



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

**FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO DE LA INCORPORACIÓN DE ALIPIBA II PARA EL ABASTECIMIENTO
ELÉCTRICO DE LAS CIUDADES DE S.C. de BARILOCHE Y VILLA LA ANGOSTURA**

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Alumno: Alvarado Dalceggio, Lucas Manuel -ING – 2965

Alumno: Nahuelpan Mena, Alejandro Hernán -ING - 3695

Director: Ing. Ramos, Juan Manuel.

RESUMEN

El presente trabajo surge de la necesidad de ampliación del sistema de abastecimiento eléctrico de una de las zonas cordilleranas más importante del país.

Actualmente el suministro eléctrico de la ciudad de S.C. de Bariloche, está conformado por dos fuentes principales, la interconexión al sistema eléctrico nacional (SADI), la que cubre gran parte de la demanda, él mismo está compuesto por una línea de alta tensión de 132 kV, radial de 125 km de longitud que comienza en la E.T. Alicurá, pasa por la E.T. Pilcaniyeu, y finaliza en la E.T. Bariloche conformando lo que se conoce como sistema ALIPIBA. Aledaña a la E.T se encuentra emplazado un parque de generación térmica de 17,5 MW. El constante crecimiento de la ciudad ha hecho que este sistema comience a operar en valores cercanos al límite, limitando la demanda de energía eléctrica en un futuro próximo.

Por otra parte, la vecina ciudad de Villa la Angostura cuenta solo con suministro eléctrico a través de generación térmica mediante generadores que funcionan a gas y diésel, lo que genera costos de energía más elevados que los provenientes del SADI, menos confiabilidad del sistema eléctrico, emisiones de CO₂ al ambiente y limita el consumo de energía en la ciudad.

Partiendo de esta problemática, se comenzará por el estudio del sistema en la actualidad, y en base a eso se analizarán nuevas posibles obras. Basándonos en el crecimiento histórico de la demanda eléctrica de la zona, se estimará cuáles serán las demandas en el futuro, y se confeccionarán distintas curvas de carga que nos permitirán discriminar las distintas épocas del año, y horas del día. Con esta información, se deducirá que el sistema ALIPIBA no siempre está operando en el límite técnico, lo cual permite plantear una primera solución a la ciudad de Villa la Angostura y darle una respuesta rápida al suministro eléctrico a través del SADI.

Considerando la implementación de esta primera interconexión de VLA al SADI, se estudiarán los ahorros económicos y de combustible que se obtendrían, la amortización de la obra, como así también otros beneficios asociados, dando evidencia que es económicamente viable.

Continuando en el tiempo, 25 años más adelante, de acuerdo a demanda estimada, será indispensable contar con una segunda línea de transmisión cuyo proyecto se conoce como ALIPIBA II, y ampliaciones en la E.T. Bariloche.

Los resultados alcanzados en este Proyecto Integral Profesional dan evidencia de la factibilidad de la interconexión de Villa la Angostura al SADI a través de la E.T Bariloche y la necesidad de comenzar a proyectar nuevas obras para potenciar el crecimiento de esta región cordillerana.

Palabras claves: Sistema eléctrico nacional, interconexión, generación térmica, demanda eléctrica.

Abstract

The present work arises from the need to expand the electrical supply system of one of the most important mountain range areas of the country.

Currently the electricity supply of the city of S.C. of Bariloche, is made up of two main sources, the interconnection to the national electricity system (SADI), which covers a large part of the demand, itself is made up of a 125 km long radial 132 kV high voltage line that It starts at E.T. Alicurá, stop by the E.T. Pilcaniyeu, and ends at the E.T. Bariloche forming what is known as ALIPIBA. Adjacent to the E.T is located a thermal generation park of 17.5 MW. The constant growth of the city has made this system begin to operate at values close to the limit, limiting the demand for electricity in the near future.

On the other hand, the neighboring city of Villa la Angostura only has electricity supply through thermal generation through generators that run on gas and diesel, which generates higher energy costs, less reliability of the electrical system, CO₂ emissions to the environment and limits energy consumption in the city.

Starting from this problem, it will begin with the study of the system in the present, and based on that, analyze new possible works. Based on the historical growth of the electricity demand in the area, it is estimated what the demands will be in the future, and different load curves are made that allow us to discriminate the different times of the year, and hours of the day. With this information, it is deduced that the ALIPIBA system is not always operating at the technical limit, which allows proposing a first solution to the city of Villa la Angostura and giving a quick response to its needs.

Taking this first interconnection from VLA to SADI, the economic and fuel savings that would be obtained, the damping of the work, as well as other associated benefits, will be studied, giving evidence that it is economically viable.

Continuing in time, 25 years later, the demand would be such that it is essential to have a second transmission line whose project is known as ALIPIBA II, and expansions in the E.T. Bariloche.

The results achieved in this Professional Comprehensive Project give evidence of the feasibility of the interconnection of Villa la Angostura to the SADI through the Bariloche E.T and the need to start designing new works to promote the growth of this Andean region.

Keywords: National electricity system, interconnection, thermal generation, electricity demand.

Agradecimientos

A mis padres, por el apoyo incondicional en esta etapa de mi vida e inculcarme el valor de la educación. A mis compañeros de la universidad con los cuales compartí y viví esta etapa. A la Universidad Nacional del Comahue por la oportunidad que les brinda a la comunidad de tener una educación libre y gratuita, y a quienes a lo largo de este camino fueron parte en mayor o menor medida.

Nahuelpan, Alejandro

A la Universidad Nacional del Comahue por permitir una educación de libre acceso, a toda la Facultad de Ingeniería, a los profesores, en especial a Juan Manuel Ramos por ser tutor de este trabajo.

A mi pareja, mis padres, mi hermana por participar durante todos estos años con su apoyo incondicional, y por todos los esfuerzos realizados.

Alvarado Dalceggio, Lucas Manuel

Contenido

RESUMEN	ii
Abstract	iii
Agradecimientos	iv
CAPITULO I: SISTEMA ACTUAL	1
Introducción	1
OBJETIVOS GENERALES:	1
OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	1
Sistema eléctrico actual	3
Sistema eléctrico futuro	7
CAPITULO II: ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	9
INTRODUCCIÓN	9
ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	9
CONSIDERACIONES	10
ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA	12
ESCENARIO I – ESTIMACIÓN HISTÓRICA PURA	14
ESCENARIO II – ESTIMACIÓN MÁXIMO CRECIMIENTO	19
ESCENARIO III – ESTIMACIÓN CON VLA INTERCONECTADA	20
COMPARACIÓN DE ESCENARIOS	21
CAPITULO III: ANÁLISIS DEL SISTEMA	23
Introducción	23
Sistema eléctrico a modelar	23
Sistema eléctrico actual	26
Sistema eléctrico futuro: 1° etapa (2022-2028)	33
Sistema eléctrico futuro: 2° etapa (2028-2033)	40
Sistema eléctrico futuro: 3° etapa (2033-2043)	44
CAPITULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO PRIMERA CONEXIÓN DE VILLA LA ANGOSTURA AL SADI	48
INTRODUCCIÓN	48
ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS DE INTERCONEXIÓN DE VILLA LA ANGOSTURA AL SADI MEDIANTE LA CONCRECIÓN DE ALIPIBA II	48
COSTOS ESTIMADOS GENERACIÓN Y ABASTECIMIENTO	51
VINCULACIÓN DESDE SC. DE BARILOCHE	60
ESTIMACIÓN DE COSTOS DE AMPLIACIÓN DEL SISTEMA	60
COSTOS ASOCIADOS A LAS LINEAS ELÉCTRICAS	60
COSTOS ASOCIADOS A LA AMPLIACION DE UN CAMPO DE LINEA	63
COSTOS ASOCIADOS AL PUESTO DE MANIOBRAS	63

COSTOS GLOBAL DE LAS OBRAS.	63
CONCLUSIONES	65
REFERENCIAS	66
ANEXOS	67

CAPITULO I: SISTEMA ACTUAL

Introducción

El proyecto a desarrollar nace de la problemática actual del sistema de transmisión de energía eléctrica Alicurá – Pilcaniyeu – Bariloche (ALPIBA), principal fuente de energía eléctrica de la ciudad de San Carlos de Bariloche; así como también de la problemática de la generación aislada de energía eléctrica de la localidad de Villa La Angostura.

Hoy estos sistemas acarrear los siguientes problemas:

- En el extremo de Bariloche el sistema ALPIBA presenta bajo niveles de tensión para los picos de demanda, asimismo durante esos picos se llega a el límite de transformación de potencia 60MVA, y finalmente la corriente que circula por la línea de 132 kV supera los valores nominales de los transformadores de corriente (TI) del campo de entrada, aunque esto último no implica una verdadera restricción ya que no se supera el 120% de su valor nominal.
- En los picos de demanda se debe recurrir a la generación térmica, forzada, en la E.T Bariloche, con los problemas económicos y ambientales que implican. Esto se debe a que es una central alimentada por combustible diésel.
- Los altos costos de generación térmica en Villa la Angostura (VLA) y sus problemas ambientales asociados. En este caso la central es alimentada por combustible líquido y gas.
- La necesidad de interconectar a VLA al SADI para mejorar sus índices de confiabilidad

El proyecto ALPIBA II vendría a dar solución al problema a largo plazo, pero es necesario analizar soluciones complementarias que atenúen el problema a corto y mediano plazo.

OBJETIVOS GENERALES:

Estudiar y proponer soluciones en el corto y mediano plazo que permitan:

- Reducir los despachos de generación térmica. Analizar beneficios económicos y ambientales asociados.
- Analizar la capacidad de transmisión de energía eléctrica del sistema con la incorporación de una segunda línea de transmisión, incluyendo la conexión de Villa la Angostura al sistema interconectado nacional.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Determinar los límites de transmisión de energía eléctrica actuales del sistema.
- Proyectar la demanda eléctrica futura a 25 años de la ciudad de San Carlos de Bariloche y Villa la Angostura.
- Analizar alternativas de realización de una primera etapa de ALPIBA II
- Estudiar la incorporación de la nueva línea ALPIBA II, incluyendo su comportamiento y los beneficios asociados.

- Estudiar el comportamiento del nuevo sistema a demanda futura.
- Estimar el tiempo en que el nuevo sistema podrá funcionar sin llegar a los límites de operatividad.
- Estimar el ahorro económico e impacto ambiental al sacar de servicio los despachos de generación térmica.

Actualmente S.C de Bariloche, es la ciudad argentina más poblada de los andes patagónicos, según los datos definitivos del censo de 2010, cuenta con 112.887 habitantes, lo que arroja un crecimiento demográfico resultante del 2,14 %. Y es el destino más visitado de la Patagonia y uno de los más visitados de la Argentina. Recibe alrededor de un millón de turistas por año, principalmente en la temporada invernal, atraídos por su centro de esquí, siendo este el más grande de América del Sur, aunque en los últimos años en la temporada estival el afluente de turistas tuvo un constante crecimiento. En el presente cuenta con unas 30.000 plazas en unos 600 alojamientos de diferentes tipos.

Por otro lado, la ciudad es uno de los polos científicos y tecnológicos más importantes de América, donde se encuentran el Centro Atómico Bariloche, perteneciente a la Comisión Nacional de Energía Atómica, y el Instituto Balseiro, cuya principal actividad se centra en la investigación y desarrollo de tecnología nuclear propia alrededor del reactor nuclear experimental RA-6. La ciudad también es sede de INVAP, empresa argentina de alta tecnología que diseña y construye reactores nucleares, radares y satélites entre otros.

En la actualidad, en un predio de 319 hectáreas, se está emplazando el Parque Productivo Tecnológico Industrial Bariloche, cuyo proyecto tiene como fin diversificar la matriz productiva de la ciudad. Se espera que este fomente la creación de nuevas empresas y el crecimiento de las existentes, atrayendo inversiones nacionales y extranjeras.

A unos 15 Km del centro de Bariloche, inmediatamente al sur del nacimiento del río Limay, se ubica la pequeña localidad de Dina Huapi, con unos 4600 habitantes, esta es abastecida de energía eléctrica por el sistema de distribución de Bariloche.

Siguiendo por la ruta nacional 40 a unos 88 km de Bariloche, bordeando el lago Nahuel Huapi, se encuentra la ciudad de Villa La Angostura, perteneciente a la provincia del Neuquén, Argentina. Rodeada de bosques, lagos y montañas. Esta hermosa localidad cuenta con una población de 11.063 habitantes, (datos arrojados en el censo 2010). Su principal ingreso económico es la industria del turismo, la cual a mediados de los años noventa comenzó a crecer masivamente.

Durante las temporadas de verano e invierno el lugar recibe alrededor de 200.000 visitantes, cifras que vienen en aumento en estos últimos años. La localidad cuenta con unas 9000 plazas de alojamiento, en las cuales destacan grandes emprendimientos hoteleros, y casas de vacaciones. El centro de esquí,

cerro Bayo, posicionado como uno de los más importantes de la provincia del Neuquén, es una de las principales atracciones en la temporada invernal.

Como se describe, esta región viene teniendo a lo largo de los últimos años un constante crecimiento, tanto en actividades turísticas como en desarrollo tecnológico. Esto impulsa una mayor demanda de energía eléctrica, que termina volcándose en la necesidad de nuevas obras eléctricas.

Sistema eléctrico actual

El sistema ALIPIBA esta físicamente en la región eléctrica del Comahue, tiene su origen en la Estación Transformadora (E.T.) 500/132 kV Alicurá, asociada a la hidroeléctrica Alicurá la cual tiene una potencia instalada de 1050 MW y esta interconectada al SADI a través de dos líneas de 500 kV, todo esto operado y mantenido por la Transportista en Alta Tensión TRANSENER.

El sistema radial ALIPIBA es alimentado través de uno de los campos de línea de 132 kV. Tal como se puede apreciar en la Figura 1.2.

A partir de uno de los campos de salida se alimenta una línea aérea de alta tensión (L.A.T) de 132kV que consta de un primer tramo de 87 km entre la E.T. Alicurá y la E.T. Pilcaniyeu, y un segundo tramo de 25 km desde esta última E.T. hasta la E.T. Bariloche de 132/33 kV. Dicho sistema es mantenido y operado por EdERSA en función de PAFTT (Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte)

Se aprecia la traza de la L.A.T en la siguiente imagen satelital

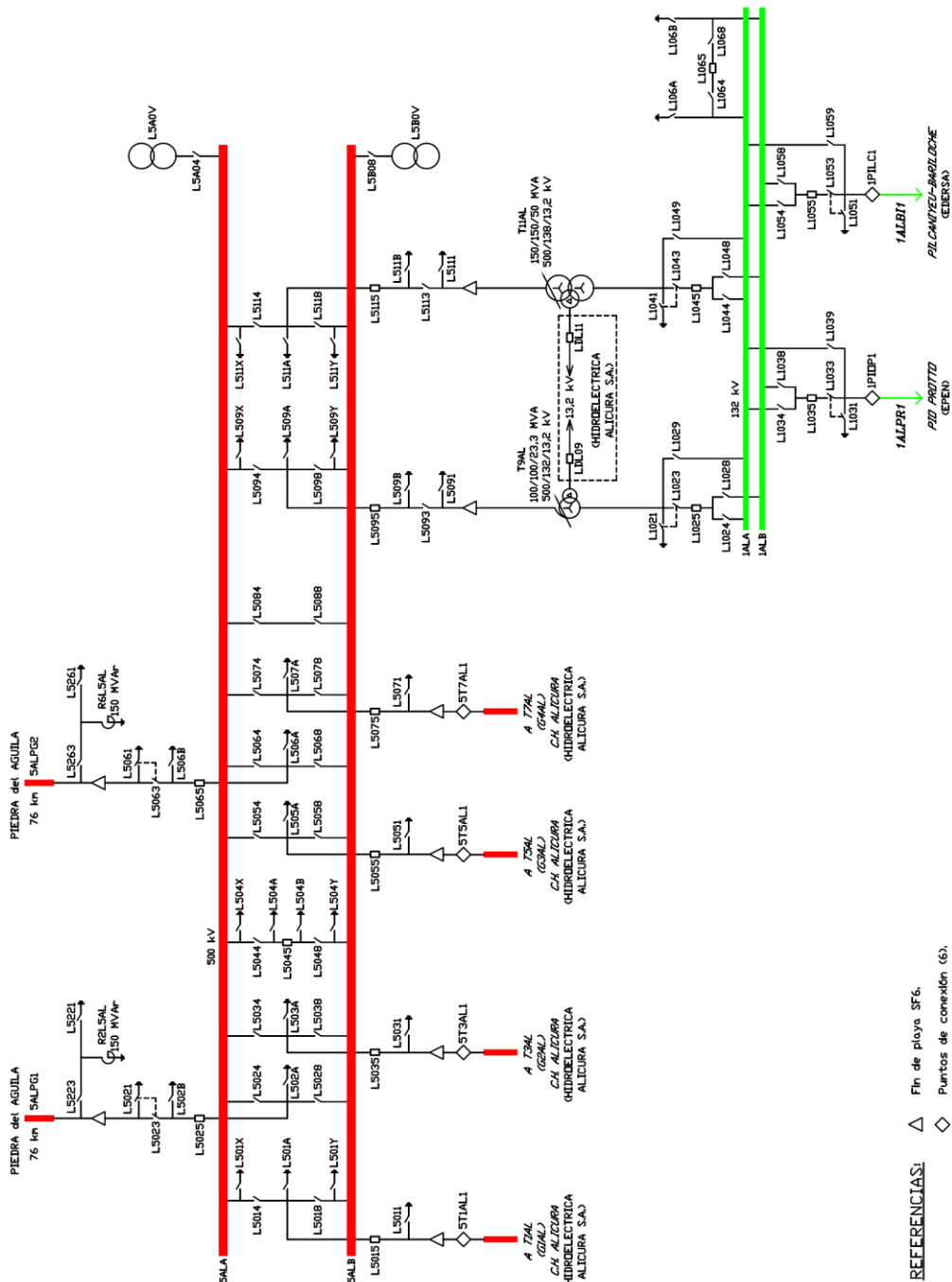
Figura N°1.1: Traza LAT 132 kV ALIPIBA



Fuente: CAMMESA

El primer tramo de la línea está compuesto por una línea simple terna de conductor de 300/50 mm² Al/Ac y el segundo tramo está compuesto una línea simple terna de conductor de 185/30 mm² Al/Ac, ambos tramos cuentan con hilo de guardia de Acero galvanizado de 50mm². La línea esta dimensionada estructuralmente para resistir las condiciones climáticas más desfavorables de la zona, las estructuras son metálicas y al igual que la morsetería fueron especialmente diseñadas, a lo largo de su vida útil no ha registrado problemas estructurales.

Figura N°1.2: Unifilar E.T Alicurá



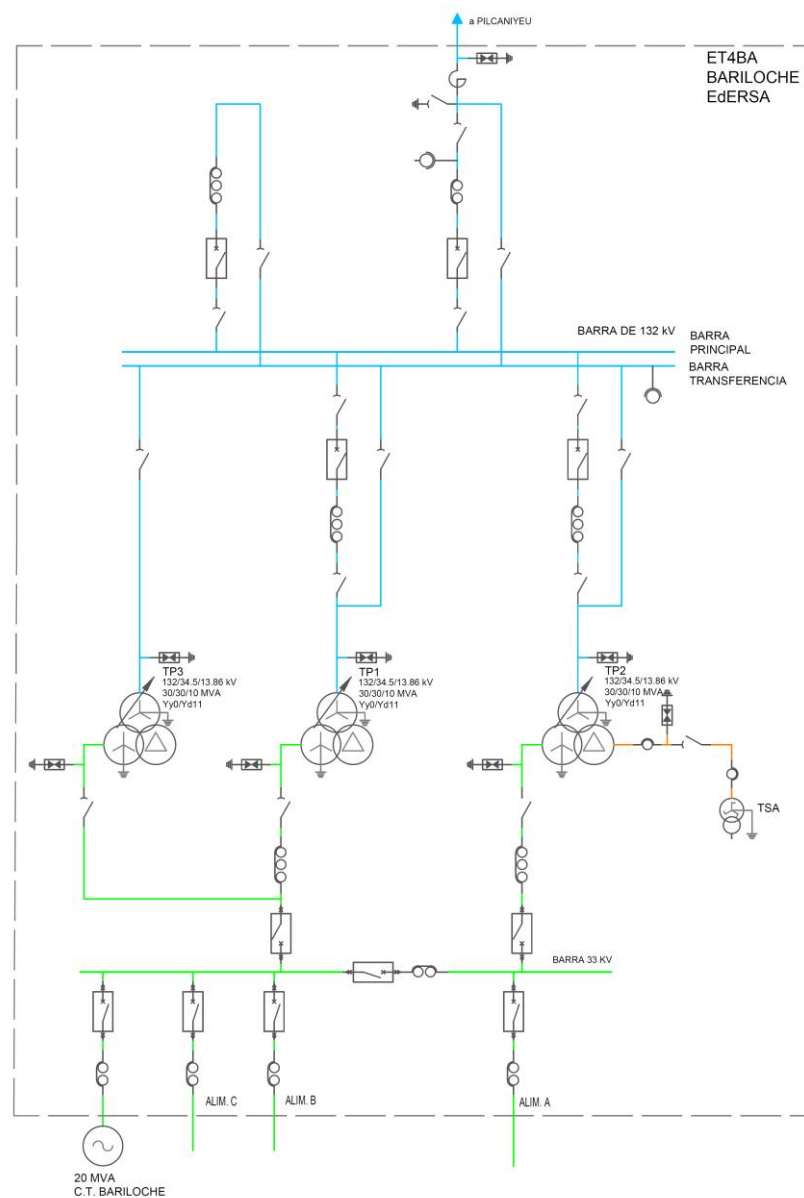
Fuente: TRANSENER S.A.

Originalmente el proyecto ALIPIBA fue concebido para alimentar una gran demanda que se había proyectado en el área de Pilcaniyeu, finalmente fue de gran utilidad para alimentar a la ciudad de S.C. de Bariloche. Cabe destacar que la entrada en servicio fue en el año 1987 con un horizonte de vida útil

de 30 años, el cual ya ha sido superado ampliamente. En su época fue una de las obras de infraestructura eléctrica más importante de la provincia de Río Negro al situarse en una región accidentada y con tramos de difícil acceso.

Actualmente el sistema ALIPIBA está limitado a unos 55 MW aproximadamente, situación que será ratificada posteriormente en este proyecto mediante simulaciones, debido a la caída de tensión que se produce en la línea. Más allá de esa potencia los valores de tensión en barra de la ET se ubican por debajo de 0.95 p.u, si bien la tolerancia permite un valor $\pm 7\%$ según el ANEXO 27 de los procedimientos de CAMMESA, en este trabajo se considerará una tolerancia de $\pm 5\%$ dado que operativamente permite una mejor regulación bajo carga de los transformadores, con el fin de mantener los valores de tensión en 33 kV en un nivel aceptable.

Figura N°1-3 – Unifilar E.T. Bariloche



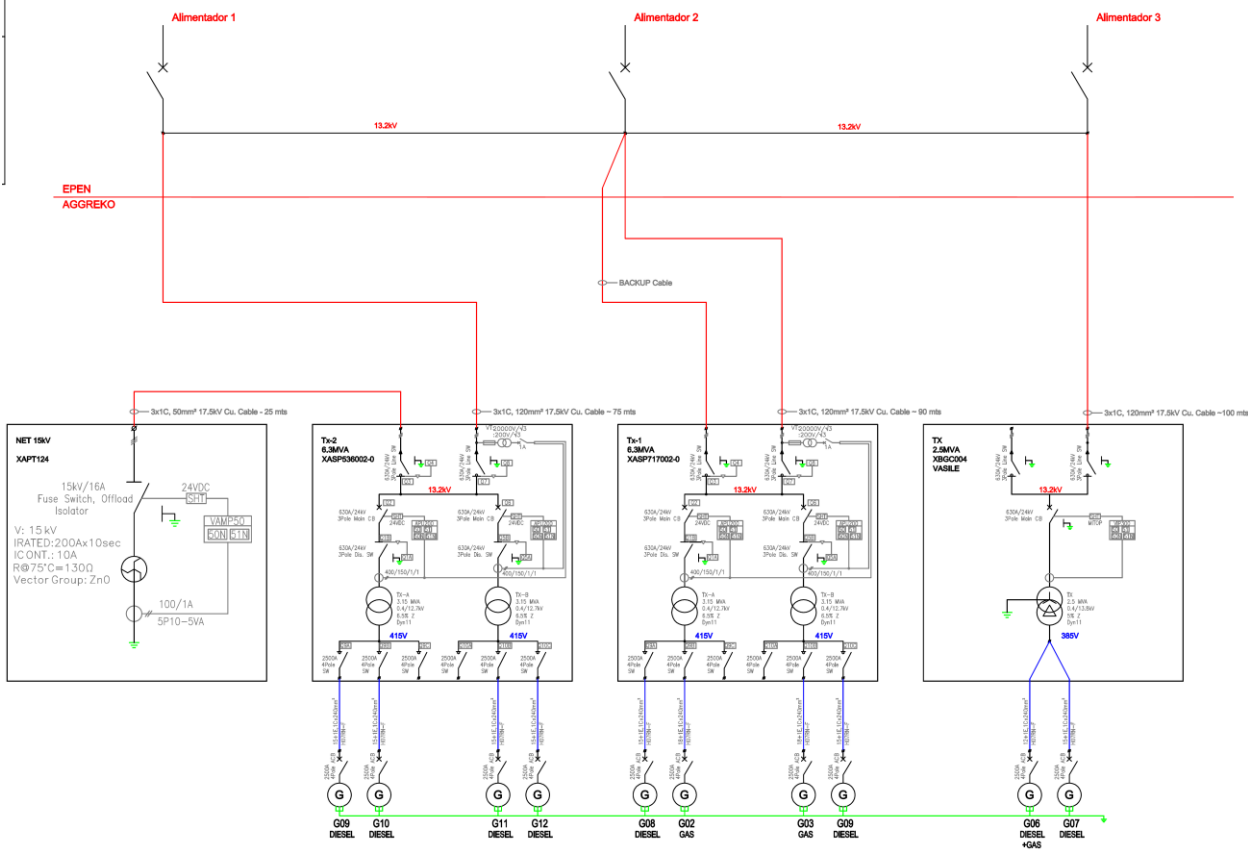
Elaboración propia en base a información de CEB.

En el extremo de la L.A.T se encuentra la ET Bariloche actualmente con una potencia instalada de 90MVA con tres transformadores de potencia de 3 arrollamientos 132/34,5/13,86 kV, aunque solo se pueden operar con 2 transformadores en servicio, toda la carga esta sobre los arrollamientos de 33 kV, este es el punto límite de responsabilidad de la transportista, y a partir de ese punto la jurisdicción es de la empresa distribuidora de la ciudad, Cooperativa de Electricidad Bariloche (CEB).

Se aprecia en la Figura N° 1.3 el esquema unifilar de la ET Bariloche

Por su parte la ciudad de Villa la Angostura funciona aislada del SADI, no posee vinculación al mismo. El suministro eléctrico está a cargo del Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN), el cual se encarga de la distribución en 13,2 kV a partir de la generación térmica. El parque generador instalado, es propiedad de una empresa externa que además se encarga de mantenerlo y operarlo. Para esto el EPEN posee un contrato de prestación de dichos servicios. Se aprecia en la siguiente imagen el esquema unifilar de la instalación.

Figura N° 1-4- Unifilar Generación Villa La Angostura



Fuente: EPEN

La central cuenta con generadores a Gas, Diésel y combinados que pueden funcionar con Gas o Diésel. Los costos de este tipo de generación son aún más elevados, ya que, por restricciones en el consumo de gas, se debe utilizar en su mayoría el Diésel como combustible para la generación.

Con el fin de vincular al SADI a la ciudad, y abaratar los costos del abastecimiento eléctrico, el EPEN realizo la licitación, en el año 2012, y la posterior construcción de las siguientes obras:

- 19.6 km de LAT en 132 kV desde el cruce de las Rutas Nacionales N° 237 y N° 40 hasta la ET Paso Coihue 132/33/13,2 kV, con estructuras de hormigón, disposición de ménsulas triangular, conductor 150/25mm² y cable de guardia tipo OPGW
- ET Paso Coihue 132/33/13,2 kV, simple juego de barras con entrada de línea en 132 kV, con una potencia instalada de 30 MW a través de 2 transformadores 15/15/10 MVA, y celdas tipo interior para los alimentadores en 33 kV y 13, 2 kV.
- 41 km de línea doble terna de cable subterráneo de 33 kV desde la ET Paso Coihue hasta la ciudad de Villa la Angostura.

En la siguiente imagen satelital se aprecia dicho conjunto de obras:

Figura N° 1-5 – Obras construidas por EPEN



Elaboración propia en base a información de EPEN

En el cruce de las Rutas Nacionales N° 237 y N°40 finaliza la LAT de 132 kV, sin vinculación a ningún sistema esperando la futura vinculación con el Sistema ALIPIBA II el cual se espera sea la solución de abastecimiento para la región que nos compete.

Sistema eléctrico futuro

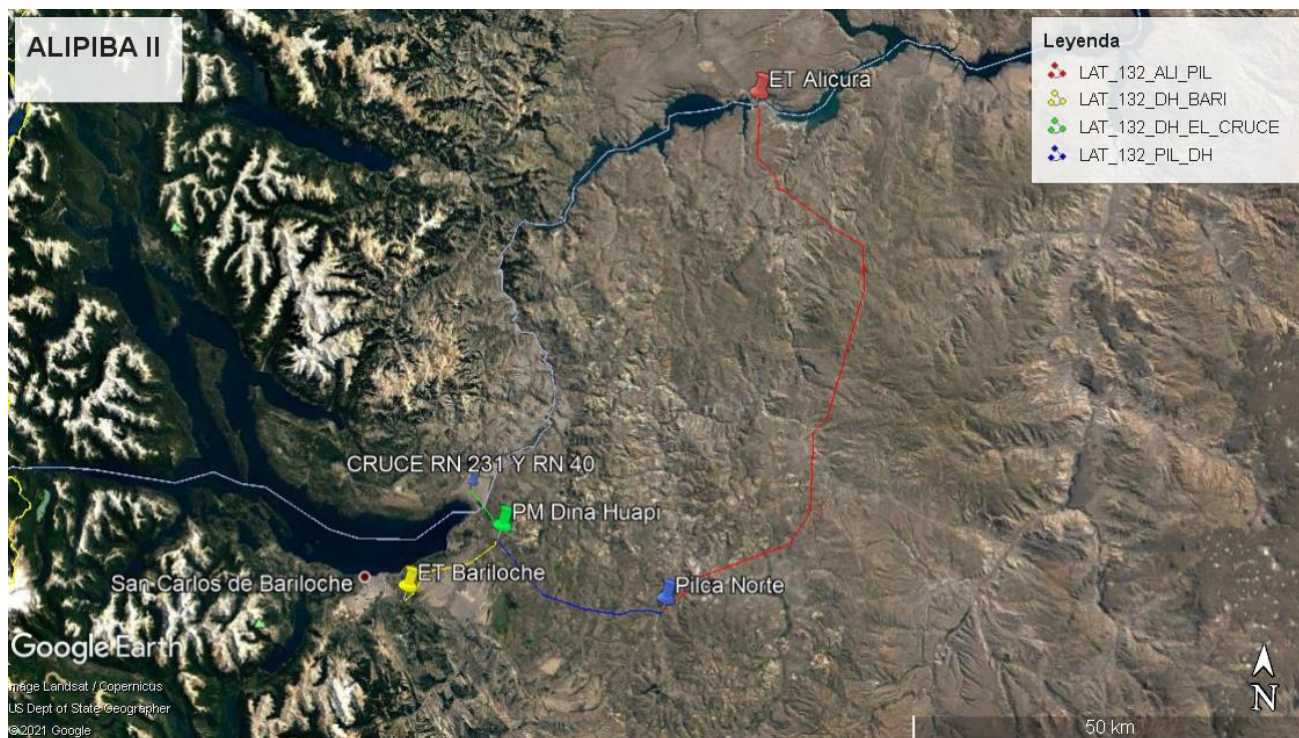
Con el Proyecto ALIPIBA II se pretende dar solución, aumentando la confiabilidad del actual sistema y mejorando la calidad del servicio para la próxima década, a saber, el mismo se compone de:

- L.A.T de 132 kV Alicurá – Pilca Norte de aproximadamente 87 km de longitud, con conductor Al/Ac 300/50mm² y cable de guardia tipo OPGW.
- L.A.T de 132 kV Pilca Norte – Dina Huapi de aproximadamente 33 km de longitud con conductor Al/Ac 300/50mm² y cable de guardia tipo OPGW.

