada equipo generador que configure la oferta adicional, en función de la capacidad del recurso en los emplazamientos elegidos.

Finalmente, las unidades que constituyan la oferta adicional definida en un *AÑO DE CORTE* serán escalonadas razonablemente en los años intermedios precedentes.

Se interpreta que la oferta adicional definida para cada año del *PERÍODO DE ANÁLISIS* debe ser puesta en servicio antes del momento de demanda máxima de ese año, de modo que será necesario prever los tiempos de construcción usuales para ese tipo de generación para definir el año de inicio de las obras.

En consecuencia, sólo podrán proponerse nuevos equipos de generación cuyas fechas tempranas para la gestión de proyecto y construcción se inicien después del *AÑO BASE*, estrictamente luego de la aprobación del Estudio de EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

Se realizará un nuevo BALANCE AMPLIADO de Oferta y Demanda que incluya las nuevas plantas de generación propuestas, verificando el cubrimiento satisfactorio y adaptado a la demanda en cada

año del *PERÍODO DE ANÁLISIS*. Si bien el BALANCE considerará a la *demanda máxima anual* como variable representativa del déficit, tendrá en cuenta el aporte energético medio de las centrales hidroeléctricas y eólicas, verificando que resulten factores de carga aceptables para el conjunto del parque térmico. De lo contrario, se ampliará la oferta térmica hasta llegar al equilibrio.

4.4.3 Estudio de Costos

4.4.3.1 Objetivo

La realización del Estudio de EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN requiere contar previamente con un ESTUDIO DE COSTOS que permita valorizar y diferenciar entre sí las distintas alternativas de expansión de la Red a proponer.

Este Estudio incluirá todos los equipamientos, materiales y mano de obra que formarán parte del costo de las alternativas, incluidos O&M, pérdidas de energía y otros costos diferenciales que pudieren existir entre las alternativas planteadas.

En el caso de que el Estudio de EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN requiera evaluar la potencial interconexión de centros o subsistemas aislados, el ESTUDIO DE COSTOS incluirá los costos de compra, instalación, combustible y explotación del equipamiento de generación eficiente para continuar equipando el suministro local, que luego se comparará con los costos totales de interconexión.

4.4.3.2 Fuentes del Estudio de Costos

El Art. 359º del RLGE dispone que "*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 aquéllas por construir dentro de períodos de cuatro (4) años, serán definidos mediante resolución de la SIE*".

Este enunciado lleva implícito que tanto las instalaciones existentes como aquéllas por construir resultantes del PLAN DE EXPANSIÓN, serán valorizadas en la misma oportunidad y con los mismos costos unitarios, ya fueren de inversión (VNR) como de operación y mantenimiento (O&M). Es decir, a partir del ESTUDIO DE COSTOS se generará un MANUAL DE COSTOS válido para el período de cuatro (4) años en estudio bajo el criterio de *moneda constante*[8].

En consecuencia, el ESTUDIO DE COSTOS será aquél que apruebe la SIE para ser utilizado en la Revisión Tarifaria del valor Agregado de Transmisión (VAT) del siguiente período.

Los costos básicos de cada componente se establecerán con informaciones confiables del mercado local e internacional basadas en bases de datos de entidades de referencia, licitaciones de las empresas del mercado eléctrico y otras fuentes de información, las que serán comparadas recíprocamente para establecer una base de costos referencial.

4.4.3.3 Alcances del Estudio de Costos

De un modo general, el ESTUDIO DE COSTOS abarcará los siguientes Estudios Particulares:

- Costo de las instalaciones y equipos – Costos de las componentes de origen local o

[8] No obstante, ello, se desarrollarán fórmulas de ajuste por inflación adecuadas que permitan actualizar sus valores a cualquier momento del citado período.

internacional que formarán parte de las líneas, subestaciones u otros equipos e instalaciones requeridos en cada alternativa de expansión, tales como materiales principales, complementos, insumos, transporte, montaje, obras civiles, cargas impositivas, seguros, etc.

- Armados estándar de instalaciones y equipos – Tomando como referencia los niveles de tensión y configuración de líneas y subestaciones usuales en la ETED, realización de armados estándar de los equipamientos e instalaciones que formarán parte de las alternativas a evaluar.
- Se realizará una evaluación económica preliminar para seleccionar los armados más eficientes entre diferentes opciones constructivas, como ser material de estructuras, tipo de aisladores, tipo y material de conductores, configuración de subestaciones, etc.
- Unidades estándar – Sobre la base de los armados estándar seleccionados, confección de unidades estándar –líneas de transmisión por kilómetro, según niveles de tensión, calibres, etc., configuración tipo de subestaciones transformadoras, y otros equipamientos de la red.
- Valorización de las unidades estándar establecidas con los costos de los armados estándar.
- Estudio de las remuneraciones – Se realizará un estudio de las remuneraciones del mercado local no exclusivamente del ámbito del sector eléctrico, para evitar sesgos particulares, pero sí incluyendo todos los adicionales de ley que formen parte de la masa salarial.

4.5 VERIFICACIÓN DE LA RED Y ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

4.5.1 Evaluación Técnica de la Red Existente

4.5.1.1 Objetivo y Responsables

La primera actividad de la Etapa de ACTUALIZACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN supone realizar la VERIFICACIÓN TÉCNICA DE LA RED DE TRANSMISIÓN EXISTENTE Y DECIDIDA, es decir, para cada año del *PERÍODO DE ANÁLISIS* –años de corte prefijados– someter a la red a los requerimientos de la demanda creciente en cada uno de los puntos de entrega a las DISTRIBUIDORAS y GRANDES USUARIOS.

Se entiende como RED EXISTENTE Y DECIDIDA en cada año del *PERÍODO DE ANÁLISIS*, la red de transmisión inicial al *AÑO BASE* histórico, más las extensiones y refuerzos en construcción y aprobados que se prevé estén en servicio en cada año futuro en análisis.

Para esta verificación se considerará la oferta de generación existente (neta de eventuales bajas por obsolescencia en el período) y la que se hallare en construcción y aprobada al momento del Estudio, más aquélla futura surgida del ESTUDIO DE LA OFERTA (§4.2.2).

La SIE coordinará en general el ESTUDIO DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN, pero será el OC, por medio de sus especialistas, quien determine la metodología, modelos de despacho y estudios eléctricos mínimos a realizar, por sí mismo o como supervisor de quien fuere designado para su realización.

4.5.1.2 Procedimiento de Análisis

a. Despacho económico libre

la VERIFICACIÓN TÉCNICA DE LA RED EXISTENTE Y DECIDIDA consistirá en realizar los despachos económicos de la generación disponible en cada año del PERÍODO DE ANÁLISIS, con la representación completa del

sistema de transmisión hasta cada uno de los nodos de entrega, teniendo en consideración las series hidrológicas históricas que definen la producción de las centrales hidroeléctricas y la disponibilidad estadística media de las unidades de generación.

La realización de los despachos a partir de las series hidrológicas históricas, permitirá definir un *DESPACHO ESTADÍSTICO MEDIO* y escenarios extremos (*AÑO RICO* y *AÑO POBRE*), para realizar análisis de sensibilidad a los resultados.

Este primer despacho se realizará para cada período anual sin considerar restricciones en la red de transmisión, es decir será un *despacho libre*, donde toda la capacidad demandada en cada nodo consumidor será despachada en forma económica y eficiente por la generación disponible, sin considerar límites en líneas ni subestaciones.

b. Estudios eléctricos preliminares

Los *despachos libres* resultantes de cada período anual serán sometidos a *ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGAS* y otros estudios eléctricos complementarios para evaluar la respuesta de la red a los requerimientos de la demanda en cada año estudiado.

Lo que se buscará es poder establecer límites o capacidades de transmisión a cada tramo de la RED EXISTENTE Y DECIDIDA, lo que permitirá determinar cuándo un tramo, corredor o anillo de la red debe ser reforzado (expansión de la red).

El primer estudio para definir el funcionamiento eléctrico de una configuración de red consiste en *FLUJOS DE CARGAS* bajo diferentes "estados típicos" de despacho en distintas configuraciones de oferta y demanda. Ello permite establecer límites "estáticos" para los diferentes tramos de línea.

Sin embargo, los *ESTUDIOS DE ESTABILIDAD* pueden definir condiciones más restrictivas, sin las cuales el sistema completo o partes de él podrían correr riesgos de colapso. En ese caso los límites estáticos ceden paso a otros límites más estrictos, de carácter probabilístico. Esta problemática definirá, en principio, el tipo de estudios eléctricos requeridos a priori, en el momento de plantear la integración de los escenarios al sistema de transmisión y sus posibles ampliaciones.

Los estudios de flujos de cargas se realizarán en condiciones normales y bajo contingencias, a los efectos de establecer los límites estáticos de la transmisión que verifican las exigencias de calidad y seguridad.

c. Redespacho con límites de transmisión

Los resultados de los *estudios eléctricos preliminares* permitirán establecer límites de capacidad a cada tramo de la RED EXISTENTE Y DECIDIDA, de modo de realizar un nuevo *despacho económico con límites de transmisión*, determinando la generación que resulta despachada en esas condiciones y los déficits de transmisión.

4.5.1.3 Años de Análisis

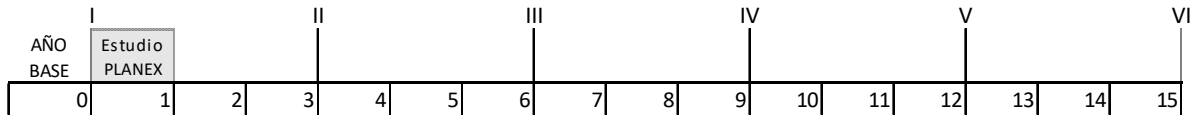
El análisis se realizará, como mínimo, para los siguientes *AÑOS DE CORTE* dentro del período:

- Año Base – Año 0
- Años de corte – Año +3; Año +6; Año +9; Año +12

- Año Final – Año +15

El Gráfico N° ***2*** ilustra los *AÑOS DE CORTE* en una línea de tiempo del *PERÍODO DE ANÁLISIS*:

Gráfico N° 2: Período de Análisis y Años de Corte



De detectarse cambios bruscos o situaciones relevantes entre dos *AÑOS DE CORTE* sucesivos, se estudiarán en particular los años intermedios. De lo contrario, se interpolarán los resultados de los extremos a esos años intermedios.

4.5.1.4 Resultados. Clasificación de Restricciones

La verificación consistirá en determinar cuellos de botella, congestión, restricciones de seguridad, etc., en líneas y subestaciones y otros equipamientos de la red:

- Año Base – Comportamiento de la Red simulando la situación histórica de base.
    - Años de corte y Final– Comportamiento de la Red frente a las solicitaciones de la demanda creciente y las variaciones previstas de la oferta.

En cada año de análisis se realizará una identificación diferenciada de restricciones según su magnitud y modos de resolución:

- *En líneas*
  - Restricciones de escasa magnitud, que pueden ser absorbidas temporariamente con recursos menores –generación menos eficiente, compensación, reconfiguraciones de red, etc.
  - Restricciones severas que requerirán refuerzos mayores de red: líneas en paralelo, cierres de anillo, etc.
- *En subestaciones*
  - Simples ampliaciones de capacidad en transformadores, cantidad de salidas, etc.
  - Reconfiguración mayor, con agregado de transformadores, cantidad de barras, cantidad de entradas, etc.

En particular, se procurará definir con precisión el momento (año intermedio entre cortes) en que cierto tipo de restricción dejaría de responder a soluciones temporarias de baja intensidad, para requerir refuerzos mayores.

Más que una simple cuantificación de las situaciones encontradas, esta actividad requerirá que el evaluador cuente con criterios previos sobre soluciones temporarias posibles en cada situación particular. Ello supone el conocimiento de las posibilidades técnicas disponibles, pero no implica su evaluación económica respecto de otras soluciones, que será objeto de análisis en el planteo y evaluación de alternativas.

4.5.2 Planteo de Alternativas de Expansión

4.5.2.1 Objetivo

La siguiente actividad de la Etapa supone realizar el PLANTEO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN de la red de transmisión existente, es decir, con el mapa espaciotemporal de restricciones de diversos tipos y magnitudes, y su clasificación preliminar según lo establecido en el apartado §4.5.1.4, buscar distintas soluciones posibles para dotar a la red de capacidad suficiente para la evacuación de la oferta y el cubrimiento de la demanda hasta el año final del Período de Análisis del Estudio.

La búsqueda de la solución de mínimo costo total actualizado y estratégicamente óptima será objeto de una Etapa posterior del Estudio, sin embargo, la fase de PLANTEO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN requiere de una serie de evaluaciones preliminares destinadas a reducir la cantidad de alternativas posibles a un número limitado razonable para su posterior evaluación.

Es decir, significa poder descartar a priori opciones claramente menos atractivas que otras por su mayor costo, extensión, etc. a similar capacidad y calidad. Incluye también desechar secuencias de equipamiento en el tiempo más onerosas a valores actualizados que otras de igual resultado.

