**BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO**



|  |
| --- |
| **BRASIL: Programa de Inversiones en**  **Infraestructura Energética de CELESC-D** |
| **BR-L1491** |

**Evaluación económica**

**Informe Final, Revisión 1**

**Alberto Brugman Miramón**

**Junio 8 de 2017**

**BRASIL: Programa de Inversiones en Infraestructura Energética de CELESC-D**

Contenido

[1. INTRODUCCIÓN 3](#_Toc480371100)

[2. EL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BRASIL 7](#_Toc480371101)

[2.1 Antecedentes 7](#_Toc480371102)

[2.1.1 Sistema de electricidad 7](#_Toc480371103)

[2.1.2 Sistema Interconectado: recursos de generación 9](#_Toc480371104)

[2.1.3 Consumo histórico de electricidad 10](#_Toc480371105)

[2.1.4 Concesiones de distribución 11](#_Toc480371106)

[2.2 Caracterización del mercado de electricidad 12](#_Toc480371107)

[2.2.1 El nuevo modelo del sector eléctrico Brasileño 12](#_Toc480371108)

[2.2.2 Objetivos y reglas básicas 14](#_Toc480371109)

[2.2.3 Consumidores regulados y desregulados 15](#_Toc480371110)

[2.2.4 Entornos comerciales 16](#_Toc480371111)

[2.2.5 Resultados del mercado: los precios de la energía eléctrica en Brasil 18](#_Toc480371112)

[2.3 Regulación de la actividad de distribución 19](#_Toc480371113)

[2.3.1 Mercados de distribución y Características de las concesiones 19](#_Toc480371114)

[2.3.2 Resumen de la regulación Tarifaria 19](#_Toc480371115)

[2.3.3 Tarifas, tributos, calidad del servicio, subsidios y programas especiales 22](#_Toc480371116)

[3. PRESENTACION Y COSTOS DEL PROGRAMA 24](#_Toc480371118)

[3.1 Antecedentes 24](#_Toc480371119)

[3.2 Situación actual del suministro eléctrico en Santa Catarina 25](#_Toc480371120)

[3.3 Descripción de las obras incluidas en el Programa 27](#_Toc480371121)

[3.4 Resumen de los costos del Programa 29](#_Toc480371122)

[4. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA EVALUACIÓN 30](#_Toc480371123)

[4.1 Enfoque general 30](#_Toc480371124)

[4.2 Proyecciones 31](#_Toc480371125)

[4.2.1 Proyecciones del consumo 32](#_Toc480371126)

[4.2.2 Proyecciones de capacidad de suministro 33](#_Toc480371127)

[4.2.3 Proyección de consumo, calidad de servicio, pérdidas e inversiones 34](#_Toc480371129)

[4.2.4 Proyección de impuestos 36](#_Toc480371130)

[4.3 Estimación de Costos 36](#_Toc480371131)

[4.3.1 Costos de Inversión 36](#_Toc480371132)

[4.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento 37](#_Toc480371133)

[4.3.3 Costos de la generación eléctrica 37](#_Toc480371134)

[4.4 Estimación de Beneficios 39](#_Toc480371135)

[4.4.1 Beneficios por aumento en el consumo de electricidad 39](#_Toc480371136)

[4.4.2 Beneficios (costos) netos por diferencia en pérdidas de electricidad 42](#_Toc480371137)

[4.4.3 Beneficios por mejoras en confiabilidad 42](#_Toc480371138)

[4.5 Rendimiento económico y valor presente de beneficios netos 43](#_Toc480371139)

[5. RESULTADOS OBTENIDOS 44](#_Toc480371140)

[5.1 Evaluación A 44](#_Toc480371141)

[5.2 Evaluación B 45](#_Toc480371142)

[5.3 Casos de sensibilidad 46](#_Toc480371143)

**BRASIL: Programa de Inversiones en Infraestructura Energética de CELESC-D**

# 1. INTRODUCCIÓN

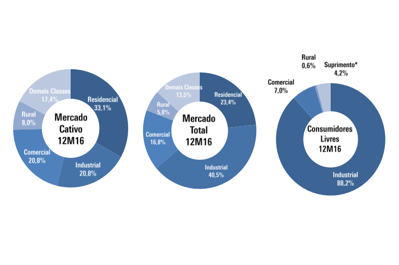
El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) encargó al consultor Alberto Brugman Miramón la realización de una evaluación económica del Programa de Inversiones en Infraestructura Energética del Estado de Santa Catarina (EdSC), Brasil (“El Programa”). Su objetivo general es contribuir al crecimiento económico den el EdSC mediante el suministro de energía eléctrica con calidad y sus objetivos específicos son: (i) atender la demanda creciente de energía eléctrica, mediante la ampliación y modernización de la red de distribución de Celesc-D; (ii) mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico; (iii) mejorar la eficiencia de la operación de Celesc-D ; e (iv) incentivar una mayor participación de género en Celesc-D.

El costo total de inversión del Programa se estima en US$377.28 millones (incluyendo US$20.2 millones para administración y costos financieros) y se plantea con tres componentes: a) Componente I. Ampliación y Modernización del Sistema de Distribución en Alta Tensión (US$162.44 millones), b) Componente II. Ampliación y Modernización del Sistema de Distribución en Media y Baja Tensión (US$180.45 millones), y c) Componente III. Fortalecimiento para la mejora de la gestión (US$14.18 millones), la cual incluye la adquisición de equipos de “hardware” y “software” para modernizar los sistemas de gestión de Celesc-D y el desarrollo e implementación de una estrategia de género ene l programa “Joven Aprendiz”, con el fin de incentivar una mayor participación de género en Celesc-D.

En Brasil la distribución de energía eléctrica es un servicio público, regulado por contratos de concesión suscritos entre las empresas distribuidoras y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). Estos contratos establecen las reglas básicas para la definición de las tarifas, los niveles mínimos de calidad y confiabilidad del servicio, los derechos y las obligaciones de los consumidores, y las obligaciones y penalidades para las distribuidoras. La empresa Centrales Eléctricas de Santa Catarina – Distribución S.A. (Celesc-D) es una empresa distribuidora concesionaria del servicio en el estado de Santa Catarina (capital Florianópolis). Es una compañía de capital mixto cuya participación estadual es de propiedad del Grupo Empresarial Celesc S.A, el cual está controlado por el Estado de Santa Catarina. Celesc-D es la empresa encargada de ejecutar el Programa. Este incluye las ampliaciones y mejoras en líneas, subestaciones y redes de distribución que operan a tensiones inferiores a los 138 kV en su área de concesión, la cual cuenta con 161 subestaciones eléctricas, 5,087 km de líneas de distribución de alta tensión y 148,924 km de líneas de media y baja tensión.

El área geográfica de la concesión de Celesc-D comprende 92% del territorio del Estado de Santa Catarina (264 de 295 municipios) y del municipio de Rio Negro (Estado de Paraná), con un total de 2.8 millones de clientes (cerca de 6.5 millones de habitantes). Es la décima distribuidora de Brasil en número de usuarios (3.5% del mercado), y la séptima en relación a la demanda de energía (4.7% de la demanda del país). También es la segunda empresa que más colecta impuestos en el Estado de Santa Catarina (Impuesto a la Circulación de Mercaderías y Servicios, ICMS, y otros) y la sexta mayor distribuidora brasileña en volumen de ingresos por suministro de energía eléctrica. En 2016 distribuyó 22,957 GWh a los usuarios finales, el 70.7% en el mercado cautivo y el restante 29.3% en el mercado libre, y tuvo ingresos brutos por R$10.4 billones (aproximadamente US$ 3.2 billones). Los siguientes gráficos ilustran el área geográfica de su concesión y la composición de su mercado.

**Gráfico 1.1 – Área geográfica y composición del mercado de Celesc-D**

Fuente: Informe de resultados de Celesc-D para 2016

Entre 2011 y 2014 el consumo de electricidad atendido por Celesc-D creció 4.2% anualmente en promedio, mientras que entre 2014 y 2015 existió una caída de 2.5%, explicada principalmente por el menor consumo del sector industrial (-5.3%) debido a la desaceleración de la economía para luego crecer el 0.9% entre 2015 y 2016. Se espera que con la reactivación de la economía brasileña el crecimiento del consumo en los próximos años retorne a los niveles anteriores[[1]](#footnote-1). Bajo un escenario moderado de crecimiento de la demanda de electricidad (3.5% anual), Celesc-D espera que en el año 2022, una vez ejecutado el Programa, el consumo en su área de concesión llegue a 28,228 GWh.

En el año 2016, la cantidad de energía requerida por Celesc-D para satisfacer su mercado cautivo y pérdidas fue de 19,054 GWh. De acuerdo con la regulación del sistema eléctrico, los distribuidores deben tener un nivel de contratación dentro de los límites regulados del 100 y 105% de la demanda. Al final del 2016 este nivel fue 109.83% como producto de sobrecontrataciones involuntarias y migración de consumidores especiales al mercado libre, aspectos que ya han sido discutidos con ANEEL. La expectativa es el reconocimiento por parte de la regulación de mayores niveles de contratación manteniéndose ésta dentro de los límites reglamentarios. Para el año 2017 y teniendo en cuenta los mismos efectos de sobre contratación involuntaria, el nivel de contratación previsto está en 102.3%, dentro de los límites de la cobertura de tarifas.

De acuerdo con el último proceso regulatorio, las pérdidas de distribución de Celesc-D se fijaron en 7.42% de la energía inyectada en el sistema de distribución. De esta cantidad, 5.97% corresponde a las pérdidas técnicas y 1.45% de pérdidas no técnicas. En 2016, las pérdidas globales de Celesc-D representaron 8.99% con 6.03% de pérdidas técnicas y 2.96% de pérdidas no técnicas. Por lo tanto, las pérdidas totales (y principalmente las no técnicas) se situaron en 1.57% por encima del límite cubierto por la tarifa. Ello se originó en el aumento de las tarifas en 2015 y en la reciente crisis económica ocurrida en Brasil, lo cual incidió en el aumento de las conexiones ilegales (que originan un 43% de las pérdidas no técnicas), el fraude y la adulteración (responsables del 27% de las pérdidas no técnicas) lo cual junto con errores de medición (19% de las pérdidas no técnicas) explican el 89% de las pérdidas no técnicas. De esta manera, la compañía ha estado llevando a cabo el plan de trabajo para reducirlas, para el cual el Programa prevé un componente para la adquisición y calibración de contadores.

En 2016 el índice de Duración Equivalente de Interrupción por Unidad Consumidora (DEC), medida en horas por usuario por año, de Celesc-D fue 12.83 horas, es decir un 12.7% menor que en 2015 e inferior a las 14.77 horas referenciadas comprometidas por ANEEL en el contrato de concesión para ese año. La Tabla siguiente muestra este valor y el DEC requerido por la ANEEL en los próximos años. Se observa que a partir de 2018 será necesario reducirlo progresivamente para cumplir y mantener el DEC en 10.33.

**Tabla 1.1 – Indicador DEC para Celesc-D**



El DEC – Objetivo: es el acordado hasta 2020 en el contrato de concesión suscrito con ANEELy luego de 2021 corresponde al indicador incluido en la Matriz de Resultados esperados para el Programa.

En 2016 la Frecuencia Equivalente de Interrupción por Unidad Consumidora (FEC), medida en número de las interrupciones por unidad de consumo, se redujo en un 14.8%, lo que representa 8.69 interrupciones, inferior al límite de 11.04 referenciado por ANEEL para ese año. La siguiente Tabla muestra cómo para cumplir con los niveles comprometidos por ANEEL y la Matriz de Resultados se precisarán reducciones a partir de 2020 para mantener el FEC en 8.06.

**Tabla 1.2 – Indicador FEC para Celesc-D**



El FEC – Objetivo es el acordado hasta 2020 en el contrato de concesión suscrito con ANEELy luego de 2021 corresponde al indicador incluido en la Matriz de Resultados esperados para el Programa.

Por otra parte, el contrato de concesión requiere también el cumplimiento anual de indicadores financieros que garanticen la sostenibilidad de la empresa, los cuales se resumen en el siguiente gráfico.

**Gráfico 1.2 – Metas financieras de Celesc-D**



Fuente: Celesc-D

En el Gráfico anterior el EBIDTA consiste en los ingresos operacionales antes de impuestos, intereses, depreciaciones y amortizaciones de Celesc-D. QRR se refiere a las inversiones mínimas regulatorias y Dívida Líquida es la Deuda Líquida.

Las metas financieras adoptadas buscan que el EBIDTA de Celesc-D evolucione en la siguiente forma: i) que sea positivo en 2017, ii) que alcance a cubrir las inversiones mínimas requeridas por el servicio en 2018, y iii) que la relación entra la deuda líquida y la generación neta de ingresos luego de realizar las inversiones mínimas sea menor a 9.71 en 2019 y 7.00 en 2020.

En resumen, Celesc-D requiere realizar inversiones para ampliar y modernizar sus activos de distribución, a fin de garantizar el suministro del creciente consumo de electricidad y alcanzar los niveles exigidos en los indicadores de calidad de suministro y niveles generación neta de ingresos y de endeudamiento. Las obras necesarias se focalizan en la mejora de las redes de alta, media y baja tensión, mediante la instalación de nuevas líneas y subestaciones de distribución, particularmente en los mayores polos industriales en donde se concentra el consumo. Asimismo, se prevé la necesidad de la instalación y modernización de los sistemas de medición, a fin de apoyar la reducción de las pérdidas no técnicas. Complementariamente, existe la necesidad de actualizar los sistemas de información y gestión de la empresa, a fin de mejorar sus indicadores de calidad y continuidad de servicio. En este contexto, Celesc-D ha identificado un Programa de Inversiones en Infraestructura Energética por un valor de US$ 377.2 millones para ser realizado en cinco años, para cuyo financiamiento ha solicitado al Banco un crédito de US$276.0 millones.

Este informe contiene cinco secciones: i) la primera es la presente introducción, ii) la segunda resume una presentación general actualizada del Sector Eléctrico de Brasil y de la actividad de la distribución eléctrica, como marco de referencia para la evaluación, iii) la tercera contiene una descripción del Programa y de sus costos, iv) la cuarta resume la metodología aplicada, y v) la quinta presenta los resultados obtenidos en la evaluación económica.

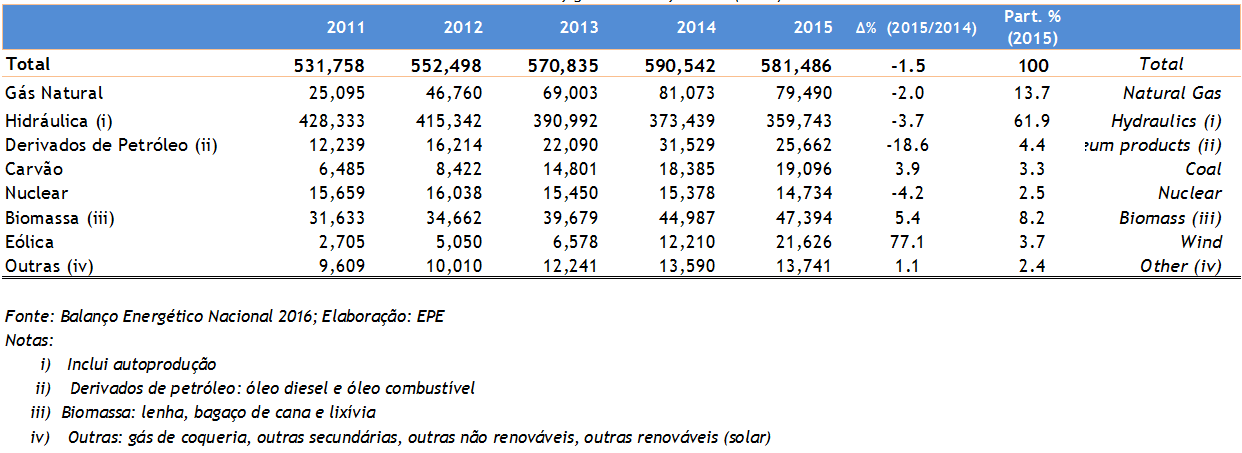
# 2. EL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BRASIL

## 2.1 Antecedentes

## 2.1.1 Sistema de electricidad

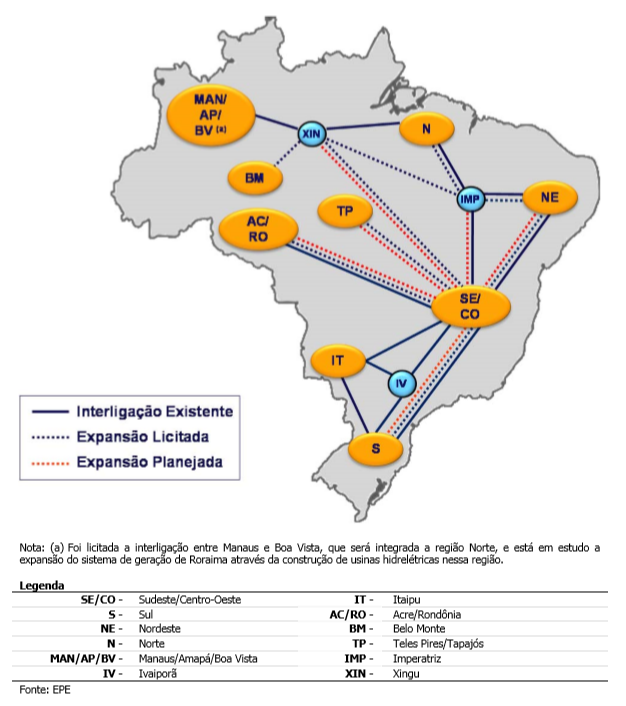
El Brasil tiene una superficie de 8.5 millones de kilómetros cuadrados, equivalentes a Estados Unidos continental más de la mitad de Alaska. Su población a finales de 2015 se estimó en cerca a los 208 millones, con un Producto Interno Bruto anual de alrededor de 1.470.000 millones de dólares. El país tiene características regionales marcadas. El Sistema Eléctrico Interconectado brasileño, que representa el 98% de la demanda de electricidad total, contaba en 2015 con una capacidad total instalada de 140,272 MW. La producción de energía en 2015 fue de 581,486 GWh. Esto corresponde a más de la mitad de la producción de energía eléctrica de América del Sur y es comparable a la del Reino Unido.

**Tabla 2.1 – Generación eléctrica por fuente en Brasil (GWh)**



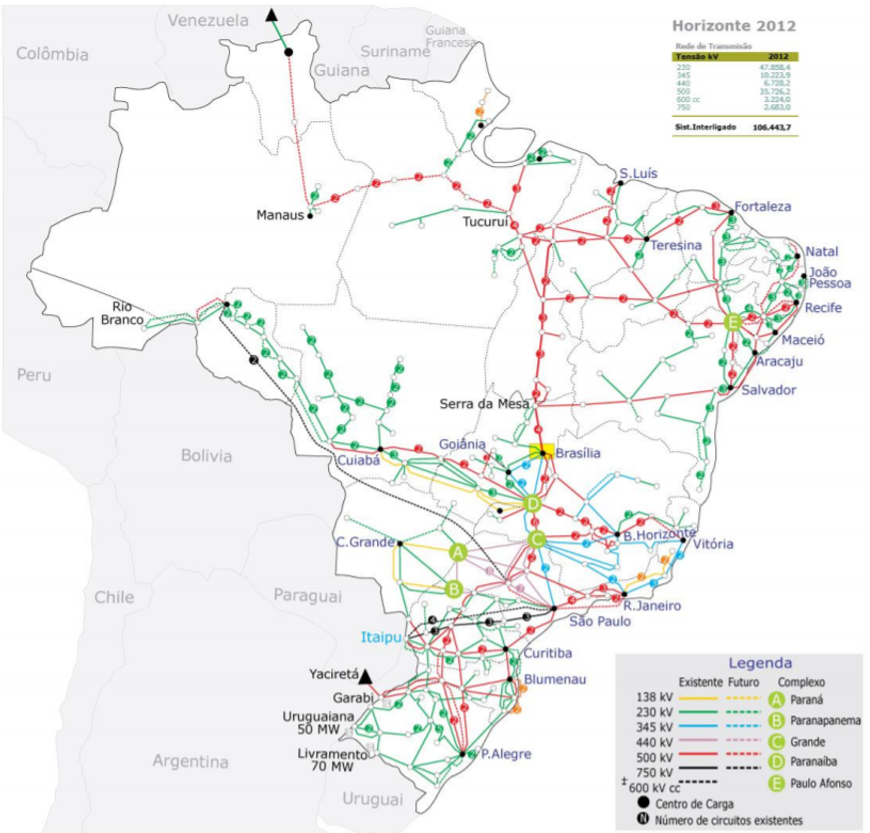
El Sistema Interconectado Nacional brasileño (SIN) comprende varios sectores principales incluidos dentro de las principales regiones del país, a saber: Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste y Norte, las cuales se interconectan entre sí y con la central hidroeléctrica de Itaipú y otras subestaciones principales.  Cada sector forma diferentes áreas de suministro de electricidad pero existe un único mercado eléctrico diseñado para todos, como se muestra a continuación. Las limitaciones estructurales de transmisión principales se encuentran en las líneas de enlace entre esos sectores.