- L.A.T de 132 kV Dina Huapi – Bariloche de aproximadamente 17 km de longitud con conductor Al/Ac 300/50mm² y cable de guardia tipo OPGW.
- L.A.T de 132 kV Dina Huapi – El Cruce de longitud 8 km hasta la L.A.T existente actualmente fuera de servicio.
- Playa de Maniobra Dina Huapi, compuesta por un esquema de barras simple con cada campo compuesto por seccionador lado línea, interruptor, seccionador de barra, transformadores de intensidad, de tensión y todo el equipamiento auxiliar necesario.
- Ampliación y adecuación de la ET Bariloche, esto comprende un campo de entrada de línea totalmente equipado, con seccionador de bypass y todo el equipamiento asociado para comando, protección y control. Además, se deberá construir un nuevo campo de transformador para vincular el transformador de potencia hoy energizado a través del campo de acoplamiento de barras.
- Ampliación ET Alicurá, comprende la construcción de un nuevo campo de salida de línea completo y todo el equipamiento asociado para la vinculación de la Línea Alicurá – Pilca Norte.

Se aprecia en la siguiente imagen satelital las trazas y ubicaciones de las mencionadas obras.

Figura N°1-6 – Obras a futuro



Elaboración propia en base a información EPEN

CAPITULO II: ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este capítulo es estimar la demanda futura proyectada de las ciudades de S.C. de Bariloche y Villa la Angostura, en el próximo periodo de 25 años, para lo que se utilizarán los datos históricos de la demanda, y en base a su tendencia se inferirá la demanda futura.

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Durante la década de los años 80 (1980-1990) se construyó el gasoducto cordillerano y la línea de alta tensión (132 kV) Alicurá-Pilcaniyeu-Bariloche (ALPIBA), esta última se habilitó en marzo de 1987, lo que permitió la vinculación de la ciudad de Bariloche al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Durante esta década el crecimiento de la zona fue un poco inferior a la década anterior, la cual estuvo caracterizada por un crecimiento poblacional superior al 11% anual, según datos del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), debido en gran parte a una alta tasa de inmigración y particularmente en la ciudad de Bariloche al desarrollo de centros de alta tecnología e investigación. La actividad más importante de este periodo fue el turismo que tuvo un gran crecimiento, debido principalmente a un valor de dólar alto, lo que favoreció un crecimiento turístico del sector interno de Argentina.

En la siguiente década, años 1990-2000, las tasas de crecimiento poblacional tendieron a la baja, se mantuvo un crecimiento en el sector turístico, siendo este la principal actividad de la zona, pero debido a la paridad peso dólar se hacen atractivos económicamente otros destinos. Por estos años se empezó desarrollar el turismo estudiantil generando una actividad importante dentro de la ciudad, pero sin denotar en un gran consumo de energía eléctrica. A su vez se destaca el crecimiento del centro de esquí ubicado en el cerro Catedral, con grandes inversiones.

Durante los años 2000-2010 la zona tuvo un crecimiento poblacional considerable, en el caso particular de VLA casi se duplicó la población en esa década y en el caso de SCB la población creció a un ritmo que dobló al promedio nacional de crecimiento, según datos obtenidos del INDEC y de la Dirección Provincial de Estadísticas y Censos de la Provincia del Neuquén. Aunque fue una década de marcadas crisis económicas el turismo no se vio tan afectado por estas y tuvo un crecimiento casi en todos los años salvo en el periodo 2007-2009 que estuvo marcado además por una crisis internacional. Con respecto al requerimiento de energía las potencias máximas demandadas aumentaron en gran proporción a comparación con otras décadas, el aumento fue entre un 6 % y 8 % en promedio, según los datos históricos proporcionados por la Cooperativa de Electricidad Bariloche (CEB).

Desde el año 2010 a la actualidad el consumo de energía ha tenido un gran crecimiento, debido a varios factores, tales como crecimiento poblacional, crecimiento de la actividad turística, y una problemática que comenzó durante el 2010 referente a la falta de suministro de gas a hogares y restricciones de uso en el caso de generación eléctrica, este problema a su vez va aparejado de un aumento en los

costos de generación en el caso de Villa La Angostura y por otro lado el gran aumento de consumo de electricidad debido a la necesidad de las nuevas construcciones que no pueden acceder a la red de gas natural. A fines de 2018 se comenzaron a brindar nuevas conexiones a la red de gas natural, aunque todavía están en curso y se prevé que no serán suficientes y dejarán aproximadamente la mitad de los requerimientos en espera. Todos estos datos son información no oficial debido a que ningún organismo se refirió al respecto. Además, durante este periodo el consumo de la ciudad de Bariloche supero la capacidad de transporte de la línea por lo que se debió recurrir a una planta móvil de generación térmica perteneciente a la empresa Termo Córdoba (ex - So Energy) la cual ya hemos mencionado anteriormente.

CONSIDERACIONES

Antes de presentar los modelos de proyección que se utilizaran, se estudiaran las relaciones que poseen las ciudades entre su consumo de electricidad, su población y su principal actividad económica (el turismo), este análisis se hará en base a datos de los últimos años según la información disponible. Se busca ver si existe una estrecha relación entre las variables y la forma de explicar dicha relación.

La información necesaria para este estudio fue suministrada en parte por la CEB, el Ente Provincial de Regulador de la Electricidad de Rio Negro (EPRE) y el Ente Provincial de Energía de Neuquén (EPEN), se obtuvieron los datos anuales de potencia máxima y mínima, sin desagregación por categoría.

En las siguientes tablas se presentan datos para poder realizar el análisis mencionado, en el caso de la ciudad de SCB se toman la cantidad de usuarios de la CEB y en el caso de la ciudad de VLA, al no disponer de este dato, se utiliza el dato de la población el cual está basado en una proyección realizada por el gobierno de la Provincia de Neuquén, con datos del censo 2010, por lo cual está realizada de ese año en adelante. Además, para ambas ciudades se presenta la potencia máxima demandada anual y la cantidad de turistas arribados por año, este último dato es obtenido de la base de datos del INDEC.

Asociado a cada dato presentado se calcula la variación anual del mismo, con lo cual se podrán observar las tasas de crecimiento o decrecimiento que presenten y en base a estas, las conclusiones necesarias.

En los datos de las tablas N°2-1 y N°2-2 se puede observar el constante crecimiento que presenta tanto en la cantidad de usuarios como en población, con un promedio anual de un 3% y un 4% respectivamente. No se presentan tasas negativas en ningún año, lo que indica el crecimiento que se presenta a lo largo del tiempo en las ciudades.

Tabla N°2- 1: Indicadores de la ciudad de San Carlos de Bariloche

San Carlos de Bariloche						
Año	Usuarios	%	Cant. De Turistas [Anual]	%	Potencia [kW]	%
2005	34659	-	637.024	-	37480	-
2006	35942	3,70	791.663	24,28	40542	8,17
2007	36976	2,88	746.364	-5,72	43115	6,35
2008	38009	2,79	679.549	-8,95	45960	6,60
2009	39150	3,00	605.641	-10,88	45110	-1,85
2010	40432	3,27	617.202	1,91	48875	8,35
2011	41852	3,51	491.285	-20,40	46888	-4,07
2012	42847	2,38	595.302	21,17	50371	7,43
2013	44414	3,66	615.421	3,38	52404	4,04
2014	45588	2,64	627.283	1,93	53423	1,94
2015	46842	2,75	649.150	3,49	57150	6,98
2016	48627	3,81	695.572	7,15	59088	3,39
2017	49806	2,42	742.715	6,78	59064	-0,04
2018	50902	2,20	673.698	-9,29	60068	1,70

Elaboración propia en base a datos del INDEC y CEB

Tabla N°2-2: Indicadores de la ciudad de Villa La Angostura

Villa La Angostura						
Año	Población	%	Cant. De Turistas [Anual]	%	Potencia [kW]	%
2005	-	-	79287	-	5090	-
2006	-	-	83559	5,39	5160	1,38
2007	-	-	77423	-7,34	5630	9,11
2008	-	-	83465	7,80	5490	-2,49
2009	-	-	64741	-22,43	5780	5,28
2010	10881	-	79441	22,71	6360	10,03
2011	11338	4,20	48952	-38,38	6100	-4,09
2012	11806	4,13	62656	27,99	5880	-3,61
2013	12287	4,07	75716	20,84	6350	7,99
2014	12780	4,01	76257	0,71	6380	0,47
2015	13285	3,95	65727	-13,81	7110	11,44
2016	13804	3,91	73420	11,70	6960	-2,11
2017	14332	3,82	85845	16,92	7160	2,87
2018	14874	3,78	100735	17,35	7300	1,96

Elaboración propia en base a datos del INDEC y EPEN

Respecto a la actividad turística, el comportamiento es muy similar en ambas ciudades, se puede observar que tiene tasas positivas y negativas, asociadas a diferentes situaciones que se presentan inevitablemente a los largos de los años, de tipo social, naturales, económicos, etc. A modo de ejemplo se nombran algunos años con sus situaciones singulares:

- Durante el periodo del 2007-2009 se registran tasas negativas, indicando una disminución de la cantidad de turistas que visitan las ciudades, esto fue debido a la crisis económica, y principalmente a partir del año 2008 de origen internacional.

- En el año 2009 se presenta una variación negativa importante (10.88%) ya que además de la crisis presente, durante la época invernal se presentó el brote de gripe H1N1.
- En el año 2011 ocurrió la peor caída de la actividad de los últimos años, esto fue debido a un fenómeno natural, ya que ocurrió la erupción del Cordón Caulle-Puyehue, la cual además de afectar al turismo afectó muy gravemente a toda la población.

Además, en ambas ciudades la temporada anual se divide en las estaciones de verano e invierno. Normalmente en los años estudiados se observa que las ciudades comparten el signo en las tasas, no los valores, es decir que cuando en una ciudad desciende la cantidad de turistas arribados descienden también en la otra y viceversa, aunque con valores diferentes.

Por último, se analizan los valores de potencia máximos demandados, claramente al igual que la actividad turística estos valores presentan tasas de crecimiento y decrecimiento, con lo cual se logra ver que no hay una estrecha relación con la cantidad de usuarios o con la cantidad de habitantes ya que estos siempre presentan tasas positivas. Con respecto al turismo si observamos diferencias anuales para una misma ciudad veremos diferentes situaciones:

- La cantidad de turistas arribados crece mientras que el valor de potencia máxima también aumenta.
- La cantidad de turistas decrece mientras que el valor de potencia máxima copia la tendencia.
- La cantidad de turistas crece y el valor de la potencia máxima disminuye.

Dada las relaciones mencionadas se puede notar que no hay una relación entre estas dos últimas variables estudiadas y tampoco la tendrá con la cantidad de población o de usuarios.

Como conclusión de lo mencionado en párrafos anteriores, se considera conveniente aplicar un modelo tendencial teniendo en cuenta la serie histórica de los valores de potencia desde la mayor cantidad de años que sea posible con los datos disponibles y además se podrá analizar el comportamiento de periodos relevantes como los que se presentan en años de gran crecimiento del consumo de energía eléctrica.

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

Este estudio se basará en la información disponible de consumos históricos de SCB y VLA para realizar una estimación de la potencia requerida a futuro por ambas ciudades. Como se ha mencionado anteriormente esto abarcará el periodo de los próximos 25 años. Se ha optado por considerar este tiempo ya que se lo considera razonable para la obra de la nueva línea que deberá realizarse y se espera en principio que durante ese tiempo sea suficiente con esa nueva ampliación, lo que ha de verificarse más adelante con las simulaciones pertinentes. La consideración anterior se basa en la construcción de la primera línea que vinculo a SCB al sistema eléctrico nacional, la misma fue realizada en 1987, y durante un periodo del mismo tiempo mencionado cumplió satisfactoriamente con los requisitos de energía de la ciudad.

A continuación, se presentan los datos históricos de ambas ciudades, en base a estos se podrá aplicar el modelo tendencial adoptado. Las potencias son las máximas solicitadas en el periodo del año correspondiente. En el caso de SCB estas están medidas en barras de 33 kV de la ET Bariloche, el cual es el punto de abastecimiento de la CEB por lo que dentro de este valor están incluidas las pérdidas totales.

Tabla N° 2- 2: Datos de la demanda de potencia de la ciudad de SCB

San Carlos de Bariloche					
Año	Potencia Máxima	Año	Potencia Máxima	Año	Potencia Máxima
	[KW]		[KW]		[KW]
1958	1280	1979	8900	2000	29128
1959	1440	1980	9410	2001	29800
1960	1490	1981	9370	2002	30165
1961	1550	1982	9500	2003	31451
1962	1590	1983	10920	2004	34322
1963	1780	1984	11270	2005	37480
1964	1860	1985	11120	2006	40542
1965	2320	1986	12880	2007	43115
1966	2370	1987	14208	2008	45960
1967	2530	1988	15300	2009	45110
1968	3270	1989	14739	2010	48875
1969	3560	1990	15324	2011	46888
1970	4590	1991	16324	2012	50371
1971	4250	1992	18831	2013	52404
1972	5000	1993	20476	2014	53423
1973	5670	1994	21562	2015	57150
1974	6580	1995	22393	2016	59088
1975	6550	1996	22882	2017	59064
1976	7050	1997	25308	2018	60068
1977	8250	1998	27179		
1978	8600	1999	28400		

Elaboración propia en base a datos de la CEB

Tabla N° 2- 3: Datos de la demanda de la ciudad de VLA

Villa La Angostura					
Año	Potencia Máxima	Año	Potencia Máxima	Año	Potencia Máxima
	[KW]		[KW]		[KW]
1996	2520	2004	4520	2012	5880
1997	2000	2005	5090	2013	6350
1998	2340	2006	5160	2014	6380
1999	2720	2007	5630	2015	7110
2000	3050	2008	5490	2016	6960
2001	3323	2009	5780	2017	7160
2002	3655	2010	6360	2018	7300
2003	3394	2011	6100	2019	6790

Elaboración propia en base a los datos de EPEN

Teniendo en cuenta la información anterior se pueden tomar diferentes escenarios para realizar las estimaciones.

ESCENARIO I – ESTIMACIÓN HISTÓRICA PURA

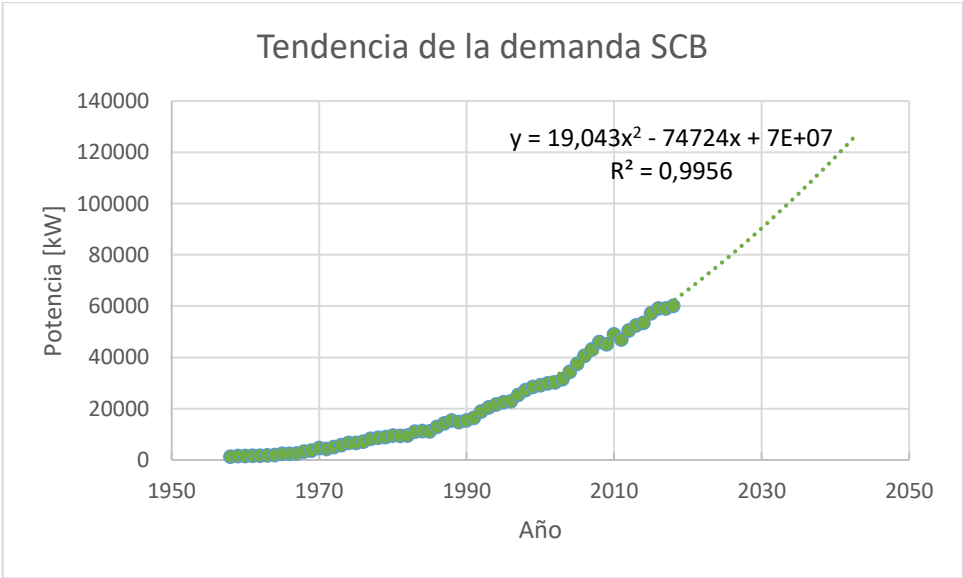
En este caso se utilizan todos los datos históricos para realizar la tendencia a futuro, como se había concluido anteriormente, por lo cual se denomina histórico puro.

La tendencia utilizada para la ciudad de SCB trata de una polinómica de segundo grado, la cual arroja un coeficiente de correlación de 0,99. Los datos de potencia que se pueden observar resultan razonables para los próximos años.

En cambio, para la ciudad de VLA se optó por utilizar una tendencia línea. Si bien las polinómicas de bajo orden presentaban un mejor coeficiente de correlación, no consideramos correcto estimar una caída de demanda eléctrica para la ciudad. Igualmente, con la tendencia adoptada el coeficiente de correlación obtenido fue de 0.9370

A continuación, se muestra en los gráficos las tendencias obtenidas, los demás resultados se pueden ver en el anexo A-1

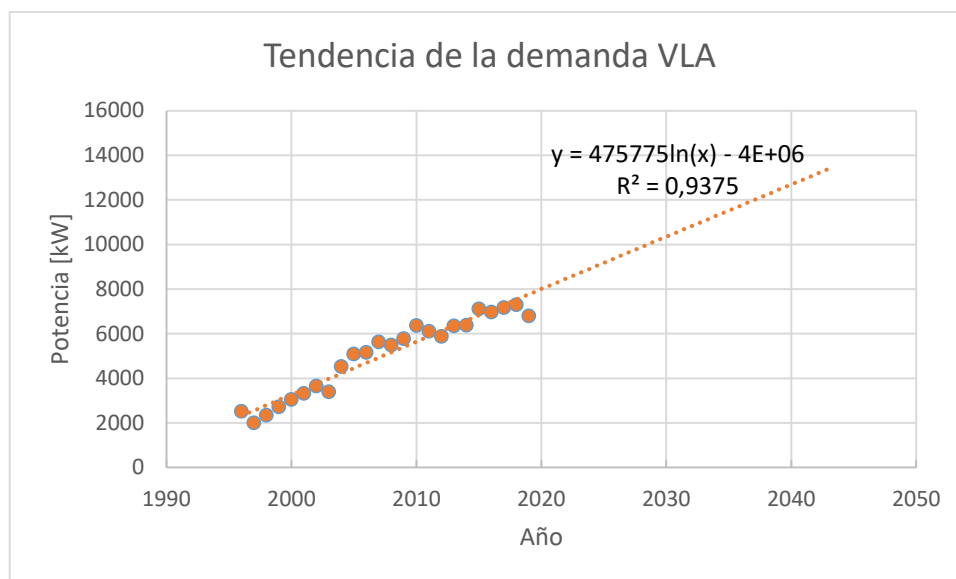
Figura N°2- 1: Tendencia de la demanda de la ciudad de SCB desde el año 1958 hasta el año 2043, se puede observar la tendencia polinómica que sigue la curva con su correspondiente formula y factor de correlación.



Elaboración propia en base a datos de la CEB

Figura N° 2-2: Tendencia de la demanda de la ciudad de VLA desde el año 1996 hasta el año 2043.

En este caso se observa la tendencia lineal que sigue la curva



Elaboración propia en base a datos del EPEN

Teniendo en cuenta la tendencia historia obtenida, se realizará con los datos de la Tabla N°2.4 una proyección para los escenarios de pico, valle y resto. Los escenarios mencionados corresponden al consumo energético en una franja horaria dada tal como sigue:

- Pico, comprende el horario entre las 18 horas. a 23 horas, es el periodo donde se tiene la mayor solicitud del sistema, por ende, se cobra una tarifa más cara.
- Valle, comprende el horario de 23 horas a 5 horas, por el contrario, al anterior es el periodo donde el sistema está menos solicitado y por lo tanto la tarifa es más barata.
- Resto, el resto de las horas que no corresponde a ninguno de los anteriores, la tarifa es un promedio.

Tabla N° 2- 4: Demanda de Potencia por hora y mes de la ciudad de San Carlos de Bariloche, datos del año 2017.

Potencia San Carlos de Bariloche [kW]												
	Primer Trimestre			Segundo Trimestre			Tercer Trimestre			Cuarto Trimestre		
Hora Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
00	40135	38261	38166	37903	39053	41197	45127	44761	42730	40940	39033	39073
01	36220	34048	34124	33919	34861	37641	40826	40549	38883	36591	35391	36018
02	34619	30743	31102	31374	31936	34775	38187	37605	35727	33182	32787	34049
03	31799	29123	29893	29758	30493	32920	36019	35301	34647	31686	30763	31748
04	29829	27953	29087	28783	29924	32096	34697	34227	32744	31221	29977	29837
05	28963	27878	28368	28763	30170	31695	34047	34452	32440	31023	29576	28554
06	28908	29159	30480	31545	32985	34354	35858	36969	35009	33320	30046	28431
07	28876	30436	34544	36484	37535	39000	41413	43193	41275	36385	32006	28909

Potencia San Carlos de Bariloche [kW]												
	Primer Trimestre			Segundo Trimestre			Tercer Trimestre			Cuarto Trimestre		
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
08	32460	32056	34858	37257	40847	42758	45475	46400	41522	37725	34562	31940
09	36160	35295	36861	38190	40735	45414	46545	47260	43974	41964	37944	35085
10	37857	37624	37992	39857	41989	45436	49331	48547	45441	44691	39071	36855
11	38806	38102	38868	41475	42583	45926	49124	48745	46247	44721	39710	37282
12	39319	38914	38792	41142	42756	45898	48950	49139	47311	44815	39804	37816
13	39110	38844	38318	40090	42459	45129	48688	48498	46119	45028	39189	37863
14	38199	38469	36911	38965	41733	44327	47567	47438	44435	43448	38155	37293
15	38310	38163	36833	38697	41190	43828	45790	46581	43744	42953	37636	37121
16	37169	37694	37785	38818	40100	44084	47463	46768	44022	42618	37082	36086
17	37044	37841	38194	39173	40230	46285	47473	45967	44629	42434	37475	35916
18	36925	37402	38465	42242	47360	50062	51688	49112	45534	44188	37358	36583
19	38026	40467	42328	47862	49736	52134	55962	54319	51771	48168	38897	37897
20	40504	43971	46231	48578	50109	51410	55894	55643	52627	51430	43958	40255
21	46047	46156	47275	48422	49672	50887	55718	55251	52666	50428	46961	43849
22	46518	45598	45621	46760	46861	48363	52833	52739	50641	48963	46192	44106
23	44045	42055	42085	42738	43567	44800	49335	49027	46725	45720	43002	42091
Max	46518	46156	47275	48578	50109	52134	55962	55643	52666	51430	46961	44106

Elaboración propia en base a datos de la CEB

Se puede ver que el valor máximo de potencia obtenido para el año 2017 en este caso no corresponde con el valor mostrado en la Tabla N°2-3 ya que los datos presentados en la Tabla N°2-5 se corresponden a valores de potencia transmitida por la línea ALIPIBA, mientras que en la Tabla N.º 2-3 son los valores de potencia máxima consumida por la ciudad de SCB, la cual tiene un valor mayor dado que durante los picos de consumo debe entrar la generación de Termo Córdoba (ex SoEnergy) para satisfacer la demanda de la ciudad.

En base a los datos anteriores se procede a calcular los valores de potencia para los diferentes horarios mencionados y considerando el año dividido en cuatro periodos, como se muestra en la tabla, acercándose lo más posible a las coincidencias con las estaciones verano, otoño, invierno y primavera. Para obtener los valores de pico, valle y resto se adoptaron las siguientes hipótesis:

- El valor pico se toma como el máximo presentado en su franja horaria (18 a 23 horas) y en los meses correspondientes al periodo seleccionado. Por ejemplo, para el tercer trimestre (invierno), el mayor valor que se presenta entre las 18 y 23 horas es de 55962 kW, por lo tanto, este valor será el adoptado para el periodo Pico Invierno.
- El valor valle se toma como el mínimo de potencia en su horario (23 a 5 horas) y periodo correspondiente. Por ejemplo, para el primer trimestre, el menor valor en el mencionado horario es de 27878 kW, ese valor es adoptado como valor Valle Verano.

- El valor resto es calculado como el promedio de potencia en su horario y periodo correspondiente

Bajo las anteriores consideraciones se obtienen los valores presentados en la Tabla N°2-5 para el año 2017.

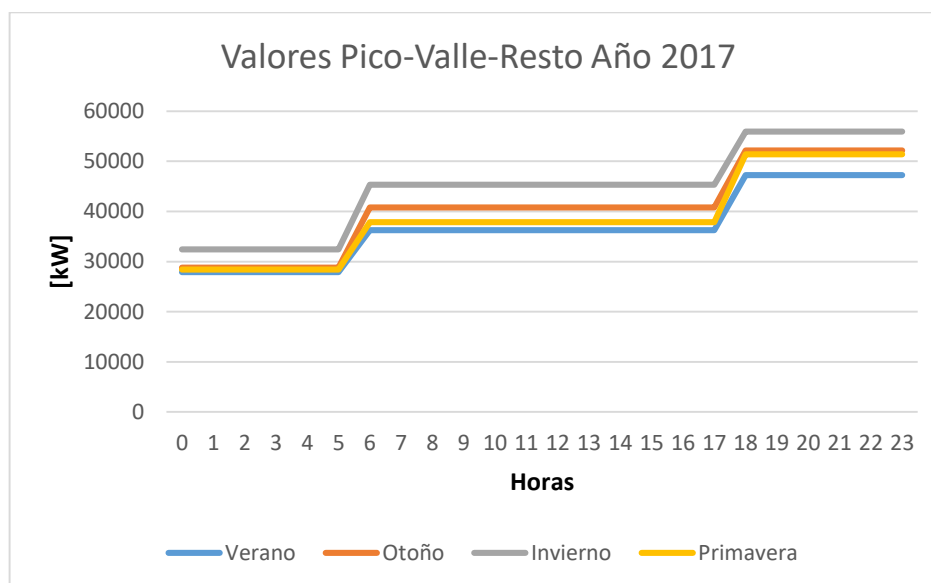
Tabla N° 2- 5: Valores de pico, valle y resto correspondientes al año 2017.

San Carlos de Bariloche (Año 2017)				
Potencia [kW]				
Periodo	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Pico	47275	52134	55962	51430
Valle	27878	28763	32440	28554
Resto	36257	40813	45359	37872

Elaboración propia

A modo de ilustrar cómo evolucionan las demandas en los diferentes horarios para las diferentes estaciones se muestra la siguiente gráfica.

Figura N° 2- 2: Evolución temporal de los valores promedios de pico, valle y resto durante el año 2017 para la ciudad de SCB



Elaboración propia

Se nota claramente que los valores más altos en cada franja horaria corresponden a la estación invernal, mientras los menores valores se presentan en verano, las otras dos estaciones toman valores intermedios.

Con los datos de pico, valle y resto calculados para el año 2017 y con el fin de trasladar las franjas horarias a la potencia máxima consumida por la ciudad y no la transmitida por la línea se procede a realizar lo siguiente:

- Se considera el valor de pico de invierno como base, ya que es el mayor que se presenta (100%)

- Tomando como base al valor de pico invierno (100%) se calculan los porcentajes que representan los demás valores en las diferentes estaciones, con lo que se obtienen los resultados de la Tabla N° 2-6.
- Los valores picos obtenidos en la proyección histórica para las ciudades de SCB y VLA son afectados por los porcentajes de la tabla N°2-6 para obtener los resultados de las tablas N°2-7 y N°2-8.

Se considera apropiado usar los porcentajes de tabla N°2-6 en ambas ciudades, ya que como hemos mencionado, más allá de las diferencias en cuanto al tamaño poblacional, tienen comportamientos similares.

Tabla N° 2- 6: Valores en % de la Potencia Máxima

Potencia [%]				
Periodo	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Pico	84,48	93,16	100,00	91,90
Valle	49,82	51,40	57,97	51,02
Resto	64,79	72,93	81,05	67,67

Elaboración propia

A continuación, se presentan los datos de pico, valle y resto para los años 2018, 2028, 2033 y 2043, se consideran de acá en adelante como años de corte. Con los porcentajes obtenidos se afectaron las potencias obtenidas de máxima de manera de obtener las estimaciones de potencia en pico, valle y resto estacionales.

Tabla N° 2-7: Valores de potencia en pico, valle y resto para los años de corte de la ciudad de SCB

San Carlos de Bariloche					
Potencia [kW]					
Año	Periodo	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
2018	Pico	50744	55959	60068	55203
	Valle	29923	30873	34820	30649
	Resto	38917	43808	48687	40650
2028	Pico	72164	79582	85425	78507
	Valle	42555	43906	49519	43587
	Resto	55346	62301	69239	57810
2033	Pico	83194	91745	98481	90506
	Valle	49059	50617	57087	50249
	Resto	63804	71822	79821	66646
2043	Pico	107665	118731	127449	117128
	Valle	63490	65505	73880	65029
	Resto	82572	92949	103301	86250

Elaboración propia

Tabla N° 2-8: Valores de potencia en pico, valle y resto para los años de corte de la ciudad de VLA

Villa La Angostura					
Potencia [kW]					
Año	Periodo	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
2019	Pico	5736	6326	6790	6240
	Valle	3383	3490	3936	3465
	Resto	4399	4952	5503	4595
2028	Pico	8364	9224	9901	9099
	Valle	4932	5089	5739	5052
	Resto	6415	7221	8025	6700
2033	Pico	9365	10328	11086	10188
	Valle	5523	5698	6426	5657
	Resto	7182	8085	8985	7502
2043	Pico	11367	12536	13456	12366
	Valle	6703	6916	7800	6866
	Resto	8718	9813	10906	9106

Elaboración propia

Se presentan a modo de resumen los valores pico para los años de corte.

San Carlos de Bariloche

Año 2028: 85.425 kW

Año 2033: 98.481 kW

Año 2043: 127.449 kW

Villa la Angostura

Año 2028: 9.901 kW

Año 2033: 11.086 kW

Año 2043: 13.456 kW

ESCENARIO II – ESTIMACIÓN MÁXIMO CRECIMIENTO

Para este caso se considera un escenario de máximo crecimiento de la demanda de potencia. Analizando la situación actual socio-económica que atraviesan las ciudades, se visualizara si ya hubo una situación similar en el pasado, y se tomara la misma de referencia para estimar una tasa de crecimiento constante para los siguientes 25 años.

Partiendo del análisis de la información que ya hemos mencionado, en el capítulo 1 del presente trabajo, podemos destacar el periodo 2001-2010 el cual hemos visto que se presentó un gran crecimiento, tanto poblacional, turístico y de consumo energético. Durante esa época se presentó en el país una crisis que devaluó la moneda nacional y causo que el dólar tuviera valores muy altos en relación con el peso, lo que de cierta forma fomento el turismo interno y el turismo de extranjeros hacia el país. Si

analizamos ese periodo para el caso de la potencia obtenemos una tasa de crecimiento para la ciudad de SCB de 5.4% y para VLA de 8.9%. Estos valores resultan bastantes más altos que los obtenidos en el escenario histórico ya que en ese caso los valores fueron de 3% y 2.6% respectivamente.

A continuación, se muestran los datos de potencia para los años de corte ya mencionados, con las tasas de crecimiento de 5,4% para la ciudad de SCB y 8.9% para VLA.