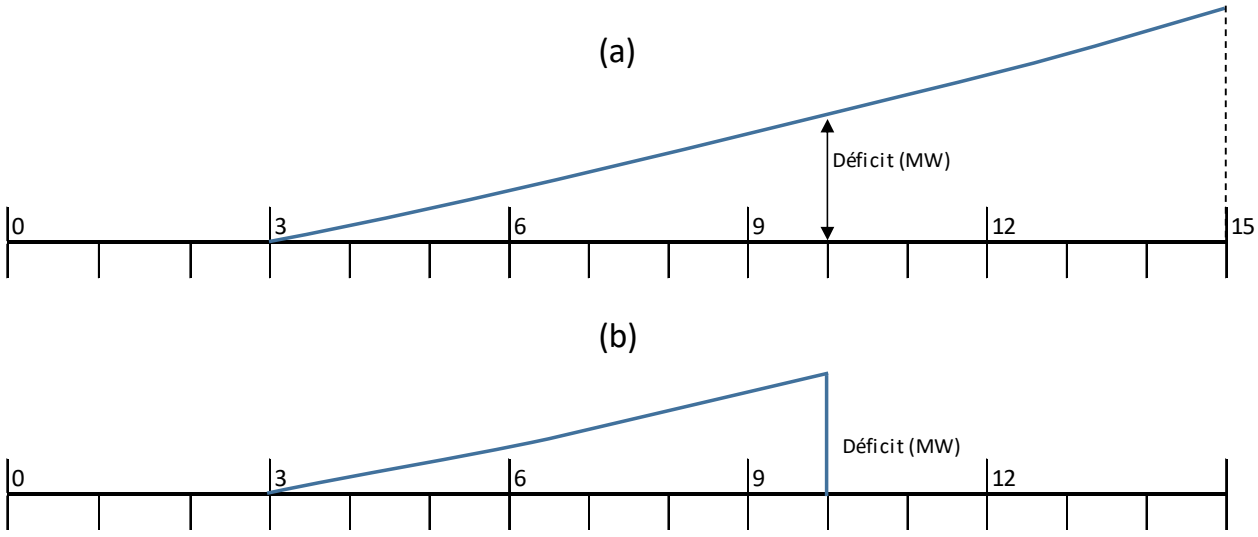
Las alternativas a plantear deben garantizar la capacidad de transmisión requerida en cada año del PERÍODO DE ANÁLISIS desde el momento de su instalación, cumpliendo con todas las condiciones mínimas de calidad técnica requeridas.

4.5.2.2 Conceptos Básicos

Se identificarán los tramos de líneas o subestaciones de la Red de Transmisión, que presentan déficit por restricciones a lo largo del período, los que normalmente serán crecientes en función del crecimiento de la demanda –Gráfico N° ***3*****:** 3 (a).

También puede existir el caso en que una restricción sea temporaria debido a que en un área deficitaria se incorpora generación eficiente (u otro efecto equivalente), que revierte o atenúa la congestión –Gráfico N° ***3*****:** (b).

Gráfico N° 3: Tipos de Déficit en el Período de Análisis



En cada caso se identificará la magnitud del déficit (MW) asociado al tramo congestionado desde el momento de su aparición hasta el *Año Final* del *PERÍODO DE ANÁLISIS.*

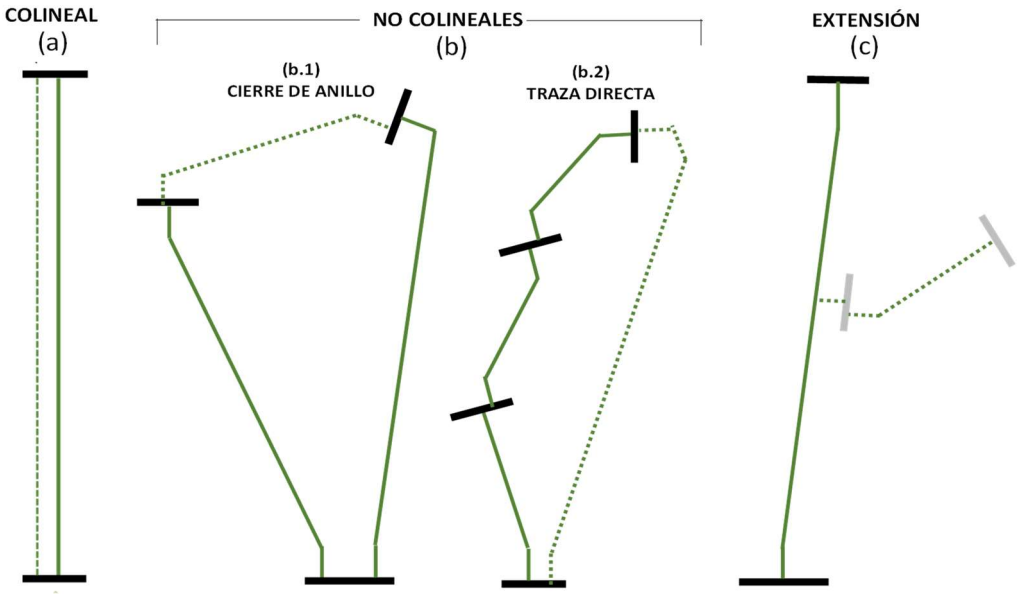
Para cada tramo con restricción, se propondrán soluciones alternativas en función de la magnitud de la serie anual de valores del déficit (MW) tomando en consideración opciones de refuerzo o reconfiguración de la red, que permitan superar el déficit de todo el período ajustado a la demanda.

a. Tipos de refuerzo

Los principales casos de expansión de tramos de líneas y subestaciones son:

4) LÍNEAS ()
   a) *REFUERZOS COLINEALES* – Se trata de refuerzos paralelos a la traza de líneas existentes, en la misma tensión de éstas o en niveles de tensión superiores –Caso (a).
   b) *REFUERZOS NO COLINEALES* – Se trata de expansiones que interconectan diferentes puntos de la red utilizando una nueva traza diferente de las existentes. Casos típicos son:
      – *Cierre de anillos* entre corredores diferentes – Caso (b).
      – *Traza directa* entre puntos extremos de un corredor – Caso (c).
   c) *EXTENSIONES DE LA RED* – Se trata de nuevos tramos radiales destinados a abastecer a un subsistema actualmente aislado o a una expansión de un área de demanda.

Gráfico N° 4: Casos Típicos de Refuerzos de la Red de Transmisión



5) SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS
   a) *REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES* – Cambio de transformadores existentes por otros de mayor capacidad.
   b) *ADICIÓN DE TRANSFORMADORES* – Adición de un nuevo puerto completo de transformación.
   c) *NUEVAS SUBESTACIONES* – En extremos de nuevos tramos de línea, de igual o mayor nivel de tensión, o en sustitución de subestaciones inadecuadas.

Los casos de las SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS no requieren mayor explicación, debiendo analizarse en cada situación particular.

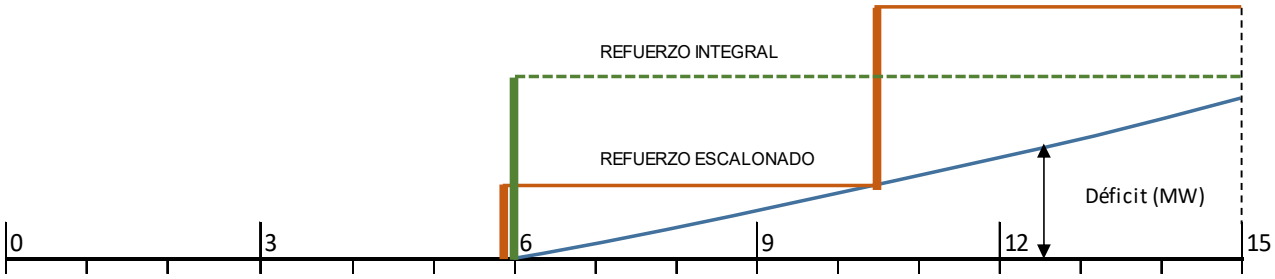
Los casos de *REFUERZOS DE LÍNEA* pueden prestarse, en cambio, a múltiples opciones, de modo que es adecuado definir sus tipos con mayor detalle.

I. *REFUERZOS COLINEALES*

Para cada tramo o tramos donde existan restricciones, en general, se presentará en primera instancia la opción del *REFUERZO COLINEAL* – caso (a) del – consistente en duplicar las instalaciones con la misma o mayor tensión.

En general, se presentarán dos tipos de alternativas compitiendo entre sí (Gráfico N° 5: Ejemplo de Refuerzo Escalonado versus Refuerzo Integral):

Gráfico N° 5: Ejemplo de Refuerzo Escalonado versus Refuerzo Integral



- *REFUERZOS ESCALONADOS* – Son aquellas opciones que consideran refuerzos iniciales de menor inversión que por sí mismos sólo cubren el déficit algunos años del período y luego deben ser a su vez reforzados por soluciones similares o de mayor envergadura.

  Ej. – Reforzar una línea de 132 kV existente con una segunda línea similar, suficiente para cubrir los primeros 5 años de déficit, y luego reforzar ambas con una línea de mayor tensión.

- *REFUERZOS INTEGRALES* – Son aquellas opciones que consideran refuerzos iniciales de suficiente capacidad para cubrir los déficits de todo el período hasta el *Año Final* de análisis.

  Ej. – Reforzar desde el primer momento el déficit con una línea de mayor tensión.

En estos casos será necesario resolver, preferentemente a priori, cuál de las dos alternativas de refuerzo colineal es la de menor costo actualizado neto, considerando el largo plazo.

En consecuencia, una vez planteadas para cada tramo congestionado las diferentes posibles opciones de refuerzo colineal, se las evaluará económicamente entre sí a priori, con el objeto de preseleccionar las más eficientes y reducir así el número final de alternativas a evaluar.

II. *REFUERZOS NO COLINEALES*

Un tipo particular de expansión de la red para un tramo o una línea (tramos en serie) lo constituye el *CIERRE EN ANILLO* –señalado como caso (b.1) en el Gráfico N° 4–el cual, en lugar de reforzar las líneas existentes en paralelo (por duplicación), vincula dos líneas pertenecientes a corredores diferentes, uno de ellos deficitario y el otro con saldo de oferta positivo. Además, sirve para reforzar la confiabilidad y seguridad del sistema.

En general los *CIERRES DE ANILLO* se realizan en la misma tensión de las líneas que vincula, aunque en casos particulares podría justificarse proponer niveles de tensión mayores.

Otro caso posible es el *REFUERZO POR TRAZA DIRECTA* –caso (b.2) en el –que permite resolver simultáneamente las restricciones de más de un tramo, en cuyo caso será una alternativa que competirá con otras consistentes en reforzar tramo por tramo.

El *REFUERZO POR TRAZA DIRECTA* a proponer, puede ser de igual tensión que las líneas que vincula o en un nivel de tensión mayor, debiendo en caso de duda, evaluarse esta circunstancia de igual modo que en el caso de los *REFUERZOS ESCALONADOS* versus *INTEGRALES*.

III. EXTENSIONES DE LA RED

El caso de *EXTENSIONES DE LA RED* para alimentar un subsistema aislado o, eventualmente, un área sin servicio es diferente de los anteriores ya que no compiten, en general, con otro tipo de opciones de refuerzo, sino contra generación, existente y/o potencial (Gráfico N°6: Interconexión de un Subsistema Aislado).

Gráfico N° 6: Interconexión de un Subsistema Aislado

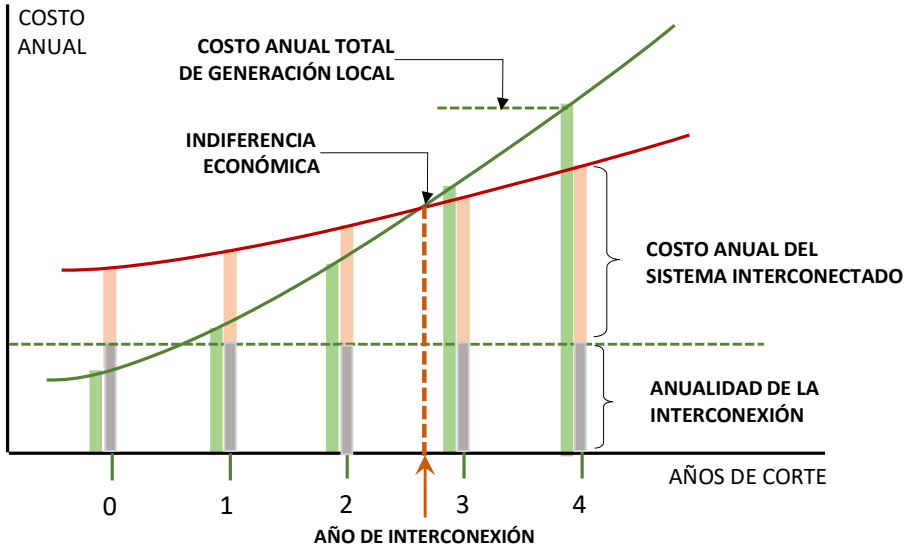
Lo que se buscará en estos casos, será el año en que comienza a ser más económico afrontar los costos de interconectar, comprando al Sistema Interconectado, que seguir invirtiendo en generación local, combustible no renovable y gastos de explotación de centrales.