**Gráfica 2.1 – Sistema Interconectado Nacional**



El área atendida por el SIN es servida por alrededor de 88,000 km de red de transmisión enmallada que opera a Extra Alta Tensión, denominada red básica, con voltajes que van desde 230 kV hasta 765 kV de corriente alterna. Además, se tienen dos enlaces de corriente continua que operan a 600 kV, los cuales conectan a la planta hidroeléctrica Itaipú Binacional con la red básica. La interconexión internacional directa principal es un vínculo “back to back” con Argentina, con una capacidad máxima de 2,200 MW. La siguiente figura contiene el esquema del sistema brasileño de transmisión de electricidad.

**Gráfico 2.2 – Sistema brasileño de transmisión**



## 2.1.2 Sistema Interconectado: recursos de generación

La generación eléctrica en el sistema interconectado es principalmente del tipo hidroeléctrico, que se produce en varias centrales localizadas en más de 12 cuencas principales y con una compleja topología. La capacidad hidroeléctrica representa el 61% de la capacidad total instalada y algunas plantas hidroeléctricas tienen grandes embalses capaces de regulación multianual. La generación térmica proporciona un apoyo para el sistema de hidroeléctrico e incluye plantas con combustible nuclear, gas natural, carbón y fuel oil.

**Gráfico 2.3 – Sistema hidroeléctrico brasileño**

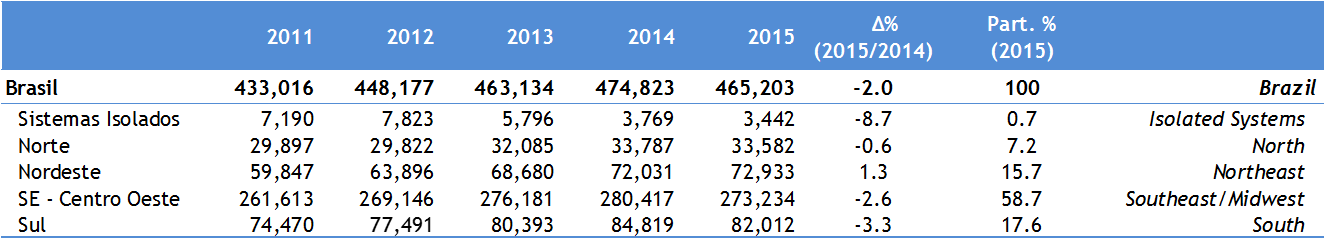


Fuente: ANEEL

## 2.1.3 Consumo histórico de electricidad

Durante 2011-2014 el crecimiento del consumo de electricidad en Brasil aumentó a tasas de 3.1% por año y la desaceleración del crecimiento económico en 2015 implicó una reducción del consumo eléctrico nacional del 2.0%. El sudeste es la región con mayor demanda de electricidad, sin embargo, en los últimos dos decenios, otras regiones como el norte y noreste han mostrado tasas de crecimiento superiores.[[2]](#footnote-2)

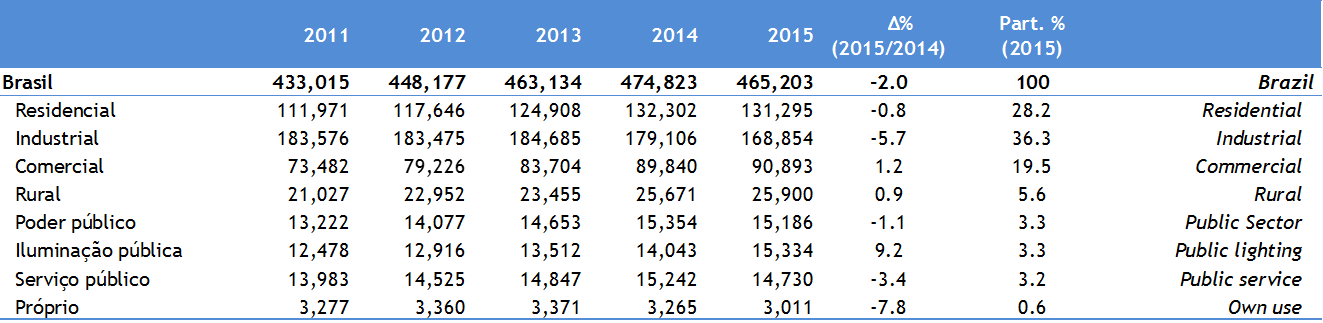
**Tabla 2.2 – Consumo por subsistema eléctrico (GWh)**



Fuente: Anuario estadístico de Energía Eléctrica 2016, EPE

El perfil de consumo de energía no ha cambiado significativamente en los últimos años, y en 2015 el sector industrial representó aproximadamente el 36.3% del consumo total de electricidad, seguido por el 28.2% residencial, el 19.5% comercial y el 15.9% de los otros sectores, tal como se presenta a continuación.

**Tabla 2.3 – Consumo por clase (GWh)**



Fuente: Anuario estadístico de Energía Eléctrica 2016, EPE

## 2.1.4 Concesiones de distribución

En la mayoría de los estados, principalmente en el Norte y Nordeste, el área de concesión de las empresas distribuidoras corresponde a los límites del estado, en otros, principalmente en São Paulo y Rio Grande do Sul, hay zonas de concesión con una cobertura mucho menor que el estado. Los siguientes mapas muestran el área de las empresas concesionarias de distribución, incluyendo la del estado de Santa Catarina donde se desarrollará el Programa de Celesc-D.

**Gráfico 2.4 – Distribución de las concesionarias por estados**



## 2.2 Caracterización del mercado de electricidad

## 2.2.1 El nuevo modelo del sector eléctrico Brasileño

***Reformas del 2004***

En diciembre de 2003, el Gobierno emitió las "Medidas Provisorias", MP #144 y MP #145, con las nuevas reglas propuestas para el sector, las cuales fueron aprobadas por el Congreso, con algunas modificaciones, en marzo de 2004 y convertidas en las Leyes No. 10,847 y 10,848. A finales de julio de 2004, se publicó el Decreto Presidencial 5,163 detallando los acuerdos comerciales en virtud de las nuevas leyes, lo cual constituye la espina dorsal de las regulaciones actuales del sector.

En términos institucionales, el nuevo modelo definió la creación de una institución responsable por la planificación del sector eléctrico a largo plazo (la Empresa de Investigación Energética – EPE, por sus siglas en portugués), una institución con la función de evaluar permanentemente la seguridad del suministro de energía eléctrica (el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico – CMSE) y una institución para dar continuidad a las actividades del MAE, relativas a la comercialización de energía eléctrica en el sistema interconectado (la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE).

Con relación a la comercialización de energía, fueron instituidos dos ambientes para la celebración de contratos de compra y venta de energía, el Ambiente de Contratación Regulada (ACR), en el cual participan Agentes de Generación y de Distribución de energía eléctrica, y el Ambiente de Contratación Libre (ACL), en el cual participan Agentes de Generación, Comercialización, Importadores y Exportadores de energía, y Consumidores Libres.

El Nuevo Modelo del Sector Eléctrico Brasileño creó nuevas instituciones y alteró funciones de algunas instituciones ya existentes. A continuación se resumen las funciones de las instituciones del sector.

[*MME – Ministerio de Minas y Energía*](javascript:mostrar('div_1');)*:* El MME es el órgano del Gobierno Federal responsable por dirigir las políticas energéticas del país. Sus principales obligaciones incluyen la formulación e implementación de políticas para el sector energético, de acuerdo con las pautas definidas por el CNPE. El MME es responsable por establecer la planificación del sector energético nacional, monitorear la seguridad del suministro del Sector Eléctrico Brasileño y definir acciones preventivas para restaurar la seguridad de suministro en el caso de desequilibrios coyunturales entre oferta y demanda de energía.

[*CNPE – Consejo Nacional de Política Energética*](javascript:mostrar('div_0');): El CNPE es un órgano creado en el ámbito del MME, bajo su coordinación directa, con la función de acompañar y evaluar la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico en todo el territorio nacional.  
Sus principales tareas incluyen: seguir el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica; evaluar las condiciones de abastecimiento y de atención y realizar periódicamente el análisis integrado de seguridad; identificar dificultades y obstáculos que afecten la regularidad y la seguridad de abastecimiento y expansión del sector y elaborar propuestas para ajustes y acciones preventivas que puedan restaurar la seguridad en el abastecimiento y en la atención eléctrica.

[*EPE – Empresa de Investigación Energética*](javascript:mostrar('div_2');)*:* Instituida por la Ley nº 10.847/04 y creada por el Decreto nº 5.184/04, la EPE es una empresa vinculada al MME, cuya finalidad es prestar servicios en el área de estudios e investigaciones destinadas a subsidiar la planificación del sector energético. Sus principales tareas incluyen la realización de estudios y proyecciones de la matriz energética brasileña, ejecución de estudios que propicien la planificación integrada de recursos energéticos, desarrollo de estudios que propicien la planificación de expansión de la generación y de la transmisión de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazos, realización de análisis de factibilidad técnico-económica y socio-ambiental de plantas, así como la obtención de la licencia ambiental previa para aprovechamientos hidroeléctricos y de transmisión de energía eléctrica.

[*CMSE – Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico*](javascript:mostrar('div_3');)*:* El CMSE es un órgano creado en el ámbito del MME, bajo su coordinación directa, con la función de acompañar y evaluar la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico en todo el territorio nacional.  
Sus principales tareas incluyen: seguir el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica; evaluar las condiciones de abastecimiento y de atención, bien como realizar periódicamente el análisis integrado de seguridad de esos; identificar dificultades y obstáculos que afecten la regularidad y la seguridad de abastecimiento y expansión del sector y elaborar propuestas para ajustes y acciones preventivas que puedan restaurar la seguridad en el abastecimiento y en la atención eléctrica.

[*ANEEL – Agencia Nacional de Energía Eléctrica*](javascript:mostrar('div_4');): ANEEL fue instituida por la Ley nº 9,247/96 y constituida por el Decreto nº 2,335/97, con las tareas de regular y fiscalizar la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, cuidando de la calidad de los servicios realizados, por la universalización de la atención y por el establecimiento de las tarifas para los consumidores finales, siempre preservando la factibilidad económica y financiera de los agentes y de la industria. Las alteraciones promovidas en 2004 por el nuevo modelo del sector establecieron como responsabilidad de ANEEL, directa o indirectamente, la promoción de licitaciones en la modalidad de subasta, para la contratación de energía eléctrica por los Agentes de Distribución del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

[*ONS – Operador Nacional del Sistema Eléctrico*](javascript:mostrar('div_5');): El ONS fue creado por la Ley nº 9,648, del 27 de mayo de 1998, y reglamentado por el Decreto nº 2,655, del 2 de julio de 1998, con las alteraciones del Decreto nº 5.081, del 14 de mayo de 2004, para operar, supervisar y controlar la generación de energía eléctrica en el SIN, y administrar la red básica de transmisión de energía eléctrica en Brasil. Tiene como objetivo principal, atender los requisitos de carga, optimizar costos y garantizar la confiabilidad del sistema, definiendo también las condiciones de acceso a la red de transmisión en alta tensión del país.

[*CCEE – Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica*](javascript:mostrar('div_6');): LaCCEE fue instituida por la Ley nº 10,848/04 y creada por el Decreto nº 5,177/04, absorbió las funciones del MAE y sus estructuras organizacionales y operativas. Entre sus principales obligaciones están: la verificación del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), utilizado para valorar las transacciones realizadas en el mercado de corto plazo; la realización de la contabilización de los montos de energía eléctrica comercializados; la liquidación financiera de los valores resultantes de las operaciones de compra y venta de energía eléctrica realizadas en el mercado de corto plazo y la realización de subastas de compra y venta de energía en el ACR, por delegación de ANEEL.

***Reformas del 2013***

Con la Medida Provisional 579 de 2012, la cual luego se transformó en la Ley 12,783 de 2013, se inició un nuevo capítulo en la historia de reformas del sector eléctrico del Brasil. Esta Ley establece que a partir del 12 septiembre de 2012, las concesiones de generación de energía hidroeléctrica establecidas mediante la Ley 9,074 de 1995, podrán prolongarse por un período de treinta años con el fin de asegurar la continuidad, la eficiencia de la prestación de servicios y tarifas bajas.

La condición impuesta por dicha ley es que la retribución de estas plantas será un cargo regulado calculado por la ANEEL. Por lo tanto, las empresas concesionarias de este tipo de centrales ya no asumen el riesgo de la venta de energía, pero sólo se les remunera por la operación y mantenimiento de los equipos asociados con la generación de energía eléctrica. La energía asegurada de estas plantas fue compartida entre los diversos distribuidores de energía para promover el equilibrio en la reducción de las tarifas de electricidad en Brasil. Las plantas cuya concesión fue renovada en virtud de esta ley totalizaron 15,297.4 MW (aproximadamente el 18% de la capacidad instalada de energía hidroeléctrica del país), con un precio regulado inicial de R$ 29.1/MWh.

## 2.2.2 Objetivos y reglas básicas

Los tres objetivos principales del actual modelo sectorial son:

1. Asegurar la adecuación de la oferta;
2. Promover precios eficientes para los consumidores finales;
3. Establecer un marco regulatorio estable.

Los mecanismos principales del nuevo Reglamento que permiten alcanzar los objetivos antes mencionados son:

1. Cada carga debe estar permanentemente contratada en un 100%
2. Aunque los contratos bilaterales son instrumentos financieros, deben ser "respaldados" por una capacidad de generación física.
3. Definición de dos ambientes de contratación: regulado y desregulado
4. Las empresas distribuidoras deben contratar su energía a través de subastas públicas, con normas y contratos estandarizados.

La seguridad del suministro en el sistema eléctrico interconectado brasileño está garantizada por las dos reglas básicas siguientes:

* Regla Básica # 1: establece que *el 100% de todas las cargas del sistema debe ser suministrada por un contrato.*

Esto significa que debe existir un contrato de energía para el suministro de cada kWh consumido en el sistema y que esta obligación de contrato se aplica para las empresas de distribución y los consumidores desregulados. Las empresas distribuidoras son responsables de la contratación de energía para sus consumidores regulados, mientras que cada consumidor desregulado es responsable de la contratación de su propio consumo. La autogeneración es equivalente a un contrato de suministro para los efectos de la Regla Básica # 1. La gran mayoría de los contratos que se practica en el mercado eléctrico de Brasil es del tipo "por cantidad" y corresponden a contratos del tipo “take or pay” en la que el vendedor asume el riesgo de cantidad-precio de mercado.

La cobertura de carga (para distribuidores y los consumidores desregulados) se verifica anualmente, el acumulado de los MWh consumidos en los últimos 12 meses debe ser menor o igual al acumulado de los MWh contratados en el mismo período.

* Básica regla # 2: establece *que cada contrato de energía debe estar respaldado por una planta física capaz de producir la energía eléctrica contratada en una manera sostenible.* Esta cobertura puede ser capacidad de generación física o, también, generación física de terceros, que a su vez, debe ser respaldada por contratos con terceros.

En el fin de poder comprobar esta regla, el Ministerio de Minas y Energía asigna a cada planta de generación eléctrica en Brasil una cantidad de energía eléctrica (medida en MW promedio) correspondiente a su capacidad de producción sostenible. Este valor, llamado *Garantía Física / Energía Asegurada*, es parte del contrato de concesión en el caso de las plantas hidroeléctricas y del documento de autorización en el caso de las otras plantas. El cálculo de esta generación es bastante complejo para las hidroeléctricas y refleja la energía que cada planta puede producir durante los periodos secos.

La lógica general de las reglas básicas es como sigue:

* La regla # 1 garantiza que cada carga está cubierta por un contrato de suministro,
* La regla # 2 asegura que cada contrato de suministro esté respaldado por generación sostenible.

Por lo tanto, la combinación de las dos reglas básicas garantiza que para al suministro de cada carga habrá una generación sostenible correspondiente. Por lo tanto, se garantiza la seguridad del suministro, y se minimiza el riesgo de racionamiento.

## 2.2.3 Consumidores regulados y desregulados

*Los consumidores regulados* sólo pueden comprar energía a la empresa de distribución aplicable a su ubicación física. Estos consumidores tienen tarifas para la compra de electricidad que son reguladas anualmente por ANEEL conforme a las reglas para el reajuste y revisión de las tarifas para la compra de electricidad aplicable en su área de influencia.

Los consumidores con carga superior a 3 MW y conectados en 69 kV o tensión superior pueden elegir su proveedor de energía y se les denomina *consumidores desregulados*. En estos casos, el consumidor puede elegir su proveedor – otra empresa de distribución, un generador o un comercializador, y la tarifa de energía es el resultado de una negociación bilateral entre el consumidor y el proveedor respectivo.  No obstante, el consumidor desregulado debe pagar los costos de transporte de energía, la cual se conoce como la "tarifa de red" y este pago se realiza a la compañía de distribución local, para cubrir los costos de transmisión y distribución.

Además, las reglas actuales establecen que cada *nuevo* consumidor con demanda igual o superior a la 3.0 MW puede elegir su proveedor de energía, no importa el nivel de voltaje al cual esté conectado.  Además, los consumidores cuya carga esté por encima de 0.5 MW pueden optar por contratar energía directamente con un productor de energía "alternativa". Esta incluye la energía generada en pequeñas hidroeléctricas, la eólica y la generada con biomasa. No obstante, estos consumidores también pagan a la distribuidora el uso de la red para cubrir los costos de transmisión y distribución.

Los consumidores regulados que tengan una demanda superior a los 3.0 MW y estén conectados a tensiones de 69 kV o superiores pueden migrar a la categoría de consumidores desregulados. Este derecho de migración puede ejercerse parcialmente (i.e. con sólo una parte de la demanda); en tal caso, el consumidor se considerará parcialmente desregulado y parcialmente regulado. Si el consumidor no ha ejercido este derecho, se le denomina *consumidor potencialmente desregulado.*

Cuando un consumidor decide convertirse en un consumidor desregulado y no es atendido comercialmente por la empresa de distribución local, está obligado a pagar la tarifa de red (TUSD – tarifa para el uso de la red de distribución) establecida por ANEEL.

## 2.2.4 Entornos comerciales

Con las nuevas reglas de mercado se establecieron dos entornos comerciales de largo plazo y uno de corto plazo para todos los agentes del sector, a saber:

* Un entorno comercial regulado de largo plazo,
* Un entorno comercial desregulado de largo plazo,
* Un mercado de energía de corto plazo.

En el mercado regulado, ANEEL es quien firma los contratos de generación, y otorga a los distribuidores la energía. Los distribuidores no pueden elegir libremente sus proveedores, ANEEL lo define, en base a la proyección de demanda.

***a. Entorno comercial regulado (ECR)***

En el nuevo modelo del Sector Eléctrico se implementó un esquema obligatorio de contratación bilateral con el fin de incentivar la entrada de nueva generación, la cual es organizada por ANEEL, entidad que también suscribe los contratos para el Mercado Regulado. Este consiste en: i) el 100% de todas las cargas (incluyendo los consumidores cautivos de las Distribuidoras y los consumidores desregulados) están obligadas a ser cubiertas por los contratos de compra de energía eléctrica suscrito por ANEEL; ii) aun cuando los contratos de suministro son contratos financieros “forward”, ellos deben ser respaldados por la una capacidad de producción física asegurada ("lastro" en portugués) por parte del vendedor. Para las plantas hidroeléctricas esta es conocida como "energía firme".  El fundamento de este esquema consiste en establecer a los contratos como inductores de la expansión del sistema: la necesidad de firmar nuevos contratos para cubrir la demanda adicional incentiva la entrada de nueva capacidad (dado que los contratos requieren de un apoyo físico y proporcionan a los inversores con una fuente de ingresos estable que es necesaria para la financiación).