San Carlos de Bariloche

Año 2028: 101.636 kW

Año 2033: 132.206 kW

Año 2043: 223.696 kW

Villa la Angostura

Año 2028: 14.626 kW

Año 2033: 22.401 kW

Año 2043: 52.546 kW

A simple vista se ve un crecimiento que se puede considerar excesivo para las ciudades y se puede concluir que claramente en el año 2042 prácticamente se necesitaría contar con una tercer o cuarta línea para el abastecimiento eléctrico de las ciudades o contar con una fuerte generación de energía. Aunque estos resultados están basados en una tendencia, se deben seguir año a año los crecimientos que se presentaran con el objetivo de ir realizando las inversiones necesarias para no llegar a una crisis energética en la zona. Más adelante en este trabajo retomaremos estos resultados y veremos hasta qué punto podrá operar el sistema con las dos líneas, la actual y la proyectada, considerando como escenario de máxima situación.

Se muestra el total de los resultados obtenidos en el anexo A-2

ESCENARIO III – ESTIMACIÓN CON VLA INTERCONECTADA

Este escenario se aplicará a la ciudad de VLA, teniendo en cuenta que la ciudad no se encuentra conectada al SADI, y solo depende de la generación propia del EPEN, puede darse la situación de que en el momento que se habilite su conexión al sistema haya una demanda de potencia mayor a la obtenida en la tendencia con los datos históricos, esto puede deberse a que se eliminaran ciertas restricciones de potencia que pueden existir en algunas conexiones en la actualidad.

Considerando lo mencionado anteriormente, podemos suponer, a partir de la interconexión al SADI, un crecimiento superior durante los primeros 3 años con una tasa promedio del 6% y el resto de los años con la misma tendencia obtenida en el escenario histórico, equivalente a una tasa de 2.6%. Se supondrá además que la conexión se realizará en el año 2022.

Los datos obtenidos en los años de corte son los siguientes

Villa la Angostura

Año 2028: 9.433 kW

Año 2033: 10.725 kW

Año 2043: 13.864 kW

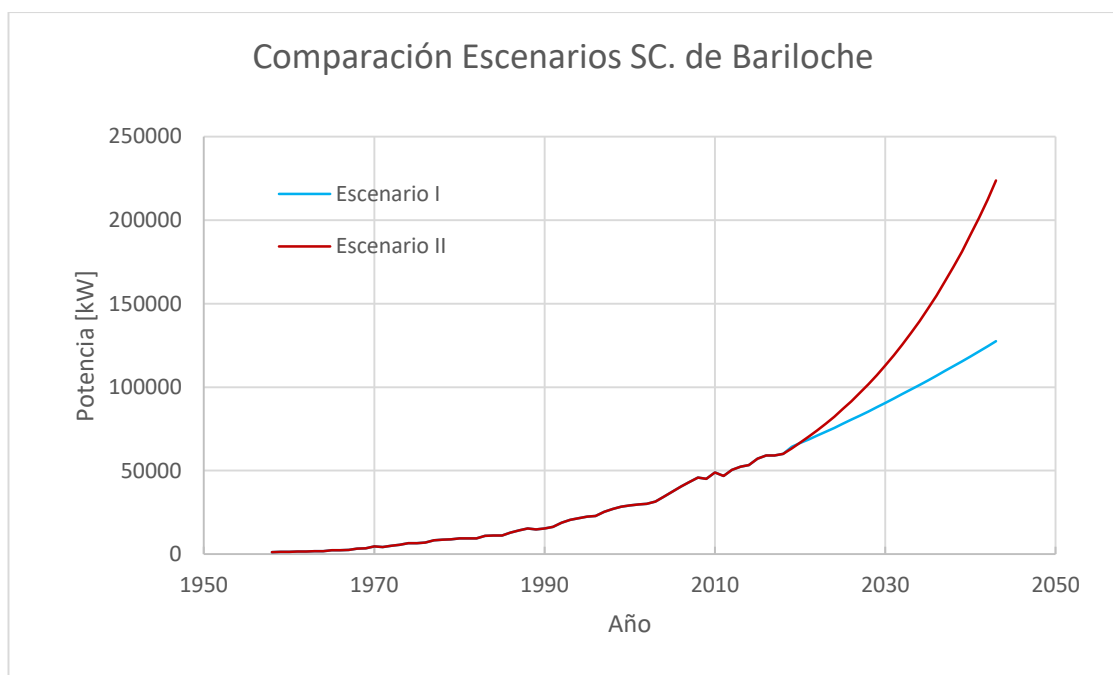
Este escenario está sujeto a la interconexión de VLA al SADI, lo que requiere la ejecución y finalización de la segunda línea, como es complejo saber en qué año estarán finalizadas las obras, en principio no se utilizarán estos valores en las simulaciones

Los resultados obtenidos en este caso se muestran en el anexo A-3

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS

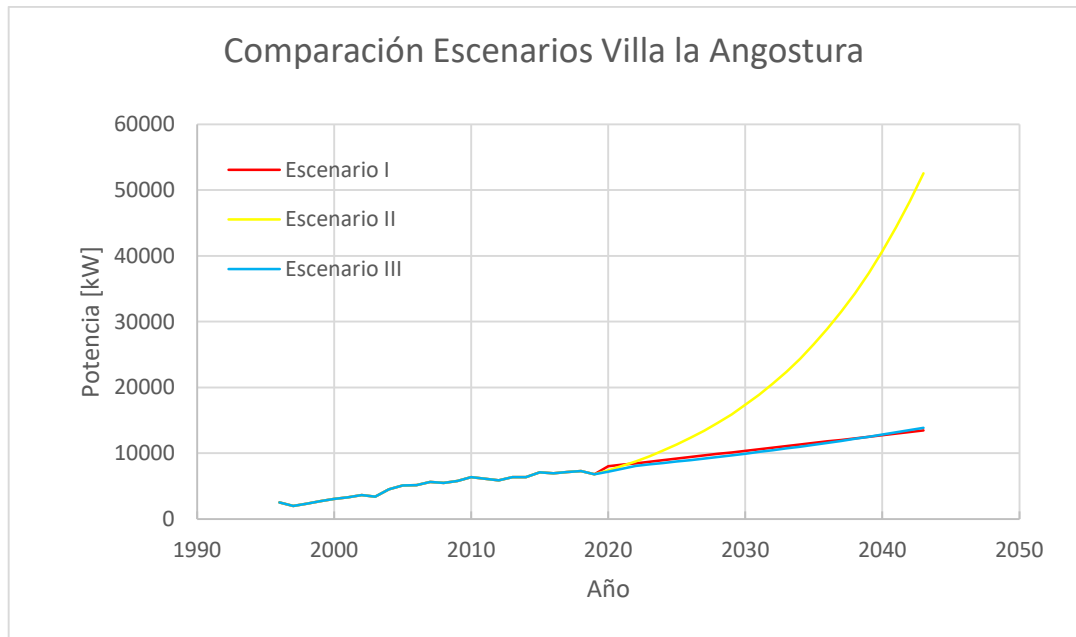
Se muestran en las gráficas a continuación la comparación de las tendencias obtenidas para los siguientes escenarios.

Figura N° 2- 3: Tendencia para los Escenario I y II para la ciudad de SC. de Bariloche.



Elaboración propia

Figura N° 2- 4: Tendencia para la ciudad de Villa La Angostura, para los diferentes escenarios. Se observa la similitud entre los escenarios I y III



Elaboración propia

En principio se considera apropiado el escenario histórico puro como la opción más viable para las simulaciones. Como se realizarán varias simulaciones con diferentes conexiones se harán principalmente con el escenario histórico. Cabe destacar que al basarse en suposiciones la tendencia puede cambiar totalmente por lo que se deberá constantemente realizar un seguimiento correcto a las variables analizadas con el fin de poder anticiparse a los problemas que se podrían presentar.

CAPITULO III: ANÁLISIS DEL SISTEMA

Introducción

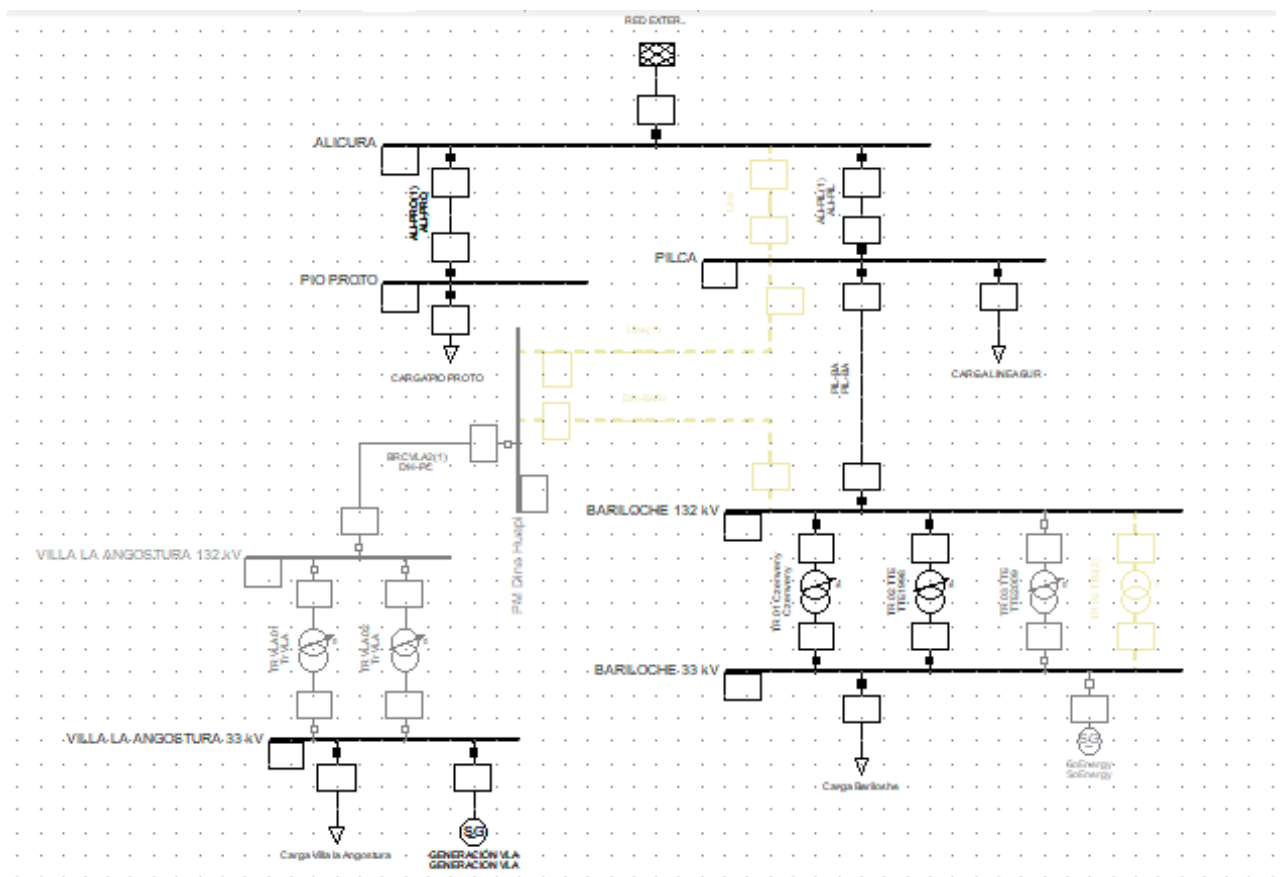
En este capítulo estudiaremos el comportamiento eléctrico del sistema ALIPIBA actual, y sus futuras ampliaciones proyectadas. Para esto utilizaremos las estimaciones de demanda calculadas en el capítulo II.

Las simulaciones se realizarán mediante la utilización del software Power Factory DIGSILENT.

Sistema eléctrico a modelar

Como hemos descrito en el capítulo I, tomaremos como límite de estudio del sistema la barra de 132kV de la E.T. Alicurá, hasta la barra en 33 kV en la E.T Bariloche. Por su parte Villa la Angostura, en la actualidad se encuentra en isla, con su generación térmica propia, tal como se muestra en la siguiente figura, ya proyectándonos al futuro se modelará la interconexión, primero desde Bariloche y a posterior con ALIPIBA II, como se observa en las líneas punteadas.

Figura N° 3-1: Sistema actual a simular



Elaboración Propia: en software DIGSILENT

Para el modelado del sistema se utilizaron los siguientes parámetros eléctricos:

Tabla N° 3-2: Parámetros eléctricos líneas

Origen	Destino	Tension nominal	Longitud	Conductor		Hilo de guardia		Tipo Estructura	R1	X1	B1	R0	X0	B0
		kV		mm2	material	mm2	material							
E.T. Alicura	E.T. Pilcaniyeu	132	87	300/50	Al/Ac	50	Ac	Metalica	0.11	0.396	2.9	0.432	1.395	2
E.T. Pilcaniyeu	E.T. Bariloche	132	37	150/25	Al/Ac	50	Ac	Metalica	0.18	0.413	2.78	0.511	1.405	1.98
(*) E.T. Alicura	E.T. Pilcaniyeu	132	87	300/50	Al/Ac	120	DPGW	Metalica	0.095	0.4	2.9	0.3	1.08	1.8
(*) E.T. Pilcaniyeu	P.M. Dina Huapi	132	33	300/50	Al/Ac	120	DPGW	H°A°	0.095	0.4	2.9	0.3	1.08	1.8
(*) P.M. Dina Huapi	E.T. Bariloche	132	17	300/50	Al/Ac	120	DPGW	H°A°	0.095	0.4	2.9	0.3	1.08	1.8
(*) P.M. Dina Huapi	El Cruce	132	8	150/25	Al/Ac	120	DPGW	H°A°	0.2	0.42	2.8	0.43	1.05	1.8
El Cruce	Coihue	132	19.6	150/25	Al/Ac	120	DPGW	H°A°	0.2	0.42	2.8	0.43	1.05	1.8

Elaboración propia en base a datos de la guía de referencia de TRANSCOMAHUE S.A

Tabla N° 3-3: Parámetros eléctricos transformadores

Denominación	Estacion Transformadora	Potencia	Tension N	Conexión	Reactancia Directa			Reactancia Homopolar		
		MVA (1)	kV (1)		X 1-2	X 1-3	X 2-3	X ₀ 1-2	X ₀ 1-3	X ₀ 2-3
TR 01 Czerwen	Bariloche	30/30/30	132/34.5/13.8	Yy0-Yd11	11.0%	17.8%	5.7%	9.4%	15.1%	5.1%
TR 02 TTE	Bariloche	30/30/10	132/34.5/13.8	Yy0-Yd11	10.2%	17.5%	5.8%	8.6%	14.9%	5.2%
TR 03 TTE	Bariloche	30/30/10	132/34.5/13.8	Yy0-Yd11	11.0%	18.1%	5.7%	9.4%	15.4%	5.1%
(*) TR 04 TTE	Bariloche	30/30/10	132/34.5/13.8	Yy0-Yd11	10.2%	17.5%	5.8%	8.6%	14.9%	5.2%
TR VLA 01	Coihue	15/15/10	132/34.5/13.8	Yy0-Yd11	11%	17%	6%	9,35%	9,35%	9,35%
TR VLA 02	Coihue	15/15/10	132/34.5/13.8	Yy0-Yd11	11%	17%	6%	9,4%	9,35%	9,35%

Elaboración propia en base a datos de la guía de referencia de TRANSCOMAHUE S.A

Nota (*): Instalaciones a futuro, parámetros obtenidos de instalaciones similares.

Los transformadores se modelan con la posición de TAP automática, la cual nos permite regular la tensión en las barras de 33 kV.

Para no modelar las redes de distribución de VLA se considera un parque generador de 9MW conectado directamente a la barra de 33 kV. El esquema unifilar actual de VLA fue presentado en la figura N°1-4 del Capítulo 1 de este trabajo.

Los cálculos de flujo de potencia, se realizaron mediante la herramienta “Quasi-Dynamic Simulation”, la cual permite realizar cálculos en periodos de tiempo determinados, con despacho de carga y generación variables. (En el anexo B-1 se explica el procedimiento realizado para obtener las simulaciones mediante dicha herramienta).

Para los casos de estudio de este proyecto se optó por tomar fracciones de tiempo de una hora, en un periodo de un día. Se utilizaron curvas características para un día típico de cada uno de los periodos (verano, otoño, invierno, primavera), tomando como referencia la Tabla N° 2- 5: “Demanda de Potencia por hora y mes de la ciudad de San Carlos de Bariloche, datos del año 2017” del capítulo II.

La mencionada tabla fue dividida en trimestres, los cuales representaran cada estación, de la siguiente manera:

- Trimestre 1- Verano: Comprende los meses desde Enero a Marzo
- Trimestre 2- Otoño: Desde Abril a Junio
- Trimestre 3- Invierno: Los meses desde Julio a Septiembre
- Trimestre 4- Primavera: Desde Agosto a Octubre.

Los valores hora a hora se representan en valores por ciento respecto a la potencia máxima del año.

Luego de realizado lo anterior, se toma para cada estación el promedio entre las horas de cada mes. Se presenta a continuación el cálculo realizado para la hora 0:00 de la estación verano:

- 1- Para el periodo de verano, según la tabla mencionada anteriormente tenemos:

MES	ENE	FEB	MAR
HORA	[MW]		
00	40135	38261	38166

- 2- El valor máximo de potencia durante el año 2017 fue de 55,962MW, durante el mes de julio a las 19 hs.
- 3- Calculando el valor porcentual para cada mes a la hora 00:00, respecto al valor de máxima potencia obtenemos.

MES	ENERO	FEBRERO	MARZO
HORA	[%]		
00	71	68	68

- 4- Luego realizamos el promedio y redondeando a dos decimales obtenemos que el promedio para la hora 0:00 de la temporada verano es igual a 0,69.

Realizando lo anterior para todas las horas y temporadas se obtiene la siguiente tabla:

Tabla N° 3-4: Valores característico de carga

Hora/periodo	Verano	Otoño	invierno	Primavera
00:00	0.69	0.70	0.79	0.71
01:00	0.62	0.63	0.72	0.64
02:00	0.57	0.58	0.66	0.60
03:00	0.54	0.55	0.63	0.56
04:00	0.52	0.54	0.61	0.54
05:00	0.51	0.54	0.60	0.53
06:00	0.53	0.59	0.64	0.55
07:00	0.56	0.67	0.75	0.58
08:00	0.59	0.72	0.79	0.62
09:00	0.65	0.74	0.82	0.68
10:00	0.68	0.76	0.85	0.72
11:00	0.69	0.77	0.86	0.72
12:00	0.70	0.77	0.87	0.73
13:00	0.69	0.76	0.85	0.73
14:00	0.68	0.74	0.83	0.71
15:00	0.67	0.74	0.81	0.70
16:00	0.67	0.73	0.82	0.69
17:00	0.67	0.75	0.82	0.69
18:00	0.67	0.83	0.87	0.70
19:00	0.72	0.89	0.97	0.74

Hora/periodo	Verano	Otoño	invierno	Primavera
20:00	0.78	0.89	0.98	0.81
21:00	0.83	0.89	0.97	0.84
22:00	0.82	0.85	0.93	0.83
23:00	0.76	0.78	0.86	0.78

Elaboración propia según datos de la CEB

Tabla N° 3-5: Potencias máximas en cada periodo

Potencias máximas [kW]								
	2022		2028		2033		2043	
	SCB	VLA	SBC	VLA	SBC	VLA	SBC	VLA
Verano	59991	7164	72164	8364	83194	9365	107665	11367
Otoño	66157	7900	79581	9224	91745	10328	118731	12536
Invierno	71015	8480	85425	9901	98481	11086	127449	13456
Primavera	65264	7793	78506	9099	90506	10188	117128	12366

Elaboración propia según estimaciones

La tabla N°3-4 de valores característicos de carga será utilizada para todos los años de corte, se considerará que el comportamiento de la demanda no tendrá cambios. El único cambio radica en el valor de la potencia máxima considerada en cada año, el cual será afectado por los valores presentados en dicha tabla.

Se tomarán para las dos ciudades la misma curva de variación diaria ya que como hemos mencionado anteriormente tienen un comportamiento similar.

Sistema eléctrico actual

Concentrándonos primeramente en el sistema eléctrico actual, observamos el comportamiento de los perfiles de tensión en las barras de 132 kV y 33 kV de Bariloche y Villa la angostura.

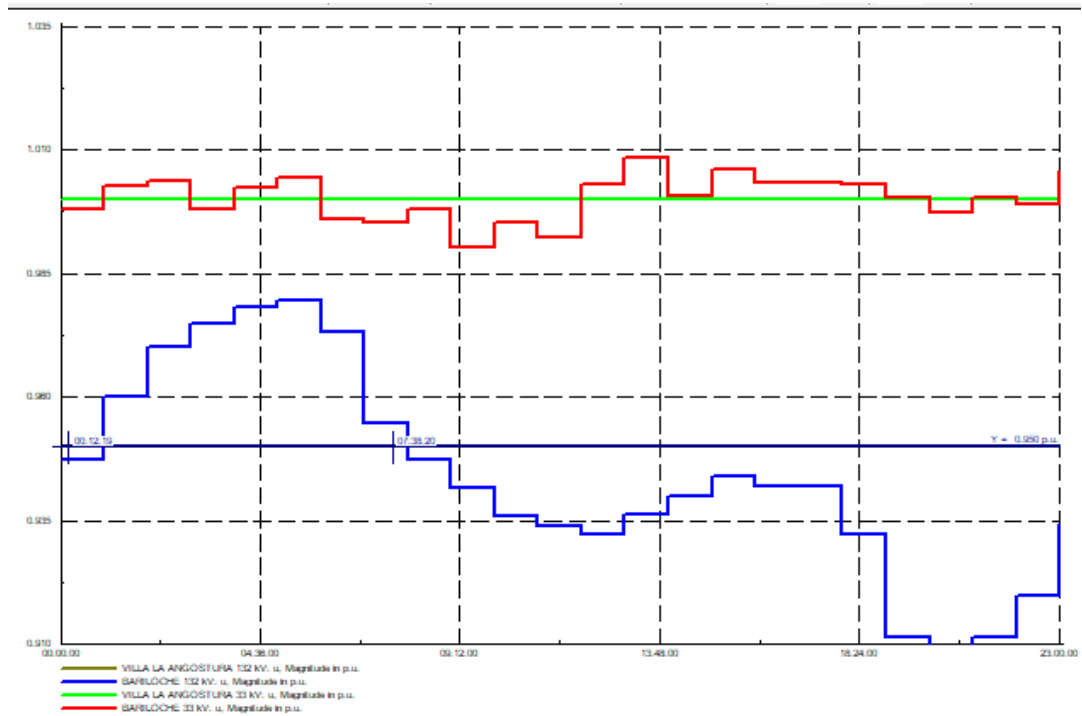
En VLA tendremos siempre una tensión constante fijada por el parque generador, en la condición inicial solo se verifica que la demanda no sea superior a la generación instalada. Por otro lado, en BRC además de verificar los niveles de tensión obtenidos se debe analizar el porcentaje de carga de los transformadores y demás elementos intervinientes, por ejemplo TI, capacidad de las líneas, etc., como así también el despacho de generación térmica (G.T.) en E.T.B en los periodos en los que estos parámetros se encuentren fuera de los permitidos.

Veamos primeramente que ocurre con el nivel de tensión en 132 kV si no se despacha la G.T. en el periodo de invierno (periodo de máxima demanda). Tengamos en cuenta que, en la fecha de realización de este trabajo, la E.T.B cuenta con 2 transformadores de 30 MVA, en servicio, con un tercero próximo a ponerse en funcionamiento.

Para esto se realiza el estudio de flujo sobre el sistema representado en la Figura N° 3-1 obteniéndose los siguientes resultados:

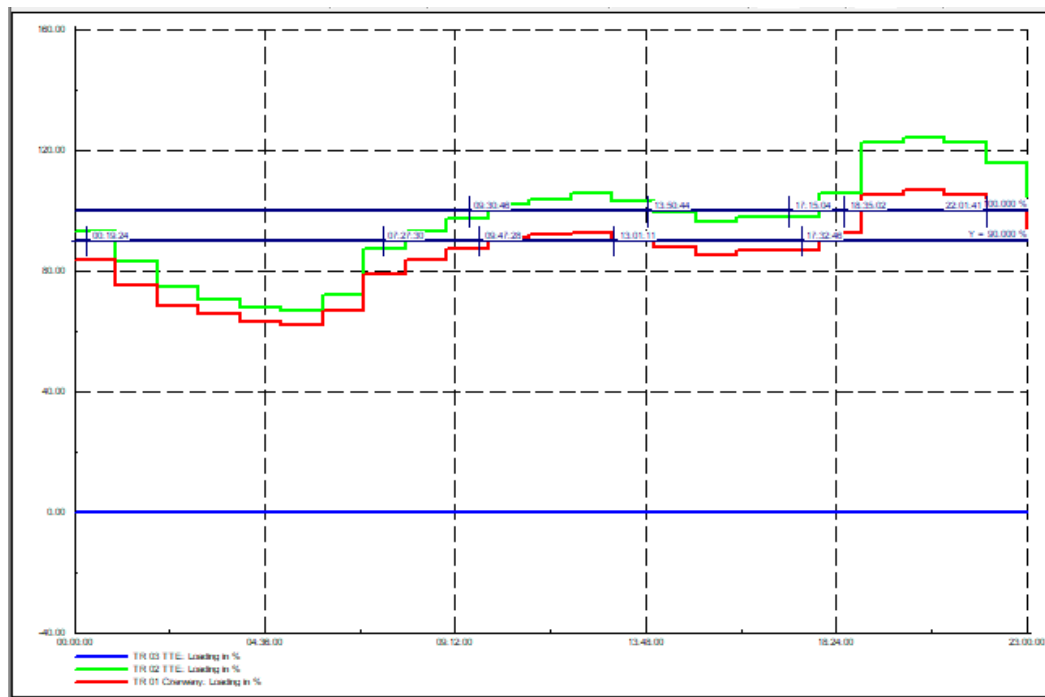
Periodo invierno

Figura N°3-2a: Perfil de tensión diario en barras de 132kV para día típico invierno sin GT



Elaboración propia en software DIGSILENT

Figura N° 3-2b: Porcentaje de carga en transformadores E.T.B. para día típico invierno sin G.T

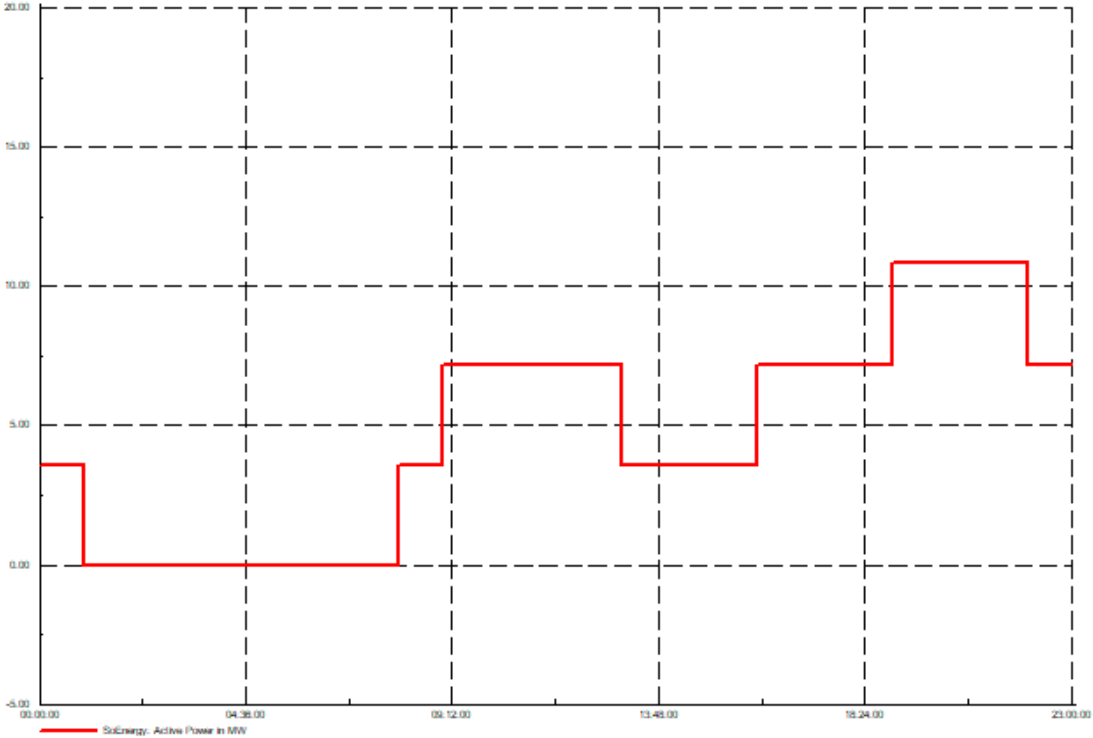


Elaboración propia en software DIGSILENT

En los casos donde la demanda supera el umbral de los 43MW la tensión en la barra de 132 kV cae por debajo de los niveles permitidos ($\pm 5\%$). En cuanto a los transformadores, como hoy se está operando con 60 MVA de potencia instalada, estos en los picos de demanda se encuentran sobrecargados. Por lo cual es necesario el despacho de G.T.

A modo de optimizar los recursos se despacha en forma escalonada la generación, con el mínimo de potencia necesaria para subsanar la caída de tensión, y/o aliviar la carga en los transformadores, tal como se muestra en la siguiente figura.

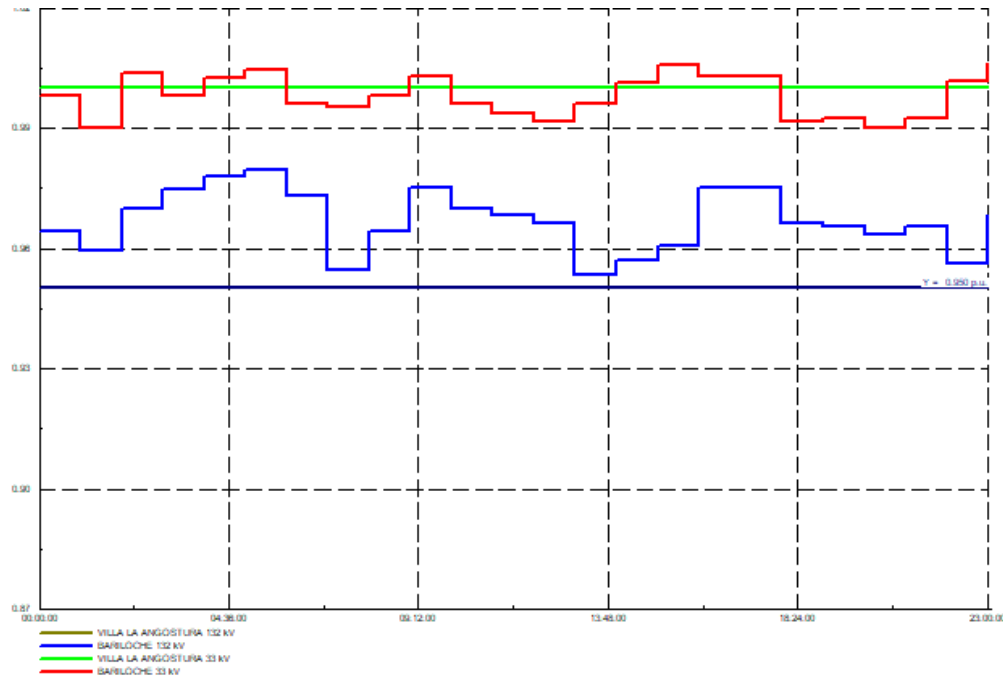
Figura N° 3-2c: Despacho generación térmica en E.T.B. para día típico invierno



Elaboración propia en software DIgSILENT

Puede notarse durante el periodo comprendido entre la 01:00hs y 08:00hs la generación neta es de 0 MW, mientras que durante del día se despacha generación con un máximo de 11MW y un mínimo de 4MW aproximadamente. Este despacho será el máximo durante el año ya que la temporada invernal es la de mayor demanda. Aun en esta condición, el despacho esta alrededor del 50% de la potencia instalada en la central Térmica Bariloche.