Este interrogante se responde comparando el costo anual total de la alternativa de interconexión y la de generación local. Con demanda creciente, la anualidad de generar crece más rápidamente que la de interconectar y en el momento en que la primera iguala o supera a la segunda, convendrá la interconexión.

El año en que ambas anualidades se igualan se denomina año de indiferencia económica y es a partir de ese momento que convendrá tener en servicio la interconexión, según muestra el

7.

Gráfico N° 7: Comparación Económica Interconexión-Generación Local



Es posible que se presenten diferentes opciones de *EXTENSIÓN DE LA RED* de diferentes niveles de tensión y/o trazas alternativas, en cuyo caso se procederá a evaluarlas económicamente entre sí a priori, seleccionando la opción más eficiente.

b. Recursos de corto plazo

Algunas veces los *REFUERZOS* requeridos por restricciones de un tramo podrían llegar a diferirse en el corto plazo por medio de soluciones temporarias de bajo costo, como, por ejemplo, despacho de generación local menos eficiente, compensación del tramo de línea, sobrecarga leve de una subestación en los días de carga máxima, etc.

En consecuencia, una vez planteadas para cada tramo congestionado las diferentes posibles opciones de refuerzo, incluidos los de corto plazo, se procederá a realizar una serie de evaluaciones económicas previas con el propósito de minimizar el número final de alternativas a evaluar.

c. Evaluaciones preliminares

Se someterán a evaluaciones preliminares:

Las opciones entre diferentes refuerzos escalonados e integrales para un mismo tramo, situación que puede presentarse tanto en refuerzos colineales como, en ciertos casos, en otro tipo de refuerzos o extensiones de la red.

Las soluciones de bajo costo que en el corto plazo podrían diferir la inversión en refuerzos escalonados e integrales, versus estos mismos refuerzos puestos en servicio cuando aparece el déficit, considerando los mayores costos del sistema incurridos por el diferimiento.

Las EVALUACIONES PRELIMINARES tendrán por objetivo reducir a priori la cantidad de alternativas de expansión a evaluar finalmente.

En general, estas EVALUACIONES PRELIMINARES son pasibles de ser parametrizadas, de modo de buscar una respuesta de tipo general en función de una o dos variables básicas, para todos los casos que se presenten en el ESTUDIO DE EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN.

Ejemplos típicos son:

I. REFUERZOS COLINEALES ESCALONADOS/INTEGRALES

Un caso típico de alternativas de *REFUERZO* sobre el mismo tramo se presenta frente a las siguientes decisiones de expansión:

1) Duplicar el tramo existente en igual tensión
   a) circuito simple
   b) doble circuito
2) Reforzar el tramo en mayor nivel de tensión

Surge de inmediato que la duplicación de lo existente cubrirá el déficit durante un tiempo al cabo del cual deberá apelarse a un nuevo refuerzo, de igual o mayor capacidad.

La evaluación preliminar consiste en establecer cuánto tiempo el tramo así reforzado debe prestar servicio sin volver a congestionarse, para que convenga económicamente realizarlo, frente a la posibilidad de construir inicialmente un refuerzo de mayor capacidad.

Esta evaluación previa puede ser realizada en forma paramétrica para todos los casos similares de *REFUERZO* que se presenten en el Estudio, de modo que una vez establecida la respuesta económica, se conocerá para todos los casos de su tipo la opción de *REFUERZO* a plantear.

II. RECURSOS DE CORTO PLAZO

Como ejemplo se cita el caso de cubrir temporariamente el déficit de un tramo congestionado con generación local en reserva ubicada en el extremo receptor, que por su menor eficiencia no sería despachada. La evaluación previa a realizar en este caso, se asemeja a la de interconexión de un subsistema aislado, que muestra el

7. En este caso se comparará:

- La diferencia entre los costos variables anuales de generación local y del Sistema Interconectado.
- La anualidad de capital más O&M del refuerzo propuesto.

A partir del momento de igualación de estos costos anuales –*indiferencia económica*– convendrá la construcción del *REFUERZO.* Este caso puede ser parametrizado en función de los costos de generación local, y la longitud y características del *REFUERZO*.

d. Homologación de alternativas

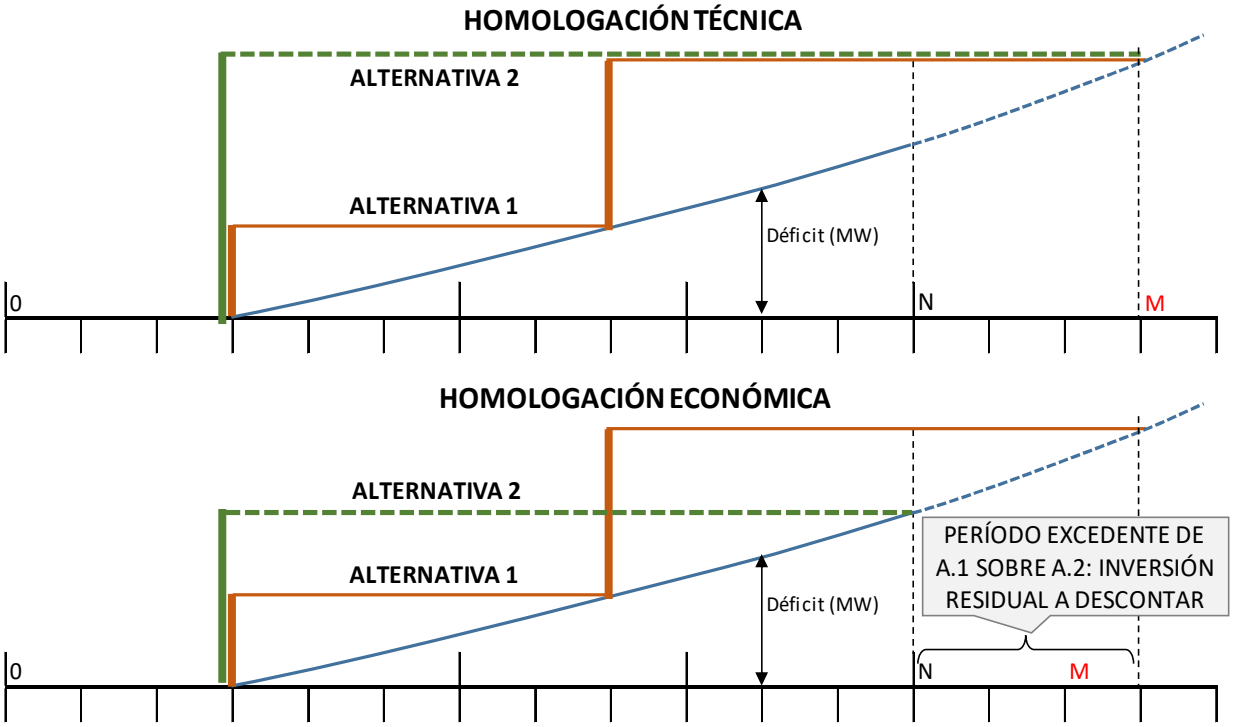
Las *ALTERNATIVAS* a plantear para cada tramo con restricciones, deben ser homologadas entre sí para garantizar su comparabilidad. La homologación puede ser de carácter *técnico* o *económico*:

- Técnica – Se verifica cuando las alternativas planteadas cubren la demanda del tramo hasta el mismo año futuro: el Año Final del Período de Análisis o un año posterior extrapolado, es decir, ambas tienen la misma capacidad conjunta.
- Económica – Si las alternativas tuvieran capacidades diferentes, cubriendo la demanda hasta distintos horizontes futuros, deberán homologarse en la evaluación económica, descontando el valor residual actualizado del período en exceso cubierto por la de mayor

capacidad.

El Gráfico N°8: Modos de Homologación entre Alternativas ilustra los casos de homologación descriptos.

Gráfico N° 8: Modos de Homologación entre Alternativas



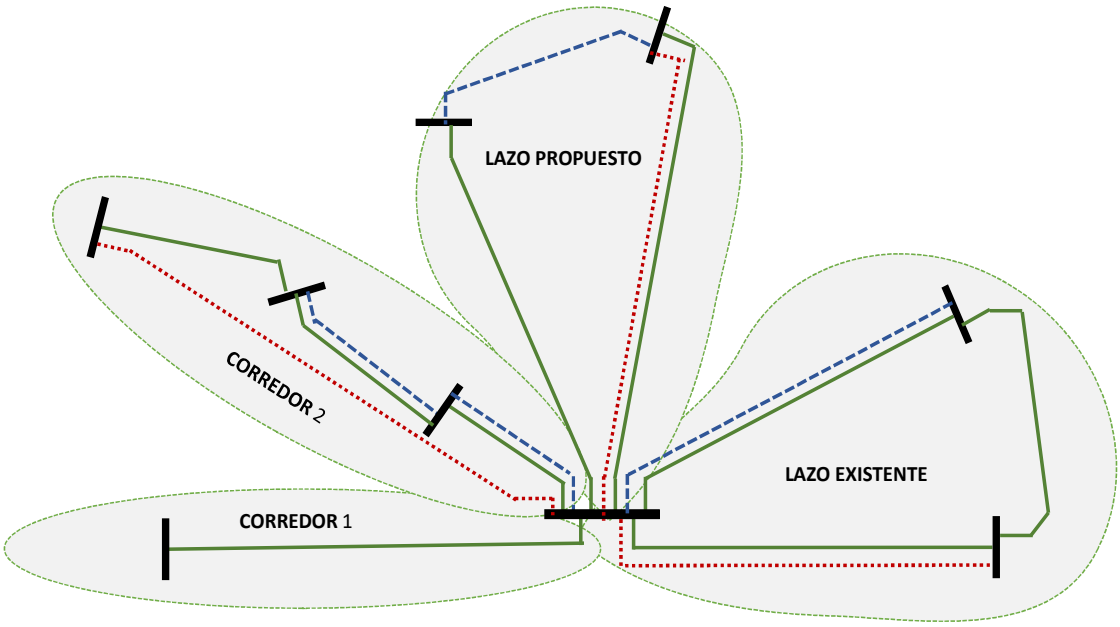
Estrictamente, la homologación técnica precisa es altamente improbable; se considerará que se produce cuando el decalaje entre las *ALTERNATIVAS* sea inferior a dos años de cobertura.

4.5.2.3 Configuración de Alternativas a Evaluar

El *PLANTEO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN* consistirá finalmente en proponer dos o más opciones de *REFUERZOS* en cada tramo con restricciones de la red.

Esta tarea se realizará por SUBSISTEMAS AUTÓNOMOS, tales como *CORREDORES* o *LAZOS ANILLADOS*. Se entiende por *CORREDOR* cada configuración radial de la RED DE TRANSMISIÓN, y como *LAZOS ANILLADOS* los corredores vinculados entre sí por *cierres en anillo*, existentes o propuestos como alternativa. El Gráfico N°9: Planteo de Alternativas. Segmentación en Corredores y Lazos tiene por objeto mostrar ejemplos simples de *CORREDORES* y *LAZOS* de análisis.

Gráfico N° 9: Planteo de Alternativas. Segmentación en Corredores y Lazos



NOTA: Las líneas punteadas de diferentes colores son las alternativas planteadas dentro de cada segmento.

Lo expuesto se trata de casos típicos, no obstante, en las redes de transmisión reales pueden darse situaciones más complejas cuyo tratamiento quedará al mejor criterio del planificador.

4.5.2.4 Estudios Eléctricos Preliminares de las Alternativas

Cada alternativa planteada será sometida a los mismos ESTUDIOS ELÉCTRICOS preliminares –despacho económico, flujos de potencia, cortocircuito, contingencia, etc.– que la red preexistente (§bb) de modo de garantizar su viabilidad primaria en relación con su adecuada capacidad en condiciones de la calidad técnica requerida.

Este análisis se extenderá a la totalidad de las configuraciones propuestas para el *CORREDOR* o *LAZO* en su conjunto.

4.6 EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS

4.6.1 Objetivo y Responsables

La EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS comprende una concatenación de actividades a partir de las *ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN* planteadas:

- Verificación preliminar de la respuesta técnica y operativa de cada solución planteada en el contexto de la red en su conjunto, garantizando el cumplimiento de los umbrales de calidad.
- Valorización de cada configuración alternativa considerando todos sus costos: inversiones, insumos, O&M, despacho del Sistema, pérdidas, energía no suministrada (ENS), etc. para obtener el Costo Total Equivalente de la Alternativa, ya sea a través del Valor Actualizado Neto (VAN) o de la anualidad o Costo Anual Total.

