

METODOLOGÍA DEL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ELECTRIFICADORA DEL
CARIBE EN EL MUNICIPIO DE VALLEDUPAR, AÑO 2018 A LA UPME.

OSCAR MAURICIO PARDO TORRES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
BUCARAMANGA

2021

METODOLOGÍA DEL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ELECTRICADORA DEL
CARIBE EN EL MUNICIPIO DE VALLEDUPAR, AÑO 2018 A LA UPME.

OSCAR MAURICIO PARDO TORRES

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Especialista en
Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

Director:

Julio César Chacón Velasco

Magister en potencia eléctrica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
BUCARAMANGA

2021

DEDICATORIA

Esta monografía está dedicada a Dios el misericordioso el compasivo, a mi madre quien me dio la educación y me inculcó buenos principios, a mi Hija Gabriela y al resto de mi familia.

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Julio César Chacón director de monografía, por su valiosa guía y asesoramiento en la realización de la misma.

Al Ingeniero Juan Carlos Rueda, Ingeniero Stever Sebastián Martínez y a mis compañeros de la cohorte novena por sus aportes.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN.....	15
1. OBJETIVOS.....	17
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	17
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
2. ANTECEDENTES	18
2.1 ANTECEDENTES DEL SISTEMA DE INTERCONECTADO NACIONAL	18
3. MARCO REFERENCIAL.....	20
3.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	20
3.1.1 Niveles de tensión de los SDE.....	20
3.2 PLAN DE EXPANSIÓN	21
3.3 DEMANDA	22
3.4 CALIDAD	24
3.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA	25
3.6 COMPOSICIÓN DE USUARIOS CONECTADOS A LA RED	26
3.7 PLAN NACIONAL DE DESARROLLO.....	28
4. METODOLOGÍA UTILIZADA.....	32
4.1 IDENTIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA.....	32
5. ANÁLISIS METODOLOGÍA UTILIZADA.....	34
5.1 ANÁLISIS DEL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA.....	34
5.2 CARGA DE INFORMACIÓN DEL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA EN S/E.....	37
5.3 VERIFICACIÓN DE LA TOPOLOGÍA DE RED 110 kV.....	38
5.4 INGRESO EN SOFTWARE DIGSILENT LA DEMANDA P Y Q.....	40
5.5 VERIFICACIÓN DE: TENSIONES, CARGABILIDAD AÑO 2018.....	42
5.6 VERIFICACIÓN DE: TENSIONES, CARGABILIDAD AÑO 2028.....	44
5.7 CONTINGENCIA N-1: TENSIONES, CARGABILIDAD AÑO 2018.....	47

6.	EVALUACIÓN DE ALTERNATIVA SELECCIONADA	50
7.	CONCLUSIONES	56
	BIBLIOGRAFÍA	58
	ANEXOS	62

LISTA DE TABLAS

pág.

TABLA 1. PARTICIPACIÓN MEDIA CON RESPECTO A LA DEMANDA NACIONAL_2017-2021.....	35
TABLA 2. PARTICIPACIÓN MEDIA CON RESPECTO A LA POTENCIA MÁXIMA NACIONAL _2017-2021.	35
TABLA 3. POTENCIAS INICIALES EN LAS CABECERAS DE LOS CIRCUITOS.....	38
TABLA 4. PARAMETROS SUBESTACIONES DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2017.	40
TABLA 5. PARAMETROS DE CARGA DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2017.	40
TABLA 6. CARGABILIDAD DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2018.	42
TABLA 7. TENSIONES DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2018.	43
TABLA 8. CARGABILIDAD DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2028.	44
TABLA 9. TENSIONES DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2028.	46
TABLA 10. CARGABILIDAD EN CONTINGENCIA N-1, DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2018.	47
TABLA 11. TENSIONES EN CONTINGENCIA N-1, DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2018.	48
TABLA 12. TENSIONES EN BARRAS ALTERNATIVA SELECCIONADA 2018-2028.....	51
TABLA 13 PORCENTAJE DE CARGABILIDAD ALTERNATIVA SELECCIONADA 2018-2028.	51
TABLA 14. COSTO UNITARIO DE LA INSTALACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 60 MVA.	53
TABLA 15 COSTO UNITARIO DE LA INSTALACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 100 MVA.	54
TABLA 16 COSTO UNITARIO DE LA REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS, NIVEL DE TENSIÓN 3.	54
TABLA 17. RESUMEN EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.....	55
TABLA 18 VERIFICACIÓN DE RELACIÓN BENEFICIO/COSTO.....	55
TABLA 19. AGRUPACIÓN DE UCP POR REGIONES. AÑO 2019.	62
TABLA 20. CONFORMACIÓN DE UCP POR OR. AÑO 2019.	62
TABLA 21. PARTICIPACIÓN PROMEDIO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	62
TABLA 22. PARTICIPACIÓN PROMEDIO NACIONAL DE POTENCIA MÁXIMA.	63
TABLA 23. PARTICIPACIÓN PROMEDIO REGIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	63
TABLA 24. PARTICIPACIÓN PROMEDIO REGIONAL DE POTENCIA MÁXIMA.	64
TABLA 25. DÍAS CON MAYORES DEMANDAS MÁXIMAS DEL AÑO 2017.	65
TABLA 26. ESCENARIOS PROYECCIÓN DE DEMANDA. ANEXO ABRIL 2018.....	66
TABLA 27. TASA DE CRECIMIENTO DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS.	66
TABLA 28. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA POR ESCENARIOS.	67
TABLA 29. PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DEL SDL VALLEDUPAR 2017.....	68

TABLA 30. PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DEL SDL VALLEDUPAR PROYECTADO A 2028.....	69
TABLA 31 DATOS DE ENTRADA PARA HALLAR EL BENEFICIO EMPRESA.	71
TABLA 32 FLUJOS DE BENEFICIOS EN LOS PROXIMOS 25 AÑOS.....	73

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
GRÁFICA 1. EVOLUCIÓN ANUAL NACIONAL DE LA EXPANSIÓN DEL SIN	22
GRÁFICA 2. PRODUCCIÓN INDUSTRIAL REAL VS DEMANDA DE ENERGÍA AÑO 2018.	23
GRÁFICA 3. RESUMEN, DEMANDA ENERGÍA ELÉCTRICA 2018 – 2032	24
GRÁFICA 4. SAIDI POR EMPRESA VS SAIDI NACIONAL AÑO 2017.	25
GRÁFICA 5. PORCENTAJE DE PÉRDIDAS TOTALES AÑO 2014.	26
GRÁFICA 6. CANTIDAD DE CLIENTES FACURADOS POR ESTRATO.....	27
GRÁFICA 7. METODOLOGÍA DE PLANEAMIENTO PRESENTADO A LA UPME.	32
GRÁFICA 8. 11-05-2017, DÍA DE MAYOR DEMANDA DEL AÑO 2017.	36
GRÁFICA 9. PROYECCIÓN DE DEMANDA PMÁX(MW) 2017 - 2028.....	37
GRÁFICA 10. DIAGRAMA UNIFILAR SDL VALLEDUPAR.	39
GRÁFICA 11. ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2018.	41
GRÁFICA 12. ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2028.	45
GRÁFICA 13. ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA DEL SDL VALLEDUPAR AÑO 2018 EN CONTINGENCIA N-1.	49
GRÁFICA 14. EVALUACIÓN DE SOLUCIÓN PROPUESTA PARA EL AÑO 2028.....	52
GRÁFICA 15. ESQUEMA METODOLÓGICO PROYECCIÓN DE POTENCIA.	70
GRÁFICA 16 SAIDI PARA CAPITALES DE DEPARTAMENTOS 2018.	72

LISTA DE CUADROS

	pág.
CUADRO 1. FACTURACIÓN DE ENERGÍA, AÑO 2018.....	27
CUADRO 2. FACTURACIÓN DE ENERGÍA, ESTRATO 1 Y 2 AÑO 2018.	28
CUADRO 3. METAS DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2014-2018.	31
CUADRO 4 HISTORICO COSTO INCREMENTAL OPERATIVO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA.	72

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. AGRUPACIÓN, CONFROMACIÓN Y PARTICIPACIÓN DE LA UCP TAIRONA.	62
ANEXO B. DEMANDAS MÁXIMAS DEL AÑO 2017	65
ANEXO C. PROYECCIONES DE DEMANDA	66
ANEXO D. PARÁMETROS PARATEC.....	68
ANEXO E. ESQUEMA METODOLÓGICO PROYECCIÓN DE POTENCIA.....	70
ANEXO F. BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA.....	71

LISTA DE ECUACIONES

pág.

ECUACIÓN 1. TASA Δ DE CRECIMIENTO.	37
--	----

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA DEL PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ELECTRICIDAD DEL CARIBE EN EL MUNICIPIO DE VALLEDUPAR, AÑO 2018 A LA UPME.*

AUTOR: OSCAR MAURICIO PARDO TORRES**

PALABRAS CLAVE: PLANEAMIENTO, EXPANSIÓN, SISTEMA ELECTRICO, PROYECCIÓN DE DEMANDA, CREG, UPME.

DESCRIPCIÓN: En la presente monografía se describe una metodología para el planeamiento de la expansión del sistema de distribución de energía eléctrica, utilizando la resolución CREG 070 del año 1998, así como, las proyecciones de demanda de energía eléctrica por UCP (Revisión abril-2018) de la UPME. Lo anterior, como medio para el análisis del planeamiento del SDL ubicado en el municipio de Valledupar. Además, la proyección de demanda a diez años, se determina por el cálculo de tasa de crecimiento anual basado en los escenarios de proyección de demanda de la UPME.

El planeamiento de la expansión se lleva a cabo tomando el día de mayor demanda del año anterior y, según el incremento de demanda anual se procede a correr flujos de carga aplicados a los años 2018 y 2028. Mediante un software especializado se registró la cargabilidad de los activos del SDL y se verificó si presentó cambios debido al aumento de carga por año en las cabeceras de los circuitos. De igual manera, se verificaron las tensiones en barras para determinar la estabilidad del sistema, como lo indica la resolución CREG 025 del año 1995.

El resultado mostró que el sistema en contingencia N-1 produce desatención en la demanda en un menor porcentaje en los primeros años, posteriormente la ENS puede llegar a un cien por ciento en el municipio de Valledupar y su zona rural. Finalmente se hace la evaluación de las inversiones conforme a la resolución CREG 015 del año 2018 que requiere el SDL para repotenciar la capacidad de transformación.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías físico mecánicas. Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director: MPE. Julio César Chacón Velasco.

ABSTRACT

TITLE: PLANNING METHODOLOGY FOR THE EXPANSION OF THE ELECTRIC ENERGY DISTRIBUTION SYSTEM OF ELECTRIFICADORA DEL CARIBE IN THE MUNICIPALITY OF VALLEDUPAR, YEAR 2018 TO UPME.*

AUTHOR: OSCAR MAURICIO PARDO TORRES **

KEY WORDS: PLANNING, EXPANSION, ELECTRICAL SYSTEM, DEMAND PROJECTION, CREG, UPME.

DESCRIPTION: The monograph describes a methodology for planning the expansion of the electrical energy distribution system projections of demand for electrical energy by UCP (Edition April 2018) of the UPME using the CREG 070 resolution from 1998. The former is a means of analysis of the planning of SDL located in the municipality of Valledupar. Still, the projection of 10-year demand is determined by calculating the rate of annual growth based on the projected scenarios of demand from the UPME.

The planning of the expansion was done using the previous year's day with the highest demand and using the increments of annual demand proceeded to run currents of charge applied to the years 2018 and 2028. Through the use of specialized software the chargeability of the activities of the SDL was recorded and any changes due to an increase in charge per year at the start of the circuit were verified. In the same way, the levels in bars were verified to determine the stability of the system as indicated by the resolution CREG 025 from the year 1995.

The results showed that the system in contingency N-1 shows a decrease in demand in a small percentage of the first years, then the ENS can reach one hundred percent in the municipality of Valledupar and its rural area. Finally there is an evaluation of the investments conforming to the resolution CREG 015 from the year 2018 which requires the SDL to repower the transformation capacity.

* Degree work

** Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical Engineering, Electronic and Telecommunication. Director: MPE. Julio César Chacón Velasco.

INTRODUCCIÓN

La constitución política de 1991 transformó a Colombia en un estado social de derecho. Gracias a esto y a las consecuencias de la crisis energética que atravesó el país en el año 1992, produjo soluciones para resolver en su momento la problemática en el sistema de transmisión nacional STN. Por consiguiente, durante los siguientes años, el sector energético creció como resultado de las convenientes regulaciones en la generación y transmisión de energía eléctrica. Sin embargo, no ocurrió lo mismo en el sistema de distribución local SDL, ya que, en algunas regiones del país, la calidad y la disponibilidad del suministro de energía eléctrica era ineficiente y, por lo tanto, los usuarios no gozaban de un buen servicio. Las insuficientes inversiones por parte de los operadores de red OR, entre ellas las electrificadoras del Caribe que anteriormente pertenecían al estado, ocasionó falta de capacidad de transformación en algunas regiones de la costa Caribe, particularmente en el municipio de Valledupar.

En consecuencia, la comisión de regulación de energía y gas CREG produjo la resolución 070 de 1998, en la cual, publicó el reglamento de distribución de energía eléctrica donde se establecieron procedimientos, normas y criterios para desarrollar el plan de expansión como parte de la regulación de la operación del Sistema de Interconexión Nacional SIN, allí solicita a los OR informar anualmente el planeamiento de la expansión a la Unidad de planeación minero-energética UPME.

En aras de aportar al acervo teórico y a la información existente relacionada con el planeamiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se ha propuesto realizar la presente monografía, con el objeto de identificar, analizar y evaluar la metodología del planeamiento de la expansión de la Electrificadora del Caribe en

el municipio de Valledupar, mediante los informes entregados en el año 2018 a la UPME y evaluar las proyecciones de demandas futuras.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar la metodología del planeamiento de la expansión del sistema de distribución de energía eléctrica de la Electrificadora del Caribe en el municipio de Valledupar.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar la metodología utilizada para el planeamiento de la expansión del sistema eléctrico en el municipio de Valledupar.
- Analizar los datos utilizados para la expansión en el municipio de Valledupar.
- Evaluar los resultados de la metodología aplicada para el planeamiento de la expansión del sistema de distribución de energía eléctrica en el municipio de Valledupar.