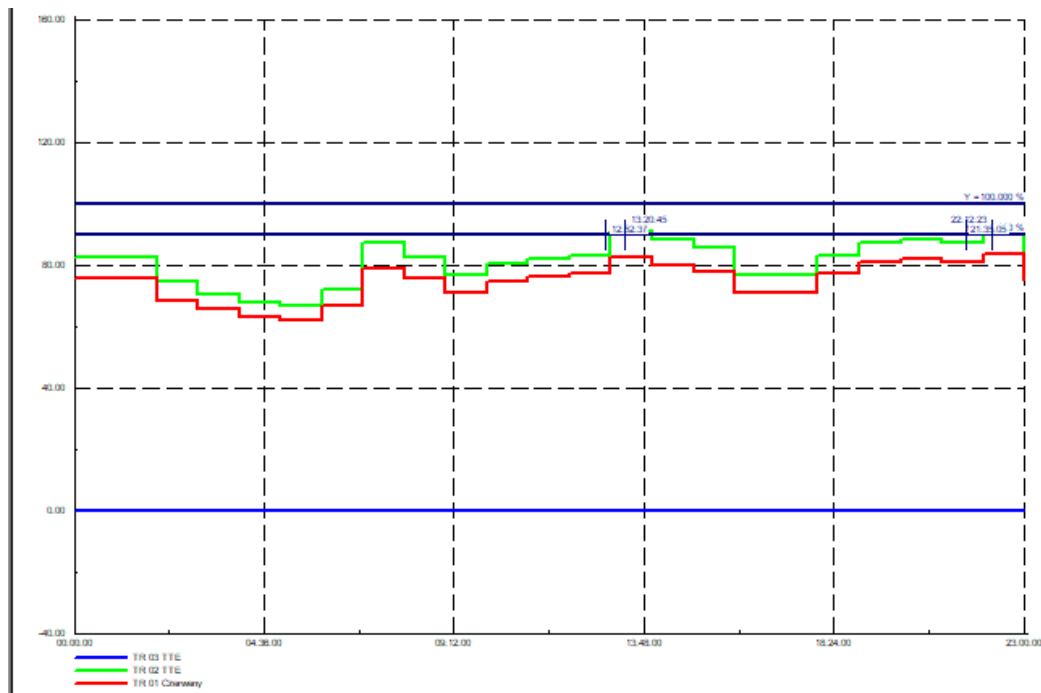
Figura N°3-2d: Perfil de tensión en barras de 132-33kV para día típico invierno con G.T



Elaboración propia en software DIgSILENT

Se observa en la gráfica anterior que la tensión en la ET B. en 132 kV se mantiene sobre 0,95 pu durante todo el día cuando son despachadas las máquinas.

Figura N° 3-2e: Porcentaje de carga en transformadores E.T B. para día típico invierno con G.T



Elaboración propia en software DIgSILENT

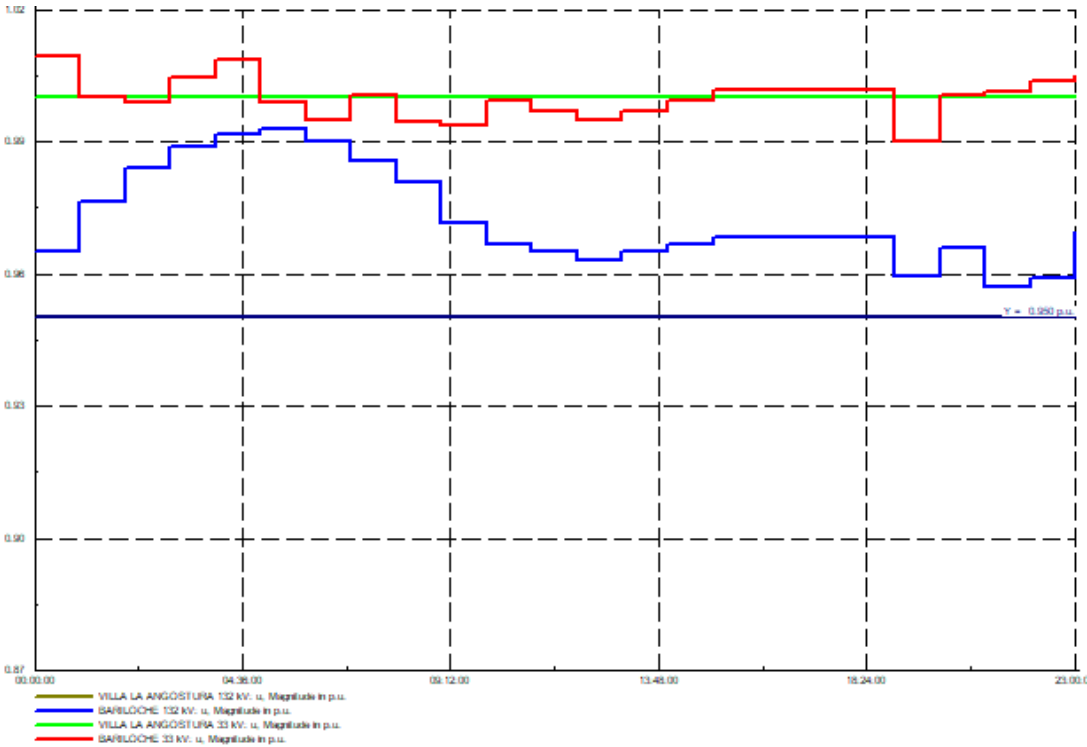
Al despachar la generación los dos transformadores se mantienen por debajo de su carga nominal durante todo del día.

Como no se llegan a restricciones por la capacidad de transformación y la tensión en barra de 132 kV se mantiene por sobre los umbrales regulados concluimos que el despacho mostrado es óptimo para el escenario bajo estudio.

La metodología mencionada es utilizada en los siguientes periodos, para realizar los despachos de generación cuando resulte necesaria.

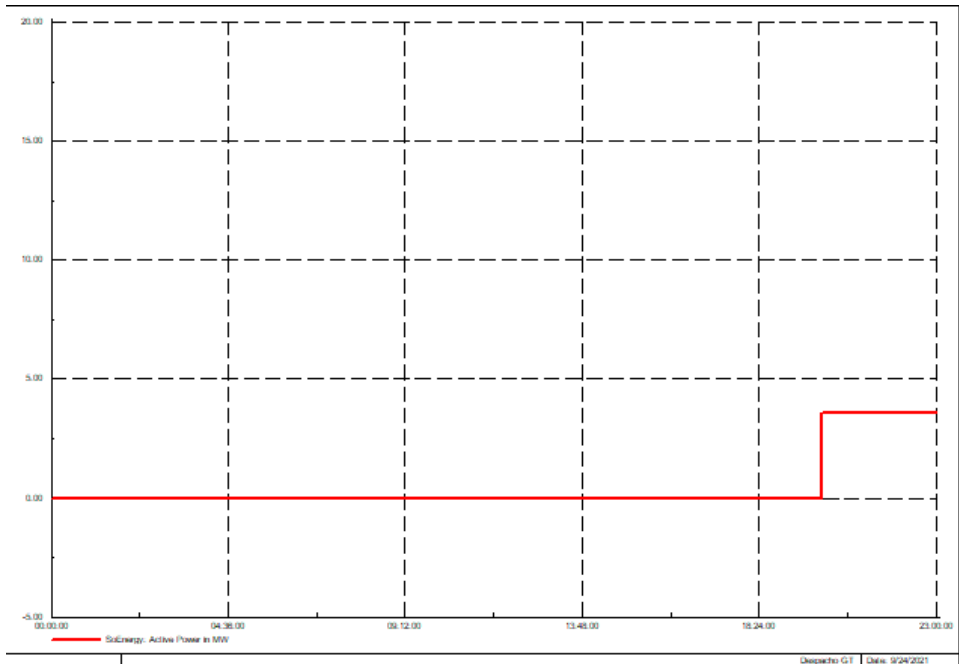
Periodo verano:

Figura N° 3-3a: Perfil de tensión en barras de 132 - 33kV para periodo de verano con G.T



Elaboración propia en software DIGSILENT

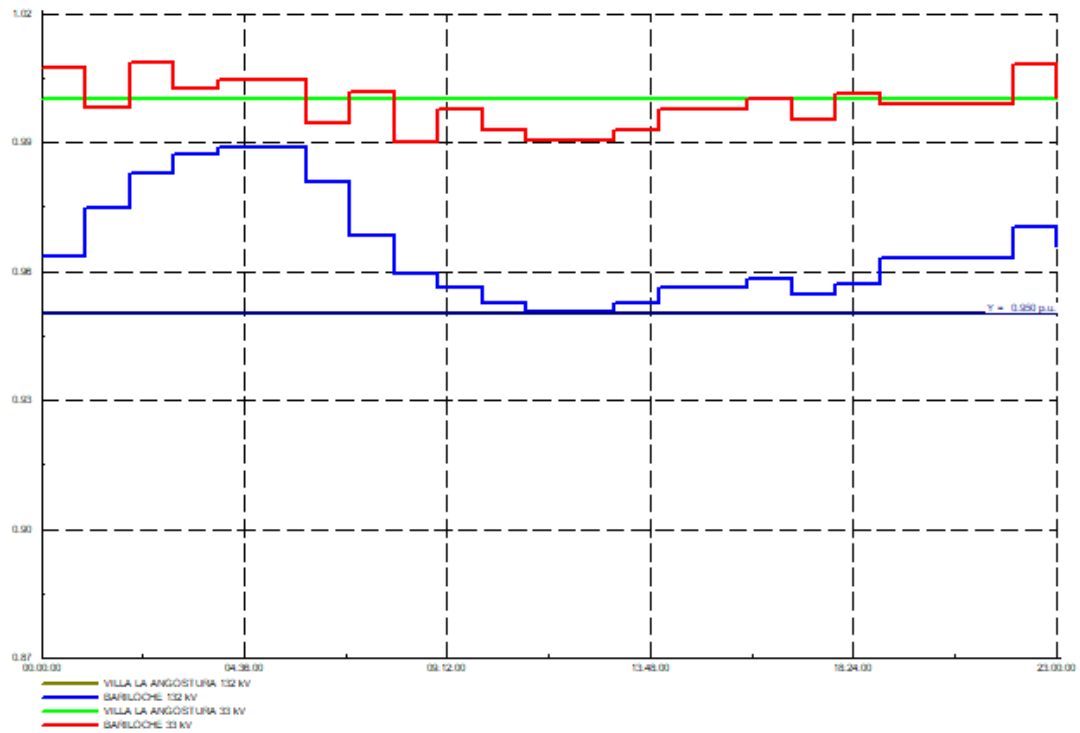
Figura N° 3-3b: Despacho generación térmica en E.T B. periodo verano



Elaboración propia en software DIGSILENT

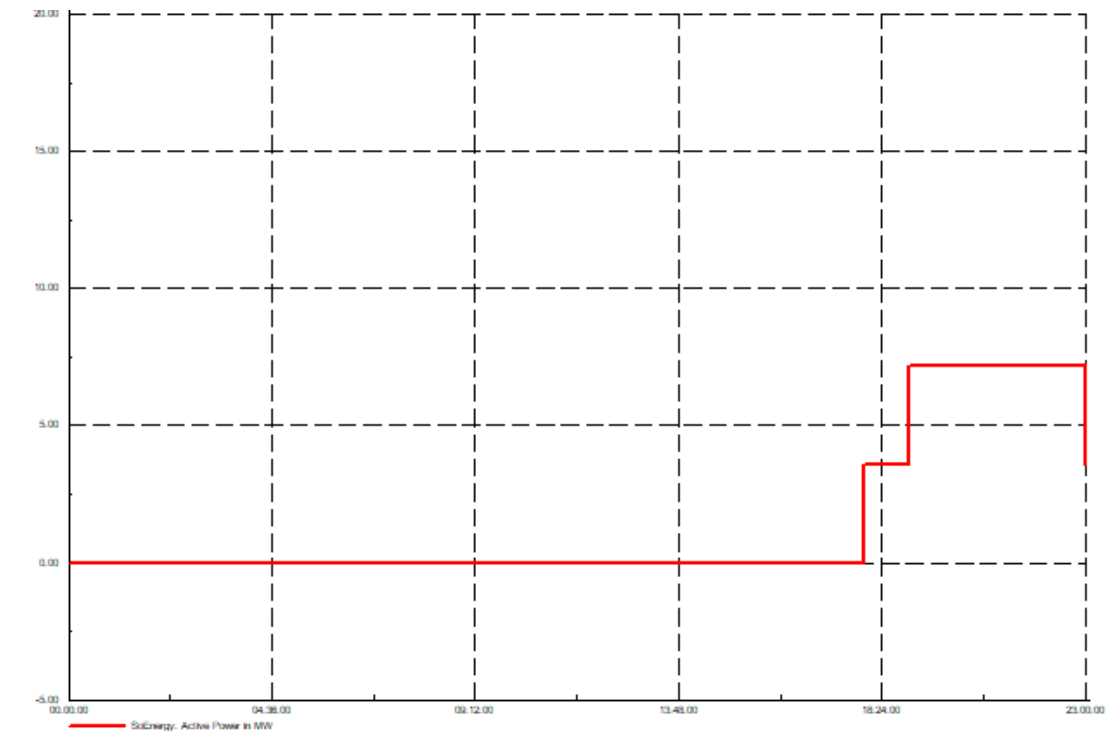
Periodo otoño

Figura N°3-4a: Perfil de tensión en barras de 132 - 33kV para periodo de otoño con G.T



Elaboración propia en software DIGSILENT

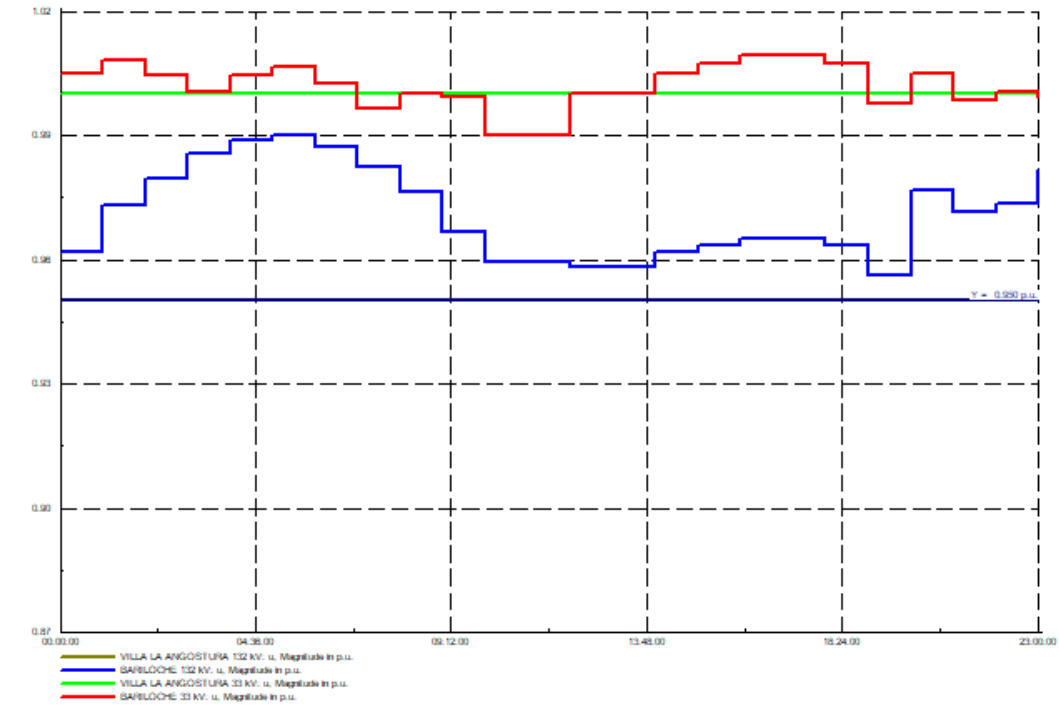
Figura N° 3-4b: Despacho generación térmica en E.T.B. periodo otoño



Elaboración propia en software DIGSILENT

Periodo primavera:

Figura N°3-5a: Perfil de tensión en barras de 132 - 33kV para periodo de primavera con G.T



Elaboración propia en software DIGSILENT

Figura N° 3-5b: Despacho generación térmica en E.T B. periodo primavera



Elaboración propia en software DIGSILENT

Comprobamos que la generación térmica en la E.T B es mayormente necesaria durante la época invernal, pero aún por debajo de su potencia instalada, y solo es necesaria en los picos de carga durante

las restantes estaciones, por lo cual **vemos factible realizar una primera vinculación de VLA al SADI a través de un campo de salida de la E.T. B.**

La anterior suposición se realiza bajo las siguientes hipótesis:

- No se considera a la Central Térmica Bariloche como reserva fría de la ciudad homónima.
- No se estudia el impacto ambiental de la traza de la línea propuesta y obras asociadas.
- Se considera que la Central de Bariloche contará siempre con la misma potencia instalada disponible
- Se estima que la línea ALIPIBA I continuará en perfecto funcionamiento durante los escenarios de estudio. Según datos relevados a la fecha dicha línea no presenta ningún problema de funcionamiento.
- El parque generador de VLA queda fuera de servicio, en caso de que sea conveniente podría optarse por dejarse como reserva fría con los grupos más eficientes.
- No se realizarán estudios transitorios para analizar el comportamiento de la CT. Bariloche.
- Se considera una demanda de potencia constante para la línea Sur.

Sistema eléctrico futuro: 1° etapa (2022-2028)

Se propone esta primera etapa de ampliación, la cual consiste en

- LAT 132 kV desde la E.T. B, con su campo de salida asociado,
- P.M. Dina Huapi, con 2 entradas/salidas de líneas en 132 kV
- LAT 132 kV desde el PM Dina Huapi hasta el cruce de rutas donde está la existente línea que vincula la ET Coihué.
- Adecuación de la E.T. B con tres transformadores disponibles para entrar en carga en paralelo.

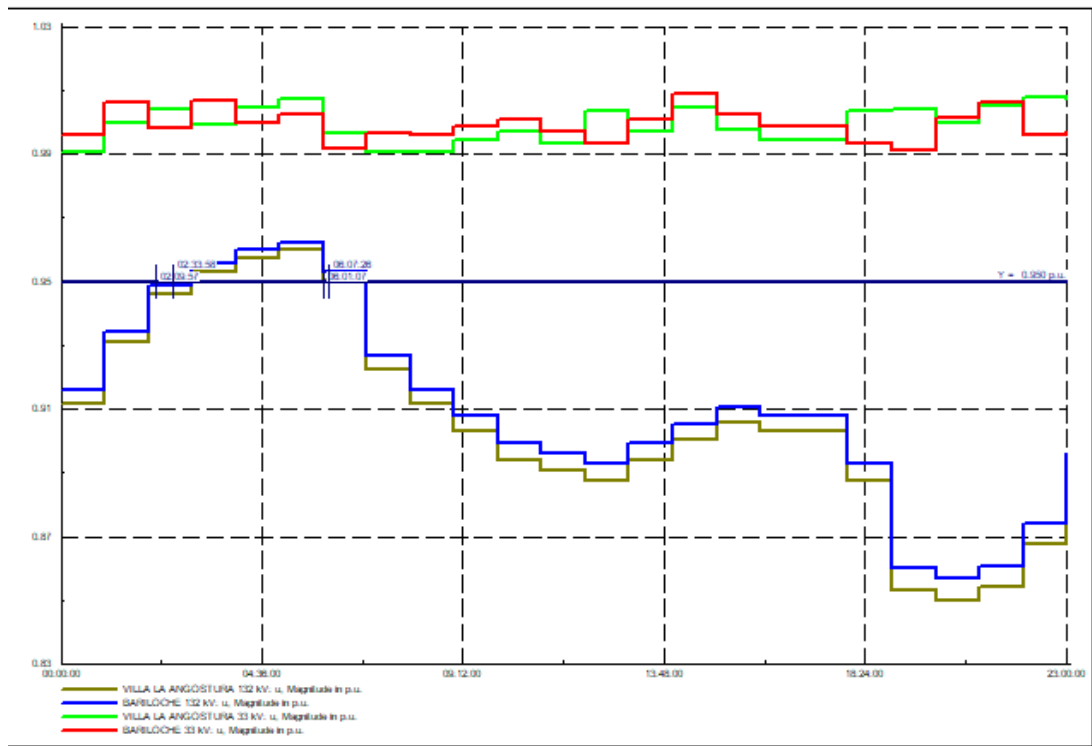
Con las obras mencionadas se busca interconectar a VLA al SADI con el fin de dejar fuera de servicio la generación térmica ubicada en dicha ciudad.

Termo Córdoba pasará a ser la única en despacharse en caso que el sistema se encuentre por debajo de los parámetros normales. En este periodo no se tendrá en cuenta el porcentaje de carga en los transformadores, ya que con la incorporación del tercer transformador en la E.T. B la potencia nominal instalada queda muy por encima de la demanda máxima.

Esta primera etapa busca dar respuesta en el periodo de 2022 en adelante, hasta que pueda finalizarse el corredor ALIPIBA II en su totalidad. **Vale mencionar que no es una solución definitiva sino el paso inicial que recomendamos para la vinculación de VLA al SADI.**

Tal como se realizó en el inciso anterior, observemos el comportamiento del sistema en el año 2022 sin la generación térmica, para el periodo de invierno.

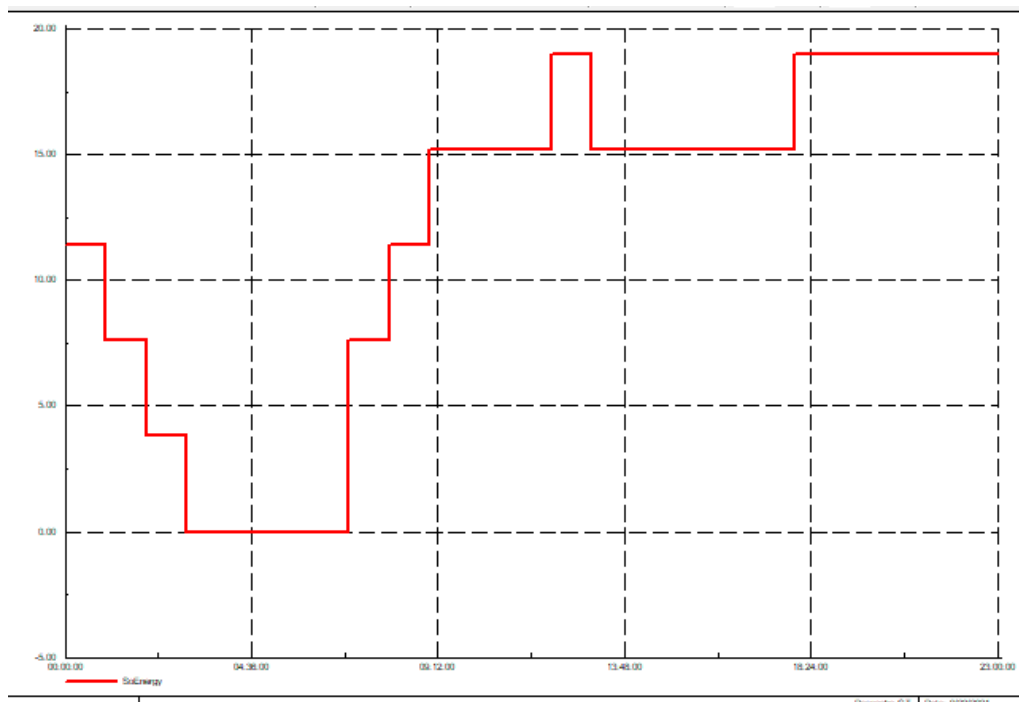
Figura N°3-6a: Perfil de tensión en barras de 132 - 33kV para periodo de otoño con G.T



Elaboración propia en software DIGSILENT

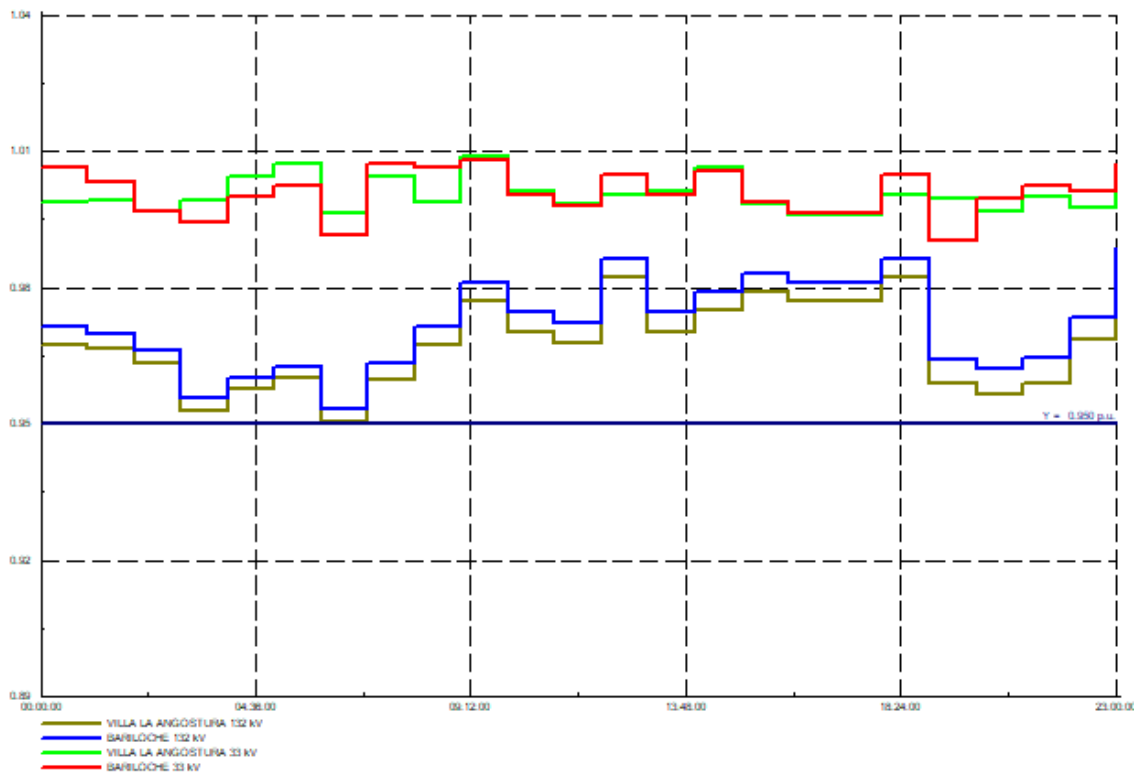
Nuevamente observamos cómo sin la G.T la tensión, tanto en E.T.B y E.T Coihue, cae por debajo de los valores permitidos en gran parte de la curva diaria. Aplicando el criterio de generación escalonada observamos en la siguiente figura como mejora el perfil de tensión en las barras.

Figura N° 3-8b: Despacho generación térmica en E.T.B. periodo invierno



Elaboración propia en software DIGSILENT

Figura N°3-6c: Perfil de tensión en barras de 132-33kV para periodo de invierno con G.T.



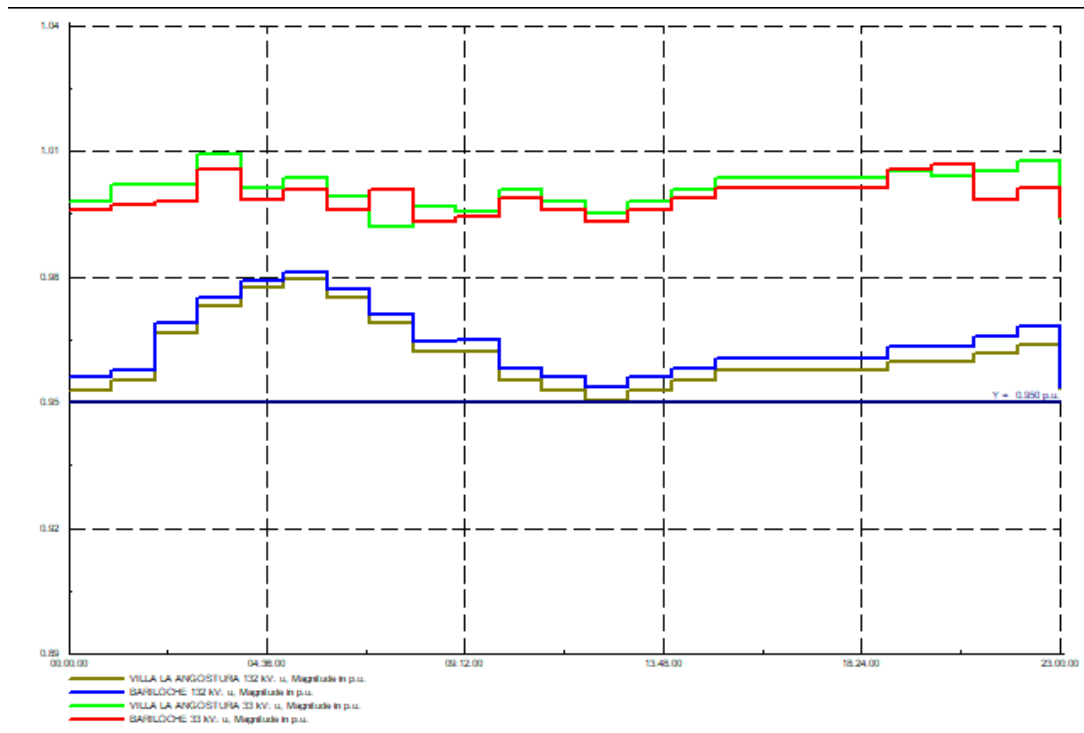
Elaboración propia en software DIgSILENT

Notemos en la gráfica anterior que se despacha el 100% de la potencia instalada durante algunas horas del día, puede ser recomendable en caso de concretarse esta propuesta incrementar el parque generador para tener grupos de reserva en caso de indisponibilidad.