- Preselección de la o las alternativas de mejor performance ubicadas en un entorno de la de mínimo costo total actualizado neto.
- Estudios eléctricos en profundidad del subconjunto de alternativas preseleccionadas para verificar su respuesta en el contexto de la Red.
- Téngase en cuenta que esta tarea supone verificar la operación y despacho de cada solución factible de cada Subsistema Autónomo del Sistema en el contexto de la Red con las soluciones propuestas para los restantes SUBSISTEMAS AUTÓNOMOS, según lo expuesto en el §4.5.2.3.

Esta Etapa del Estudio será coordinada por la SIE con la intervención del OC, por medio de sus especialistas, en lo incumbente al despacho y los estudios eléctricos preliminares y en profundidad a realizar, por sí mismo o como supervisor de quien fuere designado para su realización.

4.6.2 Herramientas

Para realizar la EVALUACIÓN ECONÓMICA se requerirá una herramienta de cálculo flexible que permita obtener el VAN de cada *ALTERNATIVA*, y otros indicadores económicos usuales –ANUALIDAD, TIR, etc.– y que incluya la totalidad de las inversiones y costos de explotación, generación, ENS, etc. de cada año de la serie del PERÍODO DE ANÁLISIS.

De igual modo deberá permitir la realización expeditiva de sensibilidades a los valores clave de la *ALTERNATIVA* –demanda, oferta, etc.

Finalmente, permitirá realizar en forma sistemática la comparación de los resultados entre las diferentes *ALTERNATIVAS* planteadas para cada tramo, CORREDOR o LAZO, tanto para el caso base como para sus sensibilidades, de modo de establecer el ámbito de validez de cada una.

El objetivo del ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD será estudiar la robustez o consistencia de la *ALTERNATIVA* más económica frente a variaciones de las condiciones proyectadas.

4.6.3 Proceso Evaluatorio

4.6.3.1 General

La evaluación de *ALTERNATIVAS* se realizará por SUBSISTEMA AUTÓNOMO –*CORREDORES* o *LAZOS ANILLADOS*– *céteris páribus*, es decir considerando que el resto de la red cubre la demanda sin restricciones.

4.6.3.2 Despacho Económico de la Red con Expansión

Para cada *ALTERNATIVA* planteada para un SUBSISTEMA AUTÓNOMO se realizará el despacho económico de la totalidad de la red con la generación disponible en cada año del PERÍODO DE ANÁLISIS, de forma totalmente análoga a la realizada para verificar la RED EXISTENTE Y DECIDIDA, con la representación completa del sistema de transmisión hasta cada uno de los nodos de entrega, teniendo en consideración las series hidrológicas históricas que definen la producción de las centrales hidroeléctricas y la disponibilidad estadística media de las unidades de generación.

Se realizará conforme la misma secuencia que en la VERIFICACIÓN DE LA RED EXISTENTE Y DECIDIDA, por medio de: 1) un *despacho libre* con la *ALTERNATIVA* incorporada, 2) *estudios eléctricos preliminares* y 3) el *redespacho con restricciones*, para tener el verdadero costo de despacho.

En este último, los estudios eléctricos y las restricciones se aplicarán al SUBSISTEMA AUTÓNOMO al que pertenecen las *ALTERNATIVAS* en estudio, en tanto que el resto de la red de transmisión volverá a ser despachada sin restricciones de transporte, con el objetivo de que el *despacho económico* y su consiguiente *redespacho* no sean influenciados por el resto del sistema eléctrico[9].

Este proceso permitirá resolver dos aspectos:

- Verificar que las Alternativas planteadas para ese subsistema cubren satisfactoriamente la demanda en todo el Período de Análisis o, en caso contrario, ajustarlas.
- Obtener los costos de despacho necesarios para la Evaluación Económica de cada Alternativa.

4.6.3.3 Evaluación Económica

a. Costo total esperado

El *costo total esperado* de cada *ALTERNATIVA* de expansión de la transmisión, incluirá básicamente:

i. Las inversiones de la *ALTERNATIVA* de refuerzo propuesta.
ii. Los costos de explotación (AO&M) de los refuerzos de transmisión de la *ALTERNATIVA*.
iii. Los costos de despacho que surgen de la simulación de la *ALTERNATIVA*, incluidos los de la ENS propia del despacho, en función de la profundidad del déficit.
iv. Los costos esperados de falla que surgen del despacho de la *ALTERNATIVA* en contingencias típicas del sistema, asociados a sus probabilidades de ocurrencia.

Se utilizará una *MATRIZ DE CÁLCULO* para capturar los diferentes tipos de costos que integran el *costo esperado* total, a partir de la *ALTERNATIVA* en estudio, tomando las inversiones en sus momentos de aplicación, los resultados del despacho de cada año de corte del período de análisis y los de los despachos bajo condiciones de contingencia, con su probabilidad asociada.

La *MATRIZ* consistirá en un "*flujo de fondos*" que cubra el *PERÍODO DE ANÁLISIS* del Estudio –15 años a partir del *Año Base*– y un horizonte no inferior a 30 años, compatible con la vida útil de las principales componentes de las inversiones más tempranas. Permitirá actualizar las inversiones al *Año Base*, la reposición automática de las inversiones de menor duración que el horizonte y el descuento del valor residual de las componentes no amortizadas en el *AÑO HORIZONTE*.

La Tabla N° 22 es la hoja resumen de costos de la *MATRIZ*, donde se pueden observar las inversiones en el momento en que se producen, los costos del despacho de cada año, y los costos fijos asociados al escenario y la alternativa de expansión.

[9] Ya que, en esta instancia, el resto del Sistema de Transmisión se está considerando sin las ampliaciones que requeriría, de modo que sus propias restricciones probablemente influirían en los costos de despacho de la alternativa en estudio.

Tabla N° 22: Evaluación de Alternativas. Modelado del Cálculo

MATRIZ RESUMEN DE COSTO TOTAL ESPERADO

COSTOS ASOCIADOS A LA ALTERNATIVA A_N	PERÍODO DE ANÁLISIS													HORIZONTE		
	Año Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	...	Año Horiz.
CORREDOR O SUBSISTEMA																
1. INVERSIONES																
ALTERNATIVA DE TRANSMISION																
T1		T_{12}	T_{13}													
T2			T_{23}	T_{24}	T_{25}	T_{26}										
T3								T_{38}	T_{39}							
2. COSTOS OPERATIVOS																
DEL DESPACHO ECONOMICO		d_1	d_2	d_3	d_4	d_5	d_6	d_7	d_8	d_9	d_{10}	d_{11}	d_{12}	d_{12}	d_{12}	d_{12}
DE ENS		e_1	e_2	e_3	e_4	e_5	e_6	e_7	e_8	e_9	e_{10}	e_{11}	e_{12}	e_{12}	e_{12}	e_{12}
ALTERNATIVA DE TRANSMISION																
T1				t_{13}	t_{14}	t_{15}	t_{16}	t_{17}	t_{18}	t_{19}	t_{110}	t_{111}	t_{112}	t_{112}	t_{112}	t_{112}
T2							t_{26}	t_{27}	t_{28}	t_{29}	t_{210}	t_{211}	t_{212}	t_{212}	t_{212}	t_{212}
T3										t_{39}	t_{310}	t_{311}	t_{312}	t_{312}	t_{312}	t_{312}
3. FLUJO DE FONDOS		FF_1	FF_2	FF_3	FF_4	FF_5	FF_6	FF_7	FF_8	FF_9	FF_{10}	FF_{11}	FF_{12}	FF_{12}	FF_{12}	FF_{12}

El flujo de fondos surgirá como sumatoria de los egresos de caja del año, debidos a inversiones y costos operativos.

La *MATRIZ* constará de hojas auxiliares que permitan desagregar los costos e inversiones en sus componentes y realizar en forma automatizada:

- la reposición de componentes cuya vida útil hubiere terminado antes del año horizonte;
- el descuento del valor residual de las que no hubieren agotado su vida útil en el año horizonte.

b. Indicadores económicos

La selección de la *ALTERNATIVA* más atractiva técnica y económicamente, inicia por la comparación económica de las *ALTERNATIVAS* de un mismo SUBSISTEMA AUTÓNOMO. Como se trata de comparar costos entre soluciones tecnológicas diferentes, en esta evaluación no se incluirán condiciones de financiamiento, salvo que se considerara que cierta *ALTERNATIVA* pudiera tener marcadas ventajas o impedimentos de financiamiento respecto de sus homólogas.

Los principales indicadores económicos que permitirán definir la selección cuantitativa serán:

- El valor actualizado neto (VAN) del flujo de fondos al Año Base de referencia, que permite la comparación directa entre dos o más series de Alternativas de refuerzo para solucionar una misma restricción.
- La anualidad total de cada serie Alternativa incluyendo costo del capital y gastos anuales, que en ciertos casos permite decidir la fecha oportuna de puesta en servicio de un refuerzo.

- La tasa interna de retorno (TIR) permite medir el beneficio de ejecutar la Alternativa más económica frente a no reforzar la red, comparando ambos costos totales esperados.

La Tabla N° 23, es un ejemplo de salida de la *MATRIZ DE CÁLCULO* que permitirá la comparación entre las series de *ALTERNATIVAS* homólogas de un mismo SUBSISTEMA AUTÓNOMO.

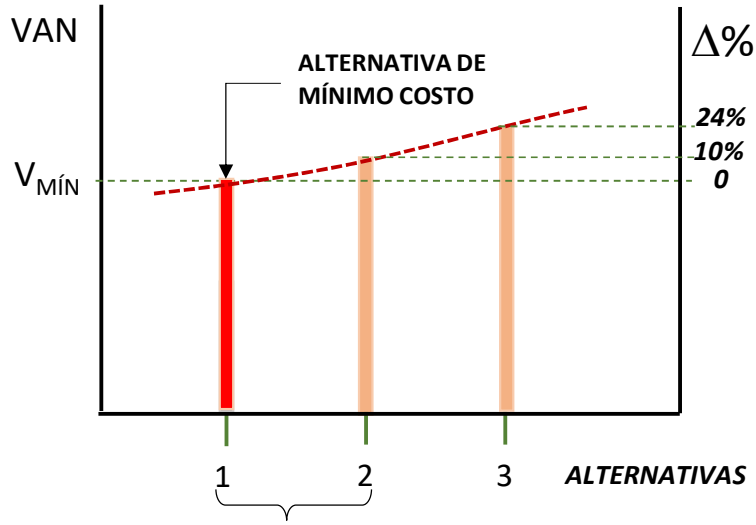
Tabla N° 23: Evaluación de Alternativas. Modelado del Cálculo

COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS DE UN MISMO SUBSISTEMA

COSTOS ASOCIADOS A LA ALTERNATIVA A_N	PERÍODO DE ANÁLISIS													HORIZONTE		
	Año Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	...	Año Horiz.
CORREDOR O SUBSISTEMA																
ALTERNATIVA 1																
ANUALIDAD DEL CAPITAL				a_1	a_1	a_1	b_1	b_1	b_1	c_1	c_1	c_1	c_1	c_1	c_1	c_1
GASTOS ANUALES		g_{11}	g_{12}	g_{13}	g_{14}	g_{15}	g_{16}	g_{17}	g_{18}	g_{19}	g_{110}	g_{111}	g_{112}	g_{112}	g_{112}	g_{112}
ANUALIDAD TOTAL		A_{11}	A_{12}	A_{13}	A_{14}	A_{15}	A_{16}	A_{17}	A_{18}	A_{19}	A_{110}	A_{111}	A_{112}	A_{112}	A_{112}	A_{112}
VALOR ACTUALIZADO NETO	VAN															
ALTERNATIVA 2																
ANUALIDAD DEL CAPITAL				a_2	a_2	a_2	b_2	b_2	b_2	c_2	c_2	c_2	c_2	c_2	c_2	c_2
GASTOS ANUALES		g_{21}	g_{22}	g_{23}	g_{24}	g_{25}	g_{26}	g_{27}	g_{28}	g_{29}	g_{210}	g_{211}	g_{212}	g_{212}	g_{212}	g_{212}
ANUALIDAD TOTAL		A_{21}	A_{22}	A_{23}	A_{24}	A_{25}	A_{26}	A_{27}	A_{28}	A_{29}	A_{210}	A_{211}	A_{212}	A_{212}	A_{212}	A_{212}
VALOR ACTUALIZADO NETO	VAN															
.....	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Aplicando este procedimiento, se realizará un ranking u ordenamiento creciente de costos (VAN) de las Alternativas de cada Subsistema en análisis, del modo que ilustra el Gráfico N°10: Comparación Económica de Alternativas

Gráfico N° 10: Comparación Económica de Alternativas



c. Preselección de alternativas elegibles

En cada SUBSISTEMA AUTÓNOMO, en principio, la *ALTERNATIVA* elegible será la de menor costo total ($VAN_{MÍN}$). Sin embargo, puede haber otra *ALTERNATIVA* cuyo VAN sea muy próximo al de aquélla y que presente otros atractivos no directamente cuantificables[10].