2. ANTECEDENTES

2.1 ANTECEDENTES DEL SISTEMA DE INTERCONECTADO NACIONAL

La constitución política de 1991 transformó a Colombia en un estado social de derecho. Gracias a esto y a las consecuencias de la crisis energética que atravesó el país en el año 1992, se expidió el decreto 2119 el cual reestructuró el ministerio de minas y energía (MME), introduciendo en su organización las dos entidades que hasta el día de hoy siguen vigentes, las cuales son; la CREG (Comisión de regulación de energía y gas, llamada CRE antes del 94) y la UPME (Unidad de planeación minero energético). Mientras se desarrollaban las nuevas modificaciones en el MME, el congreso de la república de Colombia publicó en el año 1994 la ley 142 de servicios públicos domiciliarios y la ley 143 conocida como ley Eléctrica. Esta última rige el sector eléctrico colombiano (generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad). Y, en su capítulo III establece las disposiciones del plan de expansión del sistema de interconectado nacional (SIN), el cual debe estar acorde al plan nacional de desarrollo (PND) y debe planearse a corto y largo plazo.

Durante estos años hubo un crecimiento en el sector energético debido a las convenientes regulaciones en la generación y transmisión de energía eléctrica. En el sistema de distribución local (SDL) no ocurría lo mismo, ya que, en algunas regiones del país, la calidad y la disponibilidad del suministro de energía eléctrica era ineficiente y, por lo tanto, los usuarios no gozaban de un buen servicio en el suministro de electricidad, resultado de la insuficiente inversión por parte de las empresas que pertenecían al estado. Por lo tanto, en el año 1997 la CREG creó normas para dirigir la transmisión y la distribución de energía eléctrica, instaurando modelos de remuneración tarifaria para lograr un crecimiento en este sector e

incentivar la inversión privada y así conseguir la prestación de un servicio con principios de transparencia, viabilidad financiera, energía eficiente y confiable.

Finalmente, como consecuencia de toda esta transformación en el sector energético ocurrido entre los años 1992 al 1997, la CREG en la resolución 070 del 98 publicó el reglamento de distribución de energía eléctrica como parte de la regulación de la operación del SIN, donde establecieron procedimientos, normas y criterios que regulan la actividad de los operadores de los sistemas de distribución de energía eléctrica (SDE). unificando, además, la metodología que los agentes distribuidores debían seguir para el análisis y desarrollo del plan de expansión en las diferentes regiones del país, con mira a aumentar la cobertura, la cual a principios de los años 90 se encontraba en un poco más del 70 por ciento.

3. MARCO REFERENCIAL

3.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En Colombia los SDE son los encargados del transporte de electricidad dentro de los departamentos y municipios de las diferentes regiones del país. Este transporte es llevado a cabo mediante un conjunto de subestaciones, líneas y otros equipos o materiales que, integran o hacen parte de una red dispuesta para la distribución del fluido eléctrico hacia los centros de consumo o usuario final.¹

Los SDE están conformados por diferentes niveles de tensión. En el caso de los sistemas de transmisión regional (STR) operan a niveles de tensión 4 y son ellos los que están conectados al sistema de transmisión nacional (STN). Por otra parte, los sistemas de distribución local (SDL) operan a niveles de tensión 1, 2, 3 y están conectados al STR.²

3.1.1 Niveles de tensión de los SDE.

Inicialmente los niveles de tensión fueron establecidos en la resolución CREG 070 del 98, pero con el transcurrir de los años presentaron cambios que fueron publicados en la resolución CREG 097 del 2008. Así mismo, de conformidad a la última resolución de la CREG (015 del 2018) para la metodología de remuneración, en Colombia se han definido para los SDE los siguientes niveles de tensión:

- Nivel 1. Tensiones hasta 1000 V.
- Nivel 2. Tensiones superiores a 1 kV y menores a 30 kV.

¹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, resolución 015 de 2018. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www.creg.gov.co>

² RAMÍREZ CASTAÑO Samuel. Redes de Distribución de Energía. En: Conceptos fundamentales. 3 ed. Colombia: centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2004. p. 1-9.

- Nivel 3. Tensiones superiores a 30 kV y menores a 57,5 kV.
- Nivel 4. Tensiones superiores a 57,5 kV y menores a 220 kV.

3.2 PLAN DE EXPANSIÓN

La expansión de los sistemas de distribución es una disposición de la ley 142 de 1994, el cual establece en su artículo 67.2 la importancia de tener planes de expansión para garantizar la cobertura del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales. Así mismo, establece las inversiones públicas o privadas que deben realizarse cada cinco años.

Igualmente, la ley 143 de 1994 en su artículo 3, inciso “f”, precisa la importancia de la expansión del servicio de energía eléctrica a los estratos I, II y III, tanto urbanos como rurales con el fin de cubrir las necesidades básicas a los usuarios.

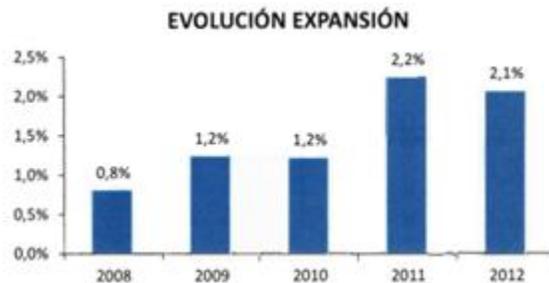
Además, en la ley 632 del año 2000 en su artículo 4, también contempla la utilización de unos rublos del fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos del sector eléctrico (FSSRI), y garantizar la expansión de la red en las zonas rurales incluyendo los costos de conexión y medición.

Por otra parte, la UPME entre sus funciones según la ley 143 de 1994, en el artículo 16 inciso “c”, determina la obligación de esta unidad administrativa, la de planear la expansión del sector eléctrico de Colombia según el Plan Nacional de Desarrollo. Así mismo, el operador de red (OR) debe planear y elaborar su plan de expansión de corto, mediano y largo plazo y presentarlo a la UPME cada año el primer día del mes de marzo, como lo establece la resolución CREG 005 de 1996, esta derogada por la resolución CREG 072 del 2002.

En consecuencia, lo anterior mencionado lo asume la resolución CREG 070 de 1998, dónde establece la responsabilidad de los OR en la ejecución del plan de

expansión de manera eficiente, confiable y económica de sus redes de distribución de energía eléctrica. Igualmente define los alcances de la Nación y los entes territoriales en la expansión y ampliación de cobertura de la red de distribución.³

Gráfica 1. Evolución anual Nacional de la Expansión del SIN.



Fuente: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, D-010-18 Distribución de Energía Eléctrica. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>

3.3 DEMANDA

La demanda de energía eléctrica (DEE) en Colombia a corte de noviembre de 2018 tuvo una expansión del 3,3% comparado con el 1,1% del año inmediatamente anterior. Se pronosticaban buenas expectativas en la recuperación de la demanda de energía eléctrica y se debía a la economía dinámica que tuvo Colombia en el 2018.⁴

³ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, resolución 070 de 1998. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www.creg.gov.co>

⁴ CLAVIJO, Sergio. Dinámica de la demanda de energía en 2018 y perspectivas 2019. Revista La República [en línea]. Bogotá (Colombia). [consultado 22 mayo de 2019]. Disponible en: <https://www.larepublica.co/analisis/sergio-clavijo-500041/dinamica-de-la-demanda-de-energia-en-2018-y-perspectivas-2019-2819927>

Los dos segmentos del mercado de energía eléctrica denominados: el mercado regulado y el no regulado (es válido recordar que la composición del mercado regulado es de un 68% y un 32% para el no regulado), tuvieron buenos desempeños a corte del 2018, el mercado regulado creció un 2,6% anual comparado con un 1,7% del 2017 a pesar de un incremento en el IVA de 16% a 19%, así mismo, el mercado no regulado se expandió un 4,8% versus un -0,1% del año anterior.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica para el 2018 fue de un 3,5%, esto en concordancia con el 3,1% proyectado por la UPME en el año anterior. De forma similar, la Asociación Nacional de Instituciones Financieras (ANIF) espera una expansión de la demanda de energía eléctrica en un 4% para el año 2019.⁵

Gráfica 2. Producción industrial real vs demanda de energía año 2018.

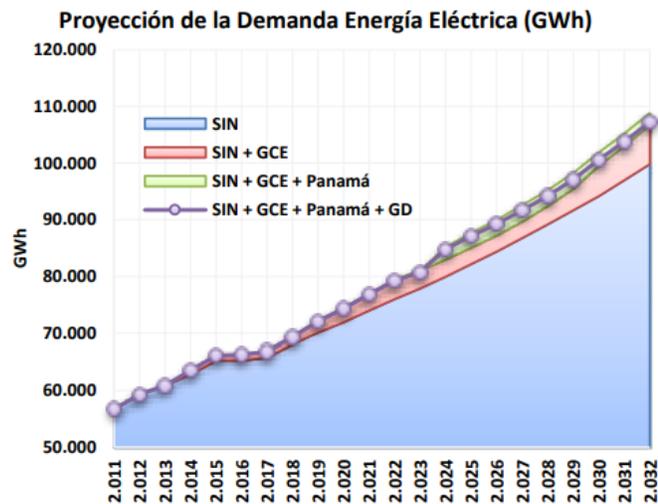


Fuente: ASOCIACIÓN NACIONAL DE INSTITUCIONES FINANCIERAS. [Sitio web]. Bogotá: ANIF, Dinámica de la demanda de energía en 2018 y perspectivas 2019. [consulta: 22 mayo de 2019]. Disponible en: <https://www.anif.com.co/?s=Din%C3%A1mica+de+la+demand+de+energ%C3%A1a+en+2018+y+perspectivas+2019>

⁵ COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS. [Sitio web]. Bogotá: XM, Informes mensuales de análisis del mercado. [Consulta: 28 de junio 2020]. Disponible en: https://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Analisis%20del%20Mercado/00_General_Mercado_12_2018.pdf

En la siguiente gráfica, puede observarse la proyección de la demanda del sistema interconectado nacional SIN, del 2018 hasta el año 2032. Así mismo, contiene la participación del SIN más la demanda de los grandes consumidores existentes GCE, la generación distribuida GD y la participación de las futuras ventas de energía eléctrica a Panamá.

Gráfica 3. Resumen, Demanda Energía Eléctrica 2018 – 2032



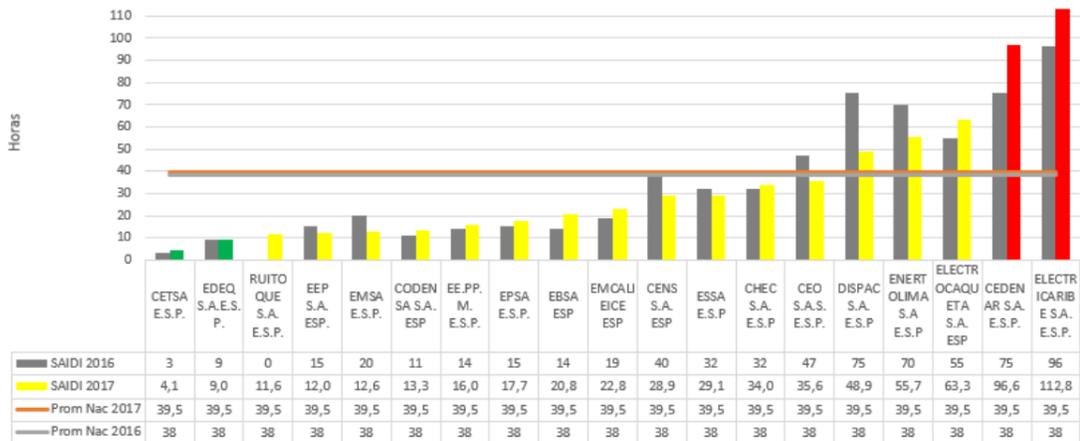
Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Plan de expansión 2017-2031. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Energia-Electrica.aspx>

3.4 CALIDAD

La calidad en los sistemas de distribución es un componente esencial al momento de prestar el servicio de energía eléctrica a los usuarios. De conformidad con lo establecido en la ley 143 de 1994, en sus artículos 20 y 23 literal “n” es claro lo manifestado sobre la prestación del servicio el cual debe ser de calidad, por lo que se debe garantizar que sea confiable, continuo, seguro y que pueda atender la demanda de forma económica. Así mismo, la calidad cuenta con dos indicadores como lo son; calidad de potencia suministrada y calidad del servicio prestado,

dónde el control de la tensión, la forma de onda y el factor de potencia son parámetros que hacen parte de la calidad de potencia, mientras que la continuidad del servicio de energía eléctrica pertenece al indicador de calidad del servicio.⁶

Gráfica 4. SAIDI por empresa Vs SAIDI Nacional año 2017.



Fuente: SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. [Sitio web]. Bogotá: SUPERSERVICIOS, Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica Electrificadora del Caribe S.A. ESP periodo 2014-2015. [Consulta: 22 de octubre 2020]. Disponible en: <https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/energia/evaluaciones-integrales>

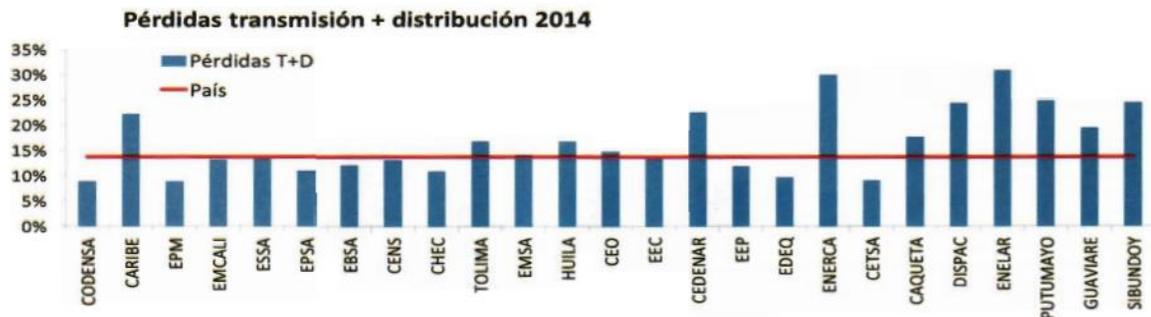
3.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía eléctrica son inherentes a toda empresa operadora de red o comercializadora del servicio de energía eléctrica, es común clasificar las

⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, anexo 4, D 071 Metodología Distribución 2008-2013. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ff5b05256eee00709c02/d1dba6c9018b37ce0525785a007a709b?OpenDocument>

pérdidas en técnicas y no técnicas, ambas de impacto en la economía de estas empresas debido a los costos que deben asumir para controlarlas.⁷

Gráfica 5. Porcentaje de pérdidas totales año 2014.



Fuente: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, D-010-18 Distribución de Energía Eléctrica. [Consulta: 15 de febrero 2019].

Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aa1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>

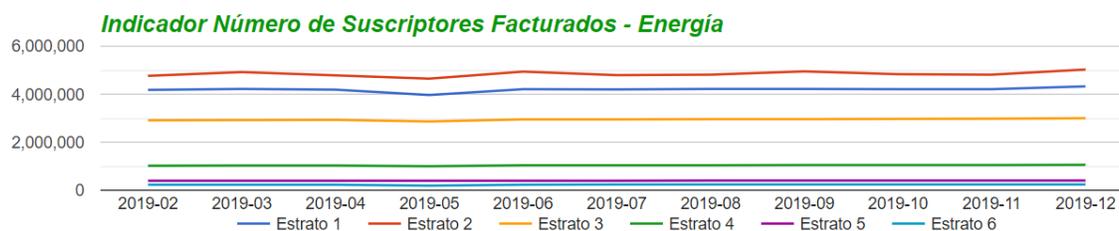
3.6 COMPOSICIÓN DE USUARIOS CONECTADOS A LA RED

Dentro de la resolución CREG 070 de 1998, uno de los indicadores para el planeamiento de la expansión de red como insumo para realizar la proyección de la demanda, es la información concerniente a la composición de usuarios conectados a la red, la Electrificadora del Caribe tiene en su mercado usuarios residenciales, comerciales e industriales, el cual el 80% del mercado corresponde a los estratos 1 y 2.⁸

⁷ RAMÍREZ CASTAÑO Samuel. Redes de Distribución de Energía. En: Conceptos fundamentales. 3 ed. Colombia: centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2004. p. 1-9.

⁸ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, resolución 070 de 1998. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www.creg.gov.co>

Gráfica 6. Cantidad de clientes facturados por estrato.



Cantidad de suscriptores facturados para el servicio de Energía de los últimos 12 meses reportados al SUI.

Fuente: SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. [Sitio web]. Bogotá: SUI, Energía [Consulta: 15 de febrero 2019].

Disponibile en:

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>

Cuadro 1. Facturación de energía, año 2018.

	TIEMPO	Medidas	
	Año	Medidas	
EMPRESA	2018		
Empresa	Facturación total (\$)	Número de Suscriptores *	Consumo total (kWh)
2249 - ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	4.331.592.891.587	2.621.644	13.210.354.048

Fuente: SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. [Sitio web]. Bogotá: SUI, Energía [Consulta: 15 de febrero 2019].

Disponibile en:

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>

Cuadro 2. Facturación de energía, estrato 1 y 2 año 2018.

	TIEMPO	Medidas	
	Año	Medidas	
EMPRESA	2018		
Empresa	Facturación total (\$)	Número de Suscriptores *	Consumo total (kWh)
2249 - ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	1.484.720.320.717	2.081.038	6.526.912.732

Fuente: SISTEMA ÚNICO DE INFORMACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. [Sitio web]. Bogotá: SUI, Energía [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aa1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>

3.7 PLAN NACIONAL DE DESARROLLO

El plan nacional de desarrollo 2014-2018 “todos por un nuevo país” se constituía sobre la base de la paz, la equidad y la educación, generando un desarrollo sostenible y mejorando las posibilidades a todos los colombianos. Como estrategia, el PND se orientó al desarrollo territorial proyectando entre ellas a la región caribe como una región próspera, equitativa y sin pobreza extrema. El crecimiento residencial e industrial en la zona norte del país ha aumentado la demanda de energía eléctrica en la costa Caribe. La poca capacidad hidrológica en esta parte del país ha llevado al aumento de generación de energía eléctrica soportada en plantas termoeléctricas.

Así mismo, el PND “todos por un nuevo país” afirmó que Colombia estaba preparada para abastecer a la demanda durante los próximos siguientes 5 años incluso en caso de una baja participación de hidroeléctricas ya que contaba con el 40% de energía firme en generación por termoeléctricas.⁹

Por otra parte, la ampliación en la prestación del servicio con calidad en Colombia tuvo un aumento de 250 mil de nuevos usuarios, pasando de un 94,9% en el 2009

⁹ DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. [Sitio web]. Bogotá: DNP, Bases del plan nacional de desarrollo 2014-2018. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www2.dnp.gov.co/estudios-y-publicaciones/publicaciones/Paginas/2015.aspx>

a un 97,21% en el 2014, logrando llegar a las regiones con zonas no interconectadas garantizándoles el fluido eléctrico las 24 horas del día a estas poblaciones. Para lograr la prestación del servicio teniendo en cuenta que las dispersiones de las viviendas eran bastante considerables, se proyecta a 5 años unos 5 billones de pesos para lograr la cobertura en las cabeceras municipales, esto supondría una inversión de 10 millones de pesos por nuevo usuario atendido.¹⁰

Con respecto al presupuesto nacional, el PND 2014-2018 indica que el país tuvo un incremento hasta un 63% en la participación de los subsidios, además de la contribución de los usuarios estratos 5, 6 y comercial, como aportantes del subsidio para el acceso de energía eléctrica a los estratos 1, 2 y 3. Lo anterior significa que, en el 2010 se tenía un aporte de 460 mil millones y subió a 1'360.000 millones en el 2014 de la participación del presupuesto nacional. El sector industrial dejó de contribuir el 20% a los subsidios gracias a la ley 1430 del 2010.

Como objetivo y estrategias en el PND “todos por un nuevo país”, se propone fortalecer las zonas francas en busca de inversión nacional y extranjera, esto puede repercutir en el incremento de la demanda de energía eléctrica en el sector industrial, es así que los operadores de red de las diferentes regiones deberán estar preparados para planificar e invertir en la expansión de sus redes eléctricas.

El plan indicativo de expansión y cobertura (PIEC) elaborado por la UPME, señala que, 570.000 viviendas no tienen acceso continuo de energía eléctrica. Para lograr el acceso al fluido eléctrico, se requiere incrementar incentivos regulatorios y así mejorar calidad del servicio. Además, es necesario aumentar el presupuesto al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales (FAER), y

¹⁰ Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) realizado por la UPME, citado por plan nacional de desarrollo 2014-2018. p. 107.

la del Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE), también se requiere verificar la operatividad del Fondo de Energía Social (FOES), el cual debe ser sostenible tanto fiscalmente como en la cultura de pago. Es importante incrementar la calidad de la medida en las zonas rurales del SIN y reducir costos en la facturación y recaudo.

El gobierno nacional implementará en las ZNI la generación con fuentes de energía renovables no convencionales, de esta manera se podrá garantizar en las localidades con mayor tamaño el servicio continuo durante las 24 horas del día.

La UPME continuará con la planeación de la expansión del STN y cuando se requiera con el STR, con antelación de 10 años teniendo en cuenta la gestión ambiental, gestión predial y consulta previa. El corredor para la expansión del sistema eléctrico debe ser de bajo impacto ambiental y deberá ser compartido con las diferentes empresas de comunicaciones.

Colombia se proyecta como país exportador de energía eléctrica en la región gracias a sus riquezas en fuentes hídricas y de carbón, lo cual hace posible los proyectos de interconexión con Panamá, Ecuador, Venezuela, Perú y Chile.¹¹

En el cuadro 3, se puede observar las metas propuestas del PND “todos por un nuevo país” para consolidar la ampliación, cobertura y calidad de la energía eléctrica en las zonas no interconectadas (ZNI) del territorio nacional, con ayuda de los recursos FAER, FOES y PRONE mencionados anteriormente. Además, de la utilización del Plan de Energización de las Zonas No Interconectadas (PEZNI) y los Planes de energización Rural Sostenible (PERS).

¹¹ DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. Op. cit., p. 185.

Cuadro 3. Metas del Plan nacional de desarrollo 2014-2018.

Meta Intermedia	Línea base (2013)	Meta a 2018
Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica con recursos públicos	56140	173469

Producto	Línea base (2013)	Meta a 2018
Nuevos usuarios conectados a las zonas no interconectadas (ZNI) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos	15219	8434
Nuevos usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos	40921	51963
Nuevos usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante planes de expansión de los distribuidores	0	113072

Meta Intermedia	Línea base (2013)	Meta a 2018
Capacidad instalada de fuentes no convencionales y energías renovables en el sistema energético nacional (MW)	9893	11113

Producto	Línea base (2013)	Meta a 2018
Capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía en las ZNI (MW)	2,8	9
Proyectos de generación híbrida implementados con capacidad instalada superior a 1MW	0	4
Planes de energización rural sostenible (PERS)	1	4

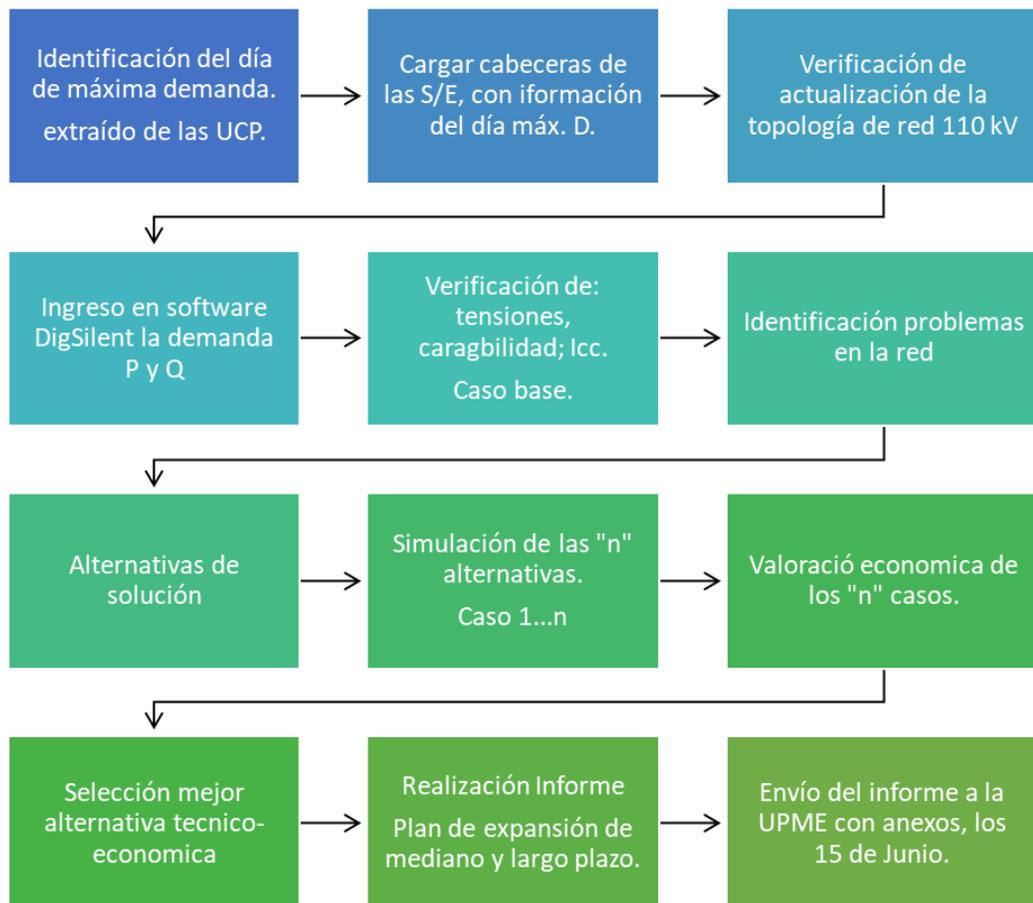
Fuente: DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. [Sitio web]. Bogotá: DNP, Bases del plan nacional de desarrollo 2014-2018. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www2.dnp.gov.co/estudios-y-publicaciones/publicaciones/Paginas/2015.aspx>

4. METODOLOGÍA UTILIZADA

4.1 IDENTIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA

A continuación, por medio de un mapa conceptual se identificará la metodología utilizada para el planeamiento de la expansión del sistema eléctrico en el municipio de Valledupar.

Gráfica 7. Metodología de planeamiento presentado a la UPME.



Fuente: "elaboración propia"

El mapa conceptual muestra los criterios de la metodología que se debe seguir para planear la expansión de un SDL, el cual, se ha basado en el esquema metodológico de proyección de potencia, publicado por la UPME en las Proyecciones por Unidad de Control de Pronóstico. En el capítulo 5 se aborda los primeros seis criterios de la metodología desde la identificación del día de mayor demanda hasta la identificación de los problemas de la red. Después, en el capítulo 6, se aborda desde el criterio “alternativa de solución” en adelante exceptuando los dos últimos criterios, debido a que, el informe solicitado por la UPME no requiere de un formato específico el cual los OR deban presentar.

5. ANÁLISIS METODOLOGÍA UTILIZADA

5.1 ANÁLISIS DEL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA.

Para realizar las proyecciones de demanda de energía y potencia, es necesario tener el punto de partida, el cual es la identificación del día de máxima demanda del año inmediatamente anterior al de la proyección. Aquí el insumo utilizado es fundamentado en estudios de las UCP (unidad de control de pronóstico), el cual se basa en estudios prospectivos de demanda, realizado por la UPME con datos suministrados por XM (expertos en el mercado).¹²

En el Anexo A, se da a conocer mediante tablas la siguiente información; agrupación de UCP por región Atlántica, conformación de UCP según OR, participación porcentual de la demanda de la región Atlántica con respecto a la demanda nacional y participación porcentual de la diferentes UCP en la región Atlántica. Todas estas publicadas por la UPME.

En esta monografía, se identifica y analiza la demanda en el municipio de Valledupar, el cual hace parte de la UCP TAIRONA que a su vez pertenece a la región Costa-Caribe, ésta recopila información de los sistemas de distribución de los departamentos de la Guajira, Cesar y Magdalena.

En las siguientes tablas puede verse la participación que tiene la UCP TAIRONA en la demanda de energía y potencia eléctrica Nacional.

¹² UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Proyecciones por Unidad de Control de Pronóstico (UCP). [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Impresos/Proyecciones_UCPs.pdf

Tabla 1. Participación media con respecto a la demanda nacional_2017-2021.

UCP	Participación media con respecto a la demanda nacional_2017-2021
CARTAGENA	4,979%
PLANETA	0,416%
SINU	4,127%
BARRANQUILLA	7,888%
TAIRONA	6,610%

Fuente: “elaboración propia”

Tabla 2. Participación media con respecto a la Potencia máxima nacional _2017-2021.

UCP	Participación UCP media nacional Potencia máxima_2017-2021
CARTAGENA	4,92%
PLANETA	0,48%
SINU	4,26%
BARRANQUILLA	7,85%
TAIRONA	6,93%

Fuente: “elaboración propia”

Ahora bien, continuando con lo anterior, debe hallarse el día de demanda máxima del año 2017 y con el valor obtenido se hace la proyección de demanda a 10 años. Para ejecutar lo que se ha mencionado, en este caso se descargan los registros de todos los días del año 2017 de la página de XM, en: “los indicadores de pronóstico oficiales de demanda”. Estos datos pueden verse con mayor detalle en el anexo B donde se añade un resumen con los doce días de mayor demanda del año 2017.