La misma metodología se aplica para los siguientes periodos, a modo resumen se muestran los perfiles de tensión con G.T

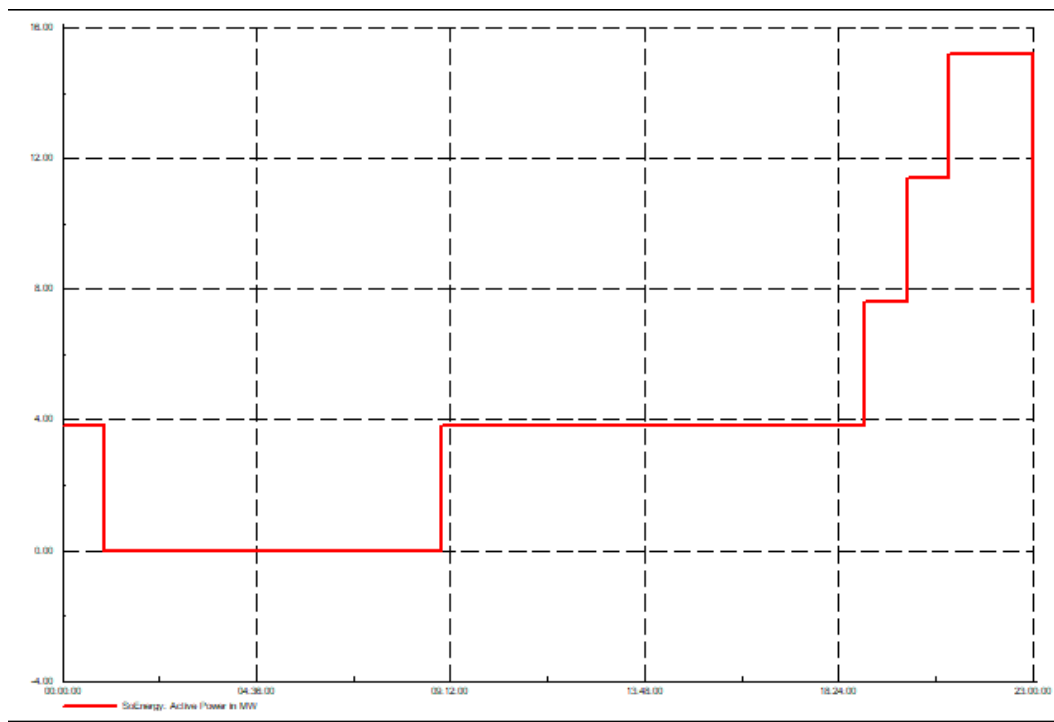
Periodo de verano

Figura N°3-7a: Perfil de tensión en barras de 132-33kV para periodo de verano con G.T



Elaboración propia en software DIGSILENT

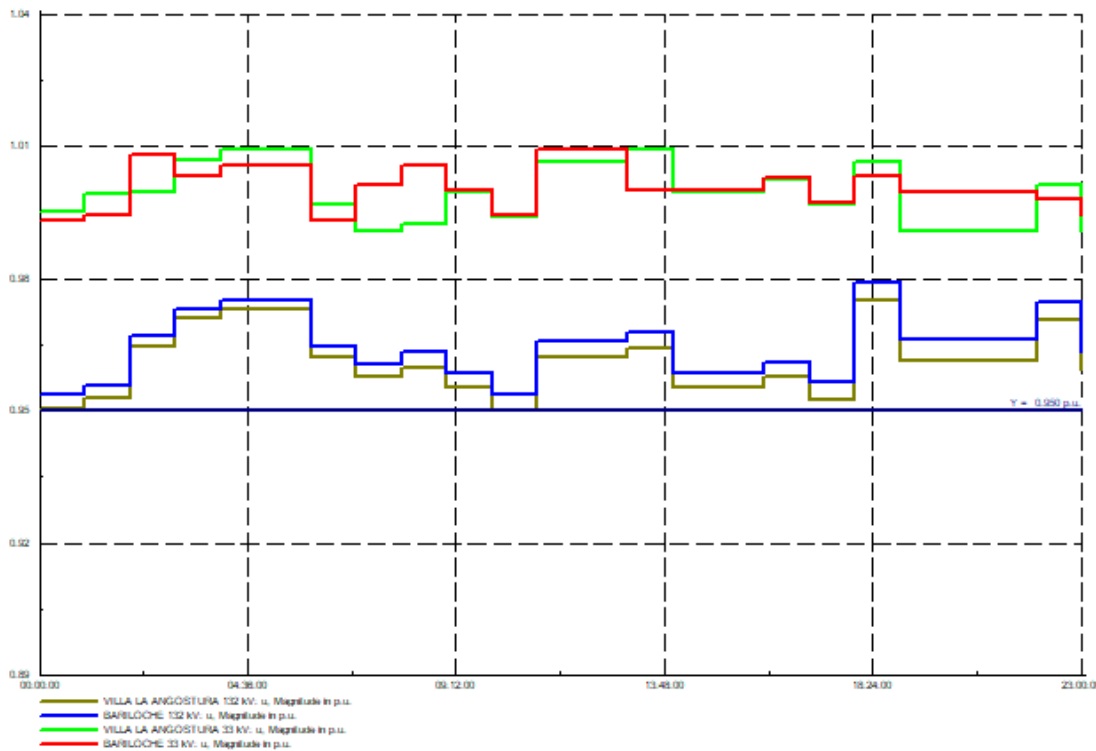
Figura N° 3-7b: Despacho generación térmica en E.T.B. periodo verano



Elaboración propia en software DIGSILENT

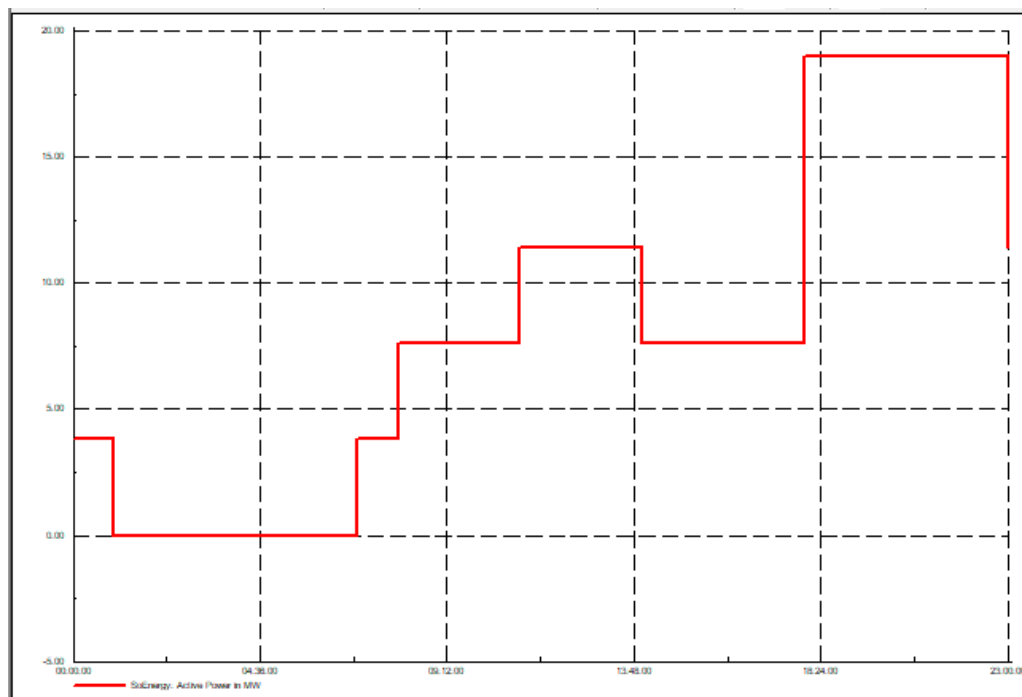
Periodo otoño

Figura N°3-8a: Perfil de tensión en barras de 132-33kV para periodo de otoño con G.T



Elaboración propia en software DIGSILENT

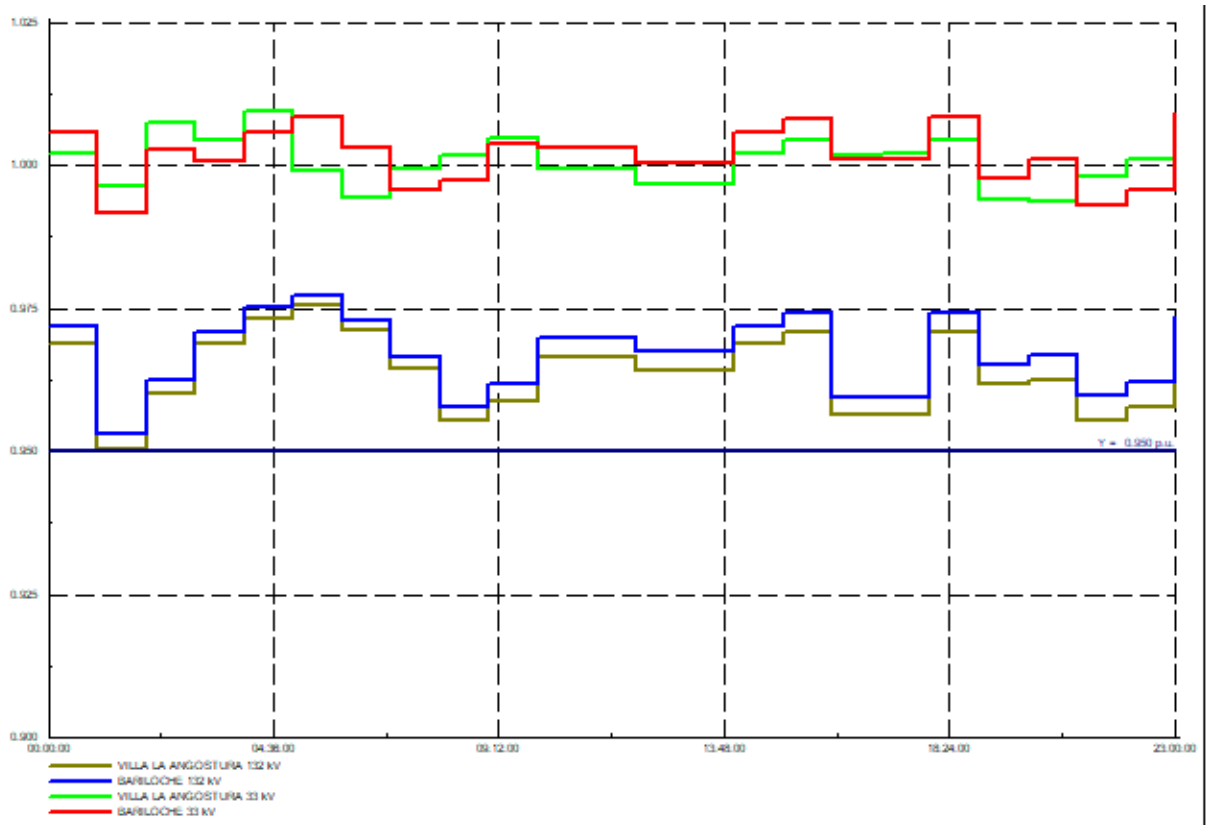
Figura N° 3-8b: Despacho generación térmica en E.T.B. periodo otoño



Elaboración propia en software DIGSILENT

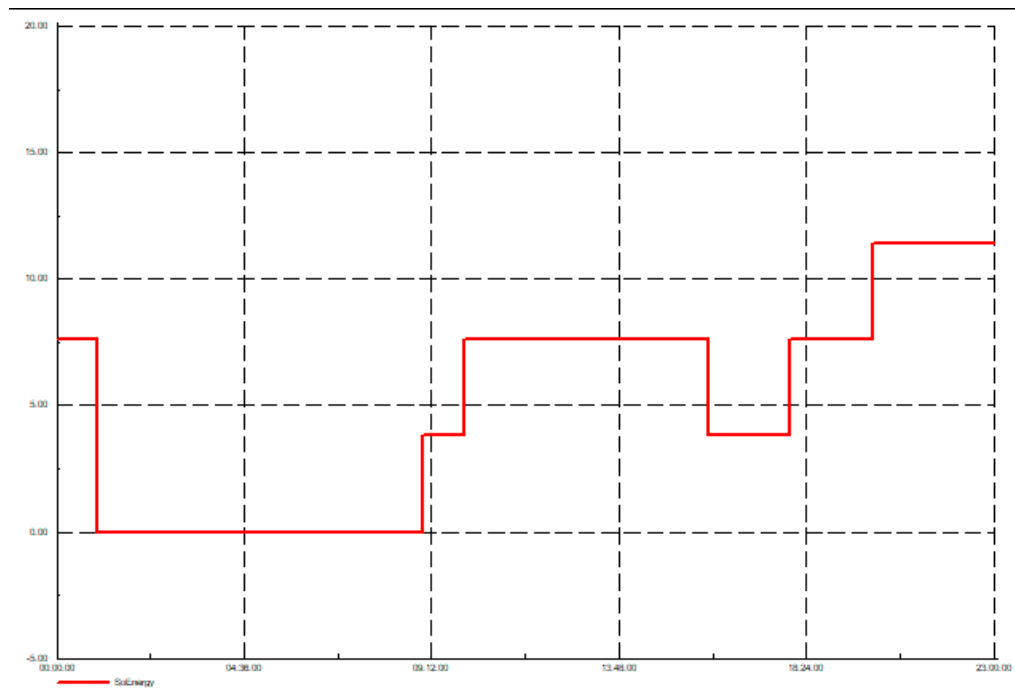
Periodo primavera:

Figura N°3-9a: Perfil de tensión en barras de 132-33kV para periodo de primavera con G.T



Elaboración propia en software DIgSILENT

Figura N° 3-9b: Despacho generación térmica en E.T.B. periodo primavera



Elaboración propia en software DIgSILENT

En la siguiente tabla se muestran los valores que dan origen a la curva de generación que dan respuesta a los problemas de tensión, para los años 2022 y 2028. Los valores están expresados en P.U, tomando

como base la potencia total instalada del parque generador. Para el caso de estas simulaciones se tomó el factor de potencia 0.8 inductivo, siendo la mejor condición para mantener los niveles de tensión.

Tabla N° 3-6: Valores característicos de despacho de G.T en E.T.B

HORA/PERIODO	2022				2028			
	VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA	VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
00:00	0.2	0.2	0.6	0.4	0.6	0.8	1	0.8
01:00	0	0	0.4	0	0.4	0.4	0.8	0.6
02:00	0	0	0.2	0	0.2	0.2	0.6	0.4
03:00	0	0	0	0	0	0	0.6	0.2
04:00	0	0	0	0	0	0	0.6	0.2
05:00	0	0	0	0	0	0	0.4	0.2
06:00	0	0	0	0	0	0.2	0.6	0.2
07:00	0	0.2	0.4	0	0.2	0.8	0.8	0.4
08:00	0	0.4	0.6	0	0.2	0.8	1	0.6
09:00	0.2	0.4	0.8	0.2	0.4	1	1	0.6
10:00	0.2	0.4	0.8	0.4	0.5	1	1	0.8
11:00	0.2	0.6	0.8	0.4	0.5	1	1	1
12:00	0.2	0.6	1	0.4	0.6	1	1	1
13:00	0.2	0.6	0.8	0.4	0.6	1	1	1
14:00	0.2	0.4	0.8	0.4	0.5	1	1	0.8
15:00	0.2	0.4	0.8	0.4	0.5	1	1	0.8
16:00	0.2	0.4	0.8	0.2	0.5	1	1	0.8
17:00	0.2	0.4	0.8	0.2	0.5	1	1	0.8
18:00	0.2	1	1	0.4	0.5	1	1	0.8
19:00	0.4	1	1	0.4	0.6	1	1	1
20:00	0.6	1	1	0.6	0.8	1	1	1
21:00	0.8	1	1	0.6	1	1	1	1
22:00	0.8	1	1	0.6	0.6	1	1	1
23:00	0.4	0.6	1	0.6	0.6	1	1	1

Elaboración propia en base a simulaciones

Como vemos esta primera solución es factible y podrá dar respuesta en este periodo 2022 al 2028, el cual consideramos más que suficiente para la realización de todas las obras asociadas a ALIPIBA II.

Observamos como la generación térmica en la E.T.B, sirve de apoyo para sostener los niveles de tensión, pero no se requiere que esta esté operativa el 100% del tiempo, lo cual reduce considerablemente los gastos de generación global, además se optimiza los valores de generación que hoy son pagados como potencia disponible y no son utilizados, esto lo veremos más en detalle en el siguiente capítulo.

Si bien es presentada como solución durante el periodo 2022-2028 no es un impedimento y es totalmente compatible con una realización temprana del corredor ALIPIBA II durante cualquier año

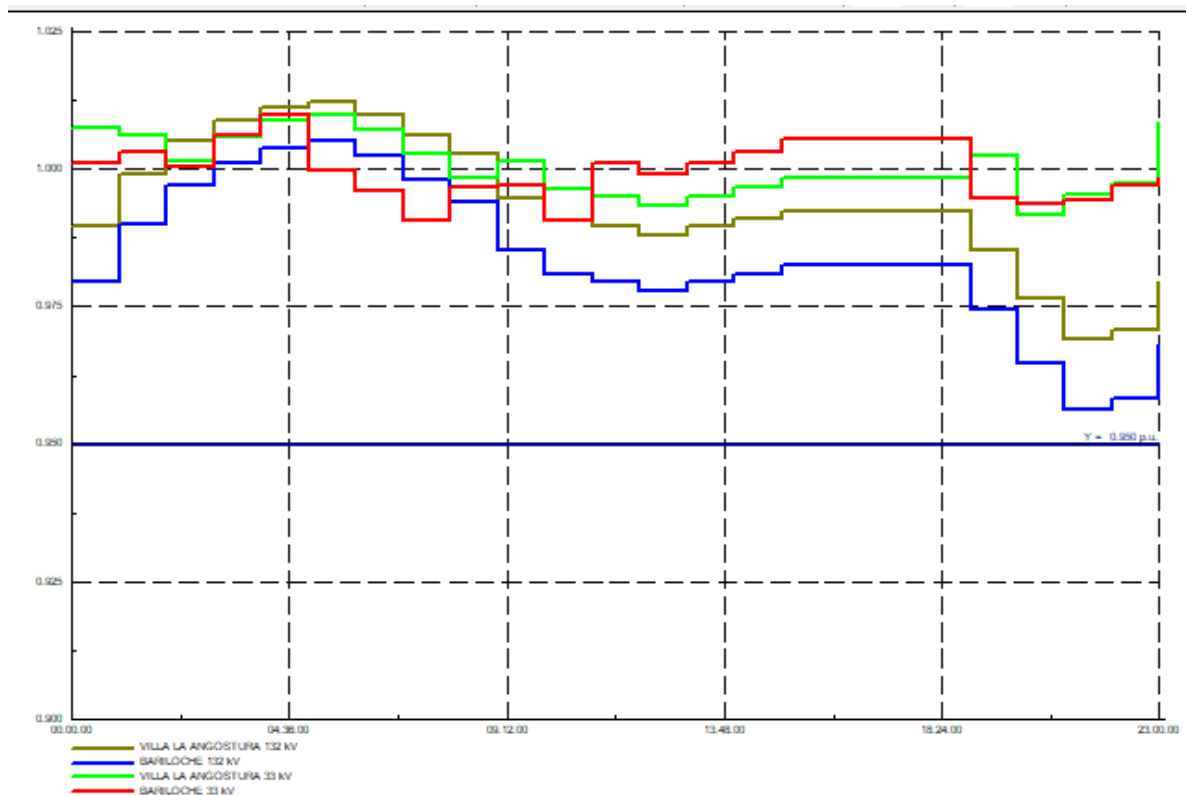
del periodo bajo estudio. Siendo esta ultima la solución definitiva y superadora de este primer paso propuesto.

Sistema eléctrico futuro: 2° etapa (2028-2033)

Avanzando en el tiempo, con los incrementos de potencia estimados, será imprescindible considerar la segunda línea ALIPIBA II. Con esta obra la generación térmica quedaría fuera de servicio. Observemos cómo se comporta el sistema con la carga estimada en del año horizonte 2033.

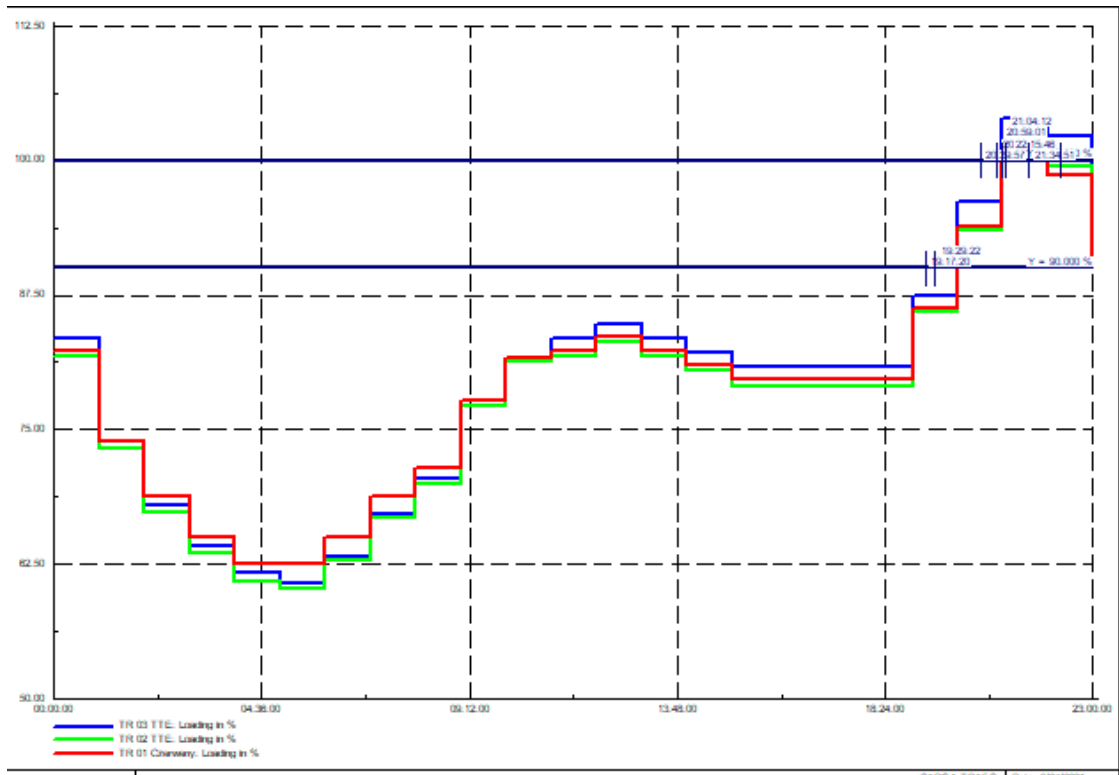
Periodo verano:

Figura N°3-10a: Perfil de tensión en barras de 132- 33kV para periodo de verano



Elaboración propia en software DIGSILENT

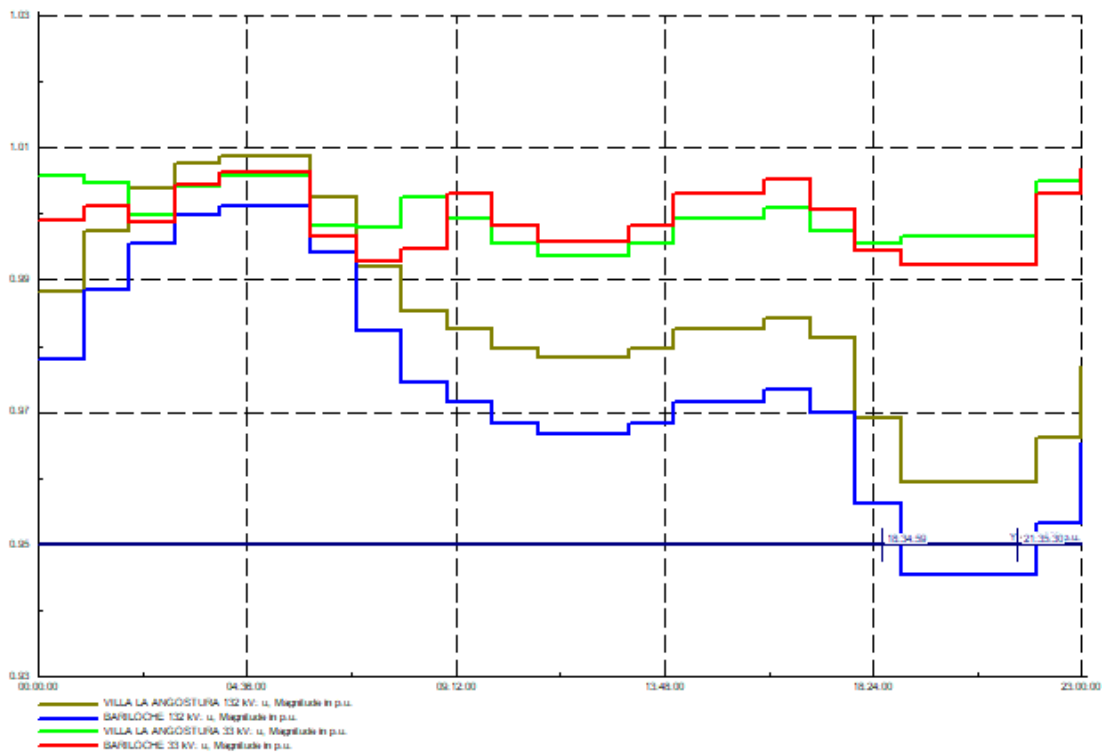
Figura N° 3-10b: Porcentaje de carga en transformadores E.T.B. periodo verano



Elaboración propia en software DIgSILENT

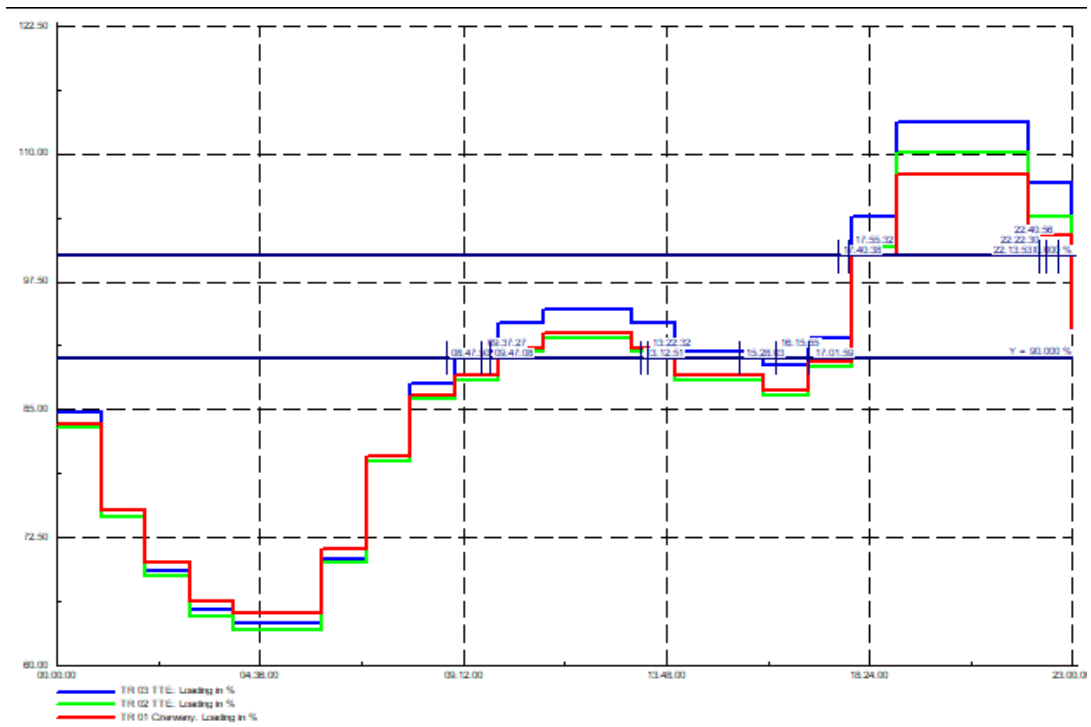
Periodo otoño:

Figura N°3-11a: Perfil de tensión en barras de 132 - 33kV para periodo de otoño



Elaboración propia en software DIgSILENT

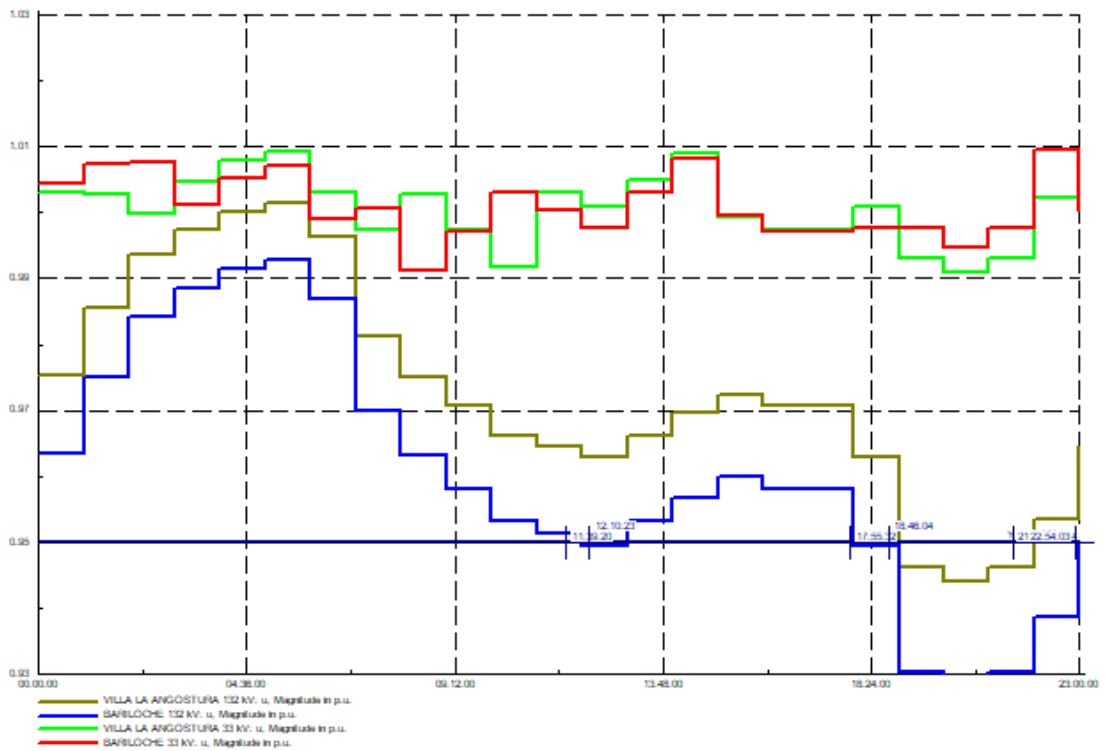
Figura N° 3-11b: Porcentaje de carga en transformadores E.T.B. periodo otoño



Elaboración propia en software DIgSILENT

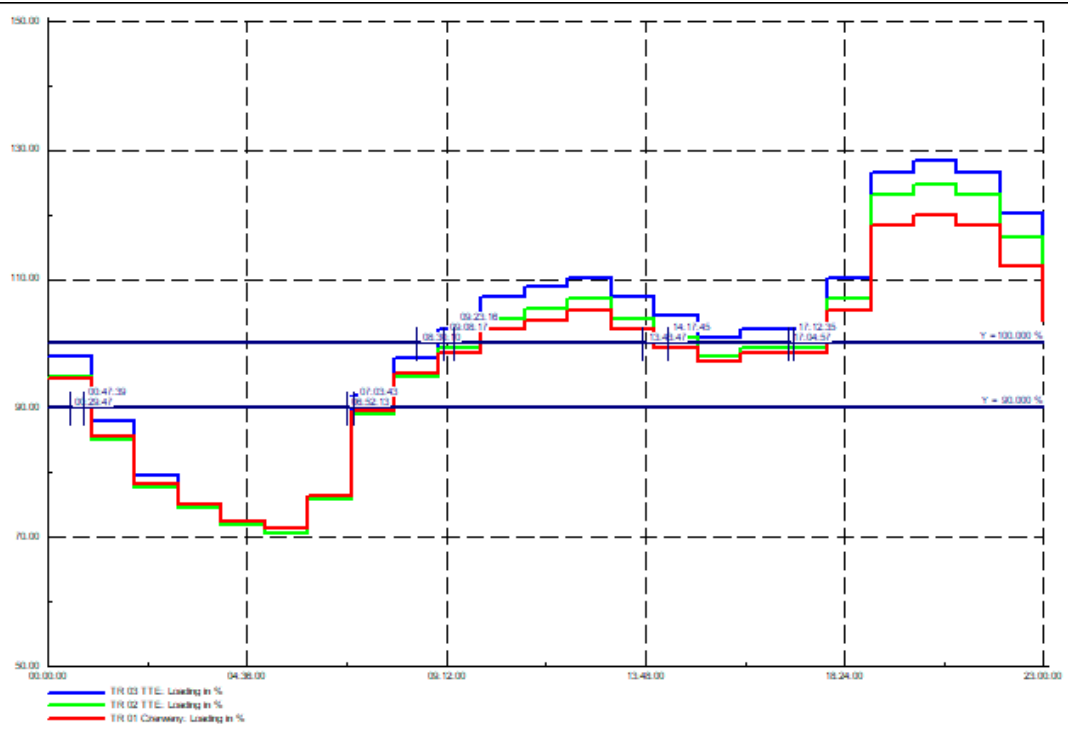
Periodo invierno:

Figura N°3-12a: Perfil de tensión en barras de 132- 33kV para periodo de invierno



Elaboración propia en software DIgSILENT

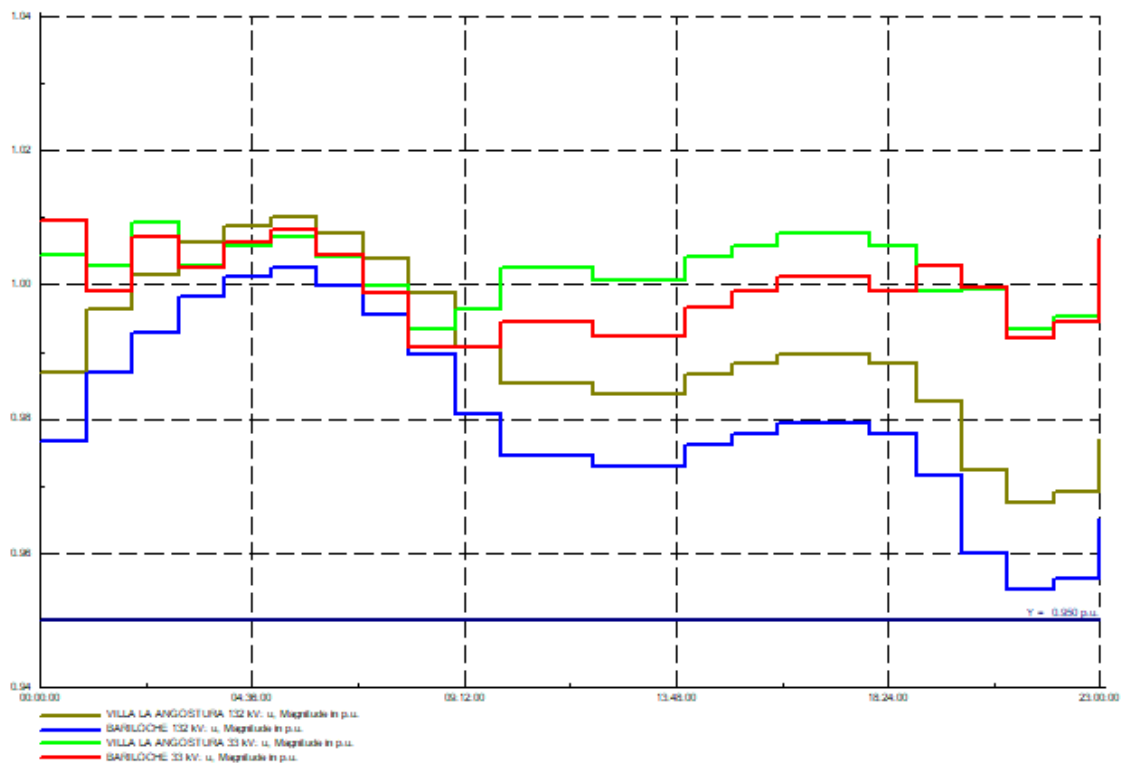
Figura N° 3-12b: Porcentaje de carga en transformadores E.T.B. periodo invierno



Elaboración propia en software DIGSILENT

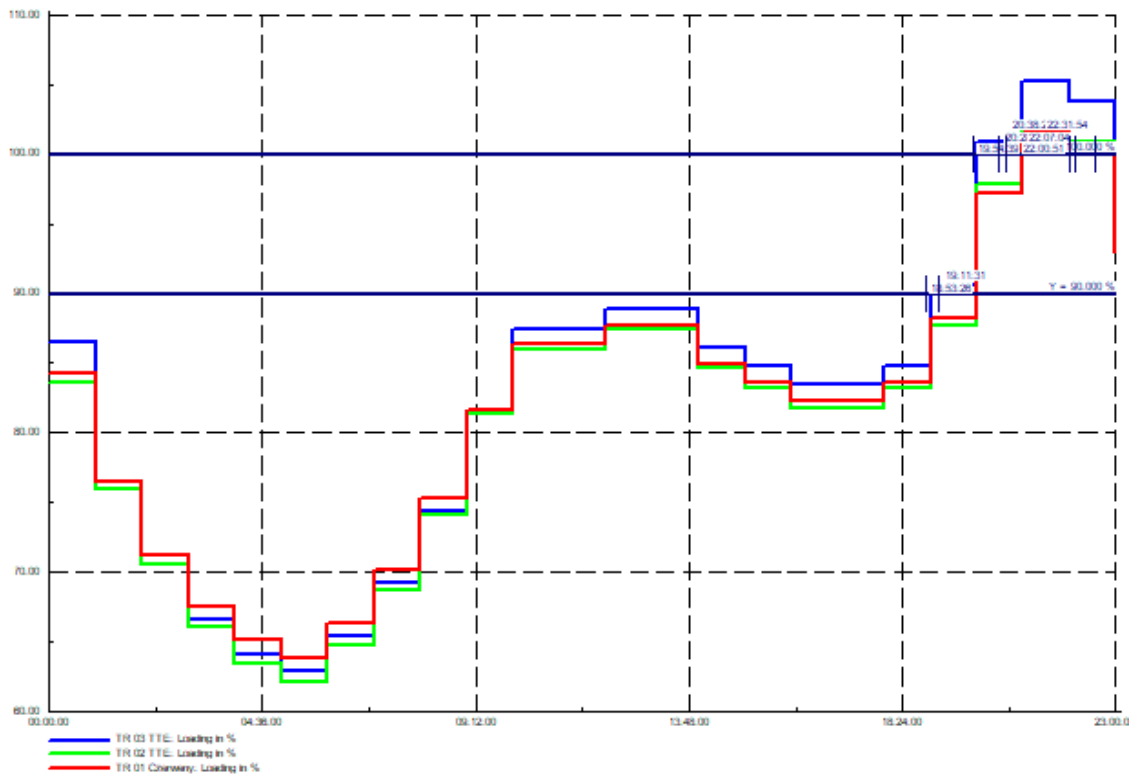
Periodo primavera:

Figura N°3-12a: Perfil de tensión en barras de 132- 33kV para periodo de primavera



Elaboración propia en software DIGSILENT

Figura N° 3-12b: Porcentaje de carga en transformadores E.T.B. periodo primavera



Elaboración propia en software DIgSILENT

Se observa como ya entrando el año 2033 la capacidad de transformación de la E.T.B comienza a verse saturada en las horas picos, lo cual nos indica que en este periodo es necesaria la incorporación de un cuarto transformador en esta estación.

En cuanto a la E.T. Coihue la potencia nominal instalada es superior a la demanda de VLA lo cual no requerirá obras adicionales de ampliación.

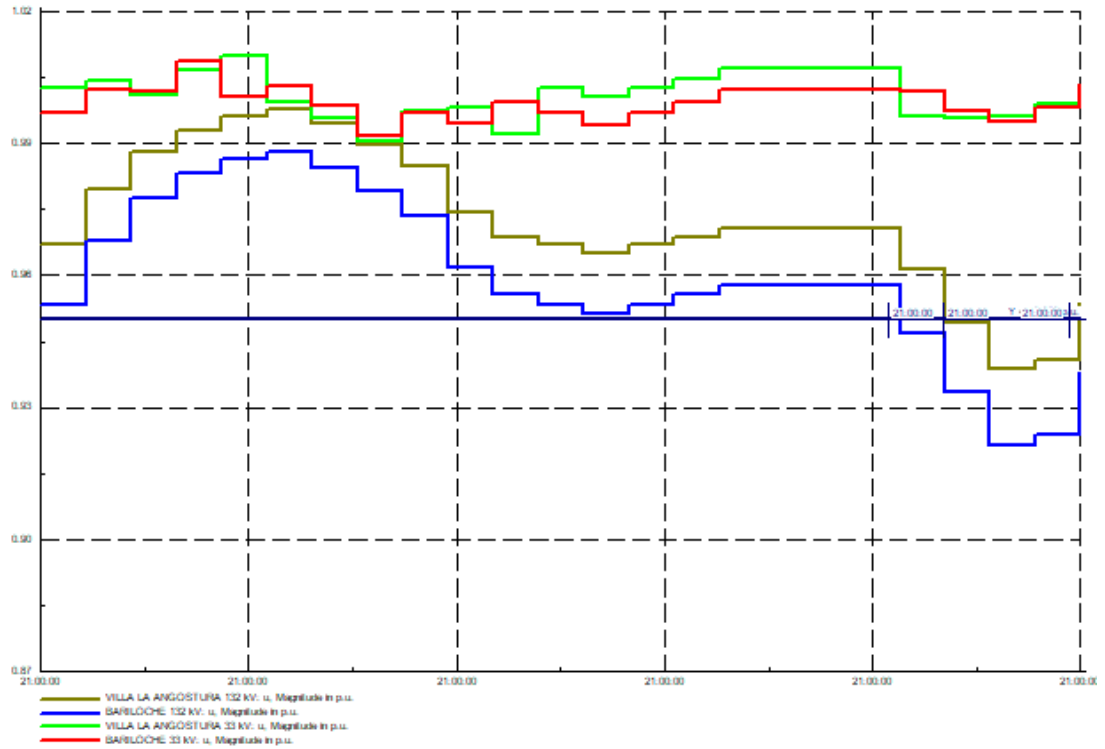
Sistema eléctrico futuro: 3° etapa (2033-2043)

En este proyecto se fijó como fecha límite de estudio el año 2043. Observemos cómo se comporta el sistema completo en este último año.

Solo se presenta el perfil de tensiones, el cual reflejara el limitante principal del sistema.

Periodo verano:

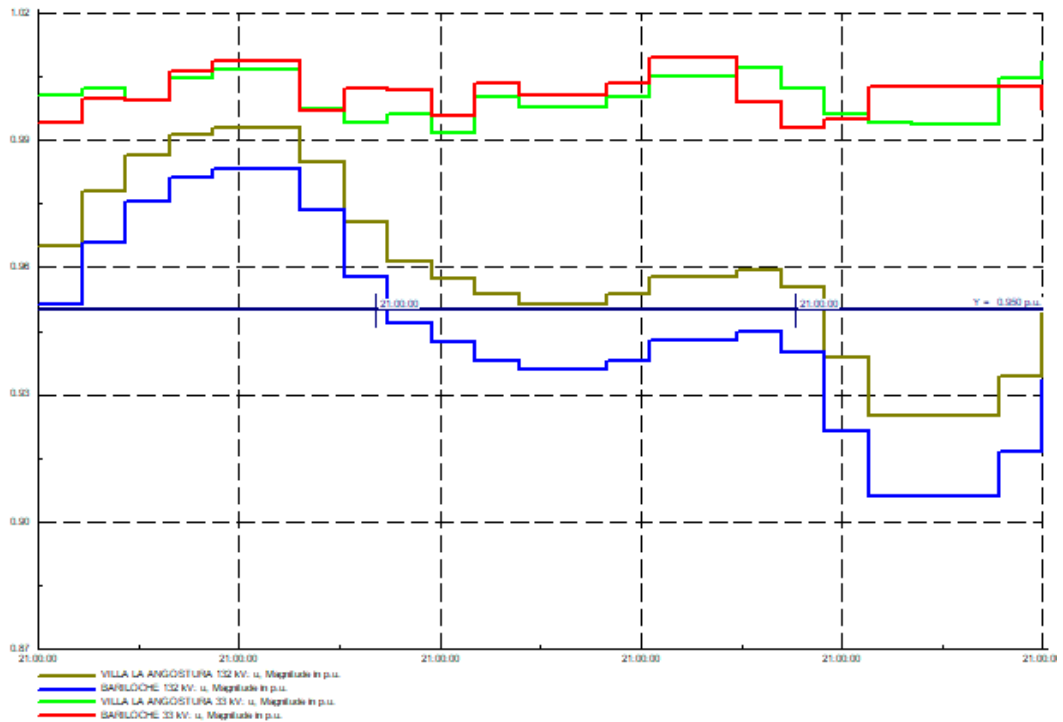
Figura N°3-13a: Perfil de tensión en barras de 132- 33kV para periodo de verano



Elaboración propia en software DIGSILENT

Periodo otoño:

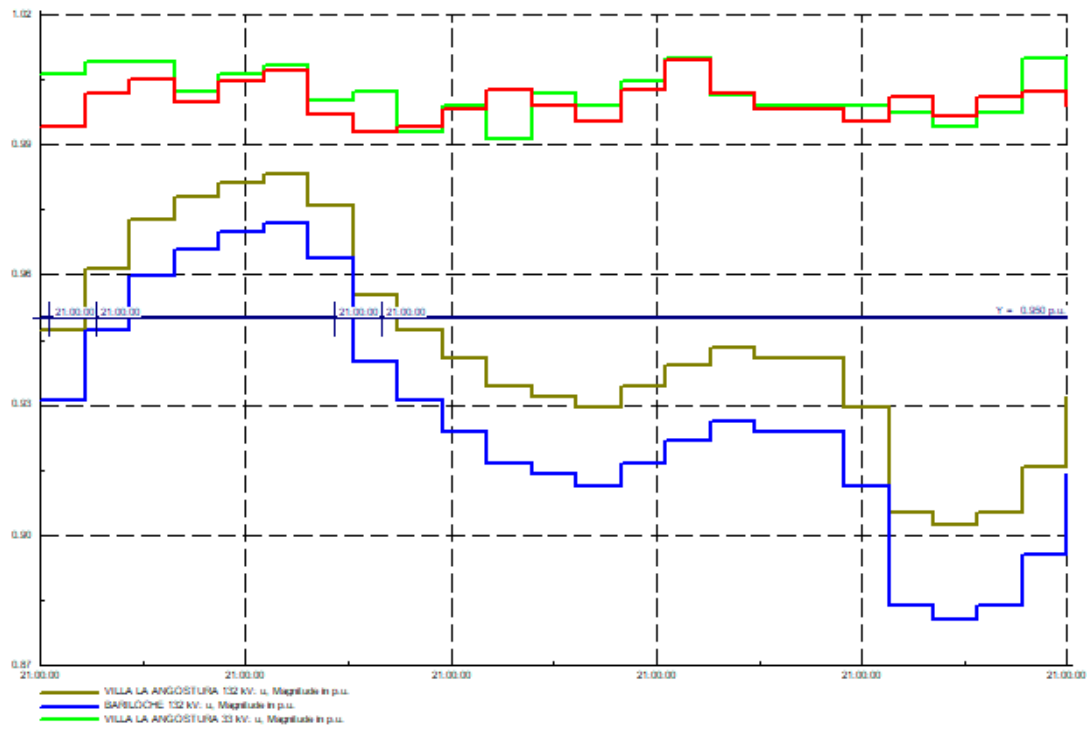
Figura N°3-14a: Perfil de tensión en barras de 132- 33kV para periodo de otoño



Elaboración propia en software DIGSILENT

Periodo invierno:

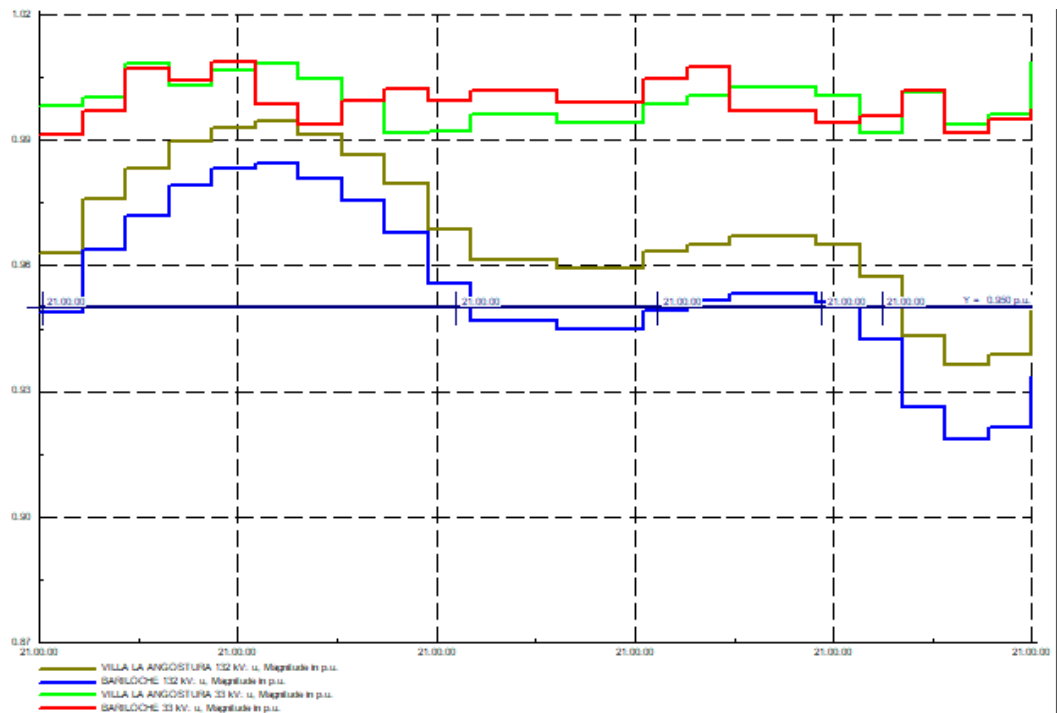
Figura N°3-15a: Perfil de tensión en barras de 132- 33kV para periodo de invierno



Elaboración propia en software DIGSILENT

Periodo primavera:

Figura N°3-16a: Perfil de tensión en barras de 132- 33kV para periodo de primavera



Elaboración propia en software DIGSILENT

Con este simple análisis queda demostrado que para esta época será necesario, realizar nuevos estudios y proyecciones, a fin de programar y ejecutar nuevas obras que permitan el crecimiento del sistema a posterior. Esto bajo el supuesto que la demanda acompañe las proyecciones realizadas, y sin contar con otra fuente de generación o vínculo superior al SADI.

CAPITULO IV: ANÁLISIS ECONÓMICO PRIMERA CONEXIÓN DE VILLA LA ANGOSTURA AL SADI

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se busca obtener el potencial ahorro económico de la primera interconexión de VLA al SADI para la cual se analizará la opción de abastecer la ciudad, durante los periodos Valle y Resto, desde la línea ALIPIBA actual. (1° etapa del capítulo III).

Esta etapa brinda una solución de menor costo y tiempo con él a fin de obtener un ahorro económico ya que no daría respuesta completa a los problemas técnicos del sistema actual, pero si mejora la confiabilidad del suministro eléctrico de VLA. La propuesta a analizar consiste en una vinculación entre la ET de Bariloche y la ET paso Coihue mediante una línea de 132 kV.

ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS DE INTERCONEXIÓN DE VILLA LA ANGOSTURA AL SADI MEDIANTE LA CONCRECIÓN DE ALIPIBA II

Esta opción, como ya se mencionó, es la más viable tanto desde un punto de vista económico como técnico. Para la comparación de los precios entre la generación aislada, situación actual, y el abastecimiento de la demanda a través del SADI se tomó la energía generada durante el año 2019 y los datos del EPEN sobre el consumo de combustible de los generadores, y no se tendrán en consideración los gastos adicionales, como operación, mantenimiento, alquileres de generadores, entre otros. Los valores de combustible fueron obtenidos directamente de los valores de mercado proporcionados por CAMMESA. Ambas consideraciones se hacen en pos de obtener el menor precio de combustibles y aun así demostrar el costo excesivo que se produce al generar la energía de forma aislada, sin poder acceder a los distintos subsidios nacionales que tiene aplicada la tarifa eléctrica.

Se presenta a continuación los datos de generación y consumo de combustibles de la Central Térmica de Villa la Angostura.

Tabla 4-1: Consumo de combustibles de la CT de Villa la Angostura durante el año 2019

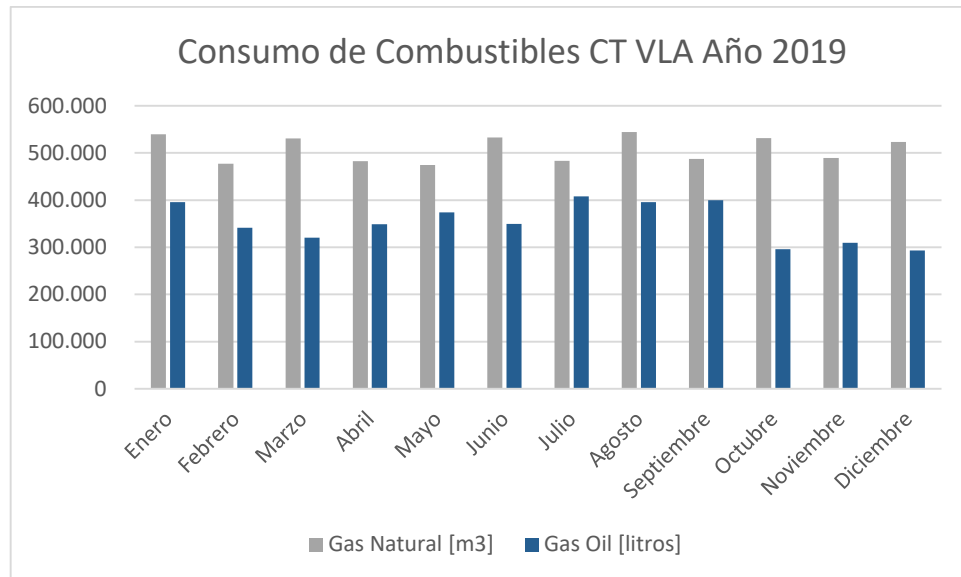
Año	Mes	Energía Generada [kWh]	Generación a Gas Natural [kWh]	Generación a Gas Oil [kWh]	Consumo Gas Natural m ³	Consumo Gas Oil litros	% Generación a Gas Natural
2019	Enero	3,448,100	2,171,500	1,276,600	539,296.39	395,690	62.98
2019	Febrero	3,006,900	1,922,200	1,084,700	476,785.74	341,370	63.93
2019	Marzo	3,160,700	2,160,000	1,000,700	530,944.01	320,370	68.34
2019	Abril	3,086,810	1,957,900	1,128,910	482,734.47	349,080	63.43
2019	Mayo	3,130,380	1,919,300	1,211,080	474,561.47	373,670	61.31
2019	Junio	3,304,790	2,146,900	1,157,890	532,919.47	349,210	64.96

Año	Mes	Energía Generada [kWh]	Generación a Gas Natural [kWh]	Generación a Gas Oil [kWh]	Consumo Gas Natural m ³	Consumo Gas Oil litros	% Generación a Gas Natural
2019	Julio	3,294,610	1,936,200	1,358,410	483,037.16	408,000	58.77
2019	Agosto	3,484,990	2,195,600	1,289,390	544,164.88	395,480	63.00
2019	Septiembre	3,228,860	1,928,600	1,300,260	487,419.11	399,860	59.73
2019	Octubre	3,127,130	2,185,500	941,630	531,513.48	296,140	69.89
2019	Noviembre	2,989,980	1,985,400	1,004,580	489,159.55	309,510	66.40
2019	Diciembre	3,043,750	2,105,900	937,850	523,491.08	293,330	69.19

Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEN

Para interpretar el consumo de combustible asociado se incluye la siguiente gráfica.

Figura 4-1: Consumo de combustibles CT VLA Año 2019



Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEN

Se observa cómo se debe consumir más combustible líquido en los meses de mayor consumo para cubrir la demanda, lo que aumenta los costos de generación, ya que este tiene un precio mayor que el gas natural. (Ver tabla 4-3) mientras el consumo de este último se mantiene en los mismos valores máximos durante los meses de mayor solicitud.

Se presenta a continuación los valores de los combustibles y el costo asociados a la generación mediante los mismos durante el año 2019. Se puede observar como el combustible líquido (gas oil), aumenta su valor a lo largo del año, mientras el gas tiene precios estacionales de acuerdo a la oferta y demanda del mismo.

Tabla 4-3: Valores de combustibles y costos de generación durante el año 2019

Fecha	Dólar \$/U\$S	Gas Oil \$/m ³	Promedio \$/m ³	Gas \$/Dam ³	Promedio \$/Dam ³	Gasto Central \$
7-ene-19	37,358	\$18,019.82	\$18,020.73	\$5,599.19	\$5,580.43	\$10,140,123.73
28-ene-19	37,093	\$18,021.63		\$5,561.66		
11-feb-19	38,320	\$19,252.73	\$19,667.53	\$4,303.37	\$4,321.56	\$8,774,358.81
25-feb-19	38,960	\$20,082.32		\$4,339.74		
11-mar-19	40,872	\$21,904.94	\$22,075.01	\$4,506.66	\$4,585.79	\$9,506,968.69
25-mar-19	41,785	\$22,245.08		\$4,664.92		
8-abr-19	43,800	\$23,155.31	\$23,026.58	\$4,887.60	\$4,839.43	\$10,374,275.81
22-abr-19	42,692	\$22,897.85		\$4,791.25		
6-may-19	44,897	\$24,606.25	\$24,480.92	\$4,901.21	\$6,282.61	\$12,129,267.64
27-may-19	44,978	\$24,355.59		\$7,664.00		
10-jun-19	44,970	\$23,276.02	\$22,056.17	\$7,662.90	\$7,716.71	\$11,814,618.38
24-jun-19	42,665	\$20,836.31		\$7,770.52		
5-jul-19	41,980	\$20,484.98	\$20,958.21	\$7,669.76	\$7,588.98	\$12,216,706.99
22-jul-19	42,478	\$21,431.43		\$7,508.20		
5-ago-19	45,438	\$22,898.48	\$24,956.24	\$8,105.45	\$7,584.66	\$13,996,994.70
26-ago-19	55,335	\$27,013.99		\$7,063.86		
9-sep-19	55.94	\$27,105.50	\$27,923.37	\$7,063.61	\$7,143.48	\$14,647,304.96
23-sep-19	56.93	\$28,741.24		\$7,223.34		
7-oct-19	57.87	\$29,850.89	\$30,242.36	\$7,387.85	\$7,441.47	\$12,911,211.45
28-oct-19	59.47	\$30,633.83		\$7,495.08		
11-nov-19	59.75	\$30,957.91	\$30,885.40	\$7,516.43	\$7,128.90	\$13,046,509.67
25-nov-19	59.75	\$30,812.89		\$6,741.37		
9-dic-19	59.95	\$30,878.36	\$31,045.74	\$6,857.67	\$5,123.73	\$11,788,872.40
19-dic-19	59.82	\$31,213.11		\$3,389.79		

Elaboración propia en base a datos suministrados por CAMMESA:

Para calcular el costo estimado de la energía en el SADI se utiliza el precio Monomico estacional, precio promedio que pagan las distribuidoras, estos datos fueron obtenidos de informes de CAMMESA.

Para estimar el ahorro se compara el costo de la energía de la tabla anterior con la obtenida a continuación.

Tabla 4-4: Costo de energía en el SADI y ahorro estimado

Año	Mes	Energía Generada [kWh]	Precio Monomico Estacional \$/MWh	Costo Energía \$	Ahorro estimado	
					%	\$
2019	Enero	3,448,100	1,606	\$5,537,047.85	45%	\$4,603,075.88
2019	Febrero	3,006,900	2,179	\$6,552,767.75	25%	\$2,221,591.05
2019	Marzo	3,160,700	2,177	\$6,880,189.61	28%	\$2,626,779.07
2019	Abril	3,086,810	2,168	\$6,691,421.78	35%	\$3,682,854.03
2019	Mayo	3,130,380	2,208	\$6,912,552.45	43%	\$5,216,715.19

Año	Mes	Energía Generada [kWh]	Precio Monomico Estacional \$/MWh	Costo Energía \$	Ahorro estimado	
					%	\$
2019	Junio	3,304,790	2,200	\$7,269,693.76	38%	\$4,544,924.62
2019	Julio	3,294,610	2,173	\$7,160,410.26	41%	\$5,056,296.73
2019	Agosto	3,484,990	2,248	\$7,832,836.85	44%	\$6,164,157.85
2019	Septiembre	3,228,860	2,279	\$7,358,634.79	50%	\$7,288,670.17
2019	Octubre	3,127,130	2,274	\$7,112,523.11	45%	\$5,798,688.34
2019	Noviembre	2,989,980	2,291	\$6,850,489.75	47%	\$6,196,019.92
2019	Diciembre	3,043,750	2,278	\$6,934,595.65	41%	\$4,854,276.75
Ahorro promedio					40%	
Ahorro total					\$58,254,049.60	

Elaboración propia en base a datos suministrados por CAMMESA

En base a lo anterior queda demostrado el beneficio económico que se obtendría al vincular la ciudad al SADI mediante la concreción del proyecto ALIPIBA II. Se obtiene un ahorro estimado del 40% anual. Cabe destacar que no se tuvieron en cuenta costos de operación, mantenimiento y logística de la generación aislada, lo cual aumentaría el beneficio obtenido.

COSTOS ESTIMADOS GENERACIÓN Y ABASTECIMIENTO

En este apartado se estimarán los costos que se deberán afrontar por la ciudad de VLA en caso de concretarse dicho abastecimiento durante el año 2022. Para esto se plantearán distintos escenarios con alternativas posibles de distribución de costos entre las provincias.

Recordemos que la CT es un agente generador que tiene toda su potencia declarada para ser despachada ante requerimiento de la ciudad de Bariloche.

Básicamente se le reconocen dos montos principales:

- La potencia disponible: Es la potencia que el agente declara disponible durante el mes. Se le abona un monto fijo por cada MW puesto a disposición.
- La energía generada: Este monto es variable y dependerá del despacho que se le solicite.

Detallamos a continuación el cálculo para obtener el costo aproximado que se le reconoció a la CT durante el año 2019 y 2020 que nos servirá como comparación.

De acuerdo al Anexo II de la Resolución 31/2020 del Ministerio de Desarrollo Productivo, la Secretaria de Energía establece que a los generadores que utilicen máquinas de combustión interna <42MW se le reconocerá un valor por la Potencia Garantizada según el mes de año según la siguiente tabla:

Periodo	PrecPotDIGO [S/MW-mes]
Verano: Diciembre – Enero – Febrero	420.000
Invierno: Junio – Julio – Agosto	420.000
Resto: Marzo – Abril – Mayo – Septiembre – Octubre – Noviembre	330.000

En cada mes "m" de transacción económica se calculará el "Factor de Uso" para cada unidad generadora "g" (FU_{gm}) definido como:

$$FU_{gm} = \text{GenopAñoMóvm} / (\text{DRP}_{g.m.prom} \times \text{hs año móvil})$$

Donde:

GenopAñoMov_m: Es la energía operada total de la unidad generadora "g" en el año móvil previo al del mes "m" de emisión del Documento de Transacciones Económicas (DTE)

hs año móvil: horas totales en el año móvil previo al del mes "m" de emisión del DTE

DRP_{gmprom}: Disponibilidad Real de Potencia promedio de la unidad generadora "g" en el año móvil previo al del mes "m" de emisión del DTE y se calcula con la siguiente formula:

$$DRP_{g.m.prom} \text{ (MW)} = \frac{\sum_{mes\ m-12}^{mes\ m-1} (DRP_{g.mes} \times kFM)}{12}$$

Donde:

DRP_{g.mes}: Es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes "m" de cada máquina generadora "g" que no se encuentre bajo Mantenimientos Programados y Acordados y que se calculará para los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) tomando los valores horarios registrados en dicho mes.

kFM: horas del mes fuera mantenimiento acordado/horas del mes.