En consecuencia, se realizará una PRESELECCIÓN DE ALTERNATIVAS ELEGIBLES. Se preseleccionarán las *ALTERNATIVAS* cuyo VAN se encuentre en un entorno $\delta(\%)$ de la de mínimo costo. El valor de $\delta(\%)$ será fijado por el Regulador dentro de un rango de *+5% y +10%* del mínimo.

El subconjunto así resultante se denomina *ALTERNATIVAS PRESELECCIONADAS*. Es poco probable que haya más de dos *ALTERNATIVAS PRESELECCIONADAS* en cada SUBSISTEMA AUTÓNOMO.

4.6.3.4 Análisis de Sensibilidad

El proceso anterior se desarrollará para lo que se denomina *CASO BASE*, es decir *Escenario Medio* de demanda, fechas medias estimadas para la habilitación de la oferta, escenario de precios de combustible adoptado, etc.

De ese *Escenario Base* surgirán, para cada SUBSISTEMA AUTÓNOMO de la Red de Transmisión, una o más *ALTERNATIVAS PRESELECCIONADAS* por su atractivo económico, conforme los procedimientos expuestos en los puntos anteriores.

El ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD apunta a someter a prueba la consistencia de la o las *ALTERNATIVAS PRESELECCIONADAS* cuando varían las condiciones de borde presupuestas, es decir, el ámbito o rango de variaciones dentro del cual la *ALTERNATIVA* continúa siendo elegible.

Los principales aspectos a someter a un ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD serán:

[10] Por ejemplo, mayor estabilidad económica frente a las variaciones de los parámetros clave, mejor desempeño, promoción de recursos estratégicos, etc.

- La demanda a suministrar, considerando: Escenario de Máxima y Escenario de Mínima,
- Atrasos en equipamientos de generación relevantes para el Sistema.
- Variación significativa de los precios de derivados del petróleo en relación con el Estudio general de precios realizado.
- Otro aspecto que en la oportunidad se considere clave.
- Se limitará la cantidad de análisis, en lo posible a un máximo de cuatro.

Las sensibilidades se realizarán *céteris páribus*, es decir, se analizará la variación de sólo un aspecto por vez, manteniendo los restantes en las condiciones del *Escenario Medio.*

Se repetirá el proceso expuesto en §4.6.3.3, considerando variaciones discretas y viables del valor de la variable que se sensibiliza, de modo de verificar si la *ALTERNATIVA DE MÍNIMO COSTO* (VAN_{MIN}) continúa con esa condición en cada variación de la variable clave o en uno o más casos cede ese lugar a otra *ALTERNATIVA PRESELECCIONADA.*

4.6.3.5 Estudios Eléctricos en Profundidad

Sobre el subconjunto de *ALTERNATIVAS PRESELECCIONADAS* de cada SUBSISTEMA AUTÓNOMO se realizarán estudios eléctricos en profundidad.

Básicamente estos ESTUDIOS ELÉCTRICOS consistirán en:

- Verificación de la operación eléctrica de las Alternativas Preseleccionadas.
- Estudios eléctricos en profundidad de la o las Alternativas Preseleccionadas típicamente:
  - flujos de carga para definir la operación y límites de intercambio de la red,
  - análisis de estabilidad estacionaria y transitoria,
  - contingencias,
  - cortocircuito,
  - fallas de corta duración.

En general estos estudios deberán realizarse para la RED DE TRANSMISIÓN integrada por la totalidad de SUBSISTEMAS AUTÓNOMOS, ya que existe una influencia recíproca entre SUBSISTEMAS, en que el comportamiento de uno de ellos produce efectos sobre los restantes; es decir, no en todos sus aspectos estos SUBSISTEMAS son autónomos.

En consecuencia, en esos casos será preciso evaluar el funcionamiento eléctrico del Sistema de Transmisión integrado, combinando entre sí el juego de *ALTERNATIVAS PRESELECCIONADAS* de cada SUBSISTEMA.

Los resultados de los ESTUDIOS ELÉCTRICOS pueden llevar a desechar alguna de esas *ALTERNATIVAS* o a reformularlas, con la consiguiente reevaluación económica. Lo mismo podría ocurrir si existieran incompatibilidades o riesgos por la operación conjunta de *ALTERNATIVAS* de diferentes SUBSISTEMAS.

4.7 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

4.7.1 Selección de las Alternativas de Expansión

La selección final del PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN estará a cargo de la SIE, que es el responsable de su aprobación según el Art. 359º del RLGE, aunque surgirá de la discusión y consenso de este organismo con la CNE y el OC.

La selección final de la *ALTERNATIVA* a desarrollar en cada SUBSISTEMA AUTÓNOMO se realizará sobre el subconjunto final de *ALTERNATIVAS PRESELECCIONADAS*, tomando en consideración una serie de aspectos cuanti-cualitativos tales como:

- La invariabilidad de la conveniencia económica de la Alternativa frente a la variación de los parámetros clave de la evaluación: demanda, oferta, costos de combustibles, etc.
- Su buena performance en el despacho y funcionamiento eléctrico al ser integrada al Sistema de Transmisión en su conjunto incluyendo la totalidad de las ampliaciones propuestas).
- El eventual interés estratégico en el desarrollo de determinadas tecnologías o recursos.

Una vez seleccionada la *ALTERNATIVA* elegible de cada SUBSISTEMA e integradas todas ellas al SISTEMA DE TRANSMISIÓN total, se realizarán nuevos ESTUDIOS ELÉCTRICOS de mayor profundidad sobre la red en su totalidad y un nuevo DESPACHO ECONÓMICO.

Como en los casos anteriores estos estudios eléctricos en profundidad contarán con la asistencia y/o supervisión del OC.

De surgir de ese proceso ajustes relevantes, se Re verificará el VAN de las *ALTERNATIVAS SELECCIONADAS* y, de ser necesario, se reajustará la selección.

No se procederá a este último paso si los ajustes requeridos modificaran el VAN de la *ALTERNATIVA* dentro del rango $\{VAN_{MÍN} - VAN_{MÍN} \times [1+\delta\ (\%)]\}$ de la evaluación original –siendo $\delta\ (\%)$ el valor establecido como límite de Preselección (§0).

4.7.2 Plan de Expansión

4.7.2.1 Proyectos Firmes y Condicionales

Las *ALTERNATIVAS SELECCIONADAS* a lo largo del PERÍODO DE ANÁLISIS determinarán el PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN para los cuatro (4) años del período inmediato –Art. 359º del RLGE–, debiendo preverse todos los recaudos para su construcción y puesta en servicio en los plazos establecidos.

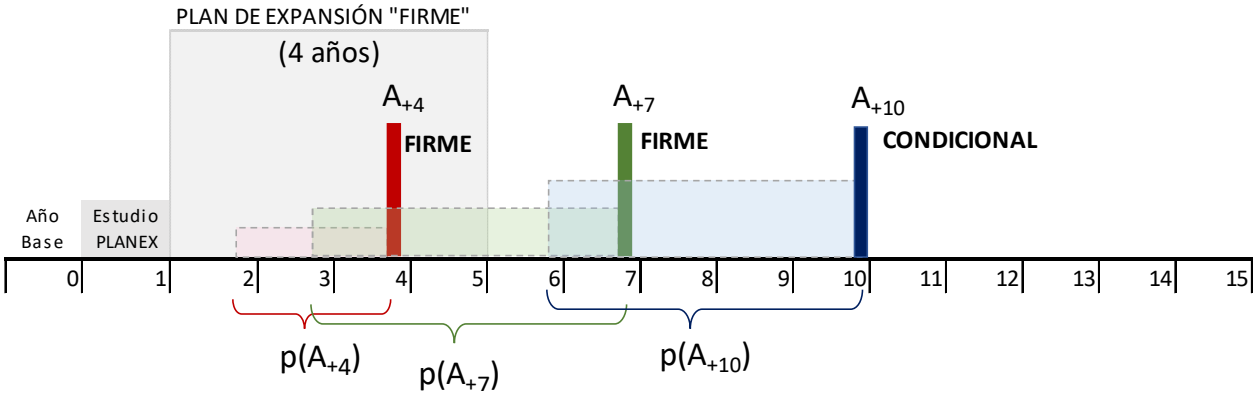
Respecto de las *ALTERNATIVAS SELECCIONADAS* que debieran entrar en servicio en los siguientes ocho (8) años del PERÍODO DE ANÁLISIS se presentan dos instancias:

- Para aquéllas cuyo período de gestión y construcción deba comenzar dentro de los primeros cuatro (4) años –años 1 a 5 del Período de Análisis–, deberán tomarse los recaudos para su avance según esos plazos.
- Las Alternativas Seleccionadas de más largo plazo, cuya gestión y construcción debiera iniciarse más allá de los primeros cuatro (4) años, se volverán a estudiar en la siguiente revisión al cabo de esos cuatro años, en el contexto de la realidad de ese momento y de un

horizonte mayor.

El ejemplo del Gráfico N°11: Comparación Económica de Alternativas muestra los casos mencionados:

Gráfico N° 11: Comparación Económica de Alternativas



Nota: p = *período de gestión y construcción.*

- La *ALTERNATIVA* A $_{+3}$ es una OBRA FIRME que debe ser puesta en servicio dentro del período inmediato de 4 años, en el *año 3* y comenzada su gestión y construcción en el *año 1*.
- La *ALTERNATIVA* A $_{+6}$ es una obra que debe ser puesta en servicio fuera del período de los primeros 4 años, en el *año 6*, sin embargo, su gestión y construcción debe iniciarse en el *año 2,* dentro de ese primer período, lo que la confirma como OBRA FIRME.
- En cambio, la *ALTERNATIVA* A $_{+9}$ es una obra que debe ser puesta en servicio en el *año 9*, y su gestión se debería iniciar en el *año 5*, fuera del primer período de 4 años, de modo que es una OBRA CONDICIONAL, que debe ser reestudiada para el siguiente período de 4 años, con el escenario real del *año 4*.

4.7.2.2 Cumplimiento del Plan

En relación con los PROYECTOS DE EXPANSIÓN FIRMES aprobados por la SIE para el siguiente período, será preciso prever mecanismos que garanticen su ejecución y puesta en servicio en tiempo y forma por parte de la ETED.

El cumplimiento por parte de la ETED, tendrá carácter obligatorio, ya que los cargos por ejecución de las obras firmes habrán sido oportunamente incorporados en la Tarifa de Transmisión del período vigente.

El retraso u omisión de un PROYECTO FIRME implicaría:

- Haber cobrado por algo que no se realizó.
- Afectar la eficiencia general de la red por no ejecutar la expansión en la oportunidad económica.

Más allá de las penalizaciones que correspondieran frente a una omisión o retraso, la SIE debería prever una inspección/supervisión de obra que realice el contralor de los avances de las obras ejecutadas por la ETED.

De producirse retrasos en los PROYECTOS DE EXPANSIÓN FIRMES por motivos de "*fuerza mayor*" debidamente justificados por la Empresa y verificados por la SIE, se preverán los mecanismos adecuados para ajustar los cargos tarifarios vigentes.

5. CONSIDERACIONES FINALES

La tarea encomendada al consultor ha consistido en desarrollar el proyecto "CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE TRANSMISIÓN" el cual abarca tanto la determinación del VALOR AGREGADO DE TRANSMISIÓN (VAT) como también elaborar una propuesta de procedimiento para la preparación del PLAN DE EXPANSIÓN de la Transmisión del sistema eléctrico dominicano. Como resultado de dichas tareas y la interacción con las contrapartes del proyecto (en particular, la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD – SIE y la EMPRESA DE TRANSMISIÓN DOMINICANA – ETED), es posible extraer algunas conclusiones del proceso de elaboración del estudio.

En referencia al desarrollo del cálculo del VAT se han observado una serie de consultas y comentarios respecto de la metodología empleada a la cual permite realizar las siguientes consideraciones.