Este esquema de obligación contractual constituye la columna vertebral de la adecuación de la oferta y de la eficiencia de largo plazo en el sector. Con el fin de estimular una contratación eficiente para los consumidores cautivos (que representan alrededor del 70% al 75% del mercado) ANEEL contrata la energía a través de subastas públicas reguladas. La contratación para los consumidores desregulados puede hacerse a través de la negociación bilateral. La estimación de la demanda de energía a contratar es responsabilidad de las empresas de distribución, las cuales deben declarar la cantidad de energía que están dispuestas a contratar.

Existen tres tipos principales de subastas concebidas para garantizar el suministro de la demanda, a saber: i) subastas para "energía existente" (EE, cobertura de la carga actual con plantas existentes), ii) subastas para "nueva energía" (NE, construcción de nueva capacidad para cubrir incrementos de la carga), y iii) subasta de energía de reserva” (LER).También, cada subasta se lleva a cabo conjuntamente por ANEEL para todas las empresas distribuidoras: cada una de ellas declara la demanda de energía desea contratar y a continuación ANEEL realiza la subasta para cubrir la demanda total (la suma de todas las declaraciones).

***b. Entorno comercial desregulado*** ***(ECL)***

Todos los consumidores con carga por encima de 3 MW y conectados a tensiones iguales o superiores a los 69 de kV pueden convertirse en consumidores desregulados y negociar directamente contratos para el suministro de electricidad con generadores y los comercializadores en el entorno ECL, en la medida en que deben quedar 100% contratados. Los consumidores desregulados también se enfrentan a las mismas penalizaciones que aplican a las empresas de distribución, en el caso de estar subcontratados. A pesar de que los consumidores desregulados pueden negociar bilateralmente con el proveedor deseado, los términos y condiciones del contrato, el uso de subastas de compra también ha sido una práctica intensiva por estos consumidores con el fin de obtener bajos precios de la energía. También se ha utilizado el precio resultante de las subastas reguladas ACR como una referencia para los precios de la energía en el mercado desregulado.

***c. Mercado de corto plazo***

Todos los participantes en el mercado – generador, distribuidor, consumidor desregulado, auto generador, comercializador, importador, exportador – tienen diferencias entre cantidades de energía contratadas y la producción o el consumo real. Por ello deben participar en el "mercado" a corto plazo a fin de resolver estas diferencias las cuales se contabilizan con los precios a corto plazo denominados Precios de Liquidación de Diferencias (PLD’s) [[3]](#footnote-3).

## 2.2.5 Resultados del mercado: los precios de la energía eléctrica en Brasil

1. **Precios de corto plazo**

Se observa como la ocurrencia a partir de 2013 de una importante sequía generalizada en todo el país redujo la generación hidroeléctrica implicando la necesidad de un significativo aumento de la generación termoeléctrica, lo cual incrementó los PLD para la región Sudeste, tal como se ilustra en la gráfica siguiente.

**Gráfico 2.5 – Precios de corto plazo**



Fuente: EPE

1. **Precios resultantes de las subastas**

La figura siguiente muestra los resultados promedio ponderado de los precios de las subastas para la entrega de energía a partir de 2005 a 2013.

**Gráfico 2.6 – Precios resultantes de las subastas**



Fuente: EPE

1. **Costo Marginal de Expansión**

El precio económico de la electricidad en Brasil que se aplicó en este estudio para la evaluación económica de los programas hacia el futuro, consiste en el Costo Marginal de Expansión (CME), el cual es actualizado anualmente por la Empresa de Pesquisa Eléctrica (EPE) con base en el Plan Decenal de Energía (PDE). La última actualización de este parámetro se realizó en 2016 y se estimó en 193 R$/MWh al calcular la media ponderada de los costos de las fuentes incluidas en la expansión en el PDE (equivalente a US 60.3/MWh al aplicar la tasa de cambio utilizada en la evaluación económica del Programa[[4]](#footnote-4)).

# 2.3 Regulación de la actividad de distribución

# 2.3.1 Mercados de distribución y Características de las concesiones

Existen 64 empresas distribuidoras y un gran número de ellas son de capital privado o mixto. Sin embargo, una parte de los estados de la Federación, mantiene la propiedad o el control de empresas de distribución, como es el caso de Celesc-D.

Los contratos de concesión se suscriben entre la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL y las empresas que prestan servicios distribución de energía y se encargan de establecer normas respecto de la tasa, regularidad, continuidad, seguridad, actualidad, y la calidad de los servicios y la atención prestada a consumidores. Del mismo modo, establece sanciones para los casos en que los que la supervisión de ANEEL constate irregularidades. Cada concesión debe ser contratada por medio de licitación con la ANNEL para poder operar como empresa distribuidora. Los contratos de concesión de distribución dan prioridad a la atención del mercado, sin ningún tipo de exclusión de las poblaciones de bajos ingresos y áreas de menor densidad de población.

La regulación del mercado de electricidad en Brasil impone a los distribuidores la obligación de realizar contratos por el 100% de su demanda de energía, que se realizan por ANEEL con una anticipación de un año para la energía a suministrar por centrales ya existentes y de tres o cinco años para la energía a suministrar por centrales nuevas a ser construidas. Los generadores deben contar con respaldo de energía asegurada por su capacidad instalada para vender en contratos. No existen remuneraciones específicas adicionales a la capacidad de generación. Los consumidores libres también deben contratar el 100% de su demanda.

# 2.3.2 Resumen de la regulación Tarifaria

A continuación se resumen los principales aspectos regulatorios de las tarifas de electricidad en el Brasil[[5]](#footnote-5):

1. Traslado de los costos de compra de energía en el mercado

Por proceder de subastas en el ambiente regulado, los costos que los distribuidores experimentan por la obtención de la energía en el mercado mayorista son trasladables a las tarifas, bajo la fiscalización de ANEEL

1. Remuneración por el servicio

Los ingresos de las empresas de distribución se componen de la suma de las denominadas Parcela A y la Parcela B. La Parcela A incluye los costos no gerenciales por la empresa distribuidora, relacionados con las actividades de transmisión y generación de electricidad, incluidos generación propia, además de los cargos de segmentos definidos en la legislación específica, las cantidades y los precios, en cierta medida, escapan a la voluntad o gestión de la distribuidora. La Parcela B incluye los costos propios de la actividad de distribución y de la gestión comercial de los clientes, sujeto al control o influencia de las prácticas de gestión adoptadas por el concesionario

1. Determinación de los activos a remunerar

ANEEL evalúa para cada revisión tarifaria las inversiones tarifarias, antes de aprobar el volumen de activos a ser remunerados. Los activos a ser remunerados deben reflejar las inversiones eficientes requeridas para prestar el servicio, cumpliendo los requisitos del contrato de concesión (en particular el nivel de calidad de servicio exigido), valorando los activos a “precios de mercado”, “adaptados” a través de índices de aprovechamiento y valorizados por sus precios de reposición a nuevo, según un Banco de Precios (base de datos de precios) mantenido por la ANEEL.

1. Remuneración para los activos

La metodología para el cálculo de la tasa de retorno y los resultados están contenido en la Resolución 457/2011. La tasa de retorno en términos reales es de 7.5% después de impuestos.

1. Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento

La remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento de las concesionarias se actualiza por ciclos mediante la comparación de los mismos con los de una empresa modelo con características similares de mercado y por medio de la consideración de un factor de eficiencia (denominado Factor X).

1. Ajuste e indexación de la remuneración

La parcela B se reajusta anualmente incrementándose por un factor (IVI ± X). IVI es el cociente del valor del IGPM de la Fundación Getulio Vargas en el mes anterior al del reajuste que se procesa y el mismo índice en el mes anterior a la fecha de referencia del reajuste anterior. X es un factor de eficiencia determinado por la ANEEL.

1. Ingresos por actividades no reguladas

Parte de los ingresos por actividades no reguladas son considerados como remuneración al negocio regulado.

1. Reglas de corte de servicio

El servicio puede ser suspendido por culpa del consumidor, para evitar perjuicios a los demás consumidores cuando aquél viola normas técnicas o administrativas, o bien por incumplimiento en los pagos del consumidor

1. Alumbrado público

El diseño, implementación, expansión, operación y mantenimiento de instalaciones de alumbrado público son responsabilidad del municipio o de quien ha recibido esta delegación para proporcionar tales servicios. Sin embargo, el distribuidor puede proporcionar este servicio mediante la celebración de contrato específico para este fin, siendo la persona jurídica de derecho público responsables de los costos relacionados con la capacidad de expansión o renovación de subestaciones, alimentadores y líneas existentes cuando sea necesario para cumplir las instalaciones de alumbrado público.

1. Acceso universal al servicio eléctrico

En noviembre de 2003 fue lanzado el Programa de Electrificación Rural con el desafío de acabar con la exclusión eléctrica en el país con el objetivo de llevar el acceso a la electricidad, gratuita, para más 10 millones de personal de áreas rurales hasta el año 2008. El programa es coordinado por el Ministerio de Minas y Energía, operado por Eletrobras y ejecutado por concesionarias de energía eléctrica y las cooperativas de electrificación rural en colaboración con los gobiernos estatales.

1. Estructura tarifaria

La estructura de las tarifas tiene las siguientes componentes:

TUSD - Tarifa de Uso del Sistema de Distribución: Unidad de valor monetario determinado por la ANEEL, en R$/MWh o en R$/kW, que se utiliza para hacer la facturación mensual de los usuarios del sistema de distribución de electricidad por el uso del sistema;

TUST - Tarifa de Uso de los Sistemas de Transmisión: Red Básica TUST relativa al uso de las instalaciones de la Red Básica y Red Básica TUST Frontera, relativa al uso de las instalaciones fronterizas de la Red Básica;

TE - Tarifa de Energía: Unidad de valor monetario determinado por la ANEEL, en R$/MWh, usado para realizar la facturación mensual relacionada al consumo de energía. Para los usuarios del sistema de distribución, el TUSD difiere por subgrupo, rango y modalidad tarifaria. También, TE difiere según el rango y la modalidad tarifaria y los usuarios del sistema de distribución se clasifican en grupos y subgrupos tarifarios.

1. Leyes y reglamentos

Las siguientes leyes y reglamentos rigen la actividad de distribución: i) Tabla N° 9 - Brasil – Leyes y regulaciones que rigen la distribución eléctrica Resolución de ANEEL 257/2011, ii) Resolución 457/2011, y iii) Ley 9,427/1996 establece que los procedimientos de suspensión del servicio eléctrico por falta de pago a consumidores

## 2.3.3 Tarifas, tributos, calidad del servicio, subsidios y programas especiales

1. Estructura tarifaria

Las tarifas se fijan por distribuidora (Ley 8631) y para su aplicación los consumidores se dividen en clases y subclases: residencial, industrial, comercial y servicios. Rural. Poder público, alumbrado público, servicio público y consumo propio. Cada clase tiene una estructura tarifaria distinta de acuerdo a sus particularidades de consumo y de demanda de potencia, los cuales son clasificados por tensión de suministro y sector de consumo, en la siguiente forma:

*Tensión en kV* A1: ≥ 230kV, A2: entre 88 kV y 138 kV, A3: 69 kV, A3a: de 30 a 44 kV, A4: 2.3 a 2.5 kV, AS: menor de 2.3 kV atendida por un sistema subterráneo.

*Sector de consumo* B1: residencial y residencial de bajo ingreso, B2: cooperativa, rural, y servicio público de irrigación, B3: demás clases y B4: Alumbrado público

Adicionalmente una unidad consumidora residencial puede ser clasificada en: Monofásica: conectada a la red por una fase y un neutro (dos conductores), Bifásica: dos fases y un neutro (tres conductores) y Trifásica: tres fases y un neutro (cuatro conductores). El número de fases aumenta de acuerdo con la carga (demanda y consumo).

Aún si el usuario no consume energía durante un período debe pagar un mínimo o costo de disponibilidad del servicio que se cobra a las unidades atendidas en baja tensión. Los valores de estos mínimos para cada unidad de consumo fueron establecidos en la Resolución 456/200 de ANEEL en la forma siguiente: para instalaciones monofásicas y bifásicas con dos conductores equivale al valor de 30 kWh, para unidades bifásicas a 50 kWh, y para las Trifásicas a 100 kWh.

1. Tributos e impuestos

Enseguida se presenta el detalle de los tributos e impuestos a la tarifa.



Adicionalmente, los impuestos que recaen sobre la tarifa son: a) Impuestos para Programas de Integración Social (PIS) y Contribución para el sostenimiento de la seguridad social (COFINS) destinados a beneficiar a los trabajadores y para atender programas sociales del gobierno federal (las Leyes 10637, 10833 y 10865 los incrementaron a 1.65% y 7.6%, respectivamente), y b) Impuesto estatal sobre la circulación de mercancías y servicios (ICMS). Cada empresa distribuidora se encarga de recaudar estos tres impuestos y ellos se deben incluir en la base sobre la que se realiza el cobro, en forma tal que son determinados en la siguiente forma:

Valor a cobrar al consumidor  .

También existe la contribución municipal para el servicio de alumbrado público (CIP).

c) Calidad del servicio

ANEEL regula la calidad del servicio (DEC, duración equivalente de interrupción por unidad de consumo y FEC, frecuencia equivalente de interrupción por unidad de consumo, los cuales se calculan como se detalla en el ANEXO 1). La siguiente tabla resume los promedios históricos de los indicadores y sus metas anuales límite establecidas por ANEEL durante los últimos 10 años para de todas las Distribuidores del Brasil.

**Tabla 2.3 – Valores promedio históricos nacionales de indicadores DEC y FEC**



Fuente: ANEEL

### Subsidios

### En Brasil se otorgan subsidios a los consumidores de bajos ingresos (Baixa Renda). A partir de 2002, el beneficio de baja renta paso a ser concedido a familias que cumplen una de las siguientes condiciones: a) ser atendidas por circuito monofásico con un consumo inferior 80 kWh/mes en los últimos doce meses y que dentro de ese período no hubieran superado dos veces un consumo de 120 kWh; b) consumo entre 80 y 220 kWh/mes, siempre que cumplieran con el máximo regional y comprobasen su condición de bajo ingreso mediante la inscripción en el Catastro Único del Gobierno Federal, o en programas sociales como Bolsa Familia, Bolsa Escuela, Bolsa Alimentación y Auxilio Gas. Al quedar inscritos en el catastro, los consumidores de bajo ingreso reciben un Número de Identificación Social (NIS) y tienen entonces acceso a los descuentos en la tarifa para esa franja de consumo.

### Los descuentos en la tarifa son de 65% si el consumo es inferior a 30 kWh/mes, de 40% para consumos entre 31 y 100 kWh/mes, y de 10% para consumos entre 101 y 220 kWh/mes. El programa es financiado mediante fondos de la *Conta de Desenvolvimento Energético* (CDE), el cual constituye un subsidio cruzado, claramente monitoreado, y es sostenible

d) Programas especiales

Entre esos programas están Luz Para Todos, la regularización de conexiones clandestinas, y las tarifas diferenciadas para consumidores de bajo ingreso. Este Programa se ha desarrollado ampliamente en el estado de Santa Catarina, donde el cubrimiento del servicio de electricidad es del 100%.

# 3. PRESENTACION Y COSTOS DEL PROGRAMA

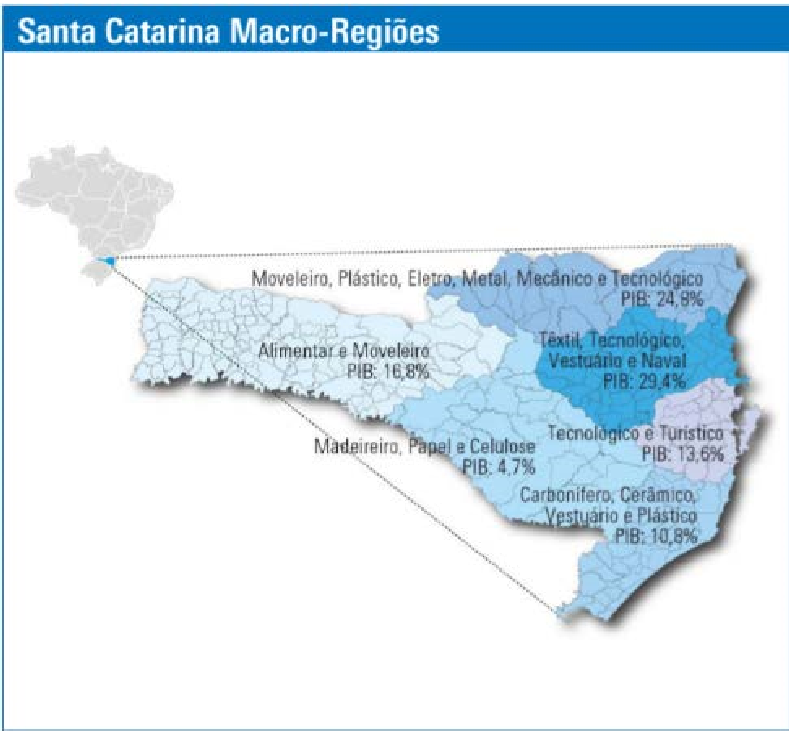
# 3.1 Antecedentes

El crecimiento de la demanda de electricidad tiene correlación con los índices del desarrollo económico del país y de las regiones. Las instalaciones de Celesc-D, que están compuestas por líneas y subestaciones de subtransmisión que operan a 138 y 69 kV, redes de la distribución a media tensión de 23 y 13.8 kV y redes de baja tensión, enfrentan la necesidad de incrementar su capacidad con el fin de poder suministrar eficientemente los requisitos de mercado. Celesc-D ha identificado la necesidad de que ellas sean ampliadas para poder suministrar la demanda creciente de electricidad en su área de concesión, con los requisitos de confiabilidad y calidad exigidos por el mercado y la agencia de regulación (ANEEL). En el ANEXO 2 se describen las principales obras de subestaciones y líneas incluidas en el Programa.

## 3.2 Situación actual del suministro eléctrico en Santa Catarina

Celesc-D tiene la concesión para la distribución de energía eléctrica en el 92% del territorio del estado de Santa Catarina (264 de 295 municipios) y del municipio de Rio Negro (Estado de Paraná), con un total de 2.8 millones de clientes (cerca de 6.5 millones de habitantes). Los mapas siguientes ilustran las macro regiones de este Estado y las áreas de distribución concesionadas a Celesc-D y a otras empresas distribuidoras.

**Gráfico 3.1- Santa Catarina: macro regiones y área de concesión de Celesc-D**



El siguiente mapa ilustra la distribución de las ocho regiones eléctricas de Celesc-D

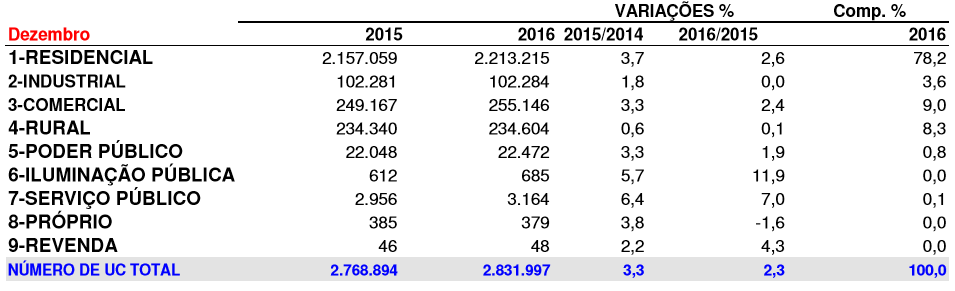
**Gráfico 3.2- Regiones eléctricas y área de concesión de Celesc-D**



El examen de la situación actual del suministro de electricidad en el área de concesión de Celesc-D se realizó de manera global y tomando en consideración el crecimiento del consumo, las pérdidas de electricidad, la capacidad de suministro de electricidad y la evolución esperada de los indicadores DEC y FEC.

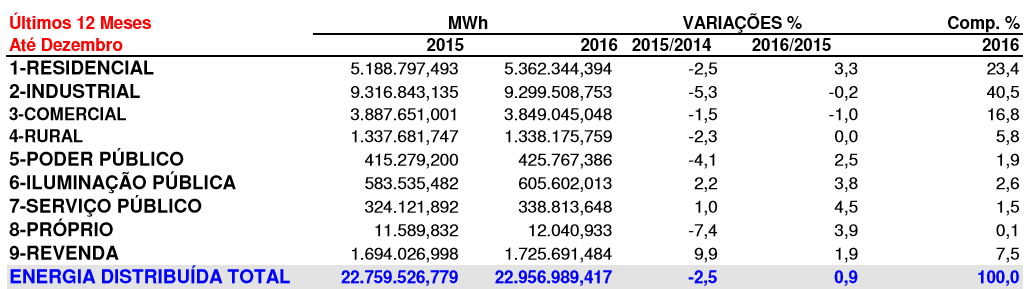
A continuación se resumen la evolución reciente del número de unidades consumidoras y del consumo de electricidad.