Con lo anterior definido se calcula la remuneración de la Disponibilidad de Potencia Garantizada Ofrecida (DIGO), de acuerdo a lo siguiente:

a) Si $DRP \geq DIGO$

$$\text{REM DIGO [S/mes]} = (\text{DRP} - \text{DIGO}) \text{ [MW]} * kFM * \text{PrecMinPot} + \text{DIGO [MW]} * kFM * \text{PrecPotDIGO}$$

b) Si $DRP < DIGO$

$$\text{REM DIGO [S/mes]} = \text{MAX \{REM BASE; DRP [MW]} * kFM * \text{PrecPotDIGO} * \text{DRP / DIGO\}}$$

Finalmente, la remuneración total de la DIGO para generadores de combustión interna se obtiene de la siguiente manera:

Si: $FU < 30\%$

$$REM\ TOT_{gm} (\$/mes) = REM\ DIGO * 0,7$$

Si: $30\% \leq FU < 70\%$

$$REM\ TOT_{gm} (\$/mes) = REM\ DIGO * (FU * 0.75 + 0,475)$$

Si: $FU \geq 70\%$

$$REM\ TOT_{gm} (\$/mes) = REM\ DIGO$$

Además de la Remuneración Total DIGO a los generadores se les abona el costo por energía generada de acuerdo a la siguiente tabla:

TECNOLOGÍA/ESCALA	CostoOYMxComb			
	Gas Natural [\$/MWh]	FuelOil / GasOil [\$/MWh]	BioComb. [\$/MWh]	Carbón Mineral [\$/MWh]
CC grande $P > 150$ MW	240	420	600	
CC chico $P \leq 150$ MW	240	420	600	
TV grande $P > 100$ MW	240	420	600	720
TV chica $P \leq 100$ MW	240	420	600	720
TG grande $P > 50$ MW	240	420	600	
TG chica $P \leq 50$ MW	240	420	600	
Motores Combustión Interna	240	420	720	

A modo simplificado se han despreciado algunos ítems que también se le remuneran al generador por considerarlos despreciables en comparación a los ya mencionados.

De acuerdo al Anexo VI de la misma resolución los valores dados en pesos se actualizan con la siguiente formula:

$$F. ACT_{transacción\ t} = F. ACT_{transacción\ t-1} * \left(0,6 * \frac{IPC_{t-2}}{IPC_{t-3}} + 0,4 * \frac{IPIM_{t-2}}{IPIM_{t-3}} \right)$$

Dónde:

IPC: Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicados por el INDEC,

IPIM: Índice de Precios Internos al por Mayor publicados por el INDEC,

Para lograr la discriminación ante la generación necesaria para cada ciudad se procedió de la siguiente manera:

1. Se realiza la simulación del sistema en el año 2022 con la ciudad de VLA “desconectada” del sistema.
2. Se obtiene la generación necesaria para abastecer a la ciudad de SC. de Bariloche en cada hora.

3. Se realiza la simulación con el sistema completo vinculado al SADI y se calcula la generación necesaria para abastecer a ambas ciudades manteniendo los niveles de tensión en barras.
4. Se toma la diferencia de generación en ambos escenarios, la cual se otorga como energía necesaria para abastecer a VLA.

Se muestran a continuación los resultados obtenidos.

Tabla 4-4: Comparativa generación térmica con VLA conectado

Año 2022	Gen. Sist Completo				Gen. Bariloche				Gen. VLA			
	verano	otoño	invierno	prim.	verano	otoño	invierno	prim.	verano	otoño	invierno	prim.
	S [pu]				S [pu]				S [pu]			
0:00	0.2	0.2	0.6	0.4	0.1	0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2
1:00	0	0	0.4	0	0	0	0.2	0	0	0	0.2	0
2:00	0	0	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0.2	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0.2	0.4	0	0	0	0.2	0	0	0.2	0.2	0
8:00	0	0.4	0.6	0	0	0.2	0.4	0	0	0.2	0.2	0
9:00	0.2	0.4	0.8	0.2	0	0.2	0.6	0	0.2	0.2	0.2	0.2
10:00	0.2	0.4	0.8	0.4	0.1	0.2	0.6	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2
11:00	0.2	0.6	0.8	0.4	0.1	0.2	0.6	0.2	0.1	0.4	0.2	0.2
12:00	0.2	0.6	1	0.4	0.1	0.2	0.8	0.2	0.1	0.4	0.2	0.2
13:00	0.2	0.6	0.8	0.4	0.1	0.2	0.6	0.2	0.1	0.4	0.2	0.2
14:00	0.2	0.4	0.8	0.4	0	0.2	0.6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
15:00	0.2	0.4	0.8	0.4	0	0.2	0.6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
16:00	0.2	0.4	0.8	0.2	0	0.4	0.6	0	0.2	0	0.2	0.2
17:00	0.2	0.4	0.8	0.2	0	0.4	0.6	0	0.2	0	0.2	0.2
18:00	0.2	1	1	0.4	0.2	0.6	0.8	0.2	0	0.4	0.2	0.2
19:00	0.4	1	1	0.4	0.2	0.6	0.8	0.2	0.2	0.4	0.2	0.2
20:00	0.6	1	1	0.6	0.4	0.6	0.8	0.4	0.2	0.4	0.2	0.2
21:00	0.8	1	1	0.6	0.6	0.6	0.8	0.4	0.2	0.4	0.2	0.2
22:00	0.8	1	1	0.6	0.6	0.6	0.8	0.4	0.2	0.4	0.2	0.2
23:00	0.4	0.6	1	0.6	0.2	0.6	0.8	0.4	0.2	0	0.2	0.2

Elaboración propia mediante datos obtenidos con simulaciones en software DigSILENT

En base a lo presentado anteriormente podemos destacar que durante el año 2022 la CT Bariloche estará fuera de servicio durante aproximadamente 2750 horas, lo que equivale a 115 días. Por otro lado aproximadamente 1/3 del año, la ciudad de VLA estará abastecida exclusivamente desde el SADI suponiendo que la LAT ALPIBA no salga de servicio.

De acuerdo a la generación estimada anteriormente obtenemos el siguiente costo aproximado de generación asociado a la central térmica Bariloche.

Tabla 4-5: Costo de energía aproximado CT Bariloche

MES	REMUNERACIÓN CT BARI [\\$]			
	POR POTENCIA	ENERGÍA BCHE	ENERGÍA VLA	TOTAL
ene-22	\$6,284,880	\$907,308	\$840,100	\$8,032,288
feb-22	\$6,284,880	\$819,504	\$758,800	\$7,863,184
mar-22	\$4,938,120	\$907,308	\$840,100	\$6,685,528
abr-22	\$4,938,120	\$1,983,720	\$1,463,400	\$8,385,240
may-22	\$4,938,120	\$2,049,844	\$1,512,180	\$8,500,144
jun-22	\$6,284,880	\$1,983,720	\$1,463,400	\$9,732,000
jul-22	\$6,284,880	\$3,898,064	\$1,344,160	\$11,527,104
ago-22	\$6,284,880	\$3,898,064	\$1,344,160	\$11,527,104
sep-22	\$4,938,120	\$3,772,320	\$1,300,800	\$10,011,240
oct-22	\$3,449,836	\$1,142,536	\$1,075,328	\$5,667,700
nov-22	\$3,541,638	\$1,105,680	\$1,040,640	\$5,687,958
dic-22	\$4,626,290	\$1,142,536	\$1,075,328	\$6,844,154

Elaboración propia

En el Anexo C-1 se muestran los cálculos obtenidos para los costos de la CT desde el año 2019 al año 2022.

Durante los horarios que la ciudad de VLA se abastecerá desde el SADI se calcula el valor tomando como referencia el precio Monomico estacional de la energía. Dado que este valor es complicado de estimar a futuro ya que depende en gran medida de decisiones políticas, se tomaron los valores entre el año 2020 y 2021 y en promedio se obtuvo un incremento de 1% mensual. Utilizando ese valor de incremento mensual en base al valor de diciembre 2021 se estimó el valor para el año 2022.

Tabla 4-6: Remuneración de energía de VLA al SADI

MES	REMUNERACIÓN ENERGÍA SADI [\\$]	
	PRECIO MON. ESTACIONAL \$/MWh	COSTO ENERGÍA SADI
ene-22	\$2,645.00	\$3,554,815
feb-22	\$2,923.00	\$3,548,268
mar-22	\$2,952.23	\$3,967,724
abr-22	\$2,981.75	\$4,327,560
may-22	\$3,011.57	\$4,516,530
jun-22	\$3,041.69	\$4,414,544
jul-22	\$3,072.10	\$1,292,314
ago-22	\$3,102.82	\$2,023,118
sep-22	\$3,133.85	\$1,977,435
oct-22	\$3,165.19	\$3,844,605
nov-22	\$3,196.84	\$3,757,792
dic-22	\$3,228.81	\$3,921,882

Elaboración propia en base a datos suministrados por CAMMESA

Tomando lo anterior, procedemos a estudiar distintas alternativas de reparto de costos entre los actores involucrados.

CASO 1: La ciudad de VLA asume el costo de la generación de energía en la CT BRC y el costo de la energía abastecida a través del SADI, se verá en este caso si se obtiene algún ahorro o no, comparándolo con la generación actual de la ciudad. Esta consideración dará el resultado más favorable que se estudiará.

Para estimar la cantidad de gas oíl necesaria para generar la energía se tomaron los datos de gasto de combustible y energía generada del informe anual de CAMMESA del año 2020, los datos obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4-7: Costo generación VLA

Mes	Energía generada	Gas oíl	Consumo gas oíl
	MWh	m ³	m ³ /MWh
feb-19	42.4	12.91	0.305
mar-19	24.6	7.497	0.305
abr-19	86.3	20.942	0.243
jun-19	174.2	44.918	0.258
jul-19	234.0	60.926	0.260
ago-19	72.6	19.093	0.263
dic-19	3,039.4	784.331	0.258
ene-20	1,711.0	440.164	0.257
feb-20	1,567.8	406.201	0.259
mar-20	1,127.2	293.047	0.260
abr-20	461.8	120.023	0.260
jun-20	235.4	60.914	0.259
jul-20	132.7	34.105	0.257
ago-20	59.9	15.441	0.258
sep-20	65.3	16.772	0.257
oct-20	94.9	24.2	0.255
dic-20	37.4	8.949	0.239

Elaboración propia

Tabla 4-8: Costo Energía VLA 2022

AÑO 2022	COSTO TOTAL ENERGÍA VLA			
MES	ENERGÍA VLA CT BARI	ENERGÍA VLA SADI	COMBUSTIBLE CT	TOTAL MES
ene-22	\$840,100	\$3,554,815	\$13,812,878	\$18,207,792
feb-22	\$758,800	\$3,548,268	\$13,844,909	\$18,151,977
mar-22	\$840,100	\$3,967,724	\$16,896,153	\$21,703,977
abr-22	\$1,463,400	\$4,327,560	\$30,039,768	\$35,830,728
may-22	\$1,512,180	\$4,516,530	\$33,044,855	\$39,073,566
jun-22	\$1,463,400	\$4,414,544	\$34,411,543	\$40,289,487
jul-22	\$1,344,160	\$1,292,314	\$32,136,274	\$34,772,749
ago-22	\$1,344,160	\$2,023,118	\$32,202,445	\$35,569,723
sep-22	\$1,300,800	\$1,977,435	\$32,432,067	\$35,710,302
oct-22	\$1,075,328	\$3,844,605	\$31,293,372	\$36,213,305
nov-22	\$1,040,640	\$3,757,792	\$31,463,290	\$36,261,722
dic-22	\$1,075,328	\$3,921,882	\$29,696,227	\$34,693,437
			TOTAL AÑO	\$386,478,766

Elaboración propia

CASO 2: En este caso se considera que además de la energía la ciudad de VLA asume el costo de disponer de 10MW de generación en la CT BRC. Tomando esto se distribuye el costo de la potencia DIGO entre las provincias.

Tabla 4-9: Costo energía VLA 2022

AÑO 2022	COSTO TOTAL ENERGÍA VLA			
MES	ENERGÍA VLA CT BARI	ENERGÍA VLA SADI	PREC. POT DIGO	TOTAL MES
ene-22	\$840,100	\$3,554,815	\$3,142,440	\$21,350,232
feb-22	\$758,800	\$3,548,268	\$3,142,440	\$21,294,417
mar-22	\$840,100	\$3,967,724	\$2,469,060	\$24,173,037
abr-22	\$1,463,400	\$4,327,560	\$2,469,060	\$38,299,788
may-22	\$1,512,180	\$4,516,530	\$2,469,060	\$41,542,626
jun-22	\$1,463,400	\$4,414,544	\$3,142,440	\$43,431,927
jul-22	\$1,344,160	\$1,292,314	\$3,142,440	\$37,915,189
ago-22	\$1,344,160	\$2,023,118	\$3,142,440	\$38,712,163
sep-22	\$1,300,800	\$1,977,435	\$2,469,060	\$38,179,362
oct-22	\$1,075,328	\$3,844,605	\$1,724,918	\$37,938,223
nov-22	\$1,040,640	\$3,757,792	\$1,770,819	\$38,032,541
dic-22	\$1,075,328	\$3,921,882	\$2,313,145	\$37,006,582
			TOTAL AÑO	\$417,876,088

Elaboración propia en base a datos suministrados por CAMMESA

Puede notarse que en este caso el costo se incrementó un 57% respecto al caso considerado inicialmente.

Desde nuestro punto de vista este es el caso más factible de concretar, en principio, considerando solo aspectos técnicos.

Tomando este último caso como válido, compararemos los costos asociados al combustible que consumiría la CT de VLA para generar la energía que se supuso se generaría en la CT BRC y se tomaría desde el SADI parcialmente.

Para esto se toman valores de combustible durante el año 2022 y utilizando los datos de la tabla 4-10 se calcula un promedio de cuanto combustible, gas natural y gas oíl, se consume por cada kWh generado en la central térmica.

Tabla 4-10: Combustible utilizado en generación térmica VLA 2019

Mes 2019	Energía Generada [kWh]	Generación a Gas Natural [kWh]	Generación a Gas Oíl [kWh]	Consumo Gas Natural m3	Consumo Gas Oíl Litros	Consumo gas oíl litros/kWh	Consumo gas natural m3/kWh
ene	3,448,100	2,171,500	1,276,600	539,296.39	395,690	0.310	0.248
feb	3,006,900	1,922,200	1,084,700	476,785.74	341,370	0.315	0.248
mar	3,160,700	2,160,000	1,000,700	530,944.01	320,370	0.320	0.246
abr	3,086,810	1,957,900	1,128,910	482,734.47	349,080	0.309	0.247
may	3,130,380	1,919,300	1,211,080	474,561.47	373,670	0.309	0.247
jun	3,304,790	2,146,900	1,157,890	532,919.47	349,210	0.302	0.248
jul	3,294,610	1,936,200	1,358,410	483,037.16	408,000	0.300	0.249
ago	3,484,990	2,195,600	1,289,390	544,164.88	395,480	0.307	0.248
sep	3,228,860	1,928,600	1,300,260	487,419.11	399,860	0.308	0.253
oct	3,127,130	2,185,500	941,630	531,513.48	296,140	0.314	0.243
nov	2,989,980	1,985,400	1,004,580	489,159.55	309,510	0.308	0.246
dic	3,043,750	2,105,900	937,850	523,491.08	293,330	0.313	0.249

Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEN

Se asume que se generara un 60% a gas natural durante todo el año, obteniéndose lo siguiente:

Tabla 4-11: Costo generación térmica VLA 2021

Fecha	Dólar	Gas Oíl	Promedio	Gas	Promedio	Gasto Central \$
	\$/U\$S	\$/m ³	\$/m ³	\$/Dam ³	\$/Dam ³	
11-ene-21	85.38	\$33,724.31	\$34,027.28	\$10,112.51	\$10,380.80	\$16,656,402.83
25-ene-21	86.91	\$34,330.24		\$10,649.09		
8-feb-21	88.17	\$34,825.18	\$37,760.42	\$10,790.35	\$10,982.10	\$16,486,182.70
24-feb-21	89.64	\$40,695.65		\$11,173.84		
8-mar-21	90.58	\$41,124.23	\$41,622.76	\$11,651.07	\$11,708.93	\$19,949,002.73
22-mar-21	91.57	\$42,121.28		\$11,766.79		
5-abr-21	92.24	\$42,244.55	\$42,482.25	\$11,845.30	\$14,766.07	\$30,944,382.22
26-abr-21	93.28	\$42,719.95		\$17,686.83		
10-may-21	93.93	\$43,017.65	\$45,224.56	\$17,803.11	\$17,965.35	\$35,471,973.14
26-may-21	94.49	\$47,431.47		\$18,127.59		

Fecha	Dólar	Gas Oíl	Promedio	Gas	Promedio	Gasto Central
	\$/U\$S	\$/m ³	\$/m ³	\$/Dam ³	\$/Dam ³	\$
7-jun-21	94.98	\$48,817.15	\$48,664.82	\$18,547.63	\$18,638.74	\$36,511,321.75
22-jun-21	95.50	\$48,512.48		\$18,729.85		
5-jul-21	95.89	\$49,405.26	\$49,478.73	\$18,934.07	\$18,990.51	\$25,955,402.51
26-jul-21	96.53	\$49,552.20		\$19,046.94		
9-ago-21	97.00	\$49,828.09	\$49,580.61	\$19,130.22	\$19,049.23	\$28,092,505.98
23-ago-21	97.41	\$49,333.13		\$18,968.23		
6-sep-21	97.95	\$49,654.02	\$51,598.62	\$18,861.67	\$15,854.27	\$26,504,304.97
27-sep-21	98.67	\$53,543.22		\$12,846.86		
12-oct-21	99.10	\$58,222.19	\$60,226.19	\$12,863.45	\$12,908.45	\$29,986,553.36
25-oct-21	99.49	\$62,230.19		\$12,953.44		
8-nov-21	100.05	\$63,734.41	\$62,571.65	\$13,007.01	\$13,038.07	\$29,977,736.02
23-nov-21	100.60	\$61,408.89		\$13,069.13		
6-dic-21	101.32	\$58,152.40	\$57,152.38	\$13,097.71	\$12,940.12	\$28,784,361.27
27-dic-21	102.57	\$56,152.36		\$12,782.53		
					TOTAL AÑO 2022 (ESTIMADO)	\$325,320,129.47

Elaboración propia en base a datos suministrados por EPEN

Adicionalmente a este valor hay que considerar el gasto del alquiler de los equipos, según datos brindados por EPEN el costo anual por el parque generador, incluyendo los generadores a gas oíl, a gas natural y dos generadores de refuerzo, asciende a aproximadamente a \$152.600.000 para todo el año 2022.

Con este último dato podemos estimar que durante el año 2022 el costo de generar en VLA, costos de combustible y alquiler de equipos, será de aproximadamente de \$477.920.000.

Cabe aclarar que se están considerando valores de referencia de combustible según los brindados por CAMMESA, debe considerarse que los valores que abona EPEN por los combustibles para VLA se estiman que serán superiores.

Podemos notar que al abastecer la ciudad de VLA desde el SADI y abasteciendo parte de la demanda desde la CT BRC se ahorrarían aproximadamente \$60.000.000 al año, lo que equivale a un 15% anual del costo total.

Otro aspecto a considerar es el combustible que se utiliza:

- Para abastecer VLA totalmente con generación se utilizarán aproximadamente 4900m³ de gas oíl y 5900Dam³ de gas natural durante el año 2022.
- En caso de abastecer parcialmente la demanda desde el SADI se debe considerar que se utilizaran aproximadamente 1800m³ de gas oíl. (Esto último no tiene en cuenta el consumo de combustibles fósiles de la energía proveniente del SADI)

Lo anterior se explica, además de que parte de la demanda se abastece desde el SADI, en que la CT Bariloche utiliza 0,26 m³ de gas oíl para generar 1 MWh, mientras que el parque generador de VLA

necesitaría 0,31 m³ de gas oíl para generar la misma cantidad de energía. Se puede concluir que el parque generador instalado en Bariloche es más eficiente al instalado en VLA.

VINCULACIÓN DESDE SC. DE BARILOCHE

Como hemos mencionado el sistema ALIPIBA opera al límite técnico durante la demanda máxima de la ciudad de S.C. de Bariloche, pero como quedo mostrado en el capítulo III, la línea opera por debajo de su capacidad máxima durante los horarios de valle y resto, lo que plantea la posibilidad de la conexión de VLA al sistema, desde la ET “Bariloche” para aprovechar la energía restante durante esos horarios.

Para realizar esta vinculación se deberán realizar las siguientes obras:

- Línea eléctrica ET Bariloche-Puesto de maniobra Dina Huapi

Esta línea tendrá un largo de 16.7 km con conductor de Al/Ac 300/50mm² en el extremo en Dina Huapi se deberá construir un puesto de maniobras el cual permitirá el seccionamiento de la línea cuando se construya el tramo Pilca Norte- Dina Huapi considerado en el proyecto ALIPIBA II.

- Línea eléctrica Puesto de maniobra Dina Huapi-El Cruce

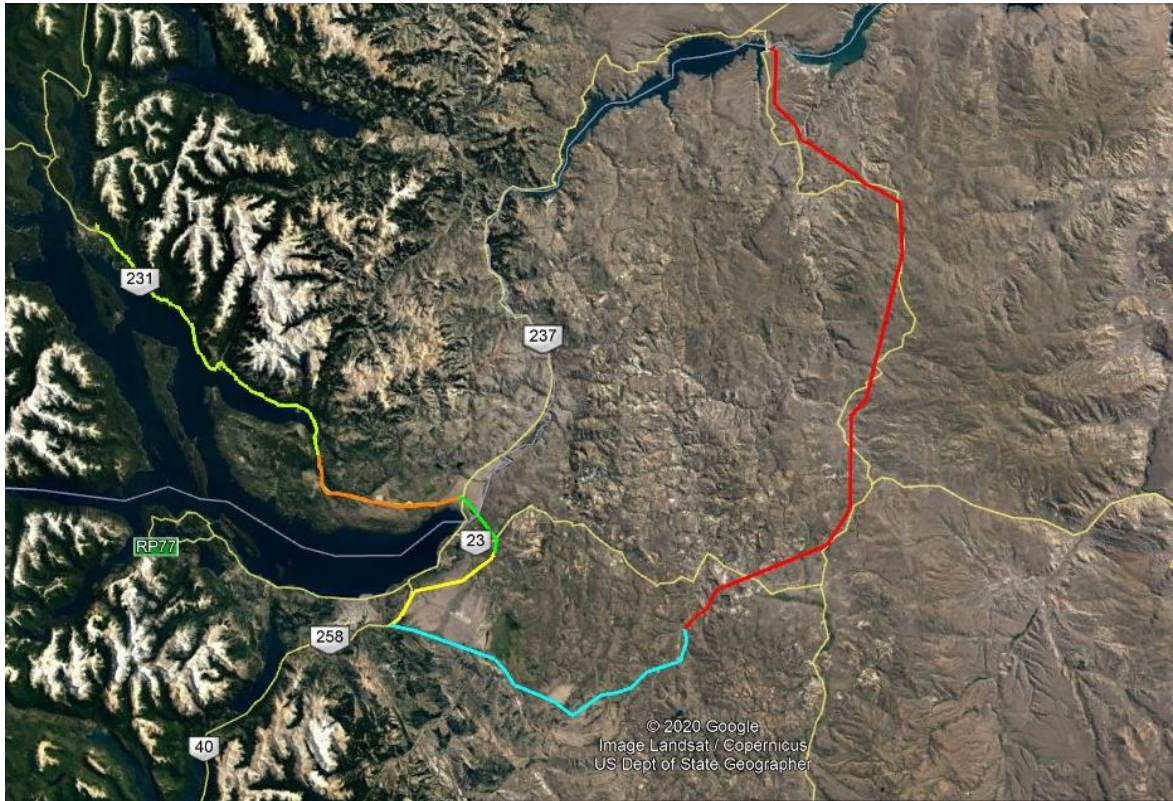
Esta línea tendrá un largo aproximado de 7.8 km con conductor Al/Ac 150/25mm² igual al instalado en la línea ya construida por el EPEN que llega desde el cruce de ruta nacional N°40 con la Ruta Nacional N°237 hasta la ET “Paso Coihué”

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE AMPLIACIÓN DEL SISTEMA

COSTOS ASOCIADOS A LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS

Para estimar el costo asociado a la construcción de los 24.5 km de líneas de alta tensión en 132 kV se tuvo en cuenta la siguiente traza:

Figura 4-2: Vista de las trazas sistema ALIPIBA y vinculaciones futuras



Elaboración propia

Las consideraciones que se tuvieron en la estimación de precios son las siguientes:

- Vano promedio de la LAT 250 metros.
- Valores de materiales principales, morsetería, columna, conductores, etc. Se averiguaron directamente con proveedores nacionales.
- Se consideró el mismo valor de columnas, bases, tanto para la línea con conductor de Al/Ac 300/50mm² y de Al/Ac 150/25mm²
- Los costos de construcción y montaje fueron consultados y estimados de acuerdo a valores de empresas con experiencia en estas construcciones en la zona.
- No se consideraron costos adicionales ni se estudió el cruce con posibles interferencias en las líneas.
- La traza obtenida es aproximada de acuerdo a proyectos presentados anteriormente. No se estudió en este trabajo ni se consideró el impacto ambiental asociado.

De acuerdo a las consideraciones presentadas anteriormente se presenta en la siguiente tabla los costos asociados a la construcción de las dos líneas de alta tensión.

Tabla 4-12: Estimación costos LAT 132 kV vinculación VLA al SADI

ÍTEM	CONCEPTO	U/M	CANT.	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
1	INGENIERÍA Y ESTUDIOS	Un.	1	\$57,681.00	\$57,681.00
PROVISIONES					
1	ESTRUCTURAS				
1.1	SUSPENSIONES	Un.	83	\$9,540.00	\$791,820.00
1.2	RETENCIONES RECTAS	Un.	5	\$20,989.00	\$104,945.00
1.3	RETENCIONES ANGULARES	Un.	13	\$24,755.00	\$321,815.00
1.4	TERMINALES	Un.	3	\$27,248.00	\$81,744.00
2	CONDUCTORES				
2.1	CONDUCTOR Al/Ac 300/50	km	55.11	\$8,268.00	\$455,649.48
2.2	CONDUCTOR Al/Ac 150/25	km	25.74	\$6,358.00	\$163,654.92
3	CABLE DE GUARDIA OPGW	km	26.95	\$9,146.00	\$246,484.70
4	MORSETERIA				
4.1	CONJUNTO SUSPENSIÓN SIMPLE	Un.	237	\$127.00	\$30,099.00
4.2	CONJUNTO SUSPENSIÓN DOBLE	Un.	12	\$173.00	\$2,076.00
4.3	CONJUNTO RETENCIÓN	Un.	126	\$136.00	\$17,136.00
4.4	SISTEMA AMORTIGUANTE	Un.	750	\$24.00	\$18,000.00
4.5	CONJUNTO DE SUSPENSIÓN OPGW	Un.	83	\$133.00	\$11,039.00
4.6	CONJUNTO DE RETENCIÓN OPGW	Un.	42	\$212.00	\$8,904.00
4.7	SISTEMA AMORTIGUANTE OPGW	Un.	250	\$29.00	\$7,250.00
4.8	OTRAS PROVISIONES (EMPALMES, ETC)	Un.	1	\$6,150.00	\$6,150.00
5	PUESTA A TIERRA DE ESTRUCTURAS	Un.	104	\$558.00	\$58,032.00
6	AISLADORES	Un.	4869	\$31.00	\$150,939.00
OBRAS CIVILES Y MONTAJES					
1	REPLANTEO	km	24.5	\$1,895.00	\$46,427.50
2	ESTUDIO DE SUELOS	Un.	1	\$8,325.00	\$8,325.00
3	CAMINOS DE ACCESO Y FRANJA DE SERVIDUMBRE	km	41.65	\$456.00	\$18,992.40
4	FUNDACIONES				
4.1	ESTRUCTURAS SIMPLES	Un.	83	\$1,986.00	\$164,838.00
4.2	ESTRUCTURAS DOBLES	Un.	5	\$3,825.00	\$19,125.00
4.3	ESTRUCTURAS TRIPLES	Un.	16	\$15,070.00	\$241,120.00
5	MONTAJES ESTRUCTURAS				
5.1	ESTRUCTURAS SIMPLES	Un.	83	\$2,148.00	\$178,284.00
5.2	ESTRUCTURAS DOBLES	Un.	5	\$9,482.00	\$47,410.00
5.3	ESTRUCTURAS TRIPLES	Un.	16	\$14,258.00	\$228,128.00
6.	TENDIDO COMPLETO	km	24.5	\$18,834.00	\$461,433.00
7.	INSTALACIÓN Y MEDICIÓN SIST AMORTIGUANTE	km	24.5	\$354.00	\$8,673.00
8.	ACOMETIDAS A ET Y PM	Un.	3	\$15,448.00	\$46,344.00
9.	CARTELERÍA Y BALIZAMIENTO	Un.	1	\$1,258.00	\$1,258.00
TOTAL					\$4,003,777.00

Elaboración propia en base a datos de obras similares

COSTOS ASOCIADOS A LA AMPLIACIÓN DE UN CAMPO DE LÍNEA

Para vincular la línea eléctrica en la ET “Bariloche” se debe montar un nuevo campo de salida de línea, el cual tendrá asociado como mínimo los siguientes equipos, dos seccionadores de 132 kV, un interruptor de 132 kV, un juego de descargadores de 132 kV, un pórtico de acometida de línea, un tablero de comando y protecciones asociadas, ampliación del sistema de comunicaciones y materiales menores.

Dada la complejidad que se presentó al tratar de obtener valores de la mayoría de estos materiales y equipos se buscaron precios de referencia del mercado, consultando diversas empresas abocadas a este tipo de obras y proyectos.

Se obtuvo de este modo que el valor aproximado para la construcción de un campo de salida de línea (simple barra) tiene un valor de 852.000 USD.

Dado que no es el fin de este proyecto integrador realizar una cotización exacta de la obra en cuestión, se considera apropiado tomar este valor de referencia.

COSTOS ASOCIADOS AL PUESTO DE MANIOBRAS

De manera similar a lo mencionado con anterioridad, para estimar el valor del puesto de maniobras se tomará como referencia precios del mercado.

El puesto de maniobra mencionado estará compuesto por tres campos de entrada/ salida de línea de 132 kV. Por lo que para estimar el valor del mismo se tomara el valor de tres campos de línea (simple barra). A este valor se le añadirá un 20% a fin de considerar valores de terreno, cercos, nivelación, sala de comando, etc., los cuales no están incluidos en el valor de la construcción de un campo de línea.

Realizando lo anterior nos da un valor aproximado de 3.067.000 USD la construcción del puesto de maniobras.

COSTOS GLOBAL DE LAS OBRAS.

Con lo mencionado anteriormente el valor aproximado de las obras necesarias para la vinculación de VLA al SADI, a través de la ET “Bariloche” asciende a 7.922.977 USD.

En principio puede notarse que el “ahorro económico” que se obtiene al vincular la ciudad de VLA al SADI en una primera etapa no será suficiente para amortizar el costo de una obra de tal magnitud.

Pero teniendo en cuenta la necesidad de realizar la totalidad del corredor ALIPIBA II y considerando que concluir la totalidad de la obra en cuestión consideramos que resultaría interesante realizarla en etapas y considerar comenzar y finalizar en primera etapa la vinculación de VLA al SADI, y en los posteriores años llevar adelante los siguientes pasos para concluir la totalidad de la obra.