- La valorización de las infraestructuras llevada a cabo contempla un cierto grado de compromiso entre operatividad y precisión al aplicar unidades estándar de valorización (denominadas Unidades de Propiedad Estándar - UPEs). Siendo que una itemización al detalle dificultaría el cómputo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones se opta por algún grado de simplificación. No obstante, a los efectos de obtener una base de UPEs útil se adoptó en el presente estudio una subdivisión intermedia que permita no comprometer la precisión en cuanto a la caracterización de la infraestructura operada y una valorización razonablemente operativa de los módulos estándar.
- Por lo expresado en el punto anterior, es vital para la realización de este tipo de estudios contar con una robusta base de datos del inventario del SENI. En el presente estudio se utilizaron todas las fuentes de información disponibles con el fin de elaborar un inventario inicial que tenga en cuenta, además de los activos a valorizar, las características topológicas de cada instalación junto con las influencias que el medio ejerce sobre las mismas, las cuales deben ser consideradas a la hora de su diseño repercutiendo en una valorización diferenciada de los activos.
- Como resultado de lo expresado previamente se ha logrado minimizar el nivel de controversia. Respecto de la determinación del VNR de las instalaciones bajo gestión de la empresa (ETED) y orientándose las tareas de ajuste de los resultados a la asignación de UPEs donde, por ejemplo, a las distintas estaciones transformadoras pertenecientes a ETED y en particular en el caso de la República Dominicana se ha ajustado el diseño a los requerimientos climáticos propios de la geografía/clima como ser la presencia de huracanes.
- Asimismo, se han hecho observaciones respecto del diseño de la infraestructura que componen las UPEs (por ejemplo, peso de torres), a lo cual cabe destacar la flexibilidad que el modelo de valorización por UPEs permite ajustar dichos valores los que en definitiva se comprueban en base al inventario que se certifica de la empresa de transmisión misma.

- Otro aspecto a destacar es la comparación que se pretenda realizar entre la valorización que el presente estudio realiza y aquellos desarrollados en el pasado. En este sentido debe señalarse que las comparaciones deben tener en cuenta que el estudio actual refiere a una infraestructura y precios de componentes de esa infraestructura en un momento del tiempo (2016) diferente a los relevados en otro punto del pasado.
- En relación con lo anterior el presente estudio ha recibido comentarios relacionados a la valorización desarrollada tanto a nivel del VNR como de la modelización de los costos de explotación (Empresa Modelo), las cuales se han correspondido con las bases de datos desarrolladas por el propio consultor. Al respecto resulta relevante comentar que dicha base de conocimiento es continuamente alimentada y actualizada por los continuos proyectos de similar naturaleza encargados al consultor, bases de datos de reguladores latinoamericanos, como también a una metodología de actualización que de manera difundida se aplica en base a índices de precios internacionales representativos de la industria de equipamiento eléctrico (conductores, cables, acero, transformadores, etc.).
- Otro punto que ha demandado un mayor explicitación dentro de la tarea desarrollada ha sido la valorización de los costos de explotación del servicio de transmisión eléctrica. En particular, la determinación de la Empresa Modelo, como su palabra lo indica corresponde a una modelización o caracterización ideal de la estructura de personal e insumos necesarios para la correcta operación, mantenimiento y administración de la infraestructura bajo control de la empresa. Más allá de conllevar algún grado de simplificación en su desarrollo, el mismo ha respondido a una metodología de comparables en cuanto a la tipificación de tareas y sus frecuencias anuales, las cuales han sido valorizadas según precios de mercado (por ejemplo, encuesta de salarios actualizada al año 2016).
- Como resultado de la tarea desarrollada la actualización del VAT ha conllevado un incremento del 21% respecto del estudio desarrollado anteriormente, tal como puede observarse en el gráfico subsiguiente.

Gráfico N° 12: Comparativo VAT 2016 versus 2008

Fuente: Elaboración propia en base a Modelo VAT 2016 / Informe Final Cálculo del VAT Diciembre 2008

Los principales incrementos se observan a nivel de los costos de explotación como sobre la anualidad del VNR Eléctrico de Subestaciones, evolución que se hayan en línea con la evolución tanto de los índices de precios locales como de la infraestructura propia de ETED dentro del período de 10 años transcurridos.

- Finalmente, en relación al proceso de elaboración del Procedimiento para la Actualización del Plan de Expansión de la Transmisión el análisis ha girado en cuanto a las competencias que los diferentes organismos de la regulación dominicana intervienen en el proceso definición de la expansión del sistema. Al respecto cabe considerar como conclusión de la propuesta elaborada que resulta fundamental para la correcta definición e implementación del Plan de Expansión del sistema lograr una buena coordinación entre estos organismos (la SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD, el ORGANISMO COORDINADOR y la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA).

Anexo I: Costos de UPEs de Subestaciones y Líneas

UPE -SE BASICO									
Código	**Tensión (kV)**	**Configuración**	**Tamaño**	**Zona**	**Cantidad campos**	**Construcción**	**Superficie (m2)**	**Perímetro (m)**	**Costo Unitario (u$s)**
UPE 3-1	345	BD	mediana	Rural	9	Conv.	28.560	816	2.516.334
UPE 3-2	138	BD	mínima	Rural	2	Conv.	4.651	279	393.994
UPE 3-3	138	BD	pequeña	Rural	5	Conv.	8.894	378	659.729
UPE 3-4	138	BD	mediana	Rural	9	Conv.	12.106	441	900.794
UPE 3-5	138	BD	grande	Rural	17	Conv.	15.812	504	1.302.355
UPE 3-6	138	BS	mínima	Rural	2	Conv.	1.976	180	290.889
UPE 3-7	138	BS	pequeña	Rural	4	Conv.	4.200	260	500.314
UPE 3-8	138	BS	mediana	Rural	8	Conv.	6.671	333	754.493
UPE 3-9	69	BS	mínima	Rural	2	Conv.	800	113	190.282
UPE 3-10	69	BS	pequeña	Rural	4	Conv.	1.700	163	335.536
UPE 3-11	69	BS	mediana	Rural	8	Conv.	2.700	208	501.606
UPE 3-12	69	BD	pequeña	Rural	5	Conv.	4.000	252	433.924
UPE 3-13	69	BD	mediana	Rural	9	Conv.	6.600	324	643.496
UPE 3-14	69	BD	grande	Rural	17	Conv.	8.100	360	967.043
UPE 3-15	138	BS	mínima	Urbana	2	Conv.	1.976	180	300.916
UPE 3-16	138	BS	pequeña	Urbana	4	Conv.	4.200	260	514.798
UPE 3-17	138	BS	mediana	Urbana	8	Conv.	6.671	333	773.032
UPE 3-18	138	BD	pequeña	Urbana	5	Conv.	8.894	378	674.594
UPE 3-19	138	BD	mediana	Urbana	9	Conv.	12.106	441	925.373
UPE 3-20	138	BD	grande	Urbana	17	Conv.	15.812	504	1.330.445
UPE 3-21	69	BS	mínima	Urbana	2	Conv.	800	113	196.549
UPE 3-22	69	BS	pequeña	Urbana	4	Conv.	1.700	163	344.588
UPE 3-23	69	BS	mediana	Urbana	8	Conv.	2.700	208	513.193
UPE 3-24	69	BD	pequeña	Urbana	5	Conv.	4.000	252	447.962
UPE 3-25	69	BD	mediana	Urbana	9	Conv.	6.600	324	661.545
UPE 3-26	69	BD	grande	Urbana	17	Conv.	8.100	360	987.098
UPE 3-27	138	BD	pequeña	0	5	Int.	2.057	-	266.381
UPE 3-28	138	BD	mediana	0	9	Int.	2.800	-	376.392
UPE 3-29	69	BS	mínima	0	2	Int.	600	-	78.560

UPE-SE CAMPOS							
Código	**Tensión (kV)**	**Tipo de Módulo**	**Configuración**	**Construcción**	**Aislación general**	**Interruptores**	**Costo Unitario (u$s)**
UPE 2-1	345	EL	BD	conv.	aire	1	690.151
UPE 2-2	345	CT	BD	conv.	aire	1	739.880
UPE 2-3	345	CA	BD	conv.	aire	1	622.150
UPE 2-4	345	CA	BD	conv.	aire	0	301.421
UPE 2-5	138	EL	BD	conv.	aire	1	275.547
UPE 2-6	138	EL	BS	conv.	aire	0	107.327
UPE 2-7	138	EL	BS	conv.	aire	1	250.488
UPE 2-8	138	CT	BD	conv.	aire	1	296.249
UPE 2-9	138	CT	BS	conv.	aire	1	269.073
UPE 2-10	138	CT	BD	conv.	aire	0	136.815
UPE 2-11	138	CA	BD	conv.	aire	1	240.148
UPE 2-12	138	CA	BD	conv.	aire	0	155.445
UPE 2-13	69	EL	BS	conv.	aire	1	159.318
UPE 2-14	69	EL	BS	conv.	aire	0	66.560
UPE 2-15	69	CT	BS	conv.	aire	1	192.648
UPE 2-16	69	CC	BS	conv.	aire	1	140.572
UPE 2-17	69	EL	BD	conv.	aire	1	173.573
UPE 2-18	69	CT	BD	conv.	aire	1	205.084
UPE 2-19	69	CC	BD	conv.	aire	1	176.117
UPE 2-20	69	CA	BD	conv.	aire	1	171.016
UPE 2-21	69	CA	BD	conv.	aire	0	117.488
UPE 2-22	69	CT	BS	conv.	aire	0	102.157
UPE 2-23	138	EL	BD	Int.	SF6	1	492.218
UPE 2-24	138	CT	BD	Int.	SF6	1	432.065
UPE 2-25	138	CA	BD	Int.	SF6	1	390.704
UPE 2-26	69	EL	BS	Int.	SF6	1	293.340
UPE 2-27	69	CT	BS	Int.	SF6	1	359.937

UPE-SE MAQUINA						
Código	**Relación Tensión(kV)**	**Potencia (MVA-MVAR)**	**Fases**	**Construcción**	**Tipo Máquina**	**Costo Unitario (u$s)**
UPE 4-1	69	5	3	Conv.	CAPAC.	50.436
UPE 4-2	69	9,6	3	Conv.	CAPAC.	96.837
UPE 4-3	69	15,6	3	Conv.	CAPAC.	116.255
UPE 4-4	69	20	3	Conv.	CAPAC.	124.240
UPE 4-5	69	40	3	Conv.	CAPAC.	189.534
UPE 4-6	345/138	450	3	Conv.	TRANSF.	5.115.444
UPE 4-7	345/138	600	3	Conv.	TRANSF.	6.820.592
UPE 4-8	138/69	40	3	Conv.	TRANSF.	427.959
UPE 4-9	138/69	70	3	Conv.	TRANSF.	748.928
UPE 4-10	138/69	80	3	Conv.	TRANSF.	855.917
UPE 4-11	138/69	100	3	Conv.	TRANSF.	1.069.897
UPE 4-12	138/69	112	3	Conv.	TRANSF.	1.198.284
UPE 4-13	138/69	125	3	Conv.	TRANSF.	1.337.371
UPE 4-14	138/69	140	3	Conv.	TRANSF.	1.497.856
UPE 4-15	138/69	200	3	Conv.	TRANSF.	2.139.794

UPE-SE OTROS EQ.					
Código	**Tensión (kV)**	**Tipo Equipo**	**Fases**	**Construcción**	**Costo Unitario (u$s)**
UPE 5-1	138	Seccionador	3	Conv.	17.557
UPE 5-2	69	Seccionador	3	Conv.	10.542

UPE – VIENTOS EXTREMOS											
UPE	**kV**	**Circ**	**Cond fase**	**Cond Guardia**	**Zona**	**Terreno**	**Estructura**	**Tipo y Calibre de Conductor**	**Tipo Cable Guardia**	**Fundación**	**Unitario U$S/km**
UPE 1-27	138	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	131.451
UPE 1-30	138	1	2	1	Rural	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	144.686
UPE 1-32	138	1	1	1	Rural	Montañoso	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	132.405
UPE 1-33	138	1	1	1	Rural	Montañoso	T.Acero	Hawk 477 MCM	OPGW	Concreto	135.497
UPE 1-37	138	1	2	1	Rural	Montañoso	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	145.085
UPE 1-48	138	2	1	2	Rural	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	183.407
UPE 1-49	138	2	1	2	Rural	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	189.201
UPE 1-50	138	2	1	2	Rural	Llano/Ond.	T.Acero	450 ACAR	Acero	Concreto	179.280
UPE 1-51	138	2	1	2	Rural	Llano/Ond.	T.Acero	450 ACAR	OPGW	Concreto	189.717
UPE 1-54	138	2	2	2	Rural	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	210.145
UPE 1-55	138	2	2	2	Rural	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	215.940
UPE 1-60	138	2	1	2	Rural	Montañoso	T.Acero	450 ACAR	Acero	Concreto	178.842
UPE 1-61	138	2	1	2	Rural	Montañoso	T.Acero	450 ACAR	OPGW	Concreto	184.716
UPE 1-64	138	2	2	2	Rural	Montañoso	T.Acero	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	194.788
UPE 1-65	138	2	2	2	Rural	Montañoso	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	200.662
UPE 1-68	138	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	123.294
UPE 1-69	138	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	T.Acero	450 ACAR	OPGW	Concreto	121.231
UPE 1-71	138	1	2	1	Urbana	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	136.864
UPE 1-72	138	2	1	2	Urbana	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	179.170
UPE 1-73	138	2	1	2	Urbana	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	184.920
UPE 1-74	138	2	1	2	Urbana	Llano/Ond.	T.Acero	450 ACAR	Acero	Concreto	175.043
UPE 1-75	138	2	1	2	Urbana	Llano/Ond.	T.Acero	450 ACAR	OPGW	Concreto	180.793
UPE 1-78	138	2	2	2	Urbana	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	206.577
UPE 1-79	138	2	2	2	Urbana	Llano/Ond.	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	212.327
UPE 1-80	138	2	2	2	Urbana	Montañoso	T.Acero	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	193.133
UPE 1-81	138	2	2	2	Urbana	Montañoso	T.Acero	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	199.008