**Tabla 3.1- Celesc-D: Unidades consumidoras por Clase (Cautivos y Libres)**



Fuente: Celesc-D

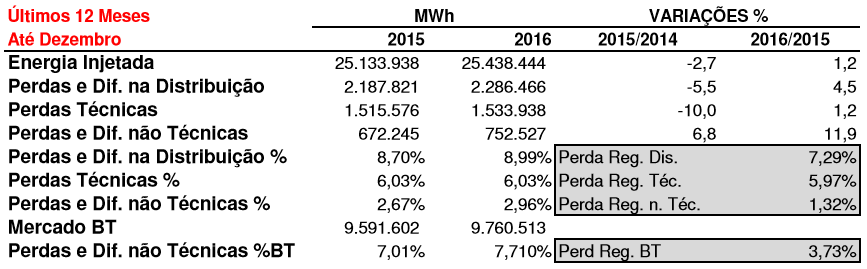
**Tabla 3.2: Celesc-D: Consumos de electricidad por Clase (Cautivos y Libres)**



Fuente: Celesc-D

La inyección y las pérdidas de electricidad en la red se resumen en la Tabla siguiente.

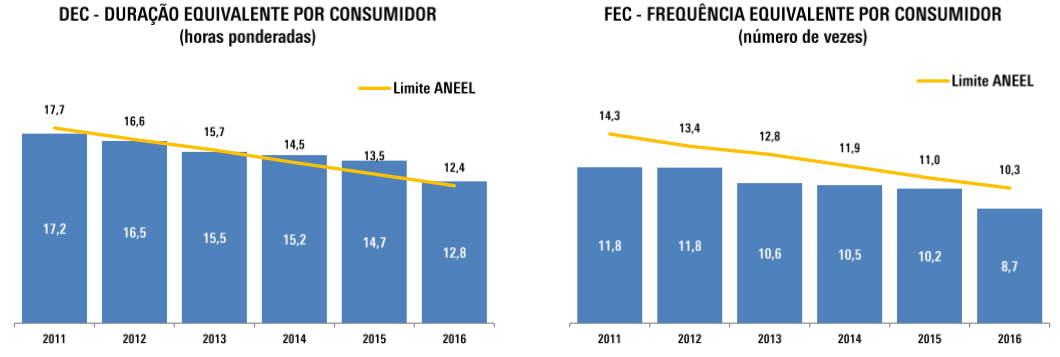
**Tabla 3.3 - Celesc-D: Inyecciones y pérdidas de electricidad**



Fuente: Celesc-D

La evolución reciente de los indicadores sobre calidad del servicio se ilustra a continuación.

**Gráfico 3.3 - Celesc-D: Evolución de indicadores DEC y FEC**



Fuente: Celesc 4T16 (Indicadores anuales globales ANEEL calculados a partir de indicadores individuales)

## 3.3 Descripción de las obras incluidas en el Programa

El Programa plantea tres componentes, a saber:

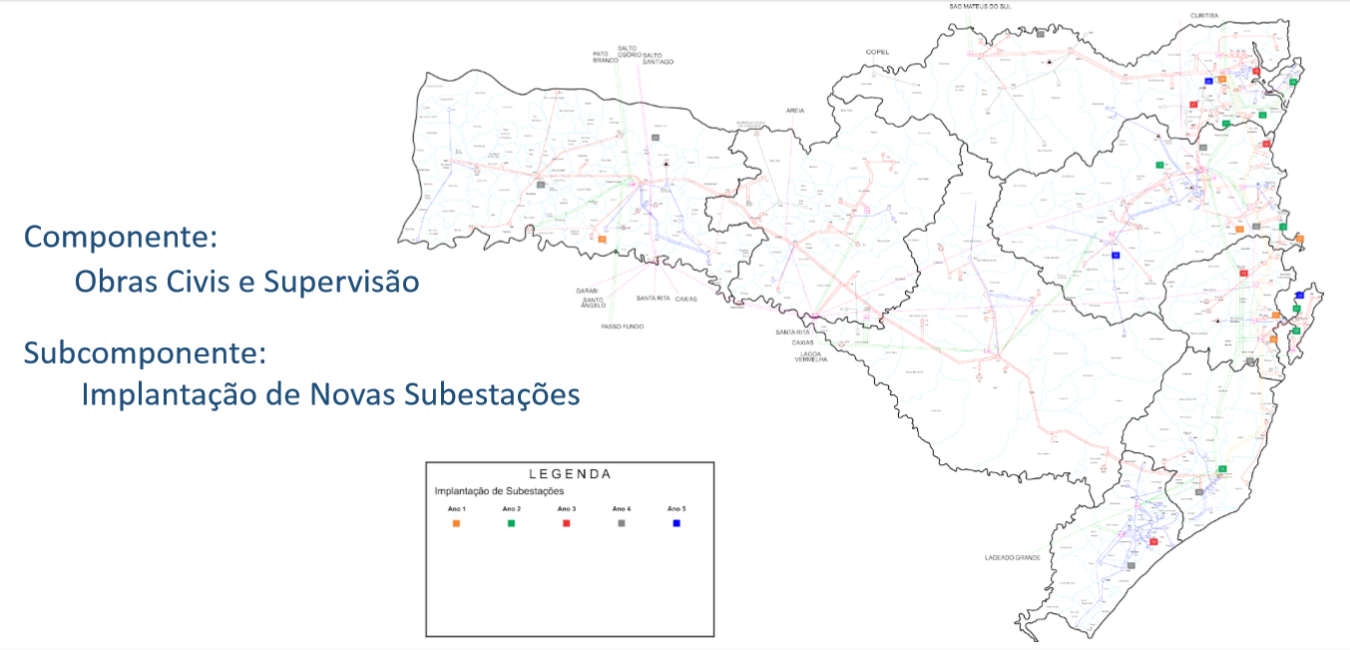
*Componente I.* Ampliación y Modernización del Sistema de Distribución en Alta Tensión – financiará la adquisición de equipos y las obras necesarias para ampliar y modernizar el sistema de distribución de alta tensión de Celesc-D, incluyendo: (i) construcción de aproximadamente 20 nuevas subestaciones (783MVA de capacidad); (ii) ampliación de aproximadamente 30 subestaciones existentes (583MVA de capacidad); (iii) construcción de aproximadamente 30 líneas de distribución de alta tensión (342km aproximadamente); y (iv) el reemplazo de aproximadamente 600 equipos en subestaciones de alta tensión (transformadores, interruptores, pararrayos y sistemas de enfriamiento, entre otros). Este componente incluye el financiamiento de los servicios necesarios para la implantación de las actividades previstas, consultorías, estudios, y supervisión técnica y ambiental de las obras, así como el financiamiento para el establecimiento de la franja de servidumbre y pago de indemnizaciones. Se prevé asimismo la compra de terrenos para las subestaciones.

*Componente II.* Ampliación y Modernización del Sistema de Distribución en Media y Baja Tensión – financiará la construcción de aproximadamente 160 alimentadores de media tensión, la mejora de 330km de redes de media y baja tensión y la instalación de aproximadamente 8.000 transformadores de distribución (593MVA de capacidad). Asimismo, este componente incluye la compra e instalación de aproximadamente 1.000.000 de medidores de electricidad (para atender el crecimiento vegetativo del número de usuarios, y la renovación de medidores), y la adquisición e instalación de aproximadamente 2.300 equipos especiales de distribución (re conectores, interruptores, capacitores, y reguladores, entre otros). Este componente también financiará los servicios necesarios para la implantación de las actividades previstas y los servicios de consultorías.

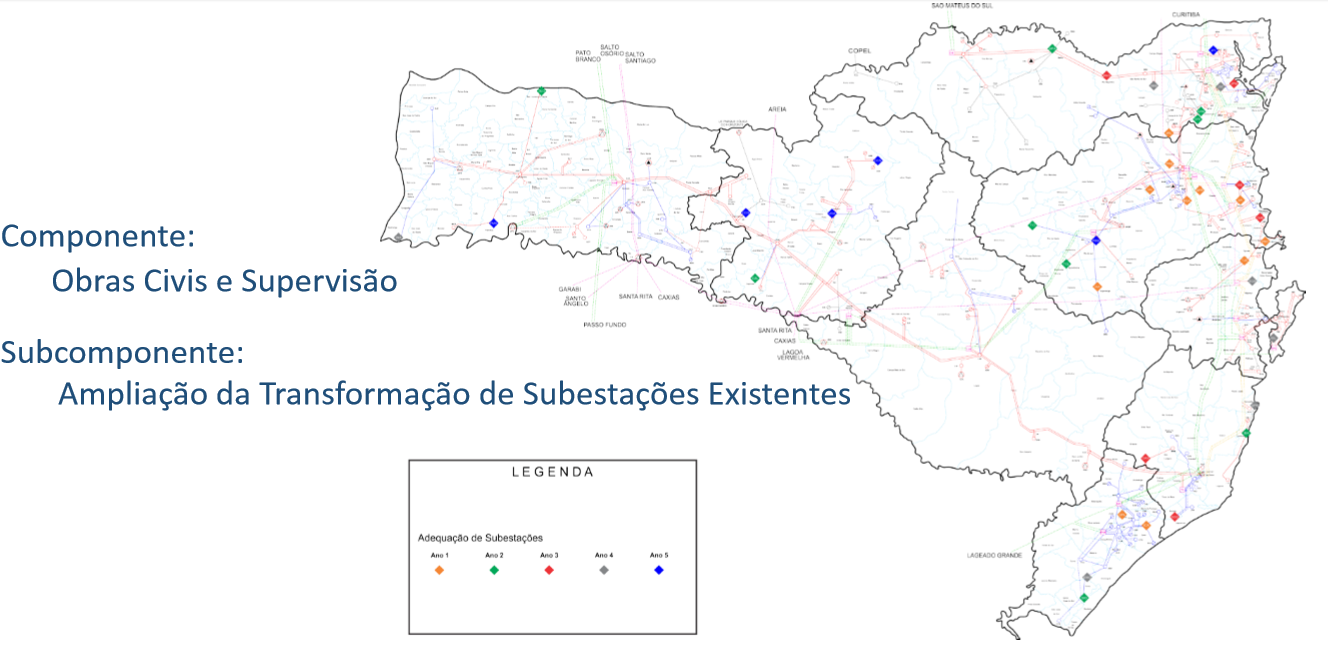
*Componente III.* Fortalecimiento para la mejora de la gestión – financiará: (i) la adquisición de equipos de hardware y software para modernizar los sistemas de gestión de Celesc-D, además de la construcción de una nueva sala de Data Center; y (ii) el desarrollo e implementación de una estrategia de género en el programa "Joven Aprendiz", con el fin de incentivar una mayor participación de género en Celesc-D. Adicionalmente, el componente financiará el desarrollo de módulos de capacitación sobre el sector eléctrico dentro del programa “Joven Aprendiz”, ya ejecutado por la compañía, para fomentar a los jóvenes, hombres y mujeres, en estos temas.

A continuación se ilustra la ubicación los proyectos de subestaciones y líneas de transmisión programadas por CELESC-D, dentro de las cuales se encuentran incluidas las principales obras del Programa.

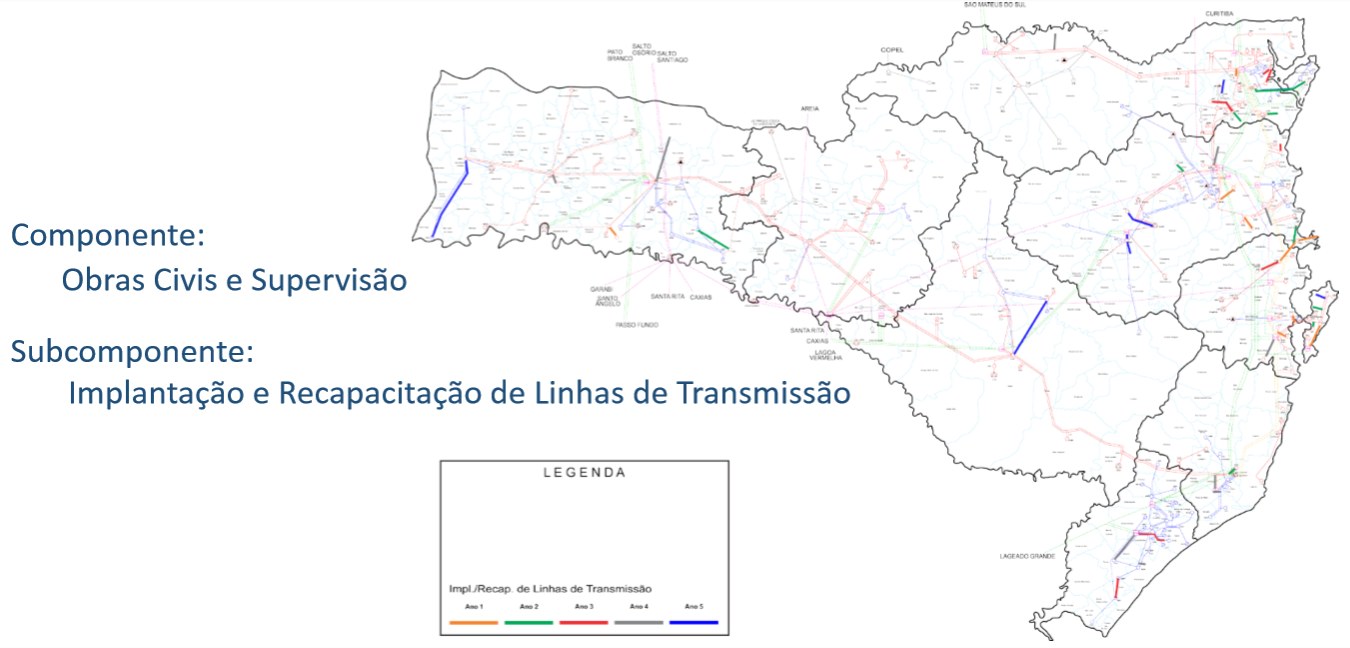
**Gráfico 3.4- Celesc-D: Subestaciones nuevas Programadas por CELESC-D**



**Gráfico 3.5 - Celesc-D: Ampliaciones de subestaciones Programadas por CELESC-D**



**Gráfico 3.6 - Celesc-D: Líneas de transmisión Programadas por CELESC-D**



Adicionalmente a las obras anteriores, el Programa incluye la adquisición de equipos y materiales para extender las redes de media y baja tensión, de nuevos contadores, de equipos de “hardware” y “software” y otros aspectos complementarios, incluyendo el desarrollo e implementación de una estrategia de género y diversidad para la compañía.

## 3.4 Resumen de los costos del Programa

La siguiente Tabla resume las componentes, el financiamiento y el costo de inversión del Programa de Distribución propuesto para el desarrollo del sistema de Celesc-D por un valor total de US$ 377.2 millones.

**Tabla 3.4 - Celesc-D: Financiamiento y Costo de Inversión en el Programa**



Fuente: Celesc-D

# 4. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA EVALUACIÓN

# 4.1 Enfoque general

La estimación de los Costos y Beneficios asociados al Programa se realizó a partir de la comparación de proyecciones sobre la evolución del mercado eléctrico en el área de concesión de Celesc-D bajo los Escenarios “con” y “sin” el Programa (dichas proyecciones contemplaron, entre otros: i) costos de inversión y de O&M, ii) impuestos, iii) pagos a mano de obra no calificada, iv) consumo de electricidad por clase de consumo, v) costos relacionados con el suministro de la electricidad, vi) ventas de electricidad por clase de consumo, vii) energía no servida (ENS) por clase de consumo, iii) pérdidas eléctricas de distribución y transmisión, y otras)

En el escenario con Programa se asume que el Consumo crece y los indicadores Duración Equivalente de Interrupciones por Consumidor (DEC), Frecuencia Equivalente de Interrupciones por Consumidor (FEC) y las Pérdidas de Electricidad se reducen a los niveles establecidos en las metas impuestas por la regulación (ANEEL).

Para el escenario sin Programa se consideraron dos casos diferentes de evaluación: i) en el Caso A los indicadores DEC, FEC y las Pérdidas de Electricidad se mantienen en los niveles actuales (con algunas inversiones mínimas de mantenimiento y reposición en 2017), y ii) en el Caso B se considera que el Consumo futuro crece y que los indicadores DEC y FEC y las Pérdidas de Electricidad sufren un incremento progresivo[[6]](#footnote-6).

En resumen, se realizaron dos evaluaciones del Programa (Evaluaciones A y B) partiendo del un mismo escenario “con” su ejecución y sus beneficios se estiman mediante su comparación con el escenario “sin” Programa bajo los dos casos mencionados, en la forma siguiente. La siguiente tabla resume las bases de las dos evaluaciones realizadas.

**Tabla 4.1 – Parámetros para las evaluaciones A y B**



Fuente: consultor

La comparación de los escenarios con y sin Programa permitió evaluar su contribución bajo cada una de las evaluaciones A y B, a: i) el incremento futuro del consumo de electricidad, ii) la reducción de la Energía no Servida (ENS), y iii) la variación de las Pérdidas de electricidad. Los beneficios asociados a estos tres conceptos se compararon con los costos de Inversión y de Operación & Mantenimiento (O&M) del Programa para posteriormente obtener indicadores sobre su conveniencia económica para el Brasil (Tasa Interna de Retorno Económico – TIRE y Valor Presente de Beneficios Netos Económicos – VPNE).

# 4.2 Proyecciones

La estimación de los beneficios se realizó a partir de las siguientes proyecciones sobre el mercado de electricidad de Celesc-D:

*Escenario con Programa*

* Se amplía la capacidad de la red con las inversiones del Programa, lo que permite el crecimiento de la demanda atendida de acuerdo a las proyecciones.
* Identificación y proyección del impacto de las obras propuestas en el Programa en los indicadores FEC y DEC
* Proyecciones de carga y pérdidas de electricidad
* Proyecciones de ENS (para la demanda existente, y para la demanda incremental).

*Escenario sin Programa*

*Evaluación A*

* Se asume que el crecimiento de la demanda se ve restringido por la capacidad actual de la red.
* Identificación y proyección de las inversiones mínimas para mantener los indicadores FEC y DEC en los niveles actuales (asumiendo que solo se mantiene y se repone la red actual, pero no se moderniza o amplia).
* Proyecciones de carga y de pérdidas de electricidad
* Proyecciones de ENS (para la demanda que crece hasta la capacidad actual de la red)

*Evaluación B*

* Se asume que se suministra el Consumo creciente pronosticado. Al crecer la demanda y no realizar las inversiones necesarias, la prestación del servicio sufrirá un deterioro paulatino en calidad que aumentará cada año.
* Pronóstico de los indicadores DEC y FEC y de las pérdidas de electricidad bajo la hipótesis de que no se realizan inversiones para ampliación de la red a partir de 2018
* Proyecciones de ENS (para la demanda existente, y para la demanda incremental).

Las proyecciones se realizaron a nivel anual durante el período de vida útil estimado para las obras del Programa (20 años). Para ello se identificó el período inicial que permite el Programa para atender el crecimiento de la demanda y la mejora de los indicadores FEC, DEC y Pérdidas (i.e. estimado en 5 años) y la elaboración de las proyecciones se concentró en este período y luego se aplicó el método de “continuación” mediante el cual la demanda y los indicadores se mantienen constantes e iguales a los del último año del período inicial hasta el final de la vida útil de las obras.

# 4.2.1 Proyecciones del consumo

Entre 2011 y 2014 el consumo de la electricidad distribuida por Celesc-D creció 4.2% anualmente en promedio, entre 2014 y 2015 cayó 2.5%, lo cual se explica principalmente por el menor consumo del sector industrial (-5.3%) debido a la desaceleración de la economía, y posteriormente creció el 0.9% entre 2015 y 2016. Comoquiera que se espera la reactivación de la economía brasileña, es previsible que el crecimiento del consumo de electricidad en los próximos años retorne a los niveles anteriores al 2015.

Para proyectar el mercado de energía en cinco años, Celesc-D se basó en un análisis de series temporales[[7]](#footnote-7) de la energía inyectada a su sistema, la cual es la suministrada por los generadores conectados en la red de distribución y por las inyecciones en los puntos de frontera entre la Red Básica y la red de la Distribuidora, a partir del cual se proyectó el consumo de los mercados libre y cautivo, considerando las pérdidas de electricidad.