Nótese en la siguiente grafica el comportamiento hora a hora de la potencia demandada el día jueves 11 de mayo, el cual alcanzó un pico de 685 MW en la hora 22.

Gráfica 8. 11-05-2017, día de mayor demanda del año 2017.



Fuente: “elaboración propia”

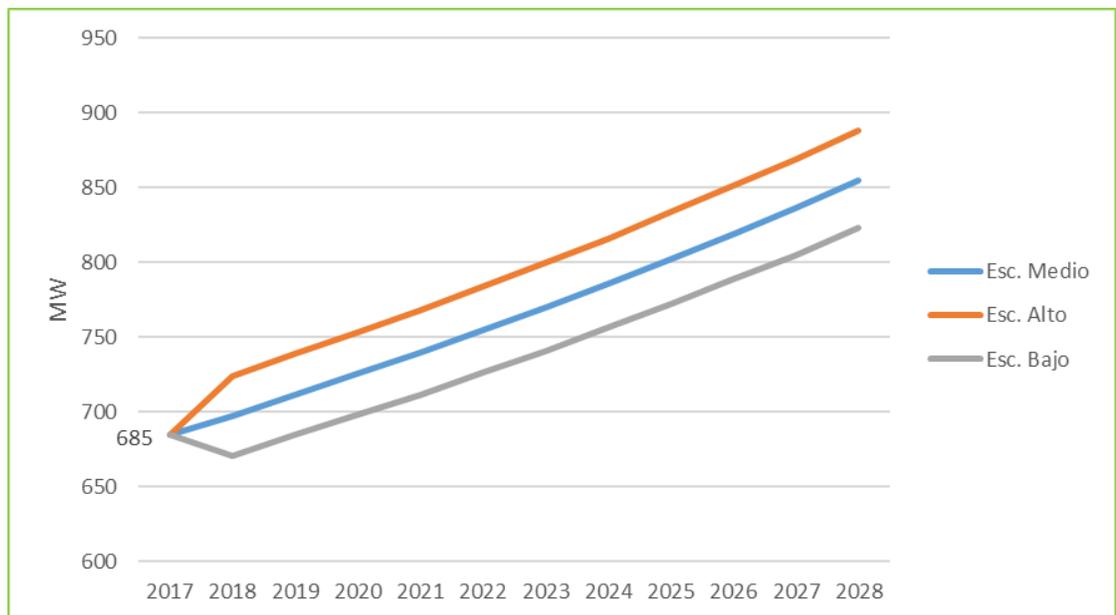
La proyección se realiza para tres escenarios, los cuales son: escenario alto, medio y bajo. Para poder realizar la proyección, primero es necesario determinar la tasa o el delta de crecimiento para cada año. Con los informes de escenarios de proyección de demanda de la UPME y la ecuación 1, se pueden calcular las tasas o delta de crecimiento de los próximos 10 años. En el anexo C se deja establecido la proyección de demanda anual, sin incluir la participación de grandes clientes, ni la participación de generación distribuida.

Ecuación 1. Tasa Δ de crecimiento.

$$\Delta = \left(\frac{E_{salida} - E_{entrada}}{E_{entrada}} \right) * 100$$

Como resultado, se obtiene la gráfica de proyección de la demanda de potencia, en donde se observa que es evidente la tendencia creciente en los próximos 10 años. Se espera que en el año 2028 la potencia demandada sea de 850 MW para un escenario medio.

Gráfica 9. Proyección de Demanda PMÁX(MW) 2017 - 2028.



Fuente: “elaboración propia”

5.2 CARGA DE INFORMACIÓN DEL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA EN S/E.

En las cabeceras de los circuitos de los niveles de tensión 2, 3 y 4 se ingresa la demanda proyectada de cada año para correr flujos de potencia y así determinar el porcentaje de cargabilidad y niveles tensión. En primer lugar, se debe conocer cómo se comporta el sistema con las características iniciales de demanda actual. Por lo tanto, se realiza el análisis con la potencia demandada vista desde las

cabeceras de los circuitos según el nivel de tensión. En la tabla 3, pueden verse las capacidades iniciales para este análisis, así mismo, en el anexo D se encuentra consignado las demandas para cada año de la proyección.

Tabla 3. Potencias iniciales en las cabeceras de los circuitos

Subestación	Tensión (kV)	Capacidad (MVA)
VALLEDUPAR	220/34,5/13,8	60
VALLEDUPAR	220/34,5/13,8	60
VALLEDUPAR-SAN JUAN	220/110	70
VALLEDUPAR-CODAZZI	220/110	25
SALGUERO	34,5/13,8	14
SALGUERO	34,5/13,8	14
VALENCIA	34,5/13,8	5
GUATAPURI	34,5/13,8	30
GUATAPURI	34,5/13,8	30
LA PAZ	34,5/13,8	8

Fuente: “elaboración propia”

5.3 VERIFICACIÓN DE LA TOPOLOGÍA DE RED 110 kV.

Es importante considerar la topología de la red antes de realizar los flujos de potencia. Por tal motivo, es propio de las empresas operadoras de los SDE tener un inventario de sus redes, el cual van actualizando según la expansión, remodelación o mantenimiento. El municipio de Valledupar cuenta con una subestación que opera a niveles de tensión de 220 kV perteneciente a la empresa TRANSELCA filial de ISA. Por tanto, es TRANSELCA la que suministraba al OR del municipio la energía eléctrica a niveles de tensión 4, 3 y 2. El cual es distribuido por tres subestaciones llamadas así: Valledupar, Guatapurí y Salguero. En el siguiente diagrama unifilar, la UPME muestra la red actual del municipio.

5.4 INGRESO EN SOFTWARE DIGSILENT LA DEMANDA P Y Q.

Tabla 4. Parametros subestaciones del SDL Valledupar año 2017.

	Externa l Grid	Barra Valledupa r	TR tridevanado 1	TR tridevanado 2	TR bidevanado 1	Barr a ECA 1	TR bidevanado 2	Barr a ECA 2	Barr a ECA 3	Barr a ECA 4	Barr a ECA 5
Nodo	Slack	PQ	-	-	-	PQ	-	PQ	PQ	PQ	PQ
Tensión en kV	220	220	220/34,5/13,8	220/34,5/13,8	220/110	110	110/34,5	34,5	34,5	13,8	13,8
Potencia MVA	-	-	60/30/30	60/30/30	100	-	40	-	-	-	-
TAP mín/máx	-	-	-15/5	-15/5	-15/10	-	-14/5	-	-	-	-
Grupo conex	-	-	YN/YN/D11	YN/YN/D11	YN/YN0	-	D/YN0	-	-	-	-
límite inferior V en pu	-	-	0,98	0,98	0,98	-	0,98	-	-	-	-
límite superior V en pu	-	-	1,02	1,02	1,02	-	1,02	-	-	-	-
Z sec + [HV-MV	-	-	14,5	14,5	-	-	-	-	-	-	-
LV	-	-	3,3	3,3	-	-	-	-	-	-	-
HV]	-	-	23,1	23,1	12,01	-	13,65	-	-	-	-
Z sec 0 [HV-MV	-	-	14,5	14,5	-	-	-	-	-	-	-
LV	-	-	3,3	3,3	-	-	-	-	-	-	-
HV]	-	-	23,1	23,1	12,01	-	13,65	-	-	-	-

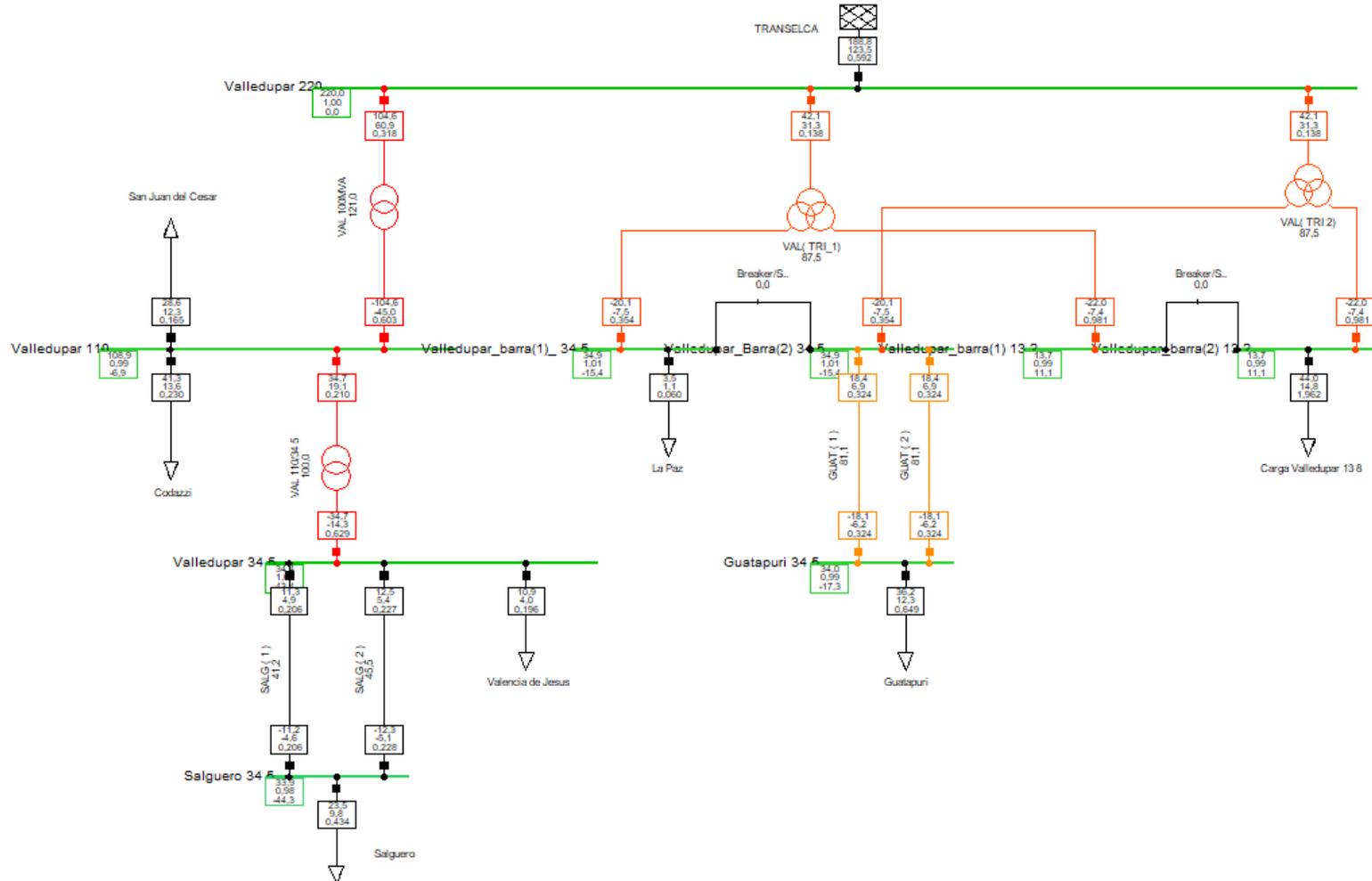
Fuente: “elaboración propia”

Tabla 5. Parametros de carga del SDL Valledupar año 2017.

Nombre Líneas	Tensión kV	Distancia km. ACSR	Secuencia 1		Secuencia 0		Carga	
			R'	X'	R0'	X0'	P MW	Q MVAR
Salguero 1	34,5	5,3	0,16	0,37	0,71	1,27	10	3
Salguero 2	34,5	4,8	0,16	0,37	0,71	1,27	10	3
Valencia	34,5						30	10
Guatapuri 1	34,5	5	0,16	0,5	0,68	1,35	10	3
Guatapuri 2	34,5	5	0,16	0,5	0,68	1,35	10	3
La Paz	34,5						10	3
CTO Valledupar	13,8						10	3
San Juan	110						10	3
Codazzi	110						10	3

Fuente: “elaboración propia”

Gráfica 11. Análisis de flujo de carga del SDL Valledupar año 2018.



Fuente: "elaboración propia"

5.5 VERIFICACIÓN DE: TENSIONES, CARGABILIDAD AÑO 2018.

Tabla 6. Cargabilidad del SDL Valledupar año 2018.

Activos		Active Power	Reactive Power	Power Factor	Current	Loading
		[MW]	[MVAR]	[-]	[kA]	[%]
Barra Valledupar 220						
Tr2	VAL 100MVA	104,56	60,88	0,86	0,32	120,99
Tr3	VAL(TRI_1)	42,12	31,32	0,8	0,14	87,49
Tr3	VAL(TRI 2)	42,12	31,32	0,8	0,14	87,49
Barra Valledupar 110						
Tr2	VAL 110/34,5	34,68	19,13	0,88	0,21	99,97
Barra Valledupar 34,5						
Lne	SALG (1)	11,28	4,87	0,92	0,21	41,23
Lne	SALG (2)	12,45	5,38	0,92	0,23	45,52
Valledupar barra(2) 34,5						
Lne	GUAT (1)	18,36	6,92	0,94	0,32	81,09
Lne	GUAT (2)	18,36	6,92	0,94	0,32	81,09

Fuente: “elaboración propia”

Por una parte, los resultados mostrados en la tabla 6, evidencia el agotamiento de la capacidad del transformador 220/110 kV – 100 MVA, presentando cargabilidad del 120,99% en operación normal. Lo anterior representa una alerta para la operación del sistema, el cual puede conducir a tener demanda no atendida en la zona, debido que el activo no puede ser explotado en operación normal mayor al 100% de su capacidad nominal. Como lo indica la resolución CREG 025 de 1995 en su título, código de operación, subtítulo, planeamiento de la operación.

Por otra parte, el activo que se encuentra próximo de llegar al límite de capacidad nominal en operación normal, es el transformador 110/34,5 kV – 40 MVA, el cual alimenta la subestación Salguero a 34,5 kV, y ha alcanzado un 99,97% de cargabilidad.

Así mismo, es importante notar lo arrojado por el análisis de flujo de carga, para los dos transformadores tridevanados 220/34,5/13,8 kV - 60/30/30 MVA, los cuales presentan el 87,49% de cargabilidad de su capacidad nominal. Aunque la cargabilidad se encuentran entre los límites regulatorios de la CREG 025 del 95, estos dos transformadores soportan dos terceras partes de la demanda dentro del municipio de Valledupar, por tanto, ante una contingencia en cualquiera de estos dos transformadores, llevará hacia la pérdida de la demanda asociada a las subestaciones aguas abajo.