UPE – RESTO DE LAS ZONAS											
UPE	**kV**	**Circ**	**Cond fase**	**Cond Guardia**	**Zona**	**Terreno**	**Estructura**	**Tipo y Calibre de Conductor**	**Tipo Cable Guardia**	**Fundación**	**Unitario U$S/km**
UPE 1-1	69	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Madera	Darien 559,5 MCM	Acero	Ninguna	57.654
UPE 1-2	69	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Madera	Allience 246,9 MCM	Acero	Ninguna	51.660
UPE 1-3	69	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Madera	450 ACAR	Acero	Ninguna	55.590
UPE 1-4	69	1	1	1	Rural	Montañoso	Madera	Allience 246,9 MCM	Acero	Ninguna	48.214
UPE 1-5	69	1	1	1	Rural	Montañoso	Madera	Darien 559,5 MCM	Acero	Ninguna	54.208

UPE – RESTO DE LAS ZONAS											
UPE	**kV**	**Circ**	**Cond fase**	**Cond Guardia**	**Zona**	**Terreno**	**Estructura**	**Tipo y Calibre de Conductor**	**Tipo Cable Guardia**	**Fundación**	**Unitario U$S/km**
UPE 1-6	69	1	1	1	Rural	Montañoso	Madera	450 ACAR	Acero	Ninguna	52.145
UPE 1-7	69	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	Madera	Darien 559,5 MCM	Acero	Ninguna	61.335
UPE 1-8	69	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	Madera	Allience 246,9 MCM	Acero	Ninguna	55.341
UPE 1-9	69	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	Madera	450 ACAR	Acero	Ninguna	59.271
UPE 1-10	69	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	Madera	Hawk 477 MCM	Acero	Ninguna	64.426
UPE 1-11	69	1	2	1	Urbana	Llano/Ond.	Madera	Darien 559,5 MCM	Acero	Ninguna	73.520
UPE 1-12	69	1	2	1	Urbana	Llano/Ond.	Tubular	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	302.451
UPE 1-13	69	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Concr.S	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	75.308
UPE 1-14	69	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Concr.S	Allience 246,9 MCM	Acero	Concreto	69.064
UPE 1-15	69	1	1	1	Rural	Montañoso	Concr.S	Allience 246,9 MCM	Acero	Concreto	66.200
UPE 1-16	69	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	Concr.S	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	114.816
UPE 1-17	69	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	Concr.S	450 ACAR	Acero	Concreto	105.178
UPE 1-18	69	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	Concr.S	Allience 246,9 MCM	Acero	Concreto	101.248
UPE 1-19	69	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	Celosía	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	144.582
UPE 1-20	69	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	Celosía	Allience 246,9 MCM	Acero	Concreto	138.588
UPE 1-21	69	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Celosía	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	92.907
UPE 1-22	69	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Celosía	Allience 246,9 MCM	Acero	Concreto	86.913
UPE 1-23	69	1	1	1	Rural	Montañoso	Celosía	Allience 246,9 MCM	Acero	Concreto	84.490
UPE 1-24	69	1	1	1	Rural	Montañoso	Celosía	450 ACAR	Acero	Concreto	88.421
UPE 1-25	345	2	3	2	Rural	Montañoso	Celosía	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	381.798
UPE 1-26	345	2	3	2	Rural	Montañoso	Celosía	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	375.951
UPE 1-28	138	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Celosía	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	124.487
UPE 1-29	138	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Celosía	450 ACAR	OPGW	Concreto	122.424
UPE 1-31	138	1	2	1	Rural	Llano/Ond.	Celosía	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	137.723
UPE 1-34	138	1	1	1	Rural	Montañoso	Celosía	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	130.945
UPE 1-35	138	1	1	1	Rural	Montañoso	Celosía	450 ACAR	OPGW	Concreto	128.882
UPE 1-36	138	1	1	1	Rural	Montañoso	Celosía	Hawk 477 MCM	OPGW	Concreto	134.037
UPE 1-38	138	1	2	1	Rural	Montañoso	Celosía	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	142.965
UPE 1-52	138	2	1	2	Rural	Llano/Ond.	Celosía	450 ACAR	Acero	Concreto	166.472
UPE 1-53	138	2	1	2	Rural	Llano/Ond.	Celosía	450 ACAR	OPGW	Concreto	172.267
UPE 1-56	138	2	2	2	Rural	Llano/Ond.	Celosía	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	200.980
UPE 1-57	138	2	2	2	Rural	Llano/Ond.	Celosía	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	203.132
UPE 1-58	138	2	1	2	Rural	Montañoso	Celosía	900 MCM - ACSR	Acero	Concreto	207.248
UPE 1-59	138	2	1	2	Rural	Montañoso	Celosía	900 MCM - ACSR	OPGW	Concreto	213.122
UPE 1-62	138	2	1	2	Rural	Montañoso	Celosía	450 ACAR	Acero	Concreto	175.866
UPE 1-63	138	2	1	2	Rural	Montañoso	Celosía	450 ACAR	OPGW	Concreto	181.741
UPE 1-66	138	2	2	2	Rural	Montañoso	Celosía	Darien 559,5 MCM	Acero	Concreto	205.887
UPE 1-67	138	2	2	2	Rural	Montañoso	Celosía	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	211.761
UPE 1-70	138	1	1	1	Urbana	Llano/Ond.	Celosía	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	115.373
UPE 1-76	138	2	1	2	Urbana	Llano/Ond.	Celosía	450 ACAR	Acero	Concreto	160.548
UPE 1-77	138	2	1	2	Urbana	Llano/Ond.	Celosía	450 ACAR	OPGW	Concreto	166.298
UPE 1-83	138	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Tubular	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	148.653
UPE 1-84	138	1	1	1	Rural	Llano/Ond.	Tubular	Allience 246,9 MCM	OPGW	Concreto	134.876
UPE 1-87	138	1	1	1	Rural	Montañoso	Tubular	Darien 559,5 MCM	OPGW	Concreto	144.924
UPE 1-88	138	1	1	1	Rural	Montañoso	Tubular	Allience 246,9 MCM	OPGW	Concreto	126.817

Anexo II: Salarios y Beneficios

ÁREA	Categoría Salarial									
CÓMPUTO DE PERSONAL		Anual Costo Salarial Empresa USD	Anual Costo Salarial Empresa RD$	Anual Pagos Fijos	Anual Bonificaciones	Anual Bonos e Incentivos	Anual Otros Beneficios (auto)	Anual Seguro de Vida y Salud	Anual Plan de Pensiones	Anual Seguro de Ley
CONSEJO DE ADMINISTRACION										
Miembro del Consejo de Administración	Miembro del Consejo	127.002	5.931.767	694.223	415.914	643.300	140.201	116.790	167.929	83.846
Asistente Administrativo	Asistente Dirección	26.176	1.222.583	122.492	112.110	32.903		19.424	58.176	58.094
Secretaria Directoria	Secretaria I	10.902	509.209	53.777	49.661	9.919		11.420	23.903	23.869
DIRECCIÓN EJECUTIVA										
Presidente	Presidente	185.944	8.684.729	1.221.531	712.702	594.531	461.696	179.690	167.929	83.846
Asistente Administrativo	Asistente Administración	21.432	1.000.988	106.713	72.218	33.017		14.064	48.186	48.118
Secretaria Presidencia	Secretaria I	9.324	435.491	38.740	30.116	7.330		9.670	20.496	40.467
Chofer	Chofer	8.745	408.433	53.537	26.518	7.143	19.503	14.357	17.868	17.843
GERENCIA RELACIONES INSTITUCIONALES										
Gerente Relaciones Institucionales	Gerente II	45.938	2.145.603	288.689	143.271	103.540	141.440	8.651	91.230	83.846
Secretaria Gerencia	Secretaria II	11.267	526.247	67.375	34.875	9.361		8.704	25.240	25.204
Analista	Analista	13.914	649.876	81.724	44.154	12.714		11.886	31.051	31.007
Auxliar Administrativo	Auxiliar Administrativo	9.015	421.045	51.195	25.293	8.754		7.771	20.396	20.368
GERENCIA ASUNTOS LEGALES										
Gerente Asuntos Legales	Gerente II	66.589	3.110.108	257.935	297.455	480.211	107.886	55.079	121.164	83.846
Secretaria Gerencia	Secretaria II	11.267	526.247	67.375	34.875	9.361		8.704	25.240	25.204
Jefe de Asuntos legales	Jefe de Departamento	34.354	1.604.533	133.697	127.326	150.816	60.000	22.055	69.056	68.959
Asistente Administrativo	Asistente Administración	7.385	344.946	35.219	25.646	0		4.544	17.381	17.356
Abogado	Profesional	23.886	1.115.627	134.290	111.133	0		28.561	58.000	57.919
Jefe de Contratos	Profesional	34.354	1.604.533	133.697	127.326	150.816	60.000	22.055	69.056	68.959
Asistente Administrativo	Asistente Administración	7.385	344.946	35.219	25.646	0		4.544	17.381	17.356
Analista de Contratos	Analista	23.886	1.115.627	134.290	111.133	0		28.561	58.000	57.919
GERENCIA DE RECURSOS HUMANOS										
Gerente RRHH	Gerente II	50.973	2.380.774	281.102	158.636	83.537	125.617	28.851	107.341	83.846
Secretaria Gerencia	Secretaria II	11.267	526.247	67.375	34.875	9.361		8.704	25.240	25.204
Asistente Administrativo	Asistente Administración	7.385	344.946	35.219	25.646	0		4.544	17.381	17.356
Jefe de Relaciones Laborales	Profesional	25.929	1.211.048	110.780	0	0	0	618	68.373	68.277
Analista de Relaciones Laborales	Analista	17.702	826.785	116.456	46.892	24.560		9.480	39.134	39.079
Jefe de Administración de Personal	Profesional	25.929	1.211.048	110.780	0	0	0	618	68.373	68.277
Analista de Capacitación	Analista	18.020	841.658	115.645	66.268	22.911		12.548	38.816	38.762
Analista de Selección de Personal	Analista	13.914	649.876	81.724	44.154	12.714		11.886	31.051	31.007
Asistente Administrativo	Asistente Administración	7.385	344.946	35.219	25.646	0		4.544	17.381	17.356
Jefe de Seguridad y Medicina Laboral	Profesional	25.929	1.211.048	110.780	0	0	0	618	68.373	68.277
Analista en Prevención de Riesgos	Analista	18.020	841.658	115.645	66.268	22.911		12.548	38.816	38.762
Supervisor de Seguridad Patrimonial	Analista	24.969	1.166.193	220.795	87.905	8.819		10.049	52.143	52.070
GERENCIA DE REGULACIÓN Y COMERCIAL										
Gerente de Regulación y Comercial	Gerente II	46.196	2.157.624	183.095	156.756	75.224	115.618	62.213	98.172	83.846
Secretaria Gerencia	Secretaria II	11.267	526.247	67.375	34.875	9.361		8.704	25.240	25.204
Asistente Administrativo	Asistente Administración	7.385	344.946	35.219	25.646	0		4.544	17.381	17.356
Jefe Atención a Clientes y Operación Comercial	Profesional	20.873	974.879	81.597	38.319	14.169	18.545	7.466	50.661	50.590
Gestión de Conexiones	Analista	17.926	837.271	112.764	73.417	3.096		17.198	36.594	36.538
Analista de Lectura y Facturación	Analista	17.926	837.271	112.764	73.417	3.096		17.198	36.594	36.538
Analista de Saldos y Cobranzas	Analista	17.926	837.271	112.764	73.417	3.096		17.198	36.594	36.538
Jefe Departamento Regulación	Profesional	20.873	974.879	81.597	38.319	14.169	18.545	7.466	50.661	50.590
Analista de Regulación	Analista	17.926	837.271	112.764	73.417	3.096		17.198	36.594	36.538
GERENCIA DE AUDITORIA Y CONTROL DE GESTION										
Gerente de Auditoria y Control de Gestión	Gerente II	65.243	3.047.237	499.572	214.765	159.773	132.181	43.592	126.852	83.846
Secretaria Gerencia	Secretaria II	11.267	526.247	67.375	34.875	9.361		8.704	25.240	25.204
Asistente Administrativo	Asistente Administración	7.385	344.946	35.219	25.646	0		4.544	17.381	17.356
Jefe de Planificación Económica y Control de Gestión	Profesional	20.873	974.879	81.597	38.319	14.169	18.545	7.466	50.661	50.590
Analista de Estudios Estratégicos	Analista	17.926	837.271	112.764	73.417	3.096		17.198	36.594	36.538
Analista de Gestión	Analista	17.926	837.271	112.764	73.417	3.096		17.198	36.594	36.538
Jefe de Auditoria	Profesional	20.873	974.879	81.597	38.319	14.169	18.545	7.466	50.661	50.590
Analista de Auditoria	Analista	17.926	837.271	112.764	73.417	3.096		17.198	36.594	36.538