Además, junto con MCM Consultores Asociados, se desarrolló un modelo econométrico para la previsión de mercado dividido en dos grupos: Industrial y no Industrial. Esta previsión, por el lado del consumo, utiliza, entre otros, datos sobre consumos unitarios, población, temperatura, número de unidades consumidoras y producción industrial, entre otros (algunos de ellos estacionales).

A continuación se presentan las principales premisas adoptadas para cada clase de consumo:

• Clase residencial: La tasa de crecimiento de la clase residencial sufre predominantemente influencia del clima. Pero este año, el factor económico también está modificando el comportamiento de la clase. El aumento del valor de la tarifa debido a la crisis económica hizo que las familias se sensibilizaran más con el valor de la factura de energía y se espera una recuperación para 2017.

• Clase Industrial: La industria de Santa Catarina sufrió los efectos de la crisis económica y camina hacia una mejora. Sin embargo, para el mercado cautivo, la situación todavía es de caída debido a las nuevas migraciones hacia el mercado libre que se produjeron en 2016 y las migraciones esperadas para 2017.

• Clase Comercial: En la clase comercial las premisas son similares a las clases residencial e industrial. Existe la influencia del clima, la crisis financiera, y el aumento del número de migraciones al mercado libre.

• Mercados libre y cautivo: Tomando como base el primer semestre de 2016, el total del consumo de clientes libres en el área de concesión de CELESC D fue de 3.082.290 MWh (el 25.8%). La energía facturada y distribuida al mercado cautivo de CELESC D fue de 8.846.210 MWh (el 74.2%).

Celesc-D espera que en el año 2022, una vez ejecutado el Programa, el consumo en el área concesionada a Celesc-D llegue a 28.228 GWh, con un crecimiento promedio anual del 3.5% del consumo durante el período 2017-2022, lo cual se considera razonable. Para la proyección del consumo de energía en el período 2021 - 2026 (para totalizar 10 años) se mantuvo la proyección de crecimiento en el 3,5%, que es el crecimiento para el mercado total en 2021.

Como punto de partida de la evaluación, se examinaron las proyecciones del consumo de electricidad preparadas por Celesc-D para su mercado. El Tabla siguiente resume las estadísticas históricas de consumo durante 2015 y 2016 y el pronóstico realizado para el período 2017 – 2022, que incluye el período de ejecución de cinco años del Programa previsto a partir de 2018.

**Tabla 4.2 - Celesc-D: Proyecciones de Consumo**



Fuente: procesamiento de proyecciones de Celesc-D

Para la Evaluación A se aplicó la proyección anterior pero sin crecimiento del consumo a partir de 2018 (se supuso que el Consumo de 2019 y años siguientes serían iguales al Consumo de 2018) y para la Evaluación B se aplicó la proyección total.

# 4.2.2 Proyecciones de capacidad de suministro

La siguiente tabla resume las proyecciones de capacidad de suministro de electricidad en el área de Celesc-D estimadas por la empresa con y sin el Programa. La capacidad con el programa se incrementa en un 19%, similar al aumento estimado de transformación 138-69 kV/34.5-23-13.8 kV (7,030 MVA existentes adicionados con 1,615 MVA del Programa). Sin el Programa, y bajo la Evaluación A, la demanda se vería limitada por la capacidad de suministro del sistema.

**Tabla 4.3 - Celesc-D: Proyecciones de capacidad de suministro**



Fuente: Celesc-D

# 4.2.3 Proyección de consumo, calidad de servicio, pérdidas e inversiones

Celesc-D realizó análisis técnicos y financieros sobre las inversiones globales requeridas en su Sistema de Distribución para atender el consumo de electricidad en su área de concesión durante los próximos años, con la calidad del servicio establecida por la entidad reguladora ANEEL (i.e. para garantizar niveles de 10.33 horas /año en el DEC y de 8.06 interrupciones/año en el FEC a partir del 2021). También examinó escenarios con las inversiones mínimas requeridas para mantener los indicadores DEC y FEC en los niveles actuales (12.83 horas/año en el DEC y 8.69 interrupciones/año, respectivamente). También, en lo que respecta al porcentaje de pérdidas de electricidad sin el Programa, bajo la Evaluación A se estimó que este sería igual al del Escenario con Programa mientras que bajo la evaluación B se incrementaría un 3.5% anual a partir de 2018[[8]](#footnote-8).

Los siguientes resultados fueron obtenidos en dichos análisis para el período 2017-2022 y ellos se utilizaron en la evaluación económica del Programa.

**Tabla 4.4 - Celesc-D: Consumo, Calidad del Servicio. Pérdidas e Inversiones**

Nota: Se partió de los valores históricos DEC y FEC registrados por ANEEL en 2016

**2017**

**2018**

**2019**

**2020**

**2021**

**2022**

**2023+**

**TOTAL**

**GWh**

23,411

24,459

25,427

26,408

27,318

28,274

29,249

**DEC (Hr)**

12.83

12.58

11.56

11.30

10.33

10.33

10.33

**FEC (#)**

8.69

8.69

8.69

8.65

8.06

8.06

8.06

**Perd (%)**

**8.75%**

**8.20%**

**7.77%**

**7.59%**

**7.49%**

**7.49%**

7.49%

**US$M**

96.1

85.6

91.4

94.6

95.7

114.7

578.0

Inversiones Program.

**US$M**

81.6

84.6

80.4

73.0

57.6

377.2

Inversiones Adic.

**US$M**

96.1

4.0

6.8

14.1

22.7

57.1

200.8

**GWh**

23,411

24,459

24,459

24,459

24,459

24,459

24,459

**DEC (Hr)**

12.83

12.83

12.83

12.83

12.83

12.83

12.83

**FEC (#)**

8.69

8.69

8.69

8.69

8.69

8.69

8.89

**Perd (%)**

**8.75%**

**8.20%**

**7.77%**

**7.59%**

**7.49%**

**7.49%**

7.49%

**US$M**

34.6

34.6

**GWh**

23,411

24,459

25,427

26,408

27,318

28,274

29,249

**DEC (Hr)**

12.83

13.79

14.77

14.67

15.16

15.50

16.51

**FEC (#)**

8.69

10.44

11.04

10.16

10.46

10.63

11.81

**Perd (%)**

8.75%

8.49%

8.32%

8.42%

8.59%

8.90%

9.21%

**US$M**

34.6

34.6

Sin Programa, Evaluación A

:

Consumo, DEC & FEC,

Pérdidas e Inversiones

Sin Programa, Evaluación B

:

Consumo, DEC & FEC,

Pérdidas e Inversiones

Con Programa

: Consumo,

DEC & FEC, Pérdidas e

Inversiones

Fuente: procesamiento del consultor basado en proyecciones de Celesc-D

Para estimar los beneficios del Programa se consideraron los siguientes escenarios de referencia con y sin el Programa:

*Escenario con el Programa*: considera una inversión total de US$M 578.0 durante 2017-2022 (valor considerado en las proyecciones financieras de Celesc), compuesta por US$M 363.1 asociados al Programa y US$M 214.9 adicionales, necesarios para garantizar la reducción de los indicadores DEC y FEC a los niveles meta de la Matriz de Resultados (10.33 y 8.06, respectivamente) y bajo el cual el consumo crece hasta 2022 (y luego es constante, con base en un criterio de continuación durante una vida útil de 20 años estimada para el Programa).

1. *Escenario sin el Programa (Evaluación A):* considera una inversión de US$M 34.6[[9]](#footnote-9) en 2017 necesaria para mantener los indicadores DEC y FEC en los niveles actuales conforme los análisis de Celesc-D (12.83 y 8.69, respectivamente) y con la cual solamente se abastece el consumo proyectado hasta 2018 (y luego constante e igual al de 2018, seleccionado con criterio similar al Escenario con el Programa).
2. *Escenario sin el Programa (Evaluación B):* considera una inversión de US$M 34.6 en 2017 necesaria para mantener los indicadores DEC y FEC en los niveles actuales conforme los análisis de Celesc-D (12.83 y 8.69, respectivamente, y 8.75% en Pérdidas de distribución) y luego estos indicadores aumentarían progresivamente hasta 16.51, 11.81 y 8.94%, respectivamente, en 2022.

# 4.2.4 Proyección de impuestos

En Brasil los impuestos que recaen sobre la tarifa de electricidad son: a) los Impuestos para Programas de Integración Social (PIS), b) las Contribución para el sostenimiento de la seguridad social (COFINS) destinados a beneficiar a los trabajadores y para atender programas sociales del gobierno federal, y c) el Impuesto estatal sobre la circulación de mercancías y servicios (ICMS) reglamentado por el Código Tributario de cada Estado. La siguiente Tabla resume la proyección de los impuestos recolectados del consumo de electricidad por Celesc-D, el cual fue obtenido de las proyecciones financieras elaboradas por Celesc-D con y sin el Programa para la evaluación A[[10]](#footnote-10).

**Tabla 4.5 – Proyección de impuestos a cargo del consumidor (evaluación A)**



Fuente: Procesamiento de proyecciones financieras de Celesc-D

# 4.3 Estimación de Costos

Los conceptos de egresos o costos requeridos para realizar la evaluación económica corresponden a los desembolsos para cubrir los costos de inversión y O&M asociados al Programa y los costos de la electricidad a nivel mayorista en el mercado eléctrico del Brasil (estos últimos requeridos para estimar la contribución a los beneficios netos de la diferencia de pérdidas de electricidad con y sin el Programa). Todos ellos se estimaron expresados en dólares constantes de diciembre de 2016 (con tasa de cambio de 3.2 R$/USD).

# 4.3.1 Costos de Inversión

Se contabilizaron tanto los costos directos como los indirectos (administración y supervisión) y se excluyeron los impuestos, tales como ICMS (dado que estos no constituyen un costo económico para el país sino una transferencia entre agentes nacionales) y los costos financieros. También, para efecto de la evaluación económica se estimó la componente de costos en mano de obra no calificada incluida en la inversión la cual se valoró con un precio cuenta de 0.5[[11]](#footnote-11). El Tabla siguiente resume los desembolsos de costos de inversión asociados al Programa, incluyendo las componentes de costos financieros, impuestos y beneficios por pagos mano de obra no calificada.

**Tabla 4.6 - Celesc-D: Programa de desembolsos para Inversión**



Fuente: Procesamiento del consultor con base en el programa de desembolsos proporcionado por Celesc-D

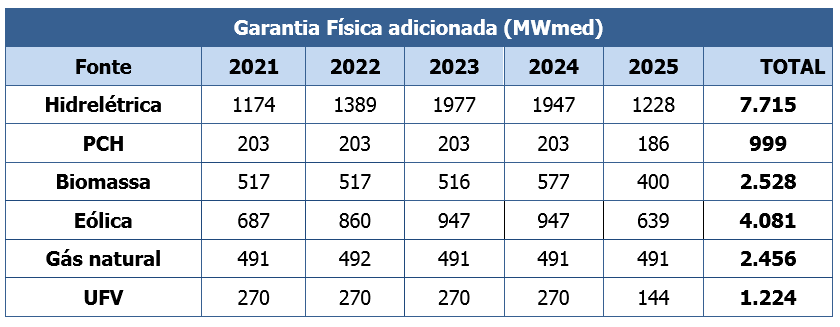
# 4.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos anuales de O&M asociados al Programa se estimaron como un 3% de la inversión, utilizando valores típicos usuales para líneas de transmisión, subestaciones y redes de distribución. Para el sistema existente estos costos han considerado como fijos e independientes de la carga atendida (i.e. dado el carácter eminentemente fijo de los costos de O&M de líneas y subestaciones, diferentes de los costos de las pérdidas de electricidad). La evaluación B considera que la demanda creciente se podría seguir suministrando con el sistema existente y mediante una redistribución de cargas en las subestaciones con el fin de evitar sobrecargas excesivas y eventuales mayores costos de O&M en las mismas, en forma tal que los posibles beneficios por ahorros de costos de O&M por menor carga de los sistemas se ha considerado prácticamente despreciable.

# 4.3.3 Costos de la generación eléctrica

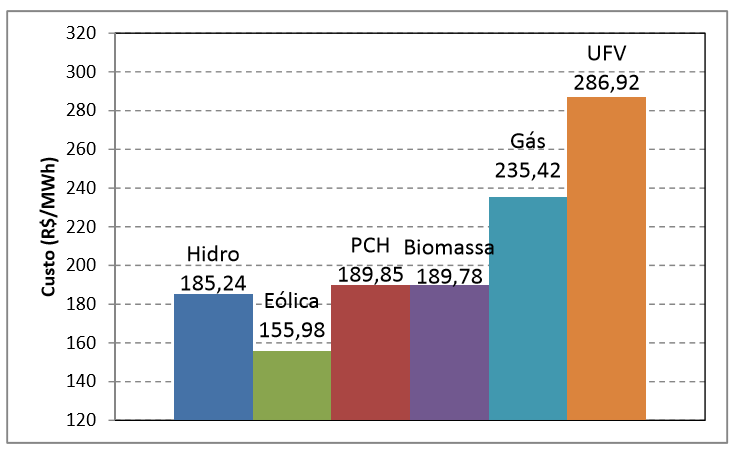
Los beneficios y costos originados por las pérdidas de distribución de electricidad se cuantificaron al Costo Marginal de Expansión (CME) actualizado por la Empresa de Pesquisas Eléctricas (EPE) para 2016 (R$193/MWh) y se estimaron a la entrada de la red de distribución de Celesc-D. Para ello se tomaron en consideración los cargos de transporte por la red básica (TUST) informados por Celesc-D (R$20/MWh) y las pérdidas en la red básica estimadas en 3.5%[[12]](#footnote-12). El valor a aplicar se estimó en US$ 68.9/MWh (en el cálculo se aplicó una tasa de cambio de R$ 3.2 = 1 USD)[[13]](#footnote-13).

La metodología de cálculo del CME utilizada por EPE tiene como objetivo estimar el costo unitario futuro de la expansión de la generación en el SIN del Brasil (en R$/MWh), teniendo en cuenta la mezcla más económica de las fuentes de energía que se deben instalar en el futuro. Los datos de previsión de suministro de energía se obtienen a partir de estudios del Plan Decenal de Expansión - PDE y la mezcla óptima de expansión de la generación futura se resume en el cuadro siguiente.

**

Fuente: EPE, CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO CME, Metodología e Cálculo 2016

El gráfico siguiente resume los costos estimados por EPE para las diferentes tecnologías incluidas en la expansión.

**

Fuente: EPE, CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO CME, Metodología e Cálculo 2016

El costo marginal de expansión - CME se obtiene ponderado por la predicción de expansión garantía física asociada a cada una de ellas. Resulta de 193 R$/MWh al calcular la media ponderada de los costos de las fuentes incluidas en la expansión.

# 4.4 Estimación de Beneficios

Los conceptos de beneficio que se evaluaron para el Programa son los siguientes: i) beneficios por aumento de consumo de electricidad, los cuales consisten en beneficios netos por excedentes del consumidor y pago del servicio de electricidad (aplicable para la Evaluación A), ii) beneficios o costos por diferencia de pérdidas eléctricas (aplicable para la Evaluación B), y iv) beneficios por incremento en la confiabilidad en el servicio (aplicable para las Evaluaciones A y B). Estos beneficios se cuantificaron y se expresaron en dólares constantes de diciembre de 2016 en la forma como se resume a continuación.

# 4.4.1 Beneficios por aumento en el consumo de electricidad

El Programa proveerá una capacidad adicional de distribución para el suministro de electricidad en su área de influencia, lo cual, bajo la Evaluación A, se consideró que permitirá a los usuarios incrementar el consumo de electricidad pues en ausencia del Programa no se dispondría de capacidad de distribución suficiente para atender la totalidad del crecimiento de la demanda. Se partió de las proyecciones de Consumo estimadas para Celesc-D y se determinó la energía requerida añadiéndole las pérdidas de transmisión y distribución. A partir de estas proyecciones se estimaron los beneficios netos para el total de la economía del Brasil asociados al aumento del consumo, por medio de tres conceptos, a saber: i) Excedentes del consumidor, ii) Pago por el servicio con impuestos (estos últimos constituyen un excedente adicional de los consumidores que es transferido a los Gobiernos), y iii) Descuento de costos de Generación, Transmisión y Distribución.

La estimación de estos beneficios netos se realizó a partir de la curva de demanda de electricidad, tal como se ilustra en el Gráfico 4.1.

**Gráfico 4.1 – Estimación de beneficios por aumento del consumo**



El gráfico ilustra la curva de la demanda de cada una de las clases Residencial, Comercial e Industrial en un año futuro (t = i), desde la perspectiva del usuario, donde Qoi corresponde al Consumo con Programa y Poi la tarifa al usuario (con impuestos), Qmi indica el Consumo sin Programa y Pmi la tarifa a la cual está el usuario está dispuesto a pagar por dicho consumo. Las autoridades pueden racionar la demanda mediante cortes aleatorios o discriminados, o permitir que el mercado encuentre el nuevo precio (Pmi) de equilibrio. En cualquier caso se pierde el consumo (Qoi-Qmi).

Si el proyecto no se hace, el usuario pierde ABC, y la empresa eléctrica, FBCG. La economía en su conjunto, por lo tanto, sacrifica el área bajo la curva de demanda entre Qmi y Qoi. Si el proyecto se ejecuta: i) los usuarios ganan DABE + ABC + FBCG y pagan FBCG a la empresa y su variación es positiva e igual a la cantidad DABE + ABC, ii) la empresa recibe FBCG por la venta adicional de electricidad y deja potencialmente de percibir DABE, de tal manera su variación neta es FBCG – DABE, y iii) la variación neta para la economía (usuarios + empresa) es, por lo tanto, ABC (incremento del excedente del consumidor) + FBCG (incremento del pago por el servicio).

1. Beneficios por incremento del excedente del consumidor

A partir de dicha gráfica, los beneficios asociados al aumento del consumo de electricidad se estiman como la disposición a pagar por los consumidores (área FACG, la cual incluye el excedente del consumidor dado por área BAC). Este se estimó a partir de la definición de la Elasticidad – Precio de la Demanda (Ε), para la cual se tiene que la derivada de precio p con respecto a la cantidad q en el punto Poi y Qoi viene dada por:

  dp/dq = Poi/Qoi x 1/Ε

El precio que un consumidor está dispuesto a pagar por una cantidad Qmi=Qoi - Δq es:

Pmi = Poi – dp/dq x Δqi = Poi x (1-Ri/Ε)

y el excedente del consumidor se calcula como:

Excedente del consumidor = (Pmi – Poi) x Δqi / 2 = - Poi x Δqi x Ri / (2 x Ε)

En la ecuación Poi es el precio de la electricidad pagado por el usuario (con impuestos), Δqi es el aumento del consumo de electricidad en el año i asociada al Programa (Δqi = Qmi - Qoi), Ri es el porcentaje de la electricidad adicional consumida atribuible al Programa (Ri = Δqi / Qoi) y Ε es la elasticidad-precio de la demanda de electricidad.

Para su cálculo se aplicaron las proyecciones del consumo con y sin Programa, las tarifas medias actuales (con impuestos) procesadas por Celesc-D y las estimaciones disponibles sobre las elasticidades-precio de la demanda de electricidad en estas clases[[14]](#footnote-14), las cuales se resumen a continuación.

**Tabla 4.7 - Celesc-D: Tarifas medias actuales y elasticidades por Clase**



Fuente: procesamiento del consultor y Celesc-D

1. Beneficios por incremento del pago del suministro de la electricidad

El incremento del pago por el servicio de electricidad (incluyendo los impuestos ICMS, COFINS y PIS) constituye la valoración complementaria de los beneficios totales por aumento del consumo asociado al Programa bajo la Evaluación A (no incluido el cálculo anterior del excedente del consumidor). Este pago se procesó con una tarifa media estimada a partir de las proyecciones financieras elaboradas por Celesc-D, la cual se complementó con una estimación de pago por concepto de compra de energía en el mercado libre (el cual no está incluido en la tarifa media recibida por Celesc-D). La Tabla siguiente resume este cálculo[[15]](#footnote-15).

**Tabla 4.8 - Tarifa media para Celesc-D**



Los pagos por la compra de energía por parte del mercado libre se procesaron con un precio de US$ 68.9/MWh cuya estimación se detalla en la sección 4.3.3.