Las ventajas que se destacan de realizar una vinculación de VLA son:

- Ahorro económico respecto a la situación actual. En este punto debe estudiarse que probablemente resulte necesario incorporar (provisoriamente) algunos grupos más en la CT BRC, de ser posible a gas natural.
- La ciudad de VLA estaría abastecida directamente desde el SADI aproximadamente en tiempo un tercio del año, lo que resulta en una importante cantidad de gas oíl y gas natural que no sería quemado. Resultando en un aspecto favorable para el medio ambiente.
- La incorporación de compensación reactiva en la ET Bariloche podría ampliar la capacidad de transporte por la LAT ALIPIBA, resultando en un mayor tiempo posible en que tanto la ciudad de VLA y BRC sean abastecidas sin la necesidad de despachar la CT Bariloche.

Las desventajas que se desprenden de esta opción:

- No existe ninguna mejora para la ciudad de S. C. de Bariloche y al tratarse de una alimentación radial, cualquier falla que ocurra en la LAT de 132kV dejara sin suministro a ambas ciudades.
- Deberá estudiarse la forma de contar con una reserva fría para la ciudad de VLA, probablemente se deberá incorporar más generación en la CT BRC o dejarse grupos en la ciudad de VLA para posibles emergencias.
- Debe estudiarse como se dividirán los costos entre las distribuidoras, ya que actualmente la totalidad del parque generador de la CT BRC está disponible para la ciudad homónima.
- Continuara quemándose, aunque a menor escala, una gran cantidad de combustible líquido, gas oíl, para brindar el suministro eléctrico de la ciudad de VLA, aun en el mejor de los casos podría incorporarse o reemplazar algunos grupos por generadores a gas, pero continuara el inconveniente de utilizar combustibles fósiles.

CONCLUSIONES

A lo largo del desarrollo de este proyecto integrador profesional se ha dejado en evidencia la necesidad de una ampliación en el sistema eléctrico ALPIBA, y la conclusión de obras que por distintos motivos hoy están en desuso.

Tomando como referencia la tasa crecimiento de la demanda eléctrica de los últimos años, la cual es del 3% para la ciudad de Bariloche y 2,6% para Villa la Angostura, se puede obtener una buena predicción de lo que ocurrirá en un futuro próximo, y como el sistema eléctrico tiene que estar preparado para hacerle frente. También con estos datos se puede caracterizar la demanda, lo cual nos permite armar distintas curvas de carga de acuerdo a la época del año (verano, otoño, invierno, primavera) y la franja horaria (valores cada hora) en la que nos encontremos.

Esta caracterización, mediante aplicaciones del software DIgSILENT, nos permitió estudiar el sistema actual de manera más detallada, y notar que el mismo solo opera en valores cercanos al límite, en lo que se conoce como periodos de demanda pico, funcionando una gran parte del año de manera holgada, esto en conjunto a las predicciones de demanda en los próximos años nos permite plantear una primera solución a la interconexión de Villa La Angostura al SADI, la cual hoy se encuentra operando en isla.

Esta primera etapa consta de una pequeña obra, en comparación a realizar toda la conexión desde ALPIBA II, ya que solo se trata de una línea de transmisión de 132kV, desde la ET Bariloche a un puesto de maniobra (futuro) en las cercanías de la localidad de Dina Huapi, estando el resto del sistema de 132 kV, hasta Villa la Angostura, ya construido. Como se pudo demostrar mediante simulaciones en el capítulo 3, esta primera etapa, puede dar respuesta a las necesidades de consumo de ambas localidades en los próximos 5 años aproximadamente, siendo un proyecto técnicamente factible, de esta manera VLA podría estar abastecida exclusivamente del SADI aproximadamente $\frac{1}{3}$ del año, incluso sin la necesidad de generación térmica en la CT BRC, estando esta fuera de servicio durante unas 2750 horas al año, lo equivalente a 115 días

Luego centrándonos en el impacto económico, el capítulo 4 se pudo demostrar que también es económicamente viable, disminuyendo los costos de generación, ya que se sustituirán el uso de combustibles fósiles (gas oíl, gas natural) por la energía que suministra el SADI, la cual es considerablemente más barata, obteniendo un ahorro de alrededor de \$ 60.000.000 anuales.

Otras ventajas que trae aparejada esta conexión, es el aumento de la confiabilidad del sistema de distribución de Villa la Angostura, y la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, que si bien en este proyecto no se realizó un estudio detallado de este aspecto, se dejarían de quemar 5900m³ de gas natural y unos 3100m³ de gas oíl para la generación de energía eléctrica, lo que impacta de manera positiva en el medio ambiente, y da un alivio al sistema de gas natural, de gran importancia a la hora de calefaccionarse en esta región.

Si bien esta pequeña obra trae una respuesta parcial a los problemas hoy presentados, es eminente que es necesario concretar la construcción del sistema ALIPIBA II, que permita hacerle frente al constante crecimiento de la demanda eléctrica de esta región cordillerana, que según nuestras predicciones podría llegar cerca de los 120 MVA en el año 2043.

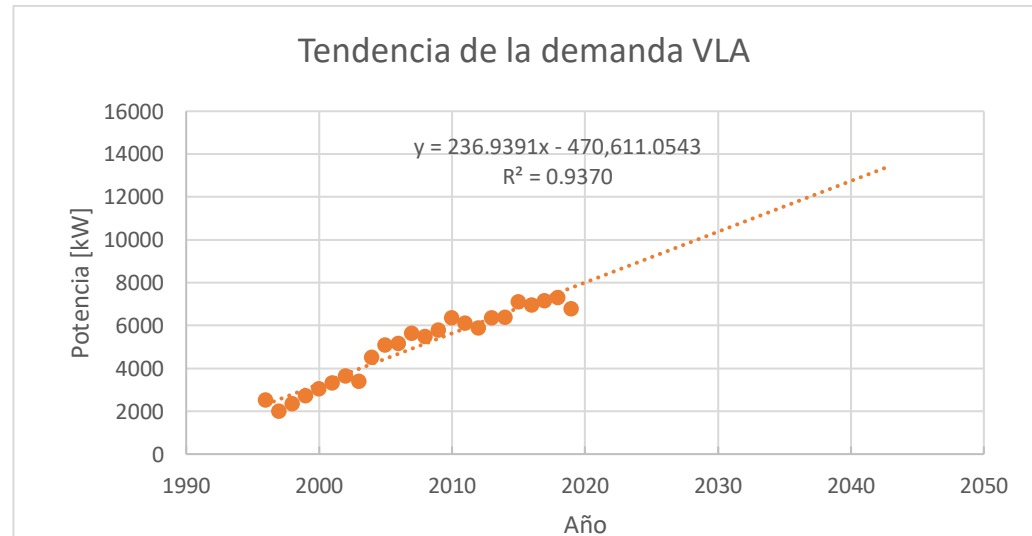
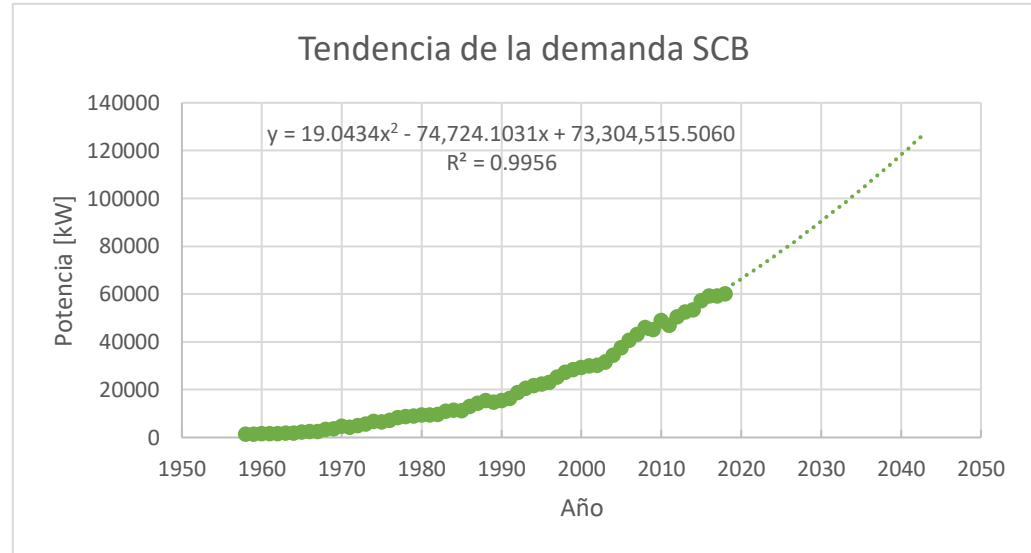
REFERENCIAS

- [1]. CAMMESA, <https://aplic.cammesa.com/geosadi/>, (Año 2021)
- [2]. EPEC, Anexo IV “Costos orientativos de Obras”
- [3]. CAMMESA, “Informe Anual 2020” (Base de Datos)
- [4]. TRANSENER “Guía de Referencia” (Periodo 2020-2027)
- [5]. TRANSCOMAHUE “GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE POR DISTRIBUCIÓN TRONCAL DE RÍO NEGRO” (Periodo 2017-2024)
- [6]. DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS PROVINCIA DEL NEUQUÉN, <https://www.estadisticaneuquen.gob.ar/>, (Año de consulta 2020)
- [7]. DigSILENT PowerFactory, User Manual, Online Edition, December 2013, Version 15.1
- [8]. A. G. Esposito “Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica” Mc GRAW-HILL., 1^{ra} ed., España.
- [9]. Rubio, María del Carmen “Análisis de Alternativas de Abastecimiento eléctrico de la Ciudad de Bariloche” Tesis de Maestría en Economía y Política Energética y Ambiental. Universidad Nacional del Comahue, 2003
- [10]. AEA, Reglamentación de líneas aéreas exteriores de media y alta tensión, AEA 95301, 2007
- [11]. CAMMESA, Los Procedimientos Versión XXVI, 2018
- [12]. RESOLUCIÓN 19/2017 (SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA REPUBLICA ARGENTINA), <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/270000-274999/271483/norma.htm>
- [13]. RESOLUCIÓN 1/2019 (SECRETARÍA DE RECURSOS RENOVABLES Y MERCADO ELÉCTRICO), <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1-2019-320490/texto>
- [14]. RESOLUCIÓN 31/2020 (SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA REPUBLICA ARGENTINA), <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-31-2020-334799/texto>
- [15]. RESOLUCIÓN 440/2021 (SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA REPUBLICA ARGENTINA), <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-440-2021-350121/texto>

ANEXO A-1

S.C de Bariloche	
Año	Potencia Maxima [KW]
1958	1280
1959	1440
1960	1490
1961	1550
1962	1590
1963	1780
1964	1860
1965	2320
1966	2370
1967	2530
1968	3270
1969	3560
1970	4590
1971	4250
1972	5000
1973	5670
1974	6580
1975	6550
1976	7050
1977	8250
1978	8600
1979	8900
1980	9410
1981	9370
1982	9500
1983	10920
1984	11270

Villa La Angostura	
Año	Potencia Maxima [KW]
1996	2520
1997	2000
1998	2340
1999	2720
2000	3050
2001	3323
2002	3655
2003	3394
2004	4520
2005	5090
2006	5160
2007	5630
2008	5490
2009	5780
2010	6360
2011	6100
2012	5880
2013	6350
2014	6380
2015	7110
2016	6960
2017	7160
2018	7300
2019	6790
2020	8006
2021	8243
2022	8480



1985	11120
1986	12880
1987	14208
1988	15300
1989	14739
1990	15324
1991	16324
1992	18831
1993	20476
1994	21562
1995	22393
1996	22882
1997	25308
1998	27179
1999	28400
2000	29128
2001	29800
2002	30165
2003	31451
2004	34322
2005	37480
2006	40542
2007	43115
2008	45960
2009	45110
2010	48875
2011	46888
2012	50371
2013	52404
2014	53423
2015	57150
2016	59088
2017	59064

2023	8717
2024	8954
2025	9191
2026	9428
2027	9665
2028	9901
2029	10138
2030	10375
2031	10612
2032	10849
2033	11086
2034	11323
2035	11560
2036	11797
2037	12034
2038	12271
2039	12508
2040	12745
2041	12982
2042	13219
2043	13456



2018	60068
2019	64324
2020	66517
2021	68747
2022	71015
2023	73322
2024	75666
2025	78049
2026	80470
2027	82928
2028	85425
2029	87960
2030	90533
2031	93144
2032	95794
2033	98481
2034	101206
2035	103970
2036	106771
2037	109611
2038	112489
2039	115405
2040	118359
2041	121351
2042	124381
2043	127449

ANEXO A-2

San Carlos de Bariloche	
Año	Potencia Maxima
	[KW]
1958	1280
1959	1440
1960	1490
1961	1550
1962	1590
1963	1780
1964	1860
1965	2320
1966	2370
1967	2530
1968	3270
1969	3560
1970	4590
1971	4250
1972	5000
1973	5670
1974	6580
1975	6550
1976	7050
1977	8250
1978	8600
1979	8900
1980	9410
1981	9370
1982	9500
1983	10920
1984	11270
1985	11120
1986	12880
1987	14208
1988	15300
1989	14739
1990	15324
1991	16324
1992	18831
1993	20476
1994	21562
1995	22393
1996	22882
1997	25308
1998	27179
1999	28400
2000	29128
2001	29800

Villa La Angostura	
Año	Potencia Maxima
	[KW]
1996	2520
1997	2000
1998	2340
1999	2720
2000	3050
2001	3323
2002	3655
2003	3394
2004	4520
2005	5090
2006	5160
2007	5630
2008	5490
2009	5780
2010	6360
2011	6100
2012	5880
2013	6350
2014	6380
2015	7110
2016	6960
2017	7160
2018	7300
2019	6790
2020	7394
2021	8052
2022	8769
2023	9550
2024	10399
2025	11325
2026	12333
2027	13431
2028	14626
2029	15928
2030	17345
2031	18889
2032	20570
2033	22401
2034	24394
2035	26565
2036	28930
2037	31504
2038	34308
2039	37362

2002	30165
2003	31451
2004	34322
2005	37480
2006	40542
2007	43115
2008	45960
2009	45110
2010	48875
2011	46888
2012	50371
2013	52404
2014	53423
2015	57150
2016	59088
2017	59064
2018	60068
2019	63312
2020	66731
2021	70334
2022	74132
2023	78135
2024	82354
2025	86802
2026	91489
2027	96429
2028	101636
2029	107125
2030	112910
2031	119007
2032	125433
2033	132206
2034	139345
2035	146870
2036	154801
2037	163160
2038	171971
2039	181258
2040	191045
2041	201362
2042	212235
2043	223696

2040	40687
2041	44308
2042	48252
2043	52546

ANEXO A-3

Villa La Angostura			
Año	Potencia Maxima	Año	Potencia Maxima
	[KW]		[KW]
1996	2520	2020	7197
1997	2000	2021	7629
1998	2340	2022	8087
1999	2720	2023	8297
2000	3050	2024	8513
2001	3323	2025	8734
2002	3655	2026	8961
2003	3394	2027	9194
2004	4520	2028	9433
2005	5090	2029	9679
2006	5160	2030	9930
2007	5630	2031	10189
2008	5490	2032	10453
2009	5780	2033	10725
2010	6360	2034	11004
2011	6100	2035	11290
2012	5880	2036	11584
2013	6350	2037	11885
2014	6380	2038	12194
2015	7110	2039	12511
2016	6960	2040	12836
2017	7160	2041	13170
2018	7300	2042	13512
2019	6790	2043	13864

ANEXO B-1

Este anexo está destinado a explicar brevemente la utilización de la herramienta para realizar flujos quasi-dinamicos del Software Power Factory DigSilent.

Esta herramienta ha sido utilizada en el presente trabajo para mostrar el comportamiento hora a hora para los diferentes días típicos de carga. También puede ser utilizada para realizar simulaciones día a día, mes a mes, etc.

Previo a realizar la introducción a esta herramienta, repasaremos unos datos básicos del software que servirán posteriormente.

- **Tiempo de simulación:**

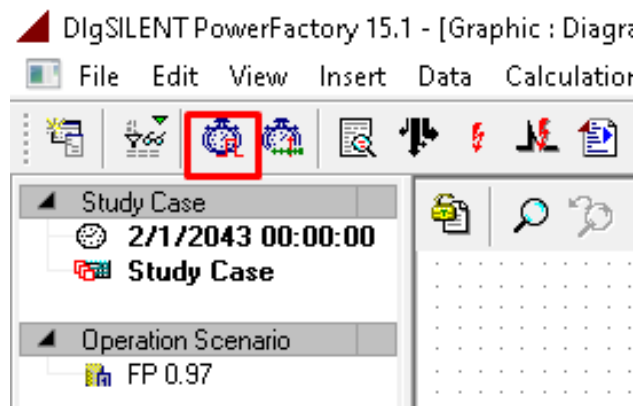


Ilustración 1-Recorte de pantalla- Software DigSilent

Con el icono indicado se abre la siguiente ventana

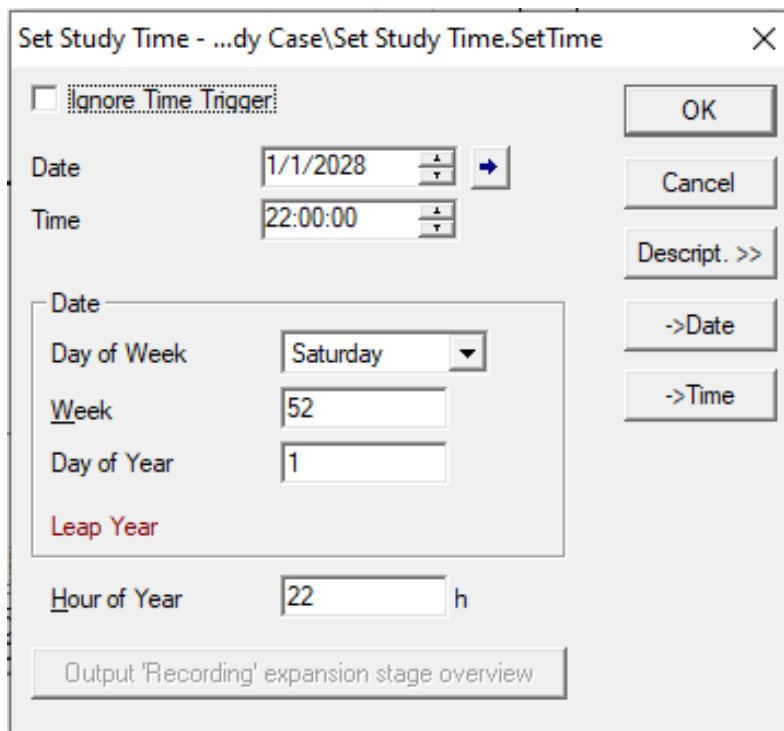


Ilustración 2-Recorte de pantalla- Software DigSilent

En la misma se puede elegir el “tiempo” en el que transcurre la simulación, particularmente el día y hora. Recordemos que un flujo estacionario es una “foto” del sistema bajo ciertas condiciones, las cuales varían en el transcurso del día.

- **Etapas de expansión de la red:**

Durante este trabajo se utilizó esta herramienta del programa para realizar las ampliaciones correspondientes al sistema ALIPIBA II, las mismas fueron planteadas durante los años de corte mencionados a lo largo del informe. Además de presentar las obras que se fueron incorporando (líneas, barras, etc.) se cargan en las etapas las potencias máximas correspondientes a cada año.

Para crear una etapa de expansión, una vez cargado el sistema base, se procede de la siguiente manera.

En el menú Insertar (Insert), se selecciona la opción Etapa de Expansión (Expansion Stage...)

Se abrirá la siguiente ventana, se debe seleccionar la opción nueva (New), y luego variación (Variation).

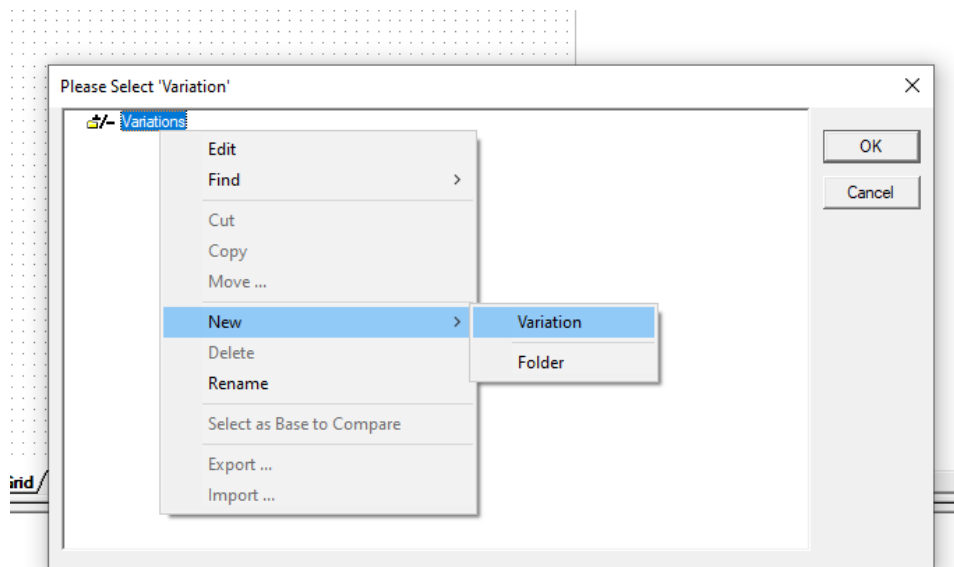


Ilustración 3-Recorte de pantalla- Software DIgSilent

En la nueva variación que añadimos podemos añadir un nombre y las fechas de comienzo y fin.

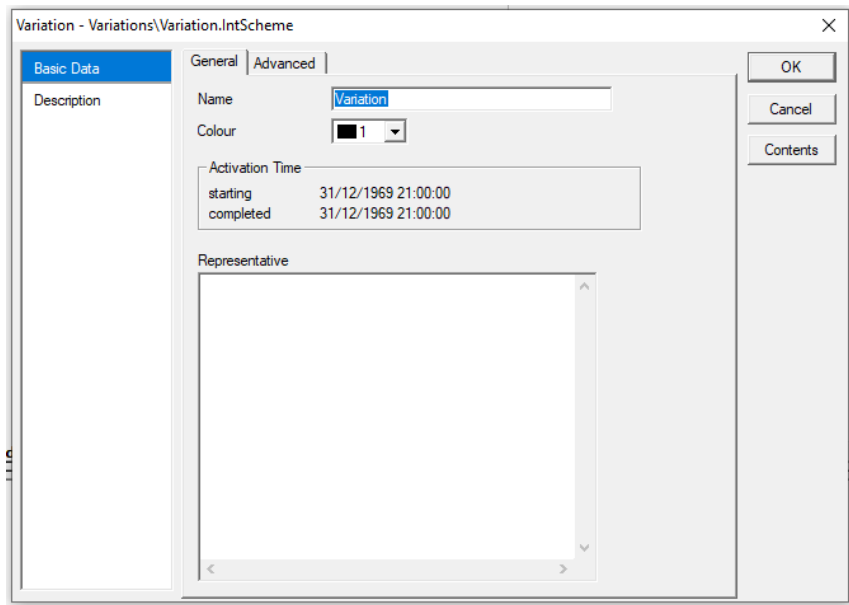


Ilustración 4-Recorte de pantalla- Software DigSilent

Luego de crear la variación el programa nos pedirá confirmación y consultará si queremos continuar el estudio a la fecha de dicha etapa.

En el menú lateral izquierdo nos aparecerán las diferentes etapas de expansión de la red, si trabajamos dentro de una de las etapas estando activada los cambios se realizarán dentro de la misma, podemos verificar que al desactivarla los elementos nuevos o añadidos a esa etapa figurarán con línea punteada amarilla.

- **Modelado de cargas:**

Para realizar el flujo quasi-dinamico debemos cargar el tipo de variación que posee la carga u generación, para ello entramos en la carga, en la parte de flujo. Como se indica en la siguiente imagen.

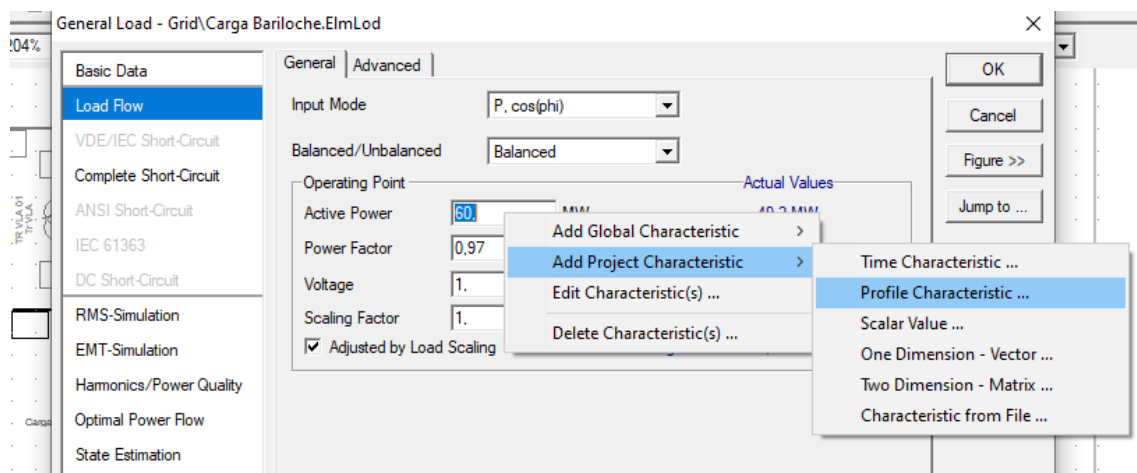


Ilustración 5-Recorte de pantalla- Software DigSilent

Si pulsamos la opción seleccionada, se abrirá una tabla, con clic derecho procedemos a seleccionar la opción nueva/otros.

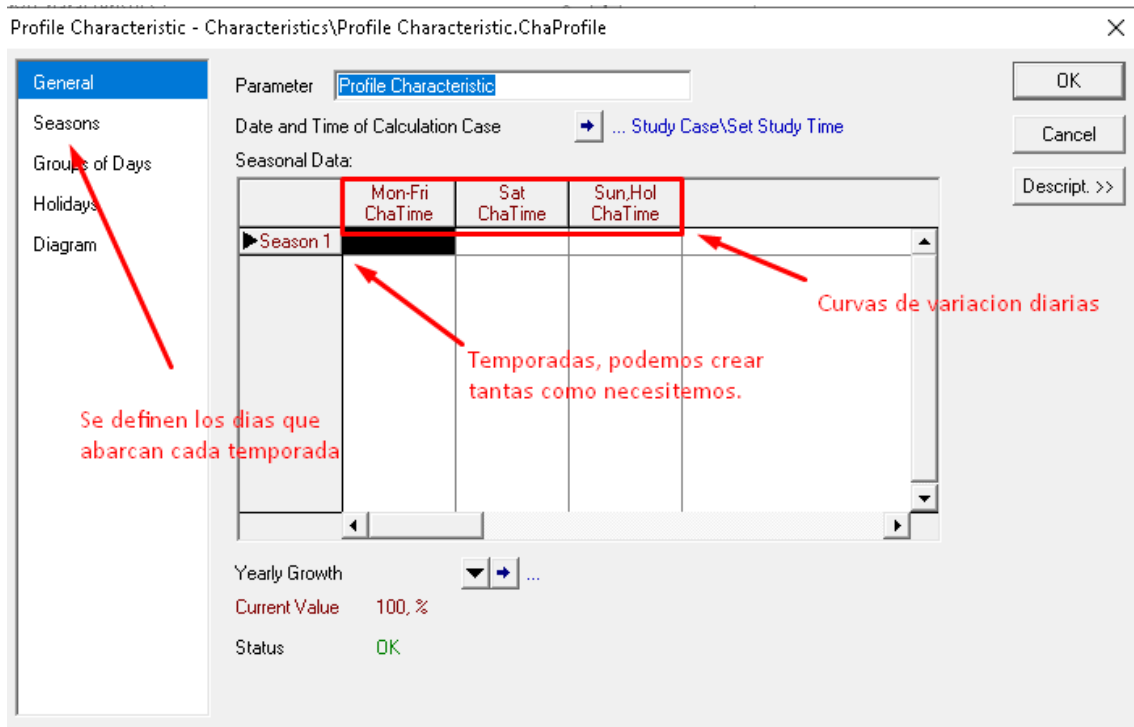


Ilustración 6-Recorte de pantalla- Software DIgSilent

En el cuadro anterior armaremos la simulación para todo el año, para lo cual creamos 4 temporadas (season), y luego dentro de cada columna realizamos doble clic y nos aparece una tabla de características de tiempo, procediendo de manera similar a lo anterior realizamos clic derecho, nuevo/otros.

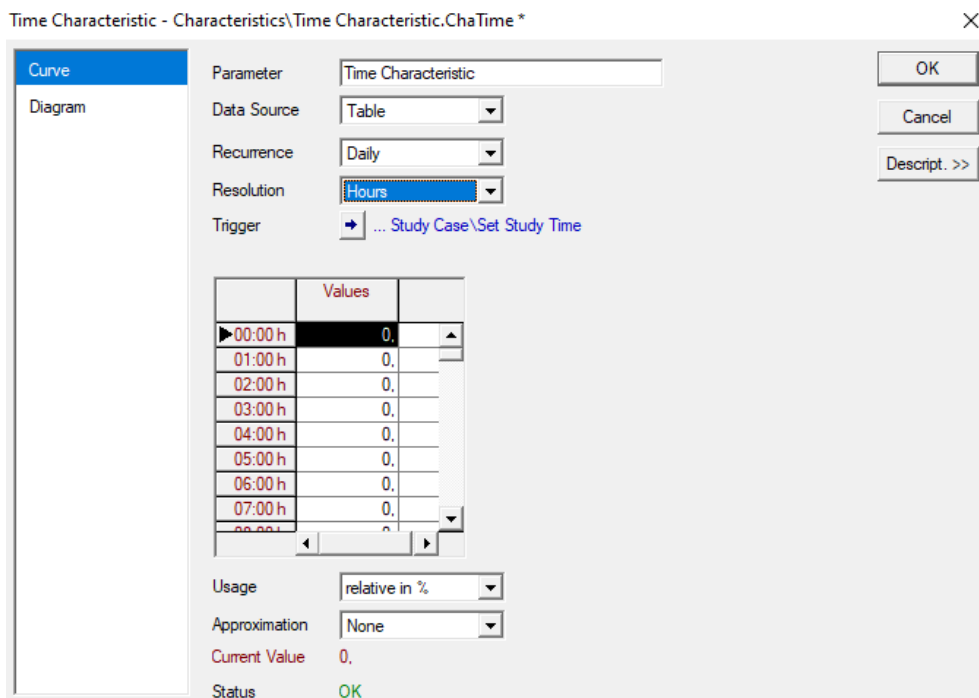


Ilustración 7-Recorte de pantalla- Software DIgSilent

En la pantalla anterior se muestra como se cargaría una curva de un día típico hora a hora, esta es una de las posibles opciones y fue la utilizada en este trabajo. Notemos que los valores se dan en porcentaje, los mismos serán los que afectarán al valor de potencia cargado en el modelo de la carga.

Se puede en este caso realizar una curva típica para cada temporada, además de una curva típica de días hábiles, días sábados y días domingos y feriados. Particularmente en nuestro trabajo consideramos una única curva representativa por cada temporada.

Una vez finalizada la carga de las características de tiempo, notaremos que la carga tendrá un valor en rojo de su potencia. Variando la hora y fecha a través del reloj de tiempo del sistema en estudio podemos apreciar como varía la potencia.

Podemos asignar a todas las cargas el mismo perfil o podemos generar un perfil para cada carga si poseen un comportamiento diferente.

Similar manera a lo mencionado anteriormente se procede para cargar la curva de generación en caso de contar con la misma.

- **Simulación Quasi-Dinamica**

En la siguiente captura podemos observar las opciones de la mencionada herramienta.