Fuente: Elaboración propia en base a Macros Consulting

ÁREA	Categoría Salarial									
CÓMPUTO DE PERSONAL		Anual Costo Salarial Empresa USD	Anual Costo Salarial Empresa RD$	Anual Pagos Fijos	Anual Bonificaciones	Anual Bonos e Incentivos	Anual Otros Beneficios (auto)	Anual Seguro de Vida y Salud	Anual Plan de Pensiones	Anual Seguro de Ley
GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS										
Gerente de Administración	Gerente I	50.105	2.340.213	263.479	151.360	96.184	117.183	41.569	105.180	83.846
Asistente Administrativo	Asistente Administración	7.385	344.946	35.219	25.646	0		4.544	17.381	17.356
Secretaria Gerencia	Secretaria I	9.324	435.491	38.740	30.116	7.330		9.670	20.496	40.467
Auxliar Administrativo	Auxiliar Administrativo	9.015	421.045	51.195	25.293	8.754		7.771	20.396	20.368
Jefe Departamento Contabilidad	Jefe de Departamento	23.945	1.118.367	113.671	71.731	15.403	13.554	11.272	55.507	55.429
Especialista en Ciencias Económicas (Contador)	Profesional	19.307	901.767	109.400	63.701	14.350		19.379	43.209	43.148
Analista de Cuentas a Pagar	Analista	13.036	608.865	56.420	42.272	15.325		9.496	30.177	30.135
Analista de Impuestos	Analista	13.036	608.865	56.420	42.272	15.325		9.496	30.177	30.135
Jefe Departamento de Finanzas	Profesional	44.519	2.079.295	156.087	245.439	0	96.996	18.189	98.030	83.846
Tesorero	Analista	27.402	1.279.854	116.700	93.356	60.182		28.824	60.983	60.897
Analista de Operaciones Financieras	Analista	24.783	1.157.501	173.088	79.408	17.949		11.378	54.447	54.371
Activos Fijos y Seguros	Analista	14.271	666.525	64.343	34.084	10.833		11.017	33.964	33.916
Jefe Departamento Abastecimiento	Jefe de Departamento	33.879	1.582.353	142.124	164.226	68.992	75.000	23.578	68.919	68.822
Encargado de Compras	Analista	29.510	1.378.280	168.002	122.261	49.241		15.067	63.651	63.562
Analista de Compras	Analista	21.200	990.159	68.691	69.856	9.155		11.958	51.638	51.565
Analista de Servicios Generales de Compras	Analista	20.715	967.531	88.666	73.552	0		2.494	49.917	49.846
Jefe de Contratos y Servicios	Profesional	33.879	1.582.353	142.124	164.226	68.992	75.000	23.578	68.919	68.822
Analista de servicios generales de obras y servicios	Analista	20.715	967.531	88.666	73.552	0		2.494	49.917	49.846
Contratos de Obras y Servicios	Técnico I	20.715	967.531	88.666	73.552	0		2.494	49.917	49.846
Sección Suministros	Analista	20.715	967.531	88.666	73.552	0		2.494	49.917	49.846
Analista de Almacenes	Analista	20.715	967.531	88.666	73.552	0		2.494	49.917	49.846
Programación de Suministros	Técnico I	20.715	967.531	88.666	73.552	0		2.494	49.917	49.846
Jefe Departamento de Sistemas	Jefe de Departamento	45.876	2.142.715	257.946	216.314	201.212	84.000	38.957	83.584	83.466
Titular de Aplicaciones Administrativas	Profesional	27.370	1.278.346	125.236	131.414	73.708		12.416	58.171	58.089
Analista Aplicaciones Administrativas	Analista	20.444	954.876	96.294	78.900	28.033		8.436	46.211	46.146
Técnico Aplicaciones Administrativas	Técnico I	20.444	954.876	96.294	78.900	28.033		8.436	46.211	46.146
Titular Aplicaciones Técnicas	Profesional	27.370	1.278.346	125.236	131.414	73.708		12.416	58.171	58.089
Analista Aplicaciones Técnicas	Analista	20.444	954.876	96.294	78.900	28.033		8.436	46.211	46.146
Aplicaciones Comerciales	Analista	20.444	954.876	96.294	78.900	28.033		8.436	46.211	46.146
Titular de Tecnología Informática	Profesional	27.370	1.278.346	125.236	131.414	73.708		12.416	58.171	58.089
Analista Hardware y Soporte Microinformático	Analista	20.444	954.876	96.294	78.900	28.033		8.436	46.211	46.146
Analista Redes y comunicación de datos	Analista	20.444	954.876	96.294	78.900	28.033		8.436	46.211	46.146
Técnico Redes y Soporte Microinformática	Técnico I	12.222	570.844	57.942	45.637	10.424		17.995	27.286	27.248

Fuente: Elaboración propia en base a Macros Consulting

ÁREA	Categoría Salarial									
CÓMPUTO DE PERSONAL		Anual Costo Salarial Empresa USD	Anual Costo Salarial Empresa RD$	Anual Pagos Fijos	Anual Bonificaciones	Anual Bonos e Incentivos	Anual Otros Beneficios (auto)	Anual Seguro de Vida y Salud	Anual Plan de Pensiones	Anual Seguro de Ley
GERENCIA PLANIFICACION TECNICA Y NORMAS										
Gerente de Planificación Técnica y Normas	Gerente I	64.077	2.992.777	206.330	340.068	207.783	45.103	65.961	135.482	83.846
Asistente Administrativo	Asistente Administración	7.385	344.946	35.219	25.646	0		4.544	17.381	17.356
Secretaria Gerencia	Secretaria I	9.324	435.491	38.740	30.116	7.330		9.670	20.496	40.467
Jefe Departamento Planificación Técnica y Normas	Jefe de Departamento	20.873	974.879	81.597	38.319	14.169	18.545	7.466	50.661	50.590
Analista de Estudio de Demanda	Analista	23.909	1.116.683	99.817	74.045	37.390		17.804	55.190	55.113
Planificación de la Red	Profesional	45.297	2.115.662	244.978	217.524	87.923		11.637	97.434	83.846
Estudios Eléctricos	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Estudios de Nuevas Conexiones	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Profesional Normas técnicas	Profesional	23.909	1.116.683	99.817	74.045	37.390		17.804	55.190	55.113
Analista de Materiales	Analista	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Técnico Normas Técnicas	Técnico I	10.950	511.419	55.675	0	0		535	28.301	28.292
Técnico Procedimientos y Baremos	Técnico I	10.950	511.419	55.675	0	0		535	28.301	28.292
Analista de Gestión Medio Ambiente y Servidumbres	Analista	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Analista de gestión de información técnica	Analista	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Analista de gestión de información técnica de SSEE	Analista	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026

Fuente: Elaboración propia en base a Macros Consulting

ÁREA	Categoría Salarial									
CÓMPUTO DE PERSONAL		Anual Costo Salarial Empresa USD	Anual Costo Salarial Empresa RD$	Anual Pagos Fijos	Anual Bonificaciones	Anual Bonos e Incentivos	Anual Otros Beneficios (auto)	Anual Seguro de Vida y Salud	Anual Plan de Pensiones	Anual Seguro de Ley
GERENCIA DE EXPLOTACIÓN										
Gerente de Explotación	Gerente I	56.945	2.659.677	390.948	49.409	22.973	4.167	3.305	139.549	83.846
Asistente Administrativo	Asistente Administración	7.385	344.946	35.219	25.646	0		4.544	17.381	17.356
Auxliar Administrativo	Auxiliar Administrativo	9.015	421.045	51.195	25.293	8.754		7.771	20.396	20.368
Secretaria Gerencia	Secretaria I	9.324	435.491	38.740	30.116	7.330		9.670	20.496	40.467
SUBGERENCIA DE OPERACIONES										
Gerente de Operaciones	Gerente II	75.526	3.527.513	355.529	486.323	132.814		35.359	161.334	83.846
Secretaria Gerencia	Secretaria II	11.267	526.247	67.375	34.875	9.361		8.704	25.240	25.204
Jefe Estudios y Planificación Operativa	Jefe de Departamento	20.873	974.879	81.597	38.319	14.169	18.545	7.466	50.661	50.590
Ingeniero de Estudios y Planificación Operativa	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Ingeniero de Calidad y Fallas	Profesional	23.909	1.116.683	99.817	74.045	37.390		17.804	55.190	55.113
Jefe del Centro de Control	Jefe de Departamento	20.873	974.879	81.597	38.319	14.169	18.545	7.466	50.661	50.590
Ingeniero Centro de Control	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Operador Centro de Control	Técnico I	10.950	511.419	55.675	0	0		535	28.301	28.292
SUBGERENCIA DE INGENIERIA Y MANTENIMIENTO										
Gerente de Ingeniería y Mantenimiento	Gerente II	50.614	2.363.986	156.565	234.030	170.000	33.594	18.224	110.559	83.846
Secretaria Gerencia	Secretaria II	11.267	526.247	67.375	34.875	9.361		8.704	25.240	25.204
Jefe de Ingeniería y Mantenimiento	Jefe de Departamento	20.476	956.334	81.597	38.319	14.169		7.466	50.661	50.590
Ingeniero en Líneas y SSEE	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Ingeniero en Protecciones	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Ingenierio en Telecontrol, Comunicaciones	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Jefe de Laboratorio y Mediciones	Profesional	20.476	956.334	81.597	38.319	14.169		7.466	50.661	50.590
Analista de Laboratorio	Analista	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Jefe de Programación y Control	Profesional	20.476	956.334	81.597	38.319	14.169		7.466	50.661	50.590
Analista	Analista	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
SUBGERENCIA REGIONAL										
Subgerente Regional	Gerente II	49.895	2.330.392	156.565	234.030	170.000		18.224	110.559	83.846
Secretaria Gerencia	Secretaria II	11.267	526.247	67.375	34.875	9.361		8.704	25.240	25.204
Jefe de Operaciones Regional	Jefe de Departamento	20.476	956.334	81.597	38.319	14.169		7.466	50.661	50.590
Asistente Administrativo	Asistente Administración	7.385	344.946	35.219	25.646	0		4.544	17.381	17.356
Inspector Especializado de Operaciones	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Operador Centro de Control	Técnico I	10.950	511.419	55.675	0	0		535	28.301	28.292
Supervisor de Operaciones	Técnico I	10.950	511.419	55.675	0	0		535	28.301	28.292
Electricista de Operaciones	Eletricista I	10.950	511.419	55.675	0	0		535	28.301	28.292
Bodeguero	Técnico II	8.563	399.936	56.337	44.317	16.413		13.937	16.722	16.698
Jefe de Mantenimiento Regional	Jefe de Departamento	20.476	956.334	81.597	38.319	14.169		7.466	50.661	50.590
Experto Prevención de riesgos	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Ingeniero coordinador de operaciones	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Jefe de EETT	Jefe de Departamento	20.476	956.334	81.597	38.319	14.169		7.466	50.661	50.590
Inspector especializado de mantenimiento de EETT	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Jefe Mantenimiento de Líneas	Jefe de Departamento	20.476	956.334	81.597	38.319	14.169		7.466	50.661	50.590
Inspector especializado de mantenimiento de Líneas	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026
Jefe de Protecciones	Jefe de Departamento	20.476	956.334	81.597	38.319	14.169		7.466	50.661	50.590
Inspector especializado en mantenimiento de protecciones, comunicaciones y control	Profesional	18.171	848.706	93.551	52.164	99.052		7.607	37.078	37.026

Fuente: Elaboración propia en base a Macros Consulting

CÓMPUTO DE PERSONAL	Anual Costo Salarial Empresa USD	Anual Costo Salarial Empresa RD$	Mensual Salario Unitario RD$	Anual Pagos Fijos	Anual Bonificaciones	Anual Bonos e Incentivos	Anual Otros Beneficios (auto)	Anual Seguro de Vida y Salud	Anual Plan de Pensiones	Anual Seguro de Ley
Tecnico Electricista Sr.	11.653	543.367	30.542	66.247	31.942	22.307		4.360	26.022	25.985
Asistente Electricista	8.487	395.754	20.519	72.011	20.704	6.063		15.809	17.482	17.457
Ayudante	3.981	185.631	15.469	-	-	-	-	-	-	-
Operador de Grua	8.532	397.864	22.449	47.143	23.572	16.388		3.143	19.127	19.100
Técnico Electricista	8.483	395.550	22.668	35.919	30.524	13.590		4.902	19.313	19.286

Fuente: Elaboración propia en base a Macros Consulting/ Construcosto