1. Costo económico del incremento del suministro del servicio

Con el fin de complementar la estimación del beneficio neto asociado al incremento del consumo que permite el Programa bajo la Evaluación A, se estimaron los costos del suministro del servicio (generación, transmisión y distribución), los cuales se descontaron de los beneficios totales. Para calcularlos se aplicó el costo unitario de compra de energía para el mercado cautivo (que incluye el costo de los cargos de transmisión) de US$ 60.7/MWh y el costo unitario de distribución de US$ 18.0/MWh (sin depreciación), los cuales se estimaron conforme a la información histórica proporcionada por Celesc-D para 2016. Los pagos por la compra de energía por parte del mercado libre se procesaron con un precio de US$ 68.9/MWh cuya estimación se detalla en la sección 4.3.3.

Para la evaluación económica se utilizó la proyección realizada por CELESC-D para el consumo de electricidad en su mercado, la cual se presenta en la Tabla 4.2. Ella considera un crecimiento promedio anual del 3.5% durante 2017 – 2022. En ese período la participación del consumo del mercado libre se incrementa del 31% al 33%. La participación del consumo (libre y cautivo) de la clase industrial se incrementa del 40.0% al 42.9%, y para la clases residencial, comercial y otros decrece del 24.6%, 16.5% y 18.9% al 24.4%, 15.8% y 16.9%, respectivamente. La Evaluación A del Programa considera que el sistema actual puede suministrar el consumo creciente hasta 2018 en forma tal que el incremento del consumo asociado al Programa se estimó en 968 GWh en 2019, luego incrementa progresivamente hasta llegar 3,769 GWh en 2022 (y se mantiene en ese valor durante 2023 - 2042). Para la evaluación se consideró que este incremento del consumo tendría las mismas participaciones porcentuales (por clase de consumo y por mercado libre y cautivo) que las estimadas para el consumo total.

La Evaluación A consideró el incremento creciente del consumo de electricidad que su realización permite desde 2019 hasta llegar al final de su ejecución en año 2022. Como condición terminal, el incremento del consumo asociado al Programa se consideró constante a partir de 2023 y hasta el final de su vida útil estimada (2042)[[16]](#footnote-16).

# 4.4.2 Beneficios (costos) netos por diferencia en pérdidas de electricidad

La evaluación A no considera beneficios por reducción de pérdidas de electricidad dado que, al no considerase incremento en la demanda en el escenario sin el Programa, las pérdidas en el escenario con Programa (y mayor demanda) son mayores. Sin embargo en esta evaluación el costo de las mayores pérdidas asociadas a la demanda adicional está contabilizado dentro del cálculo de los beneficios netos.

Bajo la Evaluación B, el suministro de electricidad con y sin el Programa conlleva diferencias en las pérdidas de distribución de electricidad asociadas al suministro del consumo de electricidad. En este caso, se determinaron dichas diferencias y para cuantificar los beneficios se valorizaron a US$ 68.9/MWh, valor correspondiente al Costo Marginal de Expansión estimado por EPE para Brasil (y que incluye el costo de las pérdidas de transmisión y los cargos de transmisión por la red principal, tal como se detalla en la sección 4.3.3). En este cálculo se consideró que las diferencias en pérdidas serían principalmente de pérdidas técnicas, dado que el Programa no incluye programas específicos de reducción de pérdidas no técnicas.

# 4.4.3 Beneficios por mejoras en confiabilidad

Bajo cada una de las dos evaluaciones realizadas, los beneficios por mejoras en la confiabilidad del servicio se estimaron a partir de las proyecciones de Demanda y de los niveles DEC y FEC para los escenarios con y sin el Programa. Con base en ellos se computó la Energía no Servida (ENS) bajo cada escenario y por diferencia se determinó la reducción de la ENS asociada al Programa en cada año del período de análisis. Para la estimación de los beneficios correspondientes, las reducciones de la ENS se desglosaron en energía asociada a Interrupciones Programadas y en energía asociada a Interrupciones no Programadas y estas se valoraron a los correspondientes costos unitarios por Interrupciones del Servicio por clase de consumo que se resumen a continuación[[17]](#footnote-17).

**Tabla 4.9 - Celesc-D: Costo de interrupciones por clase de consumo**



Fuente: procesamiento del consultor de los costos detallados (nota 3)

# 4.5 Rendimiento económico y valor presente de beneficios netos

Con el pronóstico de costos y beneficios evaluados para el Programa se estimó su rentabilidad económica[[18]](#footnote-18) bajo cada uno de las dos evaluaciones realizadas. Los resultados obtenidos en este análisis constituyen una comparación de los recursos utilizados por la economía brasileña "con" y "sin" dicho Programa. Con base en los costos y beneficios identificados, se calculó la tasa interna de retorno económico (TIRE) del Programa. Del mismo modo, los costos y beneficios identificados se utilizaron para calcular el valor presente de sus beneficios netos (VPNE) utilizando una tasa de descuento de referencia del 12%.

# 5. RESULTADOS OBTENIDOS

El ANEXO 3 contiene los pronósticos anuales de las principales variables del servicio de electricidad en el área de jurisdicción del estado de Santa Catarina para los escenarios con y sin el Programa y bajo cada una de las dos evaluaciones realizadas (A y B). Los Costos y Beneficios anuales que se estimaron para la evaluación a partir de dichos pronósticos se resumen a continuación.

# 5.1 Evaluación A

**Tabla 4.10 - Celesc-D: Proyección de Beneficios y Costos del Programa**



La Evaluación A del Programa indica una tasa interna de retorno económico (TIRE) del 21.3% y un valor presente de beneficios netos descontados a una tasa de descuento del 12% (VPNE) de US$ 186 millones. El análisis realizado muestra beneficios significativos para el mercado actual por ahorros de costos por reducción de interrupciones del servicio (los cuales alcanzan US$ 17.6 millones anuales en 2023), aun cuando son mucho más altos los beneficios asociados al incremento del consumo (los cuales se incrementan hasta los US$ 82.9 millones anuales en 2023).

# 5.2 Evaluación B

**Tabla 4.11 - Celesc-D: Proyección de Beneficios y Costos del Programa**



La Evaluación B del Programa indica una tasa interna de retorno económico (TIRE) del 15.0% y un valor presente de beneficios netos descontados a una tasa de descuento del 12% (VPNE) de US$ 60 millones. El análisis realizado muestra beneficios significativos de ahorros en costos por reducción de interrupciones del servicio (los cuales alcanzan US$ 50.3 millones anuales en 2023), algo más altos que los beneficios asociados al ahorro en costos por reducción de pérdidas (los cuales se incrementan hasta los US$ 30.1 millones anuales en 2023).

# 5.3 Casos de sensibilidad

El siguiente Tabla muestra la sensibilidad de los resultados a variaciones en los principales parámetros utilizados en la Evaluación A y los “swithching values” de incremento de cada una de las variables sensibilizadas a los cuales el valor presente de los beneficios netos (VPNE) se iguala a cero.

**Tabla 4.12 – Casos de sensibilidad para la Evaluación A**



El resultado del análisis de sensibilidad bajo la Evaluación A muestra que variaciones en el costo de Generación & Transmisión, en el crecimiento del consumo y en el precio medio[[19]](#footnote-19) son las que tienen un mayor impacto en la evaluación económica, en forma tal que una variación adversa individual del 20% en estos tres parámetros implicaría una reducción de la TIRE hasta colocarla en 10.4%, 15.3% y 15.5%, respectivamente. Para estas tres variables incrementos del 17.3%, -32.8% y -31.7%, respectivamente, anularían el valor presente de los beneficios netos del Programa.

El siguiente Tabla indica la sensibilidad de los resultados a variaciones en los principales parámetros utilizados en la Evaluación B y los “swithching values” correspondientes.

**Tabla 4.13 – Casos de sensibilidad para la Evaluación B**



El resultado del análisis de sensibilidad para la Evaluación B muestra que variaciones en el costo de interrupciones del suministro de electricidad son las que tienen un mayor impacto en la evaluación económica, en forma tal que una reducción del 20% en este parámetro implicaría una reducción de la TIRE hasta colocarla en 12.3%, siendo esta la menor estimada bajo este escenario en el análisis de sensibilidad a los diferentes parámetros. Así también, una variación de -22.0% en este parámetro anularía el valor presente de los beneficios netos del Programa.

Adicionalmente a las sensibilidades anteriores se examinó el impacto de una demora de 2 años en la ejecución del Programa y se estimó que bajo la Evaluación A la TIRE y el VPNE se reducirían de 21.3% y US$ 186 millones a 18.9% y US$ 136 millones, respectivamente. Bajo la Evaluación B se reducirían de 15.0% y US$ 60 millones a 14.9% y US$ 39 millones, respectivamente.

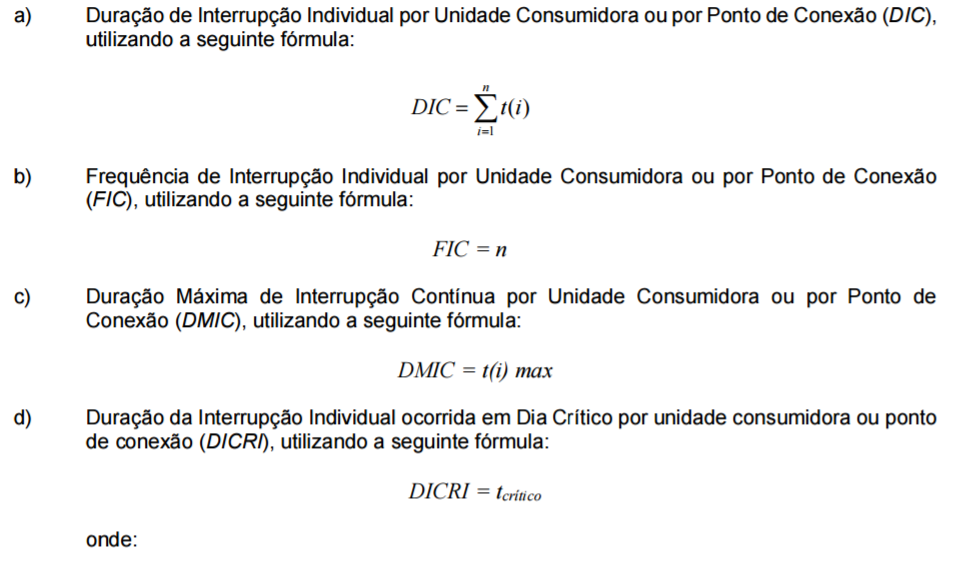
El TIRE resultaría inferior al 12% solamente en la Evaluación A y para el caso de un incremento del 20% en los costos de Generación y Transmisión del mercado de Celesc-D, lo cual sugiere que el riesgo de un impacto negativo significativo en la TIRE y el VPNE para el Programa global es bajo y dependiente casi exclusivamente de este parámetro. Sin embargo es preciso reconocer que la evaluación se realizó para el conjunto de todo el Programa, razón por la cual ello no necesariamente sería cierto individualmente para cada una de sus componentes.

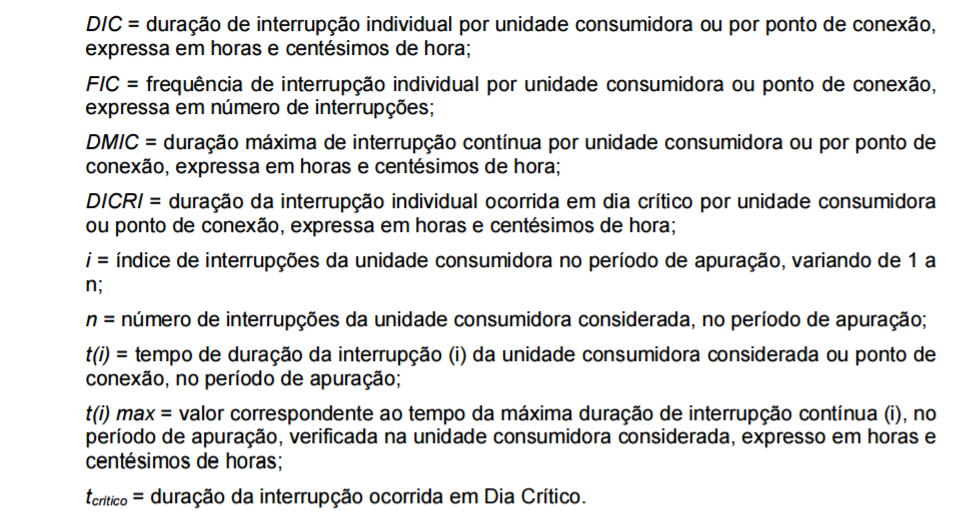
**ANEXO 1**

**CALCULO DE INDICADORES DEC Y FEC**

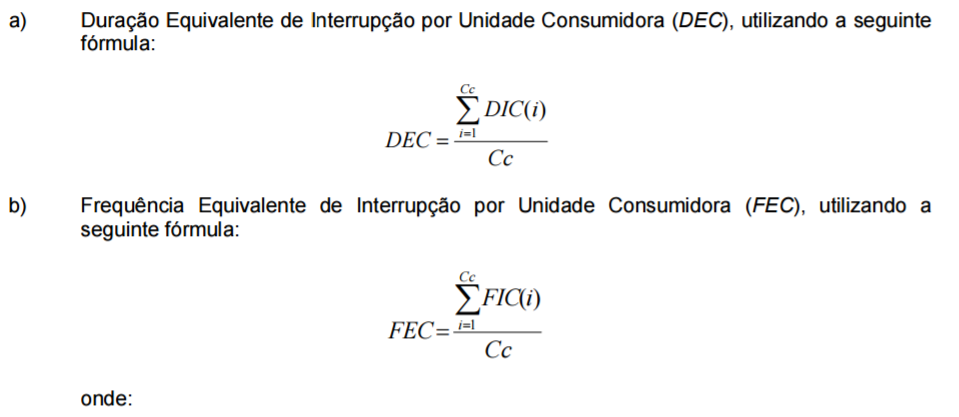
Conforme a la metodología establecida por Aneel, los indicadores DEC y FEC se calculan a partir de los siguientes indicadores individuales y colectivos de la continuidad del servicio. Para ello aplica la metodología establecida en la sección 5.8 (y las Tablas del ANEXO I, límites de continuidad individual) del documento: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Esta metodología agrega los indicadores para todo el mercado a partir de los valores obtenidos a nivel de unidades de consumo y municipios.

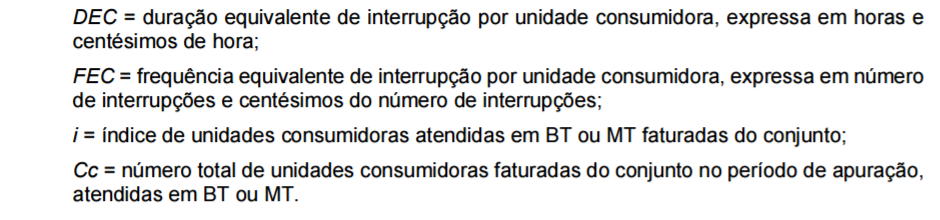
1. Indicadores individuales de unidades consumidoras:





1. Indicadores de conjunto de unidades consumidoras





**ANEXO 2**

**PRINCIPALES OBRAS INCLUIDAS EN EL PROGRAMA**

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE FLORIANÓPOLIS CAPOEIRAS -IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138kV FLORIANÓPOLIS CAPOEIRAS - SECC (PALHOÇA RB - TRINDADE) - 1KM - CIRCUITO DUPLO - 636MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação na parte continental do município de Florianópolis, no bairro Capoeiras, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV, quatro entradas de linha de 13,8kV para a distribuição e um banco de capacitores de 4,8Mvar para compensação reativa.

**Justificativa:** Esgotamento da capacidade transformadora e do sistema de distribuição de 13,8kV da SE Coqueiros, responsável pelo atendimento da região continental da cidade de Florianópolis, bairros Jardim Atlântico, Coqueiros e Capoeiras.

Possibilitar o remanejamento de cargas da SE Coqueiros para uma nova subestação na tensão de 138kV, diminuindo os carregamentos na LT 69kV Roçado - Coqueiros e na transformação 138/69kV da SE Florianópolis Eletrosul.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE BRUSQUE SÃO PEDRO - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV BRUSQUE SÃO PEDRO - SECC (BRUSQUE - BRUSQUE RIO BRANCO) – 0,15KM – CIRCUITO** DUPLO - 477MCM

**Descrição:** Implantação de uma subestação no município de Brusque, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/23kV. Instalação de cinco entradas de linha de 23kV para a distribuição.

**Justificativa:** Para o ano de 2018 são previstos carregamentos acima de 100% nas unidades transformadoras TT2 e TT4 da SE Brusque em regime normal de operação. Esgotamento do espaço físico na SE Brusque para instalação de novas unidades transformadoras e de novas ELs de 23kV para a distribuição.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE CHAPECÓ III 138/23kV - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV CHAPECÓ II - CHAPECÓ III - 7KM - CIRCUITO SIMPLES - 636MCM**

**Descrição:** Implantação de uma nova subestação de 138kV no município de Chapecó, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/23kV e de quatro entradas de linha em 23kV para a distribuição.

**Justificativa:** Para o ano de 2017 são previstos carregamentos acima de 100% nas unidades transformadoras 69/23kV da SE Chapecó e 138/23kV da SE Chapecó II, em regime normal de operação, dificultando o atendimento a novos acréscimos de carga na região.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE SÃO JOSÉ REAL PARQUE - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Descrição:** Implantação de uma subestação no município de São José com a instalação de um transformador de 40,0MVA - 138/ 13,8kV, quatro entradas de linha de 13,8kV para a distribuição e um banco de capacitores de 4,8Mvar para compensação reativa.

**Justificativa:** Nova subestação 138/13,8kV para remanejamento de cargas das unidades TT4, TT5 e TT6 da SE Roçado, alimentadores RCO-02, RCO-05, RCO-06 e RCO-12. Para o ano de 2017 são previstos carregamentos da ordem de 100% nas unidades transformadoras da SE Roçado, em regime normal de operação. A implantação da nova subestação Real Parque irá permitir uma maior confiabilidade de atendimento aos bairros Real Parque, Bela Vista e Ipiranga, no município de São José, além de permitir o atendimento de novos consumidores naquela região.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SED CANOINHAS RIO DA AREIA DISTRIBUIÇÃO - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Descrição:** Implantação de uma subestação de distribuição em Canoinhas, alimentada em 34,5kV a partir da SE Canoinhas 138kV.

A conexão em 34,5kV será realizada com a implantação de uma cascata 13,8-34,5kV (12,50MVA) a ser instalada na SE Canoinhas.

**Justificativa:** A construção da SED Canoinhas viabilizará a execução de obras na rede de distribuição que atende as regiões de Irineópolis, Canoinhas e Bela Vista do Toldo, que apresentam potenciais problemas de continuidade.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE SÃO FRANCISCO DO SUL II - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO**

**Descrição:** Implantação de uma subestação 138/69kV no município de São Francisco do Sul, com a instalação de um transformador de 66,67MVA - 138/69kV.

**Justificativa:** Reforço do sistema de 69kV que atende as SEs de São Francisco do Sul, Araquari, Ubatuba e Petrobrás, através da implantação de uma subestação 138/69kV, alimentada em 138 kV a partir da SE Joinville Santa Catarina, evitando problemas de baixo nível de tensão nas barras de Araquari e São Francisco do Sul devido à elevada queda de tensão ao longo dos trechos de LT em 69kV entre as SEs Joinville Santa Catarina e São Francisco do Sul.

Futuro esgotamento de trecho de LT entre as SEs Joinville Santa Catarina e Araquari.

Previsão de novos empreendimentos nas regiões próximas ao Porto de São Francisco e também da Vega do Sul.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 138KV JOINVILLE SC - SÃO FRANCISCO DO SUL II (TRECHO 2) - 35KM - CIRCUITO DUPLO LANÇAMENTO DO C1 - 477MCM**

**Descrição:** Implantação da LT 138kV Joinville Santa Catarina - São Francisco do Sul II, complementando o trecho inicial já existente, e implantação da LT 69kV São Francisco do Sul II - São Francisco do Sul - Araquari (circuito duplo).

**Justificativa:** Viabilizar a implantação da subestação São Francisco do Sul II de 138/69kV, alimentada em 138kV a partir da SE Joinville Santa Catarina, e a integração em 69kV da nova subestação com a São Francisco do Sul 69/13,8kV existente.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE JOINVILLE BOA VISTA - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138kV JOINVILLE BOA VISTA - JOINVILLE PARANAGUAMIRIM - 9,5KM - CIRCUITO SIMPLES - 636MCM**

**Obra: LT 69kV JOINVILLE BOA VISTA - JOINVILLE TRÊS - 2,3KM - CIRCUITO SIMPLES - 477MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação no município de Joinville, em local próximo à atual SE Joinville Três, com a instalação de dois transformadores 138/69kV de 66,6MVA e um TT 138/13,8kV de 26,67MVA.