Por último, las líneas 34,5 kV Valledupar – Salguero y Valledupar - Guatapurí, se encuentran dentro de los límites de cargabilidad en condición normal de operación, con un 45,52% y 81,09% respectivamente de su capacidad nominal. Sin embargo, un evento en cualquiera de las líneas asociada a la subestación Guatapurí significaría la pérdida de la demanda de energía eléctrica.

Tabla 7. Tensiones del SDL Valledupar año 2018.

Activos	Rated Voltage	Bus-voltage		
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]
Barra Valledupar 220	220	1,00	220	0
Barra Valledupar 110	110	0,99	109	-6,92
Barra Valledupar 34,5	34,5	1,00	34,4	-43,38
Barra Salguero 34,5	34,5	0,98	33,9	-44,26
Barra_Guatapuri 34,5	34,5	0,99	34,1	-17,29
Valledupar barra(1)_ 34,5	34,5	1,01	34,9	-15,35
Valledupar barra(2) 34,5	34,5	1,01	34,9	-15,35
Valledupar barra(1) 13,2	13,8	0,99	13,7	11,1
Valledupar barra(2) 13,2	13,8	0,99	13,7	11,1

Fuente: “elaboración propia”

Con respecto a las tensiones en barras, en la tabla 7, los resultados mostrados evidencian que se encuentran dentro de los límites regulatorios establecidos, para los niveles de tensión 220 – 110 - 34,5 kV y 13,8 kV. Dado que, las barras 1 y 2 de

34,5 kV de Valledupar se encuentran acopladas, las tensiones y ángulos de fase son iguales. De hecho, esto mismo ocurre para las barras de 13,2 kV.

5.6 VERIFICACIÓN DE: TENSIONES, CARGABILIDAD AÑO 2028.

El SDL para el año 2028, es mostrado en la gráfica 12, éste es el resultado de la proyección de la demanda a diez años, el cual se ha utilizado la tasa de crecimiento del escenario medio y como se había mencionado, basados en el día de máxima demanda del año 2017. En el anexo D están consignados los datos utilizados para esta proyección.

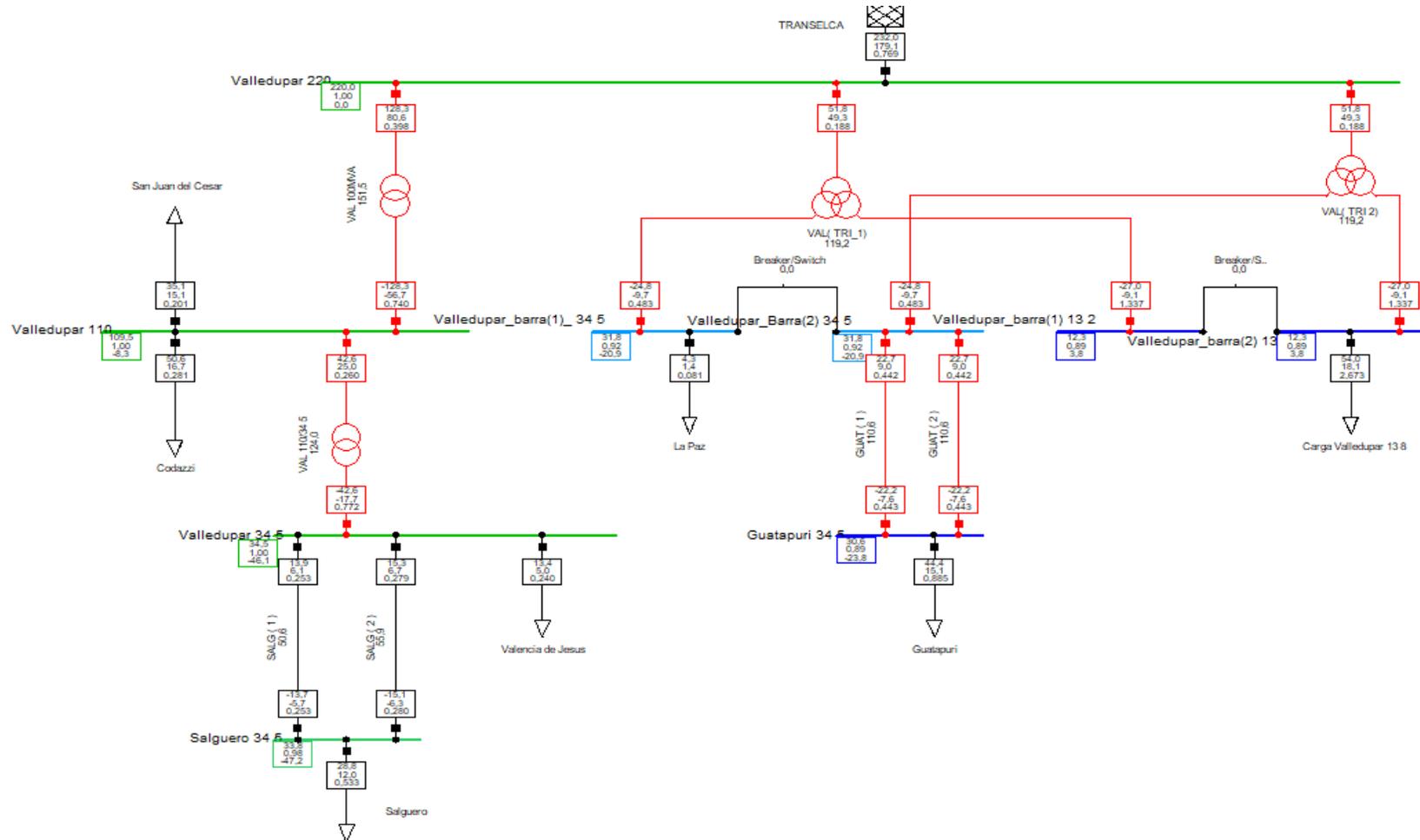
Tabla 8. Cargabilidad del SDL Valledupar año 2028.

Activos		Active Power	Reactive Power	Power Factor	Current	Loading
		[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]
Barra Valledupar 220						
Tr2	VAL 100MVA	128,32	80,55	0,85	0,4	151,51
Tr3	VAL(TRI_1)	51,83	49,29	0,72	0,19	119,21
Tr3	VAL(TRI 2)	51,83	49,29	0,72	0,19	119,21
Barra Valledupar 110						
Tr2	VAL 110/34 5	42,6	24,96	0,86	0,26	123,97
Barra Valledupar 34,5						
Lne	SALG (1)	13,86	6,05	0,92	0,25	50,64
Lne	SALG (2)	15,31	6,68	0,92	0,28	55,91
Valledupar barra(2) 34,5						
Lne	GUAT (1)	22,68	9	0,93	0,44	110,65
Lne	GUAT (2)	22,68	9	0,93	0,44	110,65

Fuente: “elaboración propia”

Según lo arrojado por la simulación, el sistema en condición normal de operación para el año 2028, presentará agotamiento en los diferentes elementos que hacen parte de la red de distribución, como se puede evidenciar en la tabla 8.

Gráfica 12. Análisis de flujo de carga del SDL Valledupar año 2028.



Fuente: "elaboración propia"

Lo anterior, es basado según el análisis del flujo de carga sin inversión en la expansión del SDL del municipio. Por lo tanto, el primer activo que presenta problemas de agotamiento, es el transformador de 220/110 kV – 100 MVA, el cual alcanzará un 151,51% de su capacidad nominal. El segundo es el transformador de 110/34,5 kV – 40 MVA, alcanzando un 123,97%.

Finalmente, en lo que se refiere a los activos de transformación, se encuentran los dos transformadores de 220/34,5/13,8 kV - 60/30/30 MVA, con un porcentaje de carga del 119,21%.

Algo semejante ocurrirá con las líneas 34,5 kV Valledupar – Salguero y Valledupar – Guatapurí. Estas sufrirán déficit en capacidad de transporte, por ejemplo, la más crítica para el año 2028 va hacer el enlace que atiende la demanda de la subestación Guatapurí, el cual alcanzará un 110,65% en cada una de sus líneas para condiciones normales de operación.

Tabla 9. Tensiones del SDL Valledupar año 2028.

Activos	Rated Voltage		Bus-Voltage	
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]
Barra Valledupar 220	220	1	220	0
Barra Valledupar 110	110	1	109,52	-8,28
Barra Valledupar 34,5	34,5	1	34,51	-46,08
Barra Salguero 34,5	34,5	0,98	33,83	-47,16
Barra_Guatapuri 34,5	34,5	0,89	30,61	-23,84
Valledupar barra(1)_ 34,5	34,5	0,92	31,84	-20,93
Valledupar barra(2) 34,5	34,5	0,92	31,84	-20,93
Valledupar barra(1) 13,2	13,8	0,89	12,31	3,81
Valledupar barra(2) 13,2	13,8	0,89	12,31	3,81

Fuente: “elaboración propia”

En lo que respecta a las tensiones, es conveniente observar la caída de tensión en las barras Guatapurí 34,5 kV y Valledupar 13,2 kV. Estas se encuentran fuera del límite establecido en el numeral 2.2.2 de la regulación CREG 025 del 95.

5.7 CONTINGENCIA N-1: TENSIONES, CARGABILIDAD AÑO 2018.

A continuación, se va a analizar el SDL en contingencia de N-1 para el año 2018. Sin embargo, para el año 2028 no se realizará, dado la evidente desatención de la demanda en condición normal de operación.

Considerando que, el SDL del municipio en el año 2018 es radial en la transformación 220/110 kV – 100 MVA, solo se considera el criterio N-1 en cualquiera de los transformadores tridevanados. En la gráfica 13 y la tabla 10 se pueden ver los resultados.

Tabla 10. Cargabilidad en contingencia N-1, del SDL Valledupar año 2018.

Activos		Active Power	Reactive Power	Power Factor	Current	Loading
		[MW]	[MVAR]	[-]	[kA]	[%]
Barra Valledupar 220						
Xnet	TRANSELCA	162,68	132,17	0,78	0,55	
Tr3	VAL(TRI_2)	0	0	1	0	0
Tr3	VAL(TRI 1)	58,1	72,64	0,62	0,24	155,03
Barra_Guatapuri 34,5						
Lod	Guatapuri	22,64	7,69	0,95	0,51	
Valledupar barra(1)_ 34,5						
Lod	La Paz	3,48	1,12	0,95	0,08	
Valledupar barra(2) 34,5						
Lne	GUAT (1)	11,48	4,34	0,94	0,26	64,05
Lne	GUAT (2)	11,48	4,34	0,94	0,26	64,05
Valledupar barra(2) 13,8						
Lod	Carga Valledupar 1	31,67	10,63	0,95	1,84	

Fuente: “elaboración propia”

El análisis de la contingencia demuestra que, un solo transformador del enlace 220/34,5/13,8 kV-100 MVA no es suficiente para atender la demanda, por lo tanto, se ha deslastrado un 37,5% de la carga en la S/E Guatapurí y un 28,1% de la carga en la S/E Valledupar, con el objeto para garantizar el suministro las cargas especiales como los hospitales y guarniciones militares.

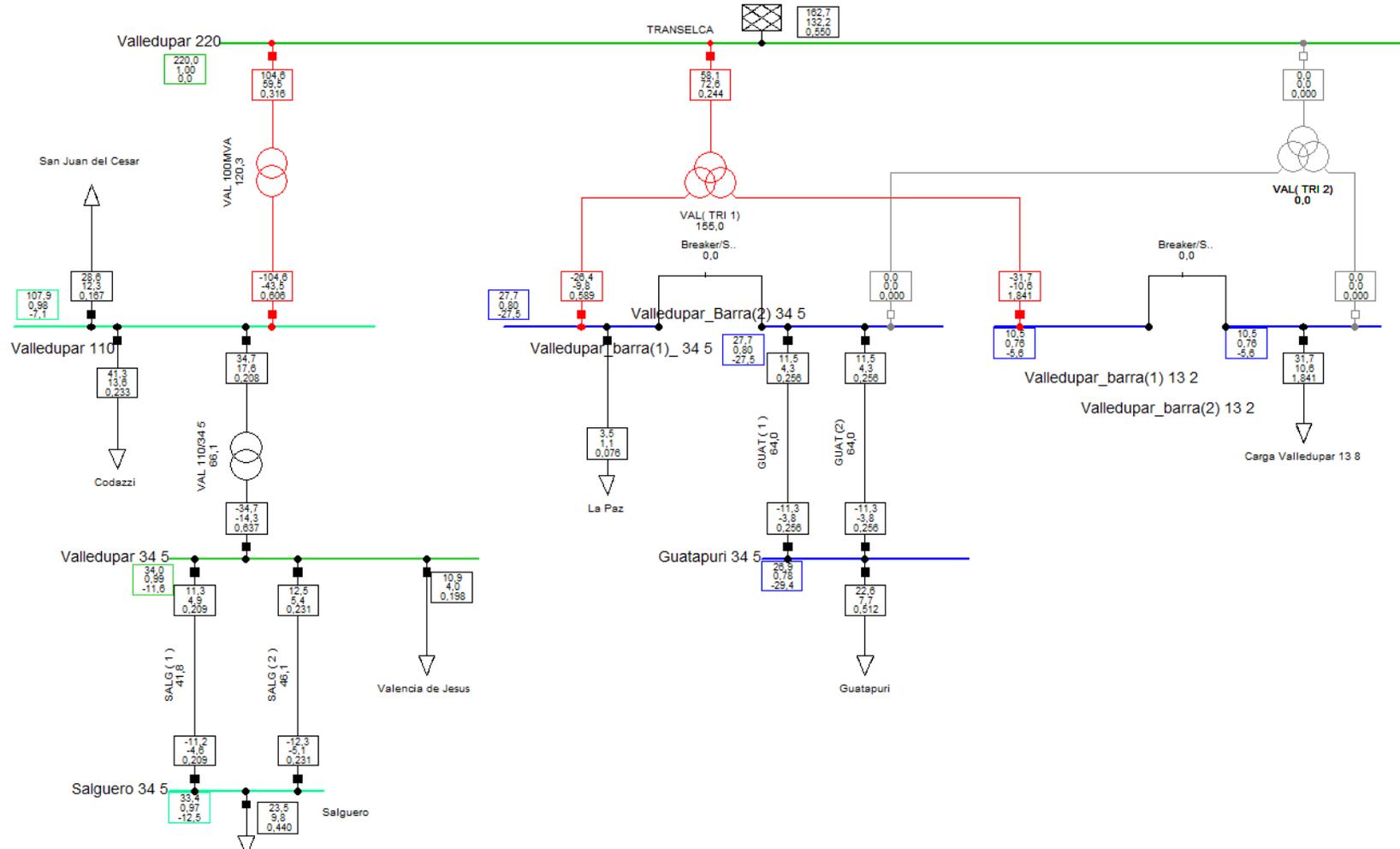
Tabla 11. Tensiones en contingencia N-1, del SDL Valledupar año 2018.