Construção de LT 138kV a partir da SE Joinville Paranaguamirim.

**Justificativa:** Implantação de uma nova subestação para alteração do atendimento à atual SE Joinville Três no município de Joinville, com o intuito de aliviar carga do sistema de 69kV da região, em situação crítica devido ao carregamento do TT 230/69kV da SE Joinville (Rede Básica), que por sua vez não permite ampliação de sua capacidade.

Esgotamento da SE Joinville III em 2018/2019.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE ITAPEMA MEIA PRAIA - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV ITAPEMA - SECC (TIJUCAS - PORTOBELO C2) - 8KM - CIRCUITO DUPLO LANÇAMENTO DO PRIMEIRO CIRCUITO - D1 - 636MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação no município de Itapema com a instalação de um transformador de 40,0MVA - 138/13,8kV, seis entradas de linha de 13,8kV para a distribuição e um banco de capacitores de 4,8Mvar para compensação reativa.

**Justificativa:** Nova subestação na tensão de 13,8kV para remanejamento de cargas da SE Porto Belo, alimentadores PBO-01, PBO-02, PBO-04, PBO-05, PBO-07 e PBO-10 . Para o ano de 2019 são previstos carregamentos acima de 100% da capacidade nominal nas unidades transformadoras da SE Porto Belo, em regime normal de operação. São previstos carregamentos acima de 75% nos alimentadores da SE Porto Belo que atendem o bairro Perequê, em Porto Belo, e o município de Itapema. A implantação da nova subestação Itapema Meia Praia irá permitir maior confiabilidade de atendimento aos bairros Morretes e Meia Praia no município de Itapema e ao bairro Perequê, no município de Porto

Belo.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE CAPIVARI DE BAIXO 138/13,8kV - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV CAPIVARI DE BAIXO - SECC (ORLEANS - JORGE LACERDA) - 6KM - CIRCUITO DUPLO - 477MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação em 138kV no município de Capivari de Baixo, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV, quatro entradas de linha para a distribuição de 13,8kV e a linha de 138kV para Capivari de Baixo. Será interligada à linha Jorge Lacerda - Orleans através de seccionamento deste circuito.

**Justificativa:** Aliviar os níveis de carregamento verificados nos três transformadores de 26,67MVA (TT1, TT2 e TT3) da SE Tubarão, da ordem de 96%, 80% e 94% em 2016, prevendo-se 101%, 85% e 99% a partir de 2017.

Minimizar o corte de cargas na região e os elevados carregamentos previstos nas linhas, no caso da perda de um dos

três circuitos da linha de 69kV Jorge Lacerda - Tubarão, a partir de 2017.

Melhorar a qualidade e proporcionar confiabilidade no fornecimento de energia às cargas das regiões de Tubarão e

Capivari de Baixo, solucionando os problemas de controle de tensão da subestação Tubarão, cujos transformadores

TT2 e TT3 não dispõem de comutação automática sob carga.

Aliviar os elevados níveis de carregamento previstos nos alimentadores TRO-01, 05 e 07 da SE Tubarão, a partir de

2017, que estarão na faixa de 73%, 51% e 72%. O critério de planejamento é de 67%.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE FPOLIS SACO GRANDE - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV FPOLIS SACO GRANDE - SECC (ILHA NORTE - TRINDADE) - 3KM - CIRCUITO DUPLO - 636MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação em Florianópolis no bairro Saco Grande, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV e de quatro entradas de linha de 13,8kV para a distribuição. Implantação de uma linha de transmissão em 138kV, circuito duplo, com 3,0km de comprimento no seccionamento da LT 138kV Trindade – Ilha Norte.

**Justificativa:** Previsão de esgotamento do sistema de distribuição de 13,8kV que atende os bairros Saco Grande, João Paulo e Cacupé através dos alimentadores FAA-06, FAA-08, TDE-09 e INE-01. Dificuldade para construção de novos alimentadores desde as subestações Florianópolis Agronômica e Trindade até o bairro Saco Grande pela rodovia SC-401, a qual apresenta reduzido espaço para passagem de novos alimentadores. Transferir a carga dos alimentadores FAA-06 e FAA-08 para a nova SE Florianópolis Saco Grande, permanecendo assim a SE Agronômica exclusivamente para atendimento aos bairros Centro e Agronômica. Aliviar os carregamentos da SE Trindade através do remanejamento de cargas do bairro João Paulo e parte do bairro Itacorubi, atualmente atendidos pela SE Trindade,

para a SE Florianópolis Saco Grande.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE SÃO JOÃO BATISTA - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV SÃO JOÃO BATISTA - TIJUCAS - 14KM - CIRCUITO SIMPLES - 477MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação no município de São João Batista, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/23kV, quatro entradas de linha de 23kV para a distribuição e um banco de capacitores de 4,8Mvar.

Implantação de uma linha de transmissão de 138kV, com 14,0km de extensão a partir da SE Tijucas.

**Justificativa:** Melhorar a confiabilidade e os índices DEC/FEC de atendimento dos municípios de Nova Trento, Canelinha, São João Batista e Major Gercino, tendo em vista a previsão de esgotamento dos alimentadores TJS-01, 02, 06 e 07 que atendem aquela região. Permitir a transferência de cargas da subestação Tijucas para um novo ponto de suprimento em 138kV, aliviando assim os carregamentos previstos nas unidades transformadoras da SE Tijucas.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE FLORIANÓPOLIS SACO DOS LIMÕES - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV FLORIANÓPOLIS SACO DOS LIMÕES - SECC (PALHOÇA RB - TRINDADE) - 0,5KM - CIRCUITO DUPLO - 477MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação no município de Florianópolis, bairro Saco dos Limões, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV, quatro entradas de linha de 13,8kV para a distribuição e um banco de

capacitor de 4,8Mvar para compensação reativa.

**Justificativa:** Nova subestação 138/13,8kV para remanejamento de cargas da SE Trindade, alimentadores TDE-02, TDE-04 e TDE-07 e da SE Ilha Centro, alimentadores ICO-06, ICO-08 e ICO-10. Para o ano de 2018 são previstos carregamentos elevados nas unidades transformadoras da SE Trindade e da SE Ilha Centro, em regime normal de operação. A implantação da nova subestação Saco dos Limões irá permitir maior confiabilidade de atendimento aos bairros Centro, Saco dos Limões, Carvoeira, Pantanal e Córrego Grande, além de permitir o atendimento de novos consumidores naquela região.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE ITAJAÍ SALSEIROS II - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO**

**Descrição:** Implantação de uma subestação no município de Itajaí, no atual terreno da SE Itajaí Salseiros, com duas unidades transformadoras de 30/40MVA - 138/23kV. Instalação de quatro entradas de linha de 23kV para a distribuição.

**Justificativa:** Para o ano de 2020 são previstos carregamentos acima de 100% na unidade 138/23kV da SE Itajaí Salseiros, em regime normal de operação. Previsão de esgotamento do sistema de 69kV atendido pela SE Ilhota 138/69kV -2x50MVA, com carregamentos acima de 100% da capacidade nominal na contingência de uma das unidades transformadoras, mesmo após a substituição da tensão de operação da SE Camboriú para 138kV. Permitir a transferência de cargas da SE Itajaí Salseiros 69kV e da SE Ilhota para o setor de 138kV da SE Itajaí Eletrosul.

Aumentar a capacidade transformadora da SE Itajaí Salseiros através da implantação de duas unidades 138/23kV de

30/40MVA, reduzindo os elevados carregamentos previstos nas unidades 69/23kV.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE TIMBÓ POMERANOS 138/23kV - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV TIMBÓ POMERANOS - TIMBÓ - 6,2KM - CIRCUITO SIMPLES - 636MCM**

**Descrição:** Implantação de uma nova subestação em 138kV no município de Timbó, bairro Pomeranos, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/23kV, quatro entradas de linha de 23kV para a distribuição e um banco de capacitores de 4,8Mvar para compensação reativa. Implantação de uma linha de transmissão em 138kV com 6,2km de extensão, radial à SE Timbó.

**Justificativa:** Implantação de uma nova subestação para atendimento do crescimento vegetativo das cidades de Timbó, Rio dos Cedros, Benedito Novo e Doutor Pedrinho. Esgotamento do espaço físico para implantação de novas saídas de linha em 138 e 23kV, além do esgotamento do espaço físico para implantação de novas unidades transformadoras na atual SE Timbó 138/69/23kV. Transferir cargas do setor de 138/69kV da atual SE Timbó para a nova SE Timbó Pomeranos, diminuindo os carregamentos da unidade 138/69kV da subestação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE BARRA VELHA 138/13,8kV - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138kV - Piçarras Barra Velha, 15 km, cabo 477 MCM circuito simples**

**Obra: SE PIÇARRAS - EL 138KV**

**Descrição:** Implantação de uma nova subestação em 138kV no município de Barra Velha, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV e quatro entradas de linha de 13,8kV para a distribuição. Instalação de um banco de capacitores de 4,8Mvar para compensação reativa.

**Justificativa:** Nova subestação na tensão de 138kV para atendimento do crescimento vegetativo do município de Barra Velha, reduzindo os elevados carregamentos previstos nas unidades transformadoras da SE 138/13,8kV Piçarras.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE SANTO AMARO DA IMPERATRIZ - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138kV PALHOÇA RB - SANTO AMARO DA IMPERATRIZ - 10KM - CIRCUITO SIMPLES - 477MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação no município de Santo Amaro da Imperatriz, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV e quatro entradas de linha de 13,8kV para a distribuição.

**Justificativa:** Nova subestação para atendimento do crescimento vegetativo dos municípios de Santo Amaro da Imperatriz e de Águas Mornas, aliviando os carregamentos da transformação 138/13,8kV da SE Palhoça Celesc e dos alimentadores PLA-08, 10 e 12. Dificuldade de implantação de novos alimentadores desde a SE Palhoça Celesc até os municípios de Santo Amaro da Imperatriz e de Águas Mornas, devido ao espaço físico reduzido em vias públicas.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE SCHROEDER 138kV - IMPLANTAÇÃO DE SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV SCHROEDER - 8KM - CIRCUITO SIMPLES - 477MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação em 138kV no município de Schroeder com a instalação inicialmente de um transformador de 40,0MVA - 138/13,8kV com comutação automática. Será atendida de forma radial a partir da futura SE Jaraguá do Sul II.

O trecho de LT oriundo da SE Jaraguá do Sul II vai aproveitar as mesmas estruturas da LT Guaramirim - Jaraguá do Sul II (lançamento do 2º circuito neste trecho).

**Justificativa:** Esgotamento da SED Schoreder em 2021.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE CRICIÚMA III 69/13,8kV - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 69KV CRICIÚMA III - SECC (FORQUILHINHA RB - IÇARA) - 2,5KM - CIRCUITO DUPLO - 477MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação em 69kV no município de Criciúma, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 69/13,8kV com comutação automática. Será atendida a partir de seccionamento da futura linha Forquilhinha Rede Básica - Içara.

**Justificativa:** Congestionamento de linhas de distribuição próximo à atual subestação, dificultando o acesso de novos alimentadores de 13,8kV.

Aliviar o carregamento das linhas Siderópolis ESUL - Criciúma Floresta e Siderópolis ESUL - Criciúma, da ordem de 83

% e de 73% a partir de 2018.

Aliviar os níveis de carregamento previstos para os transformadores da SE Criciúma (TT1 e TT2 - 2x 26,67MVA e TT3 -

16,67MVA) e da SE Criciúma Floresta (TT1 e TT2 - 2x26,67MVA), em torno de 90% e 100% de suas capacidades nominais, a partir de 2021.

Melhorar a qualidade e a confiabilidade no fornecimento de energia à região.

Atender ao crescimento de cargas da região.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE JOINVILLE VILA NOVA - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV JOINVILLE VILA NOVA - SECC(JOINVILLE RB - TIGRE) - 3,5KM - CIRCUITO DUPLO - 336MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação no município de Joinville - bairro Vila Nova, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV e de quatro entradas de linha de 13,8kV para a distribuição.

**Justificativa:** Implantação de uma nova subestação para atendimento à área atualmente atendida pela SE Joinville I e SED Joinville Vila Nova no município de Joinville, com o intuito de aliviar cargas do sistema de 69kV da região, em situação crítica devido ao carregamento do TT 230/69kV da SE Joinville (Rede Básica), que por sua vez não permite ampliação de sua capacidade. Permite também a desativação do TM7 138/34,5kV na SE Pirabeiraba e da linha em 34,5kV que interliga as SEs Joinville I e Pirabeiraba, linha está com potencial histórico de defeitos.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE JARAGUÁ DO SUL II - IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

**Obra: LT 138KV JARAGUÁ DO SUL II - 9,4KM - CIRCUITO SIMPLES - 636MCM**

**Descrição:** Implantação de uma subestação em 138kV no município de Jaraguá do Sul, com a instalação inicialmente de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV com comutação automática.

Será atendida radial a partir da SE Guaramirim.

O trecho de aproximadamente 4,0km sentido Jaraguá do Sul II deverá ser projetado para circuito duplo, para atendimento da futura SE Schroeder 138kV, que será radial da SE Jaraguá do Sul II.

Implantação de 04 (quatro) entradas de linha de 13,8kV para a distribuição.

**Justificativa:** Esgotamento da SED Jaraguá Chico de Paulo e posterior esgotamento da SE Jaraguá do Sul, já considerando a implantação das transferências de carga viáveis pelo sistema de distribuição em 13,8kV.

.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 69kV TUBARÃO - SANGÃO - IMPLANTAÇÃO DO TRECHO 2 - 19,2KM - CIRCUITO DUPLO (LANÇAMENTO DO CIRCUITO 1)**

**Descrição:** Implantação do trecho restante da linha 69kV Tubarão - Sangão, a partir da derivação Tubarão II/Jaguaruna até Sangão, circuito duplo, lançamento do 1º circuito.

**Justificativa:** Melhorar os níveis de tensão quanto ao fornecimento de energia às regiões de Sangão e Jaguaruna, em regime normal de operação e em carga média, da ordem de 94% e 95% para 99% e 98,5% da tensão nominal.

Reduzir os elevados carregamentos previstos nas linhas de 69kV Tubarão - ramal Tubarão II/Jaguaruna, em torno de

85% para 50% a partir de 2018.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 138kV TIJUCAS - PORTO BELO C2 - IMPLANTAÇÃO DO TRECHO INICIAL - 12,8KM - CIRCUITO SIMPLES - 636MCM**

**Obra: SE TIJUCAS - EL 138KV**

**Descrição:** Implantação do trecho inicial da linha de transmissão em 138kV Tijucas - Porto Belo circuito 02, desde a SE Tijucas até a derivação para a SE Cerâmica Portobello.

**Justificativa:** Reduzir os elevados carregamentos previstos na linha de transmissão em 138kV Tijucas - Porto Belo circuito 01, no trecho entre a SE Tijucas e o TAP derivação para a Cerâmica Portobello, da ordem de 97% em 2018 em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 138kV TUBARÃO SUL RB - SECCIONAMENTO (ORLEANS - JORGE LACERDA) - 11,7KM - CIRCUITO DUPLO - 477MCM**

**Descrição:** Seccionamento da linha de transmissão 138kV Orleans - Jorge Lacerda para a integração da nova SE Tubarão Sul Rede Básica ao sistema da Celesc D.

**Justificativa:** Integração da SE Tubarão RB ao sistema de distribuição em 138kV.

A necessidade da nova SE de Rede Básica é devido à impossibilidade de instalação de novas entradas de linhas em 230kV, 138kV e 69 kV na SE Jorge Lacerda, a qual se encontra esgotada, operando em sobrecarga em regime normal nas transformações 230/138kV e 230/69kV já a partir de 2015.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 69kV TUBARÃO SUL RB - SECCIONAMENTO (TUBARÃO - SANGÃO) - 1KM - CIRCUITO DUPLO - 477MCM**

**Descrição:** Seccionamento da linha de transmissão 69kV Tubarão - Sangão para a integração da nova SE Tubarão Sul Rede Básica ao sistema da Celesc D.

**Justificativa:** Integração da SE Tubarão Sul RB ao sistema de distribuição em 69kV.

A necessidade da nova SE de Rede Básica é devido à impossibilidade de instalação de novas entradas de linhas em 230kV, 138kV e 69 kV na SE Jorge Lacerda, a qual se encontra esgotada, com possível operação em sobrecarga em regime normal nas transformações 230/138kV e 230/69kV.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 138kV VIDEIRA - FRAIBURGO - CIRCUITO DUPLO - LANÇAMENTO DO 1º CIRCUITO - 23KM**

**Descrição:** Construção de uma linha de transmissão em circuito duplo, lançamento do primeiro circuito, ligando a SE Videira à SE Fraiburgo.

**Justificativa:** A partir de 2019 são previstos carregamentos da ordem de 92% na LT Videira - Fraiburgo, em regime normal de operação. Melhorar os níveis de tensão nas subestações Fraiburgo e do consumidor Trombini.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 138kV SALTO PILÃO - PRESIDENTE GETÚLIO - 15KM - CIRCUITO SIMPLES - 477MCM**

**Descrição:** Implantação da linha de transmissão 138kV UHE Salto Pilão - Presidente Getúlio.

**Justificativa:** Fornecer confiabilidade de atendimento à subestação 138/23kV Presidente Getúlio.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 69kV - FORQUILHINHA RB - TURVO - 3º CIRCUITO - 22,6KM - CIRCUITO SIMPLES - 477MCM**

**Descrição:** Implantação do trecho inicial do 2º circuito Forquilhinha RB - Ermo (futura LT Forquilhinha RB - Sombrio).

**Justificativa:** Para o ano de 2017 estão previstas subtensões na região de Sombrio e na futura SE Ceprag em regime normal de operação, já considerando a máxima capacidade de compensação reativa na SE Sombrio e região.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 69kV ERMO - SOMBRIO - 2º CIRCUITO - 11KM - CIRCUITO SIMPLES - 477MCM**

**Obra: SE SOMBRIO EL 69kV**

**Descrição:** Implantação do trecho final do 2º circuito Forquilhinha RB - Sombrio, em complementação à etapa 8.83.

**Justificativa:** Para o ano de 2019 são previstas subtensões na região de Sombrio e na futura SE Ceprag em regime normal de operação, já considerando a máxima capacidade de compensação reativa na SE Sombrio e região.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 138kV SÃO MIGUEL DO OESTE II - ITAPIRANGA - 54KM - CIRCUITO SIMPLES - 477MCM**

**Descrição:** Implantação da linha de transmissão em 138kV São Miguel do Oeste II - Itapiranga II.

**Justificativa:** Melhorar os níveis de tensão em 69kV e 23kV da subestação Itapiranga, através da implantação de um segundo circuito, isolado para 138kV e operando inicialmente na tensão de 69kV. Reduzir as perdas elétricas na atual linha de transmissão 69kV São Miguel do Oeste II - Itapiranga.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: LT 69kV FORQUILHINHA REDE BÁSICA - IÇARA - 25KM - CIRCUITO SIMPLES - 477MCM**

**Obra: SE IÇARA EL 69kV**

**Descrição:** Implantação da linha 69kV Forquilhinha Rede Básica - Içara e de suas entradas de linha.

**Justificativa:** Viabilizar o atendimento à futura SE Criciúma III - 69/13,8kV.

Melhorar os níveis de tensão das subestações de Içara e Morro da Fumaça, que em condição normal de operação estarão na ordem de 96% e 93% do valor da tensão nominal, próximos aos valores mínimos recomendados (95% do valor da tensão nominal), a partir de 2018.

Proporcionar confiabilidade no fornecimento de energia às referidas regiões, minimizando o racionamento de cargas quando da perda do circuito de maior capacidade da linha Criciúma - Içara (cabo 477MCM - 670 A - 80MVA).