Activos	Rated Voltage		Bus-Voltage	
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]
Barra Valledupar 220	220	1,00	220	0
Barra_Guatapuri 34,5	34,5	0,78	26,94	-29,43
Valledupar barra(2) 34,5	34,5	0,80	27,65	-27,49
Valledupar barra(2) 13,8	13,8	0,76	10,48	-5,6

Fuente: “elaboración propia”

En lo que respecta a las tensiones, es conveniente observar la caída de tensión en las barras Guatapurí 34,5 kV y Valledupar 13,8 kV. Estas se encuentran fuera del límite establecido, según en el numeral 2.2.2 del código de operación incluido en el código de redes de la resolución CREG 025 del 95. Y referenciada por la resolución CREG 070 del 98.

Gráfica 13. Análisis de flujo de carga del SDL Valledupar año 2018 en contingencia N-1.



Fuente: “elaboración propia”

6. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVA SELECCIONADA

La solución planteada para la explotación y expansión del SDL en el municipio de Valledupar, en el periodo 2018-2028 se presenta en la gráfica 14, en la cual, se puede visualizar la instalación de los activos requeridos, con el objeto de eliminar el riesgo de la desatención de la demanda ante contingencias N -1 en cualquiera de los activos de transformación o de enlace, como por ejemplo entre la subestación Valledupar- Salguero y Valledupar-Guatapurí.

Además, los resultados que se muestran en las tablas 12 y 13, evidencian que, el sistema en condición normal de operación y ante contingencia, podrá garantizar el suministro de energía eléctrica en la cabecera municipal, puesto que los índices obtenidos para los activos de conexión no superan el 76% de cargabilidad y las tensiones en barras se encuentran dentro del límite establecido, menor o igual al 10% de la tensión nominal.

La evaluación técnica arroja resultados favorables para la implementación de la alternativa. Por lo tanto, a esta alternativa de solución se le debe valorar los costos, los cuales, requieren la aplicación de la resolución CREG 015 del año 2018 como medio de valoración de los activos a instalar, el cual se escogerán las unidades constructivas consignadas en el capítulo 14 de la resolución de acuerdo con la alternativa seleccionada indicada en la gráfica 14.

La metodología utilizada en el presente documento para el planeamiento de la expansión del sistema de distribución de energía eléctrica en el municipio de Valledupar, está basada en los lineamientos de la resolución 070 del año 1998, la cual establece que los datos para la proyección de la demanda son los registrados por los diferentes equipos de medida dentro de las subestaciones, así como, los datos suministrados en las UCP TAIRONA publicado por la UPME.

Tabla 12. Tensiones en barras alternativa seleccionada 2018-2028.

Activos	Rated Voltage	Bus-voltage		
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]
Barra Valledupar 220	220	1,00	220	0
Barra Valledupar 110	110	1,00	109,57	-4,29
Barra Valledupar 34,5	34,5	1,00	34,52	-12,09
Barra Salguero 34,5	34,5	0,98	33,84	-13,17
Barra_Guatapuri 34,5	34,5	0,97	33,39	-14,55
Valledupar barra(1)_ 34,5	34,5	1	34,52	-12,09
Valledupar barra(2) 34,5	34,5	1,01	34,71	-14,99
Valledupar barra(2) 13,8	13,8	0,98	13,54	14,97

Fuente: “elaboración propia”

Tabla 13 Porcentaje de cargabilidad alternativa seleccionada 2018-2028.

Activos	Active Power	Reactive Power	Power Factor	Current	Loading
	[MW]	[MVA _r]	[-]	[kA]	[%]
Barra Valledupar 220					
Tr2 VAL 100MVA	63,95	32,27	0,89	0,19	71,63
Tr3 VAL(TRI_2)	34,65	24,07	0,82	0,11	70,32
Tr3 VAL(TRI 1)	34,65	24,07	0,82	0,11	70,32
Tr3 VAL(TRI 3)	34,65	24,07	0,82	0,11	70,32
Tr2 VAL 100MVA(1)	63,95	32,27	0,89	0,19	71,63
Barra Valledupar 110					
Load Codazzi	50,63	16,67	0,95	0,28	
Load San Juan del Cesar	35,09	15,08	0,92	0,2	
Tr2 VAL 110/34 5	42,17	21,2	0,89	0,25	118,46
Barra Valledupar 34,5					
Load Valencia de Jesús	13,43	4,97	0,94	0,24	
Line SALG (1)	13,86	6,05	0,92	0,25	50,62
Line SALG (2)	15,31	6,68	0,92	0,28	55,89
Barra Salguero 34,5					
Load Salguero	28,83	11,98	0,92	0,53	
Barra_Guatapuri 34,5					
Load Guatapuri	44,43	15,1	0,95	0,81	
Valledupar barra(1)_ 34,5					
Load La Paz	4,27	1,37	0,95	0,08	
Valledupar barra(2) 34,5					
Line GUAT (1)	22,61	8,78	0,93	0,41	76,54
Line GUAT (2)	22,61	8,78	0,93	0,41	76,54
Valledupar barra(2) 13,8					
Load Carga Valledupar 1	54,03	18,13	0,95	2,43	

Fuente: “elaboración propia”

En la tabla 14 se encuentra las unidades constructivas requeridas para la valoración de la instalación del transformador tridevanado - 60/30/30 MVA y la bahía de acople entre las barras de 34,5 kV de la subestación Valledupar. Así mismo, en la tabla 15 se encuentra valorada la instalación del transformador 220/110 kV – 100 MVA también de la subestación Valledupar.

Tabla 14. Costo unitario de la instalación del transformador de 60 MVA.

VALORES UNITARIOS CREG DE UC DE TRANSFORMACIÓN 60 MVA NIVEL DE TENSIÓN 4

UC	DESCRIPCION	valor unitario instalado (\$ Dic 2018)	valor unitario \$/MVA Dic 2018	UNIDAD	MVA	CANTIDAD	TOTAL PRESUPEUSTO
N5S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 819.827.495	\$ -	c/u		1	\$ 819.827.495
N4EQ2	Transformador de tensión - N4	\$ 34.927.599	\$ -	c/u		1	\$ 34.927.599
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	\$ 24.681.881	\$ -	c/u		1	\$ 24.681.881
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 167.391.047	\$ -	c/u		1	\$ 167.391.047
N3EQ14	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	\$ 24.681.881	\$ -	c/u		1	\$ 24.681.881
N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 249.348.540	\$ -	c/u		1	\$ 249.348.540
N3S35	Módulo común/bahía - tipo 2 (4 a 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	\$ 90.466.212	\$ -	c/u		1	\$ 90.466.212
N3S19	Bahía de acople - tipo convencional	\$ 227.924.177	\$ -	c/u		1	\$ 227.924.177
N3EQ11	Transformador de tensión - N3	\$ 6.090.321	\$ -	c/u		1	\$ 6.090.321
N2S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 184.310.552	\$ -	c/u		1	\$ 184.310.552
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación tipo interior-aire	\$ 103.703.485	\$ -	c/u		1	\$ 103.703.485
N2S11	Celda de interconexión o de acople - barra sencilla - subestación tipo interior-aire	\$ 103.703.485	\$ -	c/u		1	\$ 103.703.485
N2S14	Cables llegada transformador - subestación tipo interior-aire	\$ 88.251.925	\$ -	c/u		1	\$ 88.251.925
N2S64	Módulo común/bahía - tipo 4 - tipo interior	\$ 41.763.231	\$ -	c/u		1	\$ 41.763.231
N2EQ38	Transformador de tensión - N2	\$ 5.742.921	\$ -	c/u		1	\$ 5.742.921
N4T18	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 51 a 60 MVA	\$ 351.017.108	\$ 52.507.885	c/u	60	1	\$ 3.501.490.205
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	\$ 142.462.790	\$ -	c/u		1	\$ 142.462.790
N5P7	Control y Protección del Transformador - 230 kV	\$ 125.175.268	\$ -	c/u		1	\$ 125.175.268
N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	\$ 91.645.516	\$ -	c/u		1	\$ 91.645.516
N2P1	Control y protección Bahía - N2	\$ 39.618.012	\$ -	c/u		1	\$ 39.618.012
N0P1	Control subestación Tipo 1 (1-2 Bahías) (\$/bahía)	\$ 129.058.518	\$ -	c/u		1	\$ 129.058.518
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	\$ 2.758.581	\$ -	c/u		75	\$ 206.893.602
TOTALES		\$ 3.054.550.544	\$ 52.507.885				\$ 6.409.158.662

Fuente: “elaboración propia”

Por último, en la tabla 16 se encuentran las unidades constructivas para la repotenciación de los dos enlaces entre la subestación Valledupar-Guatapurí.

Tabla 15 Costo unitario de la instalación del transformador de 100 MVA.

VALORES UNITARIOS CREG DE UC DE TRANSFORMACIÓN 100MVA NIVEL DE TENSIÓN 4							
UC	Descripción	valor unitario instalado (\$ Dic 2018)	valor unitario \$/MVA Dic 2018	Unidad	MVA	Cantidad	Total Presupuesto
N5S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 819.827.495	\$ 0	c/u		1	\$ 819.827.495
N4S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 534.123.615	\$ 0	c/u		1	\$ 534.123.615
N4EQ2	Transformador de tensión - N4	\$ 34.927.599	\$ 0	c/u		1	\$ 34.927.599
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	\$ 24.681.881	\$ 0	c/u		1	\$ 24.681.881
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	\$ 167.391.047	\$ 0	c/u		1	\$ 167.391.047
N4T10	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 81 a 100 MVA	\$ 406.449.543	\$ 33.587.481	c/u	100	1	\$ 3.765.197.595
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	\$ 142.462.790	\$ 0	c/u		1	\$ 142.462.790
N5P7	Control y Protección del Transformador - 230 kV	\$ 125.175.268	\$ 0	c/u		1	\$ 125.175.268
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	\$ 142.462.790	\$ 0	c/u		1	\$ 142.462.790
NOP1	Control subestación Tipo 1 (1-2 Bahías) (\$/bahía)	\$ 129.058.518	\$ 0	c/u		1	\$ 129.058.518
NOP13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m2)	\$ 2.758.581	\$ 0	c/u		75	\$ 206.893.602
TOTALES		\$ 2.529.319.127	\$ 33.587.481				\$ 6.092.202.200

Fuente: “elaboración propia”

Tabla 16 Costo unitario de la repotenciación de líneas, nivel de tensión 3.

UC	Descripción	valor unitario instalado (\$ Dic 2018)	Unidad	Cantidad	Total Presupuesto
N3L63	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito doble - retención	\$ 7.251.069	c/u	4	\$ 29.004.277
N3L83	Canalización 6*6"	\$ 680.120.194	km	0,06	\$ 40.807.212
N3L90	km de conductor (3 fases) ACSR 336 kcmil	\$ 36.092.470	km	10	\$ 360.924.703
N3L123	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 750 kcmil	\$ 425.496.743	km	0,08	\$ 34.039.739
N3L126	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	\$ 387.603	c/u	4	\$ 1.550.413
N3EQ9	Transición aérea - subterránea - N3	\$ 2.618.384	c/u	4	\$ 10.473.538
TOTALES		\$ 1.151.966.464			\$ 476.799.882

Fuente: “elaboración propia”

A continuación, se muestra en la tabla 17, el resumen de la valoración de la inversión total requerida según la metodología utilizada, para el planeamiento de la expansión del SDL, con el objetivo de reducir la demanda no atendida en el municipio de Valledupar.

Como información adicional, para verificar si la evaluación de la alternativa según la metodología del planeamiento de la expansión es una opción correcta, se puede verificar con la relación beneficio costo el cual se muestra en la tabla 18 y en el anexo F.

Tabla 17. Resumen evaluación económica de la alternativa seleccionada.

Evaluación de alternativa seleccionada	Valor instalado (\$ Dic 2018)
Valores CREG De UC De Transformación 60 MVA Nivel De Tensión 4	\$ 6.409.158.662
Valores CREG De UC De Transformación 100 MVA Nivel De Tensión 4	\$ 6.092.202.200
Valores CREG De UC De Líneas Nivel De Tensión 3	\$ 476.799.882
Total Presupuesto	\$ 12.978.160.744

Fuente: “elaboración propia”

Tabla 18 Verificación de relación Beneficio/Costo.

Costo Total	\$ 12.978.160.744
Beneficio Valor Presente Neto-VPN	\$ 15.991.141.577
Relación Beneficio/Costo	1,232

Fuente: “elaboración propia”

7. CONCLUSIONES

La regulación CREG 070 del año 98 indica los insumos que las empresas deben tener en cuenta para el planeamiento de la expansión del SDL, entre ellos la demanda de energía eléctrica, cantidad y tipo de usuarios conectados al SDL, crecimiento demográfico donde se encuentra ubicado el OR y desarrollo económico de la región. La UPME con las publicaciones de las UCP facilita el trabajo a los OR ya que en estos informes se hayan todas estas variables mencionadas incluyendo información suministrada por el IDEAM.

El método para el planeamiento de la expansión utilizado, puede decirse que es un método analítico general basado en los datos registrados por los diferentes equipos de medida dentro de las subestaciones, los cuales son calculados por software especializados y analizados por profesionales calificados.

Las proyecciones de demanda deberán ser evaluadas cada año para establecer ajustes en los planes de expansión del SDL que mantiene el OR. Las restricciones en el planeamiento siempre son la atención de la demanda, esto quiere decir que no se puede desmejorar la demanda por la entrada de un proyecto de generación o transmisión.

El planeamiento de la expansión del SDL se evalúa minimizando los costos técnico-económicos de inversión, costo de operación, costo de mantenimiento y otra variable que se está tomando en cuenta es la reducción de pérdidas.

En todo caso, para que el proyecto sea ejecutable, la metodología del planeamiento de la expansión de los SDL debe considerar en todo momento los aspectos socio ambientales de la región, así como, los trámites y permisos requerido para la ejecución.

Según la tipología del SDL en el municipio de Valledupar y las proyecciones de demanda, el sistema para los años de proyección, se puede visualizar la vulnerabilidad del sistema ante contingencias N-1, dejando así un tercio de la población del municipio sin servicio de energía eléctrica.

Durante el desarrollo de la presente monografía, se produjo un evento en la subestación Valledupar propiedad de TRANSELCA el día 7 de julio del año 2020 el cual ha dejado sin suministro de energía a dos terceras partes del municipio.¹³

¹³ COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS. [Sitio web]. Bogotá: XM, Históricos de noticias. [Consulta: 15 de marzo 2021]. Disponible en: <http://www.xm.com.co/Paginas/detalle-noticias.aspx?identificador=2785>

BIBLIOGRAFÍA

BELLO RODRÍGUEZ, Sandra Patricia y BELTRAN AHUMADA Roberto Baudilio. Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia, *Revista De La Maestría En Derecho Económico*. 2010, nro. 6, pp. 293-316. ISSN 7174-27184

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, 25 años de regulación en el sector eléctrico. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www.creg.gov.co/creg/quienes-somos/nuestra-historia>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, resolución 070 de 1998. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www.creg.gov.co>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, resolución 015 de 2018. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www.creg.gov.co>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, anexo 4, D 071 Metodología Distribución 2008-2013. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/d1dba6c9018b37ce0525785a007a709b?OpenDocument>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. [Sitio web]. Bogotá: CREG, resolución 025 de 1995. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www.creg.gov.co>

COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS. [Sitio web]. Bogotá: XM, Informes mensuales de análisis del mercado. [Consulta: 28 de junio 2020]. Disponible en: https://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/00_General_Mercado_12_2018.pdf

COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS. [Sitio web]. Bogotá: XM, Informes mensuales de análisis del mercado. [Consulta: 28 de junio 2020]. Disponible en: https://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/00_General_Mercado_12_2018.pdf

COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS. [Sitio web]. Bogotá: XM, Indicadores de pronósticos oficiales de demanda. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda.aspx>

COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS. [Sitio web]. Bogotá: XM, Históricos de noticias. [Consulta: 15 de marzo 2021]. Disponible en: <http://www.xm.com.co/Paginas/detalle-noticias.aspx?identificador=2785>

CLAVIJO, Sergio. Dinámica de la demanda de energía en 2018 y perspectivas 2019. *Revista La República* [en línea]. Bogotá (Colombia). [consultado 22 mayo de 2019]. Disponible en: <https://www.larepublica.co/analisis/sergio-clavijo-500041/dinamica-de-la-demanda-de-energia-en-2018-y-perspectivas-2019-2819927>

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. [Sitio web]. Bogotá: DNP, Bases del plan nacional de desarrollo 2014-2018. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www2.dnp.gov.co/estudios-y-publicaciones/publicaciones/Paginas/2015.aspx>

ELECTRIFICADORA DEL CARIBE. [Sitio web]. Barranquilla: ELECTRICARIBE, informe de gestión 2017. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <https://www.electrificaribe.co/informe-de-gestion-2017>

RAMÍREZ CASTAÑO Samuel. Redes de Distribución de Energía. En: Conceptos fundamentales. 3 ed. Colombia: centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2004. p. 1-9.

SECRETARÍA GENERAL DEL SENADO. [Sitio web]. Bogotá: SENADO DE LA REPÚBLICA, Ley 0143 de 11 Julio 1994. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <http://www.secretariasenado.gov.co/index.php/leyes-de-la-republica>

SECRETARÍA GENERAL DEL SENADO. [Sitio web]. Bogotá: SENADO DE LA REPÚBLICA, Ley 0142 de 11 Julio 1994. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <http://www.secretariasenado.gov.co/index.php/leyes-de-la-republica>

SECRETARÍA GENERAL DEL SENADO. [Sitio web]. Bogotá: SENADO DE LA REPÚBLICA, Ley 0632 de 29 diciembre 2000. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: <http://www.secretariasenado.gov.co/index.php/leyes-de-la-republica>

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. [Sitio web]. Bogotá: publicaciones energía y gas 2018, Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2017. [Consulta: 15 de febrero 2019]. Disponible en: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD%20Publicaciones/Publicaciones/2018/Oct/diagnosticodecalidad2017_version_06072018_1.pdf

SUPERITENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. [Sitio web]. Bogotá: SUPERSERVICIOS, Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica Electrificadora del Caribe S.A. ESP periodo 2014-2015. [Consulta: 22 de

octubre 2020]. Disponible en: <https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/energia/evaluaciones-integrales>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Proyecciones por Unidad de Control de Pronóstico (UCP). [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Impresos/Proyecciones_UCPs.pdf

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Plan de expansión 2017-2031. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Energia-Electrica.aspx>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Escenarios de Proyecciones de Demanda (Informes por año). 2018 Anexos abril. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Demanda/ProyeccionesdeDemanda/tabid/97/Default.aspx?PageContentID=1200>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Proyección demanda regional energía eléctrica - Revisión 2017. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <http://www.siel.gov.co/siel/Home/Demanda/tabid/60/Default.aspx>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Proyección demanda regional energía eléctrica - Revisión 2019. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <http://www.siel.gov.co/siel/Home/Demanda/tabid/60/Default.aspx>

ANEXOS

ANEXO A. Agrupación, conformación y participación de la UCP TAIRONA.

Tabla 19. Agrupación de UCP por Regiones. Año 2019.

REGIÓN	UCP
COSTA	UCARTAGENA, UPLANETA, USINÚ
CARIBE	UBARRANQUILLA, TAIRONA

Fuente: “elaboración propia”, datos UPME.

Tabla 20. Conformación de UCP por OR. Año 2019.

UCP	OPERADOR DE RED
UBARRANQUILLA	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P
UCARTAGENA	
UPLANETA	
USINÚ	
UTAIRONA	

Fuente: “elaboración propia”

Tabla 21. Participación promedio nacional de Energía Eléctrica.

UCP Regiones	Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica_2014-2018
COSTA-CARIBE	24,02%

Fuente: UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Proyección demanda regional energía eléctrica - Revisión 2019. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <http://www.siel.gov.co/siel/Home/Demanda/tabid/60/Default.aspx>

Tabla 22. Participación promedio nacional de potencia máxima.

UCP Regiones	Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Potencia Máxima_2014-2018
COSTA-CARIBE	24,43%

Fuente: UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Proyección demanda regional energía eléctrica - Revisión 2019. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <http://www.siel.gov.co/siel/Home/Demanda/tabid/60/Default.aspx>

Tabla 23. Participación promedio regional de Energía Eléctrica.

Participación Promedio UCP – Región Costa -Caribe Energía Eléctrica			
UCP	2017-2021	2022-2026	2027-2031
CARTAGENA	20,73%	20,12%	19,32%
PLANETA	1,73%	1,60%	1,48%
SINU	17,18%	17,22%	17,41%
BARRANQUILLA	32,84%	31,86%	30,69%
TAIRONA	27,52%	29,20%	31,11%

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Proyección demanda regional energía eléctrica - Revisión 2017. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <http://www.siel.gov.co/siel/Home/Demanda/tabid/60/Default.aspx>

Tabla 24. Participación promedio regional de potencia máxima.

Participación Promedio UCP – Región Costa -Caribe Potencia Máxima			
UCP	2017-2021	2022-2026	2027-2031
CARTAGENA	20,12%	19,63%	18,90%
PLANETA	1,98%	1,86%	1,72%
SINU	17,42%	17,16%	16,94%
BARRANQUILLA	32,13%	31,13%	30,19%
TAIRONA	28,35%	30,24%	32,26%

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Proyección demanda regional energía eléctrica - Revisión 2017. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <http://www.siel.gov.co/siel/Home/Demanda/tabid/60/Default.aspx>

ANEXO B. Demandas máximas del año 2017

Tabla 25. Días con mayores demandas máximas del año 2017.

UCP	VARIABLE	FECHA	TIPO DÍA	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
UTAIRONA	Demanda_Real	11/01/2017	MIERCOLES	481	464	449	440	432	422	388	392	408	423	439	454	462	481	498	499	479	459	521	532	542	548	542	519
UTAIRONA	Demanda_Real	08/02/2017	MIERCOLES	502	480	466	449	439	435	397	397	418	433	450	468	467	499	529	526	505	487	529	555	569	575	554	529
UTAIRONA	Demanda_Real	22/03/2017	MIERCOLES	493	475	464	451	443	423	388	392	415	431	447	461	456	489	507	519	488	480	528	563	574	579	567	526
UTAIRONA	Demanda_Real	12/04/2017	MIERCOLES	532	514	498	486	476	455	422	427	450	465	487	509	513	542	563	566	547	521	559	590	603	615	599	568
UTAIRONA	Demanda_Real	11/05/2017	JUEVES	562	548	529	519	506	478	420	429	460	485	494	515	531	587	624	617	581	542	595	638	661	685	679	648
UTAIRONA	Demanda_Real	03/06/2017	SABADO	557	537	519	503	490	460	435	440	452	472	485	495	512	538	560	555	526	512	545	581	596	597	594	580
UTAIRONA	Demanda_Real	26/07/2017	MIERCOLES	537	525	513	500	493	461	421	432	458	478	497	513	525	558	576	569	545	514	542	589	609	620	606	581
UTAIRONA	Demanda_Real	02/08/2017	MIERCOLES	537	525	510	497	488	461	419	424	452	464	486	502	504	545	561	558	547	508	540	588	611	608	602	578
UTAIRONA	Demanda_Real	13/09/2017	MIERCOLES	520	503	476	462	456	438	406	407	436	453	478	490	505	537	557	563	543	517	554	572	591	602	567	547
UTAIRONA	Demanda_Real	17/10/2017	MARTES	539	517	501	490	480	455	414	434	469	495	513	533	541	570	590	582	564	571	612	618	623	625	607	583
UTAIRONA	Demanda_Real	30/11/2017	JUEVES	520	500	483	467	458	445	417	420	439	459	477	493	491	516	542	542	522	538	583	586	600	595	578	548
UTAIRONA	Demanda_Real	07/12/2017	JUEVES	532	516	499	489	476	464	435	435	458	471	492	505	501	532	551	540	525	536	580	587	597	597	571	547

Fuente: “elaboración propia”

ANEXO C. Proyecciones de demanda

Tabla 26. Escenarios proyección de demanda. Anexo abril 2018.

	Histórico PMÁX (MW)	Proyección Demanda PMÁX (MW)		
		Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2017	9,996	9,996	9,996	9,996
2018		10,170	10,566	9,789
2019		10,374	10,778	9,985
2020		10,582	10,994	10,186
2021		10,789	11,209	10,385
2022		11,012	11,440	10,599
2023		11,232	11,669	10,811
2024		11,461	11,907	11,032
2025		11,707	12,163	11,269
2026		11,955	12,421	11,508
2027		12,203	12,678	11,746
2028		12,475	12,961	12,008
2029		12,739	13,234	12,261
2030		13,014	13,520	12,526
2031		13,312	13,830	12,813
2032		13,607	14,137	13,098

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Plan de expansión, Demanda, 2108 anexos abril. [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Energia-Electrica.aspx>

Tabla 27. Tasa de crecimiento de los diferentes escenarios.

Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2018	1,01744703	1,05703815	0,97933879
2019	1,02000884	1,02000884	1,02000884
2020	1,02008615	1,02008615	1,02008615
2021	1,01956378	1,01956378	1,01956378
2022	1,02062534	1,02062534	1,02062534
2023	1,01996361	1,01996361	1,01996361
2024	1,02040186	1,02040186	1,02040186
2025	1,02151394	1,02151394	1,02151394
2026	1,02118695	1,02118695	1,02118695
2027	1,02070431	1,02070431	1,02070431
2028	1,02230052	1,02230052	1,02230052

Fuente: “elaboración propia”

Tabla 28. Proyección de la demanda por escenarios.

Año	Histórico PMÁX (MW)	Proyección Demanda PMÁX (MW)		
		Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2017	685	685	685	685
2018		696,9512	724,0711	670,8471
2019		710,8964	738,5590	684,2699
2020		725,1756	753,3938	698,0143
2021		739,3628	768,1330	711,6701
2022		754,6124	783,9760	726,3485
2023		769,6772	799,6270	740,8491
2024		785,3800	815,9409	755,9638
2025		802,2766	833,4950	772,2275
2026		819,2744	851,1542	788,5887
2027		836,2369	868,7768	804,9159
2028		854,8854	888,1509	822,8659

Fuente: “elaboración propia”

ANEXO D. parámetros PARATEC

Tabla 29. Parámetros de las líneas del SDL Valledupar 2017.

Día de mayor demanda 2017	Carga La paz 34,5 kV		Carga Valencia Jesus 34,5 kV		Carga Valledupar 13.8 kV		Carga Guatapurí 34,5 kV		Carga Salguero 34,5 kV		Carga San Juan 110 kV		Carga Codazzi + Jagua 110kV	
	HORA	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW
1	2,6	0,9	8,8	3,6	36,3	14,5	29,6	10,7	20,0	10,3	22,9	11,0	39,6	15,5
2	2,6	1,1	8,8	3,6	35,4	14,7	28,3	10,5	19,4	10,5	22,2	10,8	38,9	15,5
3	2,5	1,1	8,5	3,6	34,0	14,8	26,4	10,0	18,8	10,3	21,5	10,4	38,2	15,3
4	2,5	1,1	8,3	3,6	32,5	14,3	25,4	9,7	18,4	10,1	21,0	10,3	37,9	15,4
5	2,5	1,1	8,0	3,6	31,5	14,4	24,3	9,2	17,9	10,1	20,5	10,0	37,0	15,1
6	2,6	1,1	8,0	3,6	30,6	13,0	23,3	8,7	17,6	9,8	19,3	9,3	35,4	14,1
7	2,6	1,1	7,4	3,3	27,4	11,8	19,9	7,0	15,7	9,7	16,3	8,5	30,4	13,4
8	2,3	0,8	6,6	3,3	26,0	11,0	23,1	8,6	14,9	9,1	16,6	8,9	29,7	12,6
9	2,3	0,8	6,3	3,1	28,5	12,2	28,9	10,7	15,8	9,5	18,1	9,7	30,9	13,5
10	2,1	0,8	6,9	3,5	31,8	12,7	33,7	12,7	16,6	9,6	18,9	10,1	31,7	13,2
11	2,1	0,8	7,3	3,6	33,1	13,3	35,6	13,2	17,9	10,0	19,9	10,3	33,1	13,7
12	2,2	0,8	7,7	3,6	35,3	14,1	37,5	13,6	18,8	10,3	20,9	10,6	33,5	13,5
13	2,4	0,8	8,5	3,8	36,4	14,5	37,1	13,8	19,0	10,0	22,4	11,2	34,5	13,6
14	2,4	1,0	8,7	3,8	37,7	14,1	38,1	14,0	20,1	9,8	24,9	12,1	36,6	14,3
15	2,4	1,0	9,1	3,8	40,7	15,3	41,8	15,7	21,4	10,1	26,3	12,8	36,9	14,5
16	2,2	0,8	9,1	3,8	41,8	15,0	44,2	16,0	21,9	10,2	20,2	9,8	35,9	13,9
17	2,6	1,1	8,4	3,7	40,5	15,3	42,0	15,6	21,2	10,2	21,0	10,8	34,4	13,8
18	2,5	1,1	8,7	3,7	39,0	15,8	39,2	14,3	20,5	10,9	21,5	10,0	34,3	14,0
19	3,2	1,2	10,0	3,7	41,3	14,9	38,0	13,7	22,4	10,0	26,0	11,2	39,9	14,8
20	3,6	1,2	9,3	3,4	41,2	14,4	35,0	12,1	22,9	9,9	27,8	11,9	40,0	13,7
21	3,4	1,1	10,6	3,7	41,9	14,4	35,7	12,4	23,2	9,9	28,6	12,1	40,2	13,3
22	3,4	1,1	10,8	4,0	43,3	14,5	35,6	12,1	23,1	9,6	28,1	12,1	40,6	13,4
23	3,0	1,0	10,5	4,1	44,4	15,4	35,3	12,1	23,1	10,1	26,8	11,9	39,8	14,1
24	2,8	1,1	9,8	3,8	42,0	15,7	33,5	11,8	22,2	10,3	26,2	12,2	39,2	14,5

Fuente: “elaboración propia”

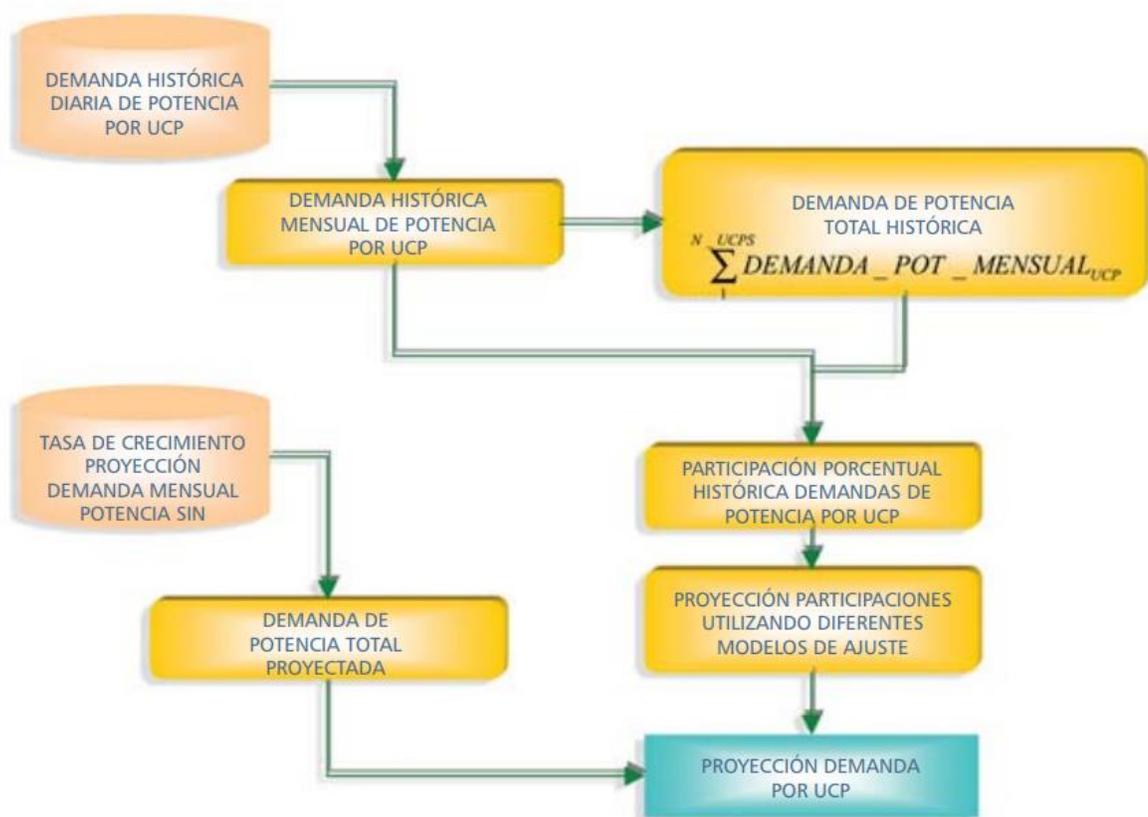
Tabla 30. Parámetros de las líneas del SDL Valledupar proyectado a 2028.

Día de mayor demanda	Carga La paz 34,5 kV		Carga Valencia Jesus 34,5 kV		Carga Valledupar 13.8 kV		Carga Guatapurí 34,5 kV		Carga Salguero 34,5 kV		Carga San Juan 110 kV		Carga Codazzi + Jagua 110kV	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
2018	3,48	1,119	10,948	4,0494	44,05	14,784	36,221	12,311	23,503	9,7675	28,611	12,291	41,2778	13,5931
2019	3,55	1,142	11,167	4,1305	44,93	15,079	36,946	12,557	23,973	9,9629	29,183	12,537	42,1037	13,8651
2020	3,62	1,165	11,391	4,2134	45,83	15,382	37,688	12,81	24,455	10,163	29,769	12,788	42,9494	14,1436
2021	3,69	1,187	11,614	4,2959	46,73	15,683	38,425	13,06	24,933	10,362	30,352	13,039	43,7897	14,4203
2022	3,77	1,212	11,853	4,3845	47,69	16,007	39,218	13,33	25,448	10,576	30,978	13,308	44,6929	14,7177
2023	3,84	1,236	12,09	4,472	48,64	16,326	40,001	13,596	25,956	10,787	31,596	13,573	45,5851	15,0115
2024	3,92	1,261	12,337	4,5632	49,63	16,659	40,817	13,873	26,485	11,007	32,241	13,85	46,5151	15,3178
2025	4,01	1,288	12,602	4,6614	50,7	17,018	41,695	14,172	27,055	11,244	32,934	14,148	47,5159	15,6473
2026	4,09	1,316	12,869	4,7602	51,78	17,378	42,578	14,472	27,628	11,482	33,632	14,448	48,5226	15,9788
2027	4,18	1,343	13,136	4,8587	52,85	17,738	43,46	14,771	28,2	11,72	34,328	14,747	49,5272	16,3097
2028	4,27	1,373	13,429	4,9671	54,03	18,134	44,429	15,101	28,829	11,981	35,094	15,076	50,6317	16,6734

Fuente: “elaboración propia”

ANEXO E. Esquema metodológico proyección de potencia.

Gráfica 15. Esquema metodológico proyección de potencia.



Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME, Proyecciones por Unidad de Control de Pronóstico (UCP). [Consulta: 28 de septiembre 2020]. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Impresos/Proyecciones_UCPs.pdf

ANEXO F. Beneficios de la implementación de la alternativa.

Tabla 31 Datos de entrada para hallar el beneficio empresa.

DÓLAR Ene 2018	\$	2.984,00
CRO 2018 \$/MWh	\$	1.254.410 ⁺
TASA FALLAS [h/año]		50 ⁺⁺
N-1 MW		25,95639648
BENEFICIO	\$	1.627.998.165

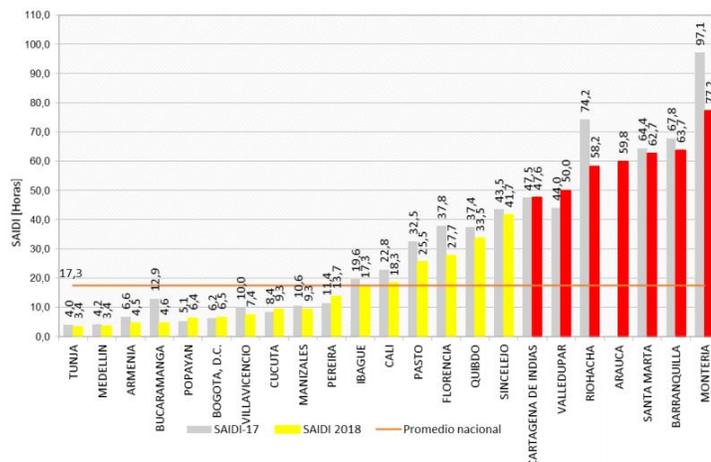
Fuente: “elaboración propia”

El beneficio empresa, se puede hallar haciendo el producto entre el costo de racionamiento CRO, la ENS y la tasa de falla por año. Para hallar el valor presente neto, se utiliza la fórmula “VNA” en el programa Excel, en donde se ingresa el beneficio durante los próximos 25 años como se indica en la tabla 32. La ENS se halla multiplicando los porcentajes 37.5 y 28,1% descritas en la página 48 del presente documento y la demanda proyectada en el año 2018 mostrada en la tabla 30.

⁺ http://www.upme.gov.co/Historico_Costos.asp?pag=7

⁺⁺ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2019/Nov/diagnostico_calidad_servicio_2018.pdf

Gráfica 16 SAIDI para capitales de departamentos 2018.



Fuente: SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. [Sitio web]. Bogotá: SUPERSERVICIOS, Diagnóstico de Calidad del servicio de energía 2018 [Consulta: 22 de octubre 2020]. Disponible en: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2019/Nov/diagnostico_calidad_servicio_2018.pdf

Cuadro 4 Historico Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía.

Pesos de	Aplica para	CR01	CR02	CR03	CR04	CR01 (Estrato 4)
Junio-2016	Julio-2016	1.201,51	2.178,07	3.819,82	7.564,41	927,18
Julio-2016	Agosto-2016	1.191,53	2.159,98	3.788,09	7.501,57	919,47
Agosto-2016	Septiembre-2016	1.221,47	2.214,26	3.883,29	7.690,10	942,58
Septiembre-2016	Octubre-2016	1.226,46	2.223,31	3.899,16	7.721,52	946,43
Octubre-2016	Noviembre-2016	1.228,61	2.227,21	3.905,99	7.735,05	948,09
Noviembre-2016	Diciembre-2016	1.224,85	2.220,39	3.894,03	7.711,37	945,19
Diciembre-2016	Enero-2017	1.227,31	2.224,84	3.901,84	7.726,84	947,08
Enero-2017	Febrero-2017	1.237,06	2.242,52	3.932,85	7.788,23	954,61
Febrero-2017	Marzo-2017	1.213,33	2.199,51	3.857,42	7.638,85	933,46
Marzo-2017	Abril-2017	1.209,65	2.192,83	3.845,70	7.615,65	933,46
Abril-2017	Mayo-2017	1.241,90	2.251,29	3.948,23	7.818,68	958,34
Mayo-2017	Junio-2017	1.246,81	2.260,19	3.963,85	7.849,62	962,13
Junio-2017	Julio-2017	1.237,44	2.243,21	3.934,07	7.790,65	954,91
Julio-2017	Agosto-2017	1.210,34	2.194,08	3.847,90	7.620,00	933,99
Agosto-2017	Septiembre-2017	1.218,02	2.208,00	3.872,31	7.668,34	939,91
Septiembre-2017	Octubre-2017	1.242,74	2.252,82	3.950,91	7.824,00	958,99
Octubre-2017	Noviembre-2017	1.252,80	2.271,05	3.982,89	7.887,33	966,76
Noviembre-2017	Diciembre-2017	1.253,80	2.272,86	3.986,06	7.893,61	967,53
Diciembre-2017	Enero-2018	1.252,72	2.270,91	3.982,65	7.886,84	966,70
Enero-2018	Febrero-2018	1.254,41	2.273,97	3.988,02	7.897,48	968,00
Febrero-2018	Marzo-2018	1.255,41	2.275,78	3.991,19	7.903,76	968,77
Marzo-2018	Abril-2018	1.273,07	2.307,80	4.047,33	8.014,95	982,40
Abril-2018	Mayo-2018	1.315,07	2.383,94	4.180,86	8.279,37	1.014,81
Mayo-2018	Junio-2018	1.325,82	2.403,42	4.215,04	8.347,05	1.023,10
Junio-2018	Julio-2018	1.303,40	2.362,78	4.143,76	8.205,90	1.005,80
Julio-2018	Agosto-2018	1.314,69	2.383,24	4.179,64	8.276,96	1.014,51
Agosto-2018	Septiembre-2018	1.333,58	2.417,48	4.239,69	8.395,88	1.029,09
Septiembre-2018	Octubre-2018	1.338,26	2.425,97	4.254,58	8.425,36	1.032,70
Octubre-2018	Noviembre-2018	1.344,40	2.437,11	4.274,11	8.464,04	1.037,44
Noviembre-2018	Diciembre-2018	1.351,93	2.450,75	4.298,03	8.511,41	1.043,25
Diciembre-2018	Enero-2019	1.363,21	2.471,21	4.333,92	8.582,47	1.051,96
Enero-2019	Febrero-2019	1.364,17	2.472,94	4.336,95	8.588,48	1.052,70
Febrero-2019	Marzo-2019	1.360,62	2.466,51	4.325,68	8.566,17	1.049,96
Marzo-2019	Abril-2019	1.392,39	2.524,09	4.426,66	8.766,14	1.074,47
Abril-2019	Mayo-2019	1.423,33	2.580,19	4.525,04	8.960,96	1.098,35

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. [Sitio web]. Bogotá: UPME. [Consulta: 28 de marzo 2021]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Historico_Costos.asp?pag=7

Tabla 32 Flujos de beneficios en los proximos 25 años.

Flujos de Beneficios	
Año 1	\$ 1.627.998.165
Año 2	\$ 1.627.998.165
Año 3	\$ 1.627.998.165
Año 4	\$ 1.627.998.165
Año 5	\$ 1.627.998.165
Año 6	\$ 1.627.998.165
Año 7	\$ 1.627.998.165
Año 8	\$ 1.627.998.165
Año 9	\$ 1.627.998.165
Año 10	\$ 1.627.998.165
Año 11	\$ 1.627.998.165
Año 12	\$ 1.627.998.165
Año 13	\$ 1.627.998.165
Año 14	\$ 1.627.998.165
Año 15	\$ 1.627.998.165
Año 16	\$ 1.627.998.165
Año 17	\$ 1.627.998.165
Año 18	\$ 1.627.998.165
Año 19	\$ 1.627.998.165
Año 20	\$ 1.627.998.165
Año 21	\$ 1.627.998.165
Año 22	\$ 1.627.998.165
Año 23	\$ 1.627.998.165
Año 24	\$ 1.627.998.165
Año 25	\$ 1.627.998.165

Fuente: “elaboración propia”