Criar um novo elo de interligação em 69kV, entre as subestações da Rede Básica em Forquilhinha e Siderópolis, permitindo uma melhor redistribuição de fluxo entre essas subestações, e reforçando o atendimento às regiões de Criciúma e Forquilhinha, sobretudo em condições de emergência.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: IMPLANTAÇÃO DO SECCIONAMENTO DA LT 138kV SACO GRANDE - ILHA NORTE NA SE RATONES 230/138kV - 2 KM - CIRCUITO DUPLO - 636MCM**

**Descrição:** Seccionamento da linha de transmissão 138kV Saco Grande - Ilha Norte para a subestação Ratones 230/138kV.

**Justificativa:** Interligação da nova subestação Ratones 230/138kV ao sistema da Celesc Distribuição através do seccionamento da linha de transmissão 138kV Saco Grande - Ilha Norte. Devido à previsão de esgotamento do sistema de 138kV que atende a Ilha de Santa Catarina, ano de 2017 para regime de contingências e 2022 para regime normal de operação, torna-se necessária a implantação de uma nova subestação de Rede Básica na tensão de 230/138kV, localizada na Ilha de Santa Catarina, bairro Ratones, com capacidade final de 04 unidades transformadoras de 150/180MVA e previsão de entrada em operação em 2022. Permitir o remanejamento de cargas do sistema de 138kV das subestações de Desterro Eletrosul e Palhoça Eletrosul para a nova subestação Ratones.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/13,8kV MAFRA - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA (26,67MVA SUBSTITUI 16,67MVA)**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora 138/13,8kV da subestação Mafra. Instalação de reator de aterramento de neutro nas unidades transformadoras.

**Justificativa:** Carregamento do transformador TT2 atingiu 100% em 2016 em regime normal de operação.

Com a instalação do segundo TT na SED Rio Negro, cerca de 4MW (consumidor Souza Cruz) foram remanejados da

SE Mafra para Rio Negro, aliviando o carregamento no TT2 da SE MFA a partir do 2º semestre de 2016, postergando

a necessidade para 2018.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/13,8kV JARAGUÁ DO SUL RIO DA LUZ - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Jaraguá do Sul Rio da Luz, com a instalação da 2ª unidade transformadora 138/13,8kV de 26,67MVA. Instalação de reatores de aterramento de neutro nas unidades transformadoras.

**Justificativa:** Considerando a previsão de crescimento da região, verifica-se que o carregamento do TT1 na SE deverá estar em torno de 92% em 2018. Porém, existe a necessidade de transferência de carga da SED Jaraguá Chico de Paulo para a SE Jaraguá do Sul Rio da Luz, antecipando o esgotamento do TT1.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/34,5kV JARAGUÁ DO SUL RIO DA LUZ - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 40MVA (Substituição do TT atual de 26,67 por 40MVA)**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Jaraguá do Sul Rio da Luz, com a substituição da unidade transformadora existente de 138/34,5kV de 26,67MVA por uma de 40,0MVA.

**Justificativa:** Previsão de carregamento em regime normal de operação no TT3 de 104% e 111% nos anos de 2017 e 2018 respectivamente.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/23KV BLUMENAU GARCIA - AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE TRANSFORMADORA - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação, com a implantação da segunda unidade 138/23kV de 20/26,67MVA.

**Justificativa:** Para o ano de 2018 são previstos carregamentos acima de 100% na unidade transformadora TT7 138/23kV de 20/26,67MVA da SE Blumenau Garcia, em regime normal de operação. Aumentar a capacidade da subestação Blumenau Garcia em 26,67MVA através da implantação de uma nova unidade 138/23kV, diminuindo os carregamentos na unidade TT7 138/23kV e unidades TT4/5/6 de 69/23kV.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/23KV ITUPORANGA - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Ituporanga, com a instalação da unidade transformadora TT-2 69/23kV de 20/26,67MVA. Instalação de um banco de capacitores de 4,8Mvar para compensação reativa.

**Justificativa:** Para o ano de 2018 são previstos carregamentos da ordem de 100% na unidade transformadora TT1 de 26,67MVA, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 69/23KV CAPINZAL - AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE TRANSFORMADORA - SUBSTITUI 9,4MVA POR 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Capinzal, com a instalação de uma nova unidade transformadora 69/23kV de 26,67MVA, em substituição à unidade TT1 de 7,5/9,375MVA.

**Justificativa:** Para 2018 são previstos carregamentos da ordem de 100% nas unidades 69/23kV TT1 e TT2 da SE Capinzal, em regime normal de operação. Aumentar a qualidade de atendimento a partir da instalação de uma nova unidade transformadora 69/23kV de 26,67MVA com comutação sob carga.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/23KV SÃO LOURENÇO DO OESTE - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação São Lourenço do Oeste, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/23kV. Instalação de um banco de capacitores de 4,8Mvar para compensação reativa.

**Justificativa:** Para o ano de 2018 são previstos carregamentos da ordem de 99% na unidade transformadora 138/23kV - 26,67MVA da SE São Lourenço do Oeste, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 69/13,8KV SOMBRIO - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Sombrio, com a instalação do segundo transformador de 26,67MVA - 69/13,8kV com comutação automática e de uma entrada de linha para a distribuição.

**Justificativa:** Aliviar os níveis de carregamento previstos no transformador de 26,67MVA da SE Sombrio, em torno de 108% e 113% a partir de 2017 e 2018. Em 2016 já se verificou valores da ordem de 103%.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 69/13,8KV IÇARA - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO E COMPLEMENTAÇÃO DA SE (26,67MVA SUBSTITUI 16,67MVA)**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Içara, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 69/13,8kV com comutação automática, em substituição à unidade TT2 de 16,67MVA. Complementação da SE, com a instalação de uma interligação de barra completa (IB) e complementação das conexões dos transformadores (CT).

**Justificativa:** Aliviar os níveis de carregamento previstos para a transformação da SE Içara, da ordem de 99% e 103% a partir de 2018 e 2019.

Melhorar o controle de tensões nessa subestação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE SÃO JOSÉ DO CEDRO - AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE TRANSFORMADORA - 26,67MVA (SUBSTITUI TT 20MVA)**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação São José do Cedro com a instalação de uma nova unidade transformadora 69/23kV de 26,67MVA, em substituição à unidade TT2 de 20MVA sem comutação.

**Justificativa:** Ocorrência de elevados carregamentos na unidade TT-1 de 15MVA com comutação, em algumas situações acima de 100% da capacidade, devido a circulação de reativos entre as unidades TT1 e TT2 da subestação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/13,8kV ILHA SUL - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV.

**Justificativa:** Para o ano de 2019 são previstos carregamentos acima de 100% na unidade TT1 138/13,8kV de 20/26,67MVA da SE Ilha Sul, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/13,8kV BIGUAÇU QUINTINO BOCAIÚVA - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação, com a instalação da terceira unidade de 26,67MVA - 138/13, 8kV. Instalação de um banco de capacitores para compensação reativa.

**Justificativa:** Em 2020 as duas unidades transformadoras 138/13,8kV da subestação Biguaçu Quintino Bocaiúva passarão a operar com carregamentos acima de 100% de sua capacidade nominal, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/23KV TROMBUDO CENTRAL - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA (26,67MVA SUBSTITUI 9,375MVA)**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Trombudo Central, com a instalação de uma unidade transformadora 138/23kV de 26,67MVA em substituição à unidade 138/23kV de 9,375MVA.

**Justificativa:** Para o ano de 2020 são previstos carregamentos da ordem de 98% nas unidades transformadoras TT1 138/23kV de 26 ,67MVA e TT2 138/23kV de 9,37MVA da SE Trombudo Central, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/23KV CAMBORIU MORRO DO BOI - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 40MVA (40MVA SUBSTITUI 26,67MVA)**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Camboriú Morro do Boi, com a substituição da unidade transformadora TT3 de 26,67MVA - 138/23kV por outra unidade de 40,0MVA - 138/23kV.

**Justificativa:** Para o ano de 2020 são previstos carregamentos da ordem de 100% na unidade transformadora TT3 138/23kV de 26,67MVA da SE Camboriú Morro do Boi, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/23KV POMERODE - AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE TRANSFORMADORA -26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Pomerode, com a instalação da segunda unidade transformadora 138/23kV de 26,67MVA. Instalação de um banco de capacitores de 4,8Mvar para compensação reativa.

**Justificativa:** Para o ano de 2020 são previstos carregamentos da ordem de 90% na unidade transformadora TT1 138/23kV de 26, 67MVA da subestação Pomerode, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 69/23KV ITAPIRANGA - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA (SUBSTITUI 2 X 7,5MVA)**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Itapiranga, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 69/23kV, em substituição às duas unidades de 7,50MVA.

**Justificativa:** Para o ano de 2020 são previstos carregamentos da ordem de 90% na unidade transformadora TT1 da SE Itapiranga, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 69/13,8KV CRICIÚMA FLORESTA - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Criciúma Floresta, com a instalação do terceiro transformador de 26,67MVA - 69/13,8 kV com comutação automática, e de uma entrada de linha de 13,8kV para a distribuição.

**Justificativa:** Aliviar os níveis de carregamento previstos para os dois transformadores de 26,67MVA (TT1 e TT2) da SE Criciúma Floresta, em torno de 101% e 93% em 2020 e de 106% e 104% em 2021.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 69/23KV TAIÓ - AMPLIAÇÃO DA CAPACIDADE TRANSFORMADORA E ADEQUAÇÃO DA SUBESTAÇÃO - 26,67MVA (26,67MVA SUBSTITUI 10MVA)**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Taió, com a substituição da unidade 69/23kV TT2 de 7,5/10MVA por nova unidade de 20/26,67MVA. Adequação da subestação para operação na configuração de barra principal e transferência, com a implantação de disjuntores de 69kV e 23kV para as unidades transformadoras TT1 e TT2 e disjuntor de transferência (TIE). Instalação de um banco de capacitores de 4,8Mvar para compensação reativa.

**Justificativa: S**ão previstos carregamentos acima de 80% nas unidades TT1 e TT2, em regime normal de operação. Realizar a adequação da subestação para operação com barra principal e de transferência com disjuntor de interligação de barra e instalação de disjuntor no setor de 69kV e 23kV das unidades transformadoras. Ampliação do barramento principal e de transferência para disponibilizar nova conexão de transformador para a unidade TT2 e de novo bay em 69kV para a subestação. Não depender da geração distribuída da região.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/23KV VIDEIRA - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - SUBSTITUIÇÃO DE 26,67MVA POR 40MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Videira, com a instalação de um transformador 138/23kV de 40,0MVA, em substituição à unidade de 26,67MVA.

**Justificativa:** Para o ano de 2021 são previstos carregamentos acima de 100% nas unidades 138/23kV (TT1-26,67MVA//TT2 - 40,0MVA) da SE Videira, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/23KV CHAPECÓ III - AMPL. DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Chapecó III com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/23kV e de uma entrada de linha para a distribuição.

**Justificativa:** Para o ano de 2021 são previstos carregamentos da ordem de 100% na unidade transformadora TT-1 138/23 kV de 26,67 MVA da SE Chapecó III, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/13,8KV ORLEANS - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Orleans, com a instalação do segundo transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV, e de uma entrada de linha de 13,8kV para a distribuição.

**Justificativa:** Aliviar os níveis de carregamento previstos no transformador de 26,67MVA da SE Orleans, em torno de 101% e 104% a partir de 2021 e 2022.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/13,8KV GUARAMIRIM - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 40,0MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Guaramirim com a instalação de 2ª unidade transformadora 138/13,8kV - 40,0MVA.

**Justificativa:** Esgotamento da capacidade transformadora 138/13,8kV da SE, com previsão de carregamento de 104% e 111% para os anos de 2022 e 2023 respectivamente.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/13,8kV RIO NEGRINHO - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Rio Negrinho, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV.

**Justificativa:** Para o transformador atual (TT1 - 26,67MVA - 138/13,8kV) a previsão de carregamento ultrapassa sua capacidade nominal a partir de 2022.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/13,8kV SÃO BENTO DO SUL BRASÍLIA - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação São Bento do Sul Brasília, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV.

**Justificativa:** A partir de 2020 o TT1 da SE São Bento do Sul chega a carregamentos acima de 100%, tornando-se necessário o remanejamento de cargas da SE São Bento do Sul (SE SBS) para a SE São Bento do Sul Brasília (SE SBB). Assim, a implantação do segundo transformador em São Bento do Sul Brasília torna-se necessária para possibilitar o remanejamento de carga entre as subestações sem que o transformador existente na SE SBB entre em sobrecarga.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**SE 138/13,8kV JOINVILLE PERINI - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Joinville Perini, com a instalação de um transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV.

**Justificativa:** Considerando a previsão de crescimento da região, na SE Pirabeiraba e na SE Joinville IV, verifica-se que o carregamento do TT1 da SE Joinville Perini deverá estar em torno de 100% em 2022, após concluídos todos os remanejamentos de carga das subestações vizinhas para a SE JPI.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE 138/23KV PALMITOS - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Palmitos, com a instalação do segundo transformador de 26,67MVA - 138/23kV.

**Justificativa:** Para o ano de 2022 são previstos carregamentos acima de 100% na unidade transformadora TT-1 138/23kV de 30,0MVA da SE Palmitos, em regime normal de operação.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Obra: SE LAGUNA 138/13,8kV - AMPLIAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO - 26,67MVA**

**Descrição:** Ampliação da capacidade transformadora da subestação Laguna, com a instalação do segundo transformador de 26,67MVA - 138/13,8kV, e de uma entrada de linha de 13,8kV para a distribuição.

**Justificativa:** Aliviar os níveis de carregamento previstos no transformador da SE Laguna, em torno de 99% e 102% no período de veraneio de 2022 e 2023.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**ANEXO 3**

**PROYECCIONES CON Y SIN EL PROGRAMA (EVALUACIÓN A)**



**PROYECCIONES CON Y SIN EL PROGRAMA (EVALUACIÓN B)**



1. Las últimas proyecciones oficiales del Ministerio de Hacienda apuntan a un crecimiento de 1% del PIB para 2017. Los resultados del primer bimestre de 2017 indican un crecimiento del 5.5% en el consumo de electricidad en el mercado de Celesc-D con relación al primer bimestre de 2016. [↑](#footnote-ref-1)
2. Las Tablas 1,2 y 2.2 resumen las estadísticas de generación y consumo de electricidad en Brasil durante 2011 a 2015. La diferencia entre sus totales corresponde al consumo propio de las centrales, a las pérdidas de transmisión y distribución y, además, contabiliza los intercambios internacionales de electricidad con países vecinos. [↑](#footnote-ref-2)
3. El Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), es el utilizado para valorar las transacciones de energía en el Mercado de Corto Plazo, resultantes del apartamiento entre las cantidades contratadas y las realmente generadas y consumidas. El PLD se determina semanalmente para cada uno de tres escalones de carga y para cada submercado, siendo igual al costo marginal, limitado por un tope mínimo y uno máximo (para 2013: 14.13 R$/MWh y 780.03 R$/MWh, respectivamente, equivalentes aproximadamente a 6.35 US$/MWh y 350.31 US$/MWh (al tipo de cambio del 23/07/2013). Los sub mercados son Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste y Sur. [↑](#footnote-ref-3)
4. Se utilizó una tasa de cambio de R$ 3,2 =1 USD [↑](#footnote-ref-4)
5. Fuente: CIER. Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Síntesis de los Principales Aspectos Económicos de la Regulación Sector de Energía Eléctrica. Sudamérica, Centroamérica y República Dominicana. [↑](#footnote-ref-5)
6. Para efectos de la evaluación, el Caso A representa una situación hipotética de referencia bajo la cual la empresa no conectaría más usuarios a partir de 2019 y el suministro se continuaría realizando para atender el nivel de Consumo alcanzado en 2018, pero sin incrementos futuros con el fin de garantizar los niveles adecuados en los indicadores DEC y FEC y en las Pérdidas de electricidad, conforme a lo establecido por ANEEL. Por otra parte, el Caso B representa una situación bajo la cual la empresa continuaría suministrando el Consumo sin limitaciones de crecimiento y sin realizar las inversiones del Programa y, por tanto, con menor calidad del servicio y mayores pérdidas de electricidad. Estos son casos extremos seleccionados para determinar la evaluación económica del Programa y en la realidad el desarrollo del servicio podría llegar a ser un caso intermedio entre estos dos. [↑](#footnote-ref-6)
7. Las técnicas de análisis de series temporales se basan en un proceso de descomposición, mediante el cual se identifican los factores que influyen en el comportamiento de una serie de datos, como tendencia y estacionalidad. La tendencia presenta la medida del crecimiento o declinación de los valores de la serie y la estacionalidad indica posibles variaciones periódicas. En este caso, un patrón ocurre cada período, repitiéndose en un intervalo K de tiempo, que es el factor estacional. El procesamiento del modelado descrito se realizó a través del software Forecast PRO y Elasticity, basados ​​en las series de datos de Celesc Distribución S.A., extraídos de informes de la CCEE referentes a la energía inyectada y de datos del DVEO / DPOP-CELESC. [↑](#footnote-ref-7)
8. El objetivo principal del Programa consiste en la expansión del sistema de distribución y no está enfocado específicamente hacia la reducción de las pérdidas eléctricas, principalmente de las denominadas como no técnicas puesto que las técnicas se sitúan actualmente en niveles normales y son difícilmente reducibles. Por esta razón, y dado que el énfasis en la racionalización de las pérdidas de electricidad está siendo desarrollado en otros programas de Celesc-D, la evaluación económica asume que los porcentajes de pérdidas de electricidad con y sin el Programa bajo el son similares para la Evaluación A. Sin embargo para la Evaluación B, que considera un incremento del consumo sin ampliaciones del sistema, se estimó que el porcentaje de pérdidas crecería progresivamente en un 3.5% anual con respecto a las del Escenario con Programa (porcentaje similar al crecimiento de la demanda y originado principalmente por crecimiento de las pérdidas técnicas). Esta hipótesis implicaría una redistribución progresiva de la carga en los alimentadores de distribución realizada con el propósito de limitar lo mejor posible el crecimiento de las pérdidas técnicas bajo una situación de no expansión del sistema. [↑](#footnote-ref-8)
9. La evaluación económica consideró que el sistema actual puede atender el crecimiento del consumo total sin deterioro de la calidad del servicio solamente hasta 2018. Para ello se incluyó una inversión de US$ 34.6 millones en 2017, la cual corresponde a la estimación realizada por CELESC-D de la inversión requerida para mantener los indicadores DEC & FEC de 2018 en los niveles de 2017. [↑](#footnote-ref-9)
10. Para la evaluación B la proyección del consumo es igual con y sin el Programa en forma tal que las proyecciones de impuestos son iguales, sin que existan impuestos asociados al Programa. [↑](#footnote-ref-10)
11. Las estimaciones de factores de cuenta para la Mano de Obra no Calificada (MONC) efectuados para países en vías de desarrollo con índices de desempleo y subempleo de dos dígitos muestran resultados en el rango de 0.4 a 0.5. Para efectos de la evaluación económica del Programa se adoptó un valor de 0.5. Las otras componentes de costos de inversión del Programa (mano de obra calificada, equipos, materiales y otros) quedaron valorados a su valor de mercado. [↑](#footnote-ref-11)
12. Fuente: Electricidad Perdida, BID, Raúl Jiménez, Tomás Serebrisky, Jorge Mercado [↑](#footnote-ref-12)
13. Este valor se aplicó para la Evaluación B del Programa, para la cual se estimaron beneficios por reducción de pérdidas de electricidad. [↑](#footnote-ref-13)
14. Las elasticidades – precio de la demanda se obtuvieron de las siguientes publicaciones: i) Elasticidade Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil. Juliano Assunção, Leonardo Rezende, Amanda Schutze. Departamento de Economia, PUC-Rio, y ii) A Demanda por Energia Elétrica no Brasil, Cristiane Alkmin Junqueira Schmidt Marcos A. M. Lima. [↑](#footnote-ref-14)
15. Se observa que la tarifa media se reduce progresivamente debido, entre otros, a la migración de usuarios desde el mercado cautivo hacia el mercado libre. [↑](#footnote-ref-15)
16. Después de 2023 no sería pertinente asociar al Programa un consumo creciente pues a partir de ese año ello sería atribuible a programas o inversiones adicionales que no se consideraron para la evaluación. [↑](#footnote-ref-16)
17. Estos parámetros se obtuvieron del estudio: AVALIAÇÃO DOS CUSTOS RELACIONADOS ÀS INTERRUPÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA E SUAS IMPLICAÇÕES NA REGULAÇÃO, Sinapsis, Marzo de 2016 [↑](#footnote-ref-17)
18. El ANEXO 3 incluye un resumen de las proyecciones de las principales variables del servicio de electricidad en el área de jurisdicción de Celesc-D con y sin el Programa. [↑](#footnote-ref-18)
19. El precio medio de venta de energía recupera los costos de Generación, Transmisión y Distribución sobre los cuales el cuadro incluye los resultados de sensibilidad correspondientes y esta sensibilidad se realizó sobre variación a la componente adicional a dichos costos. [↑](#footnote-ref-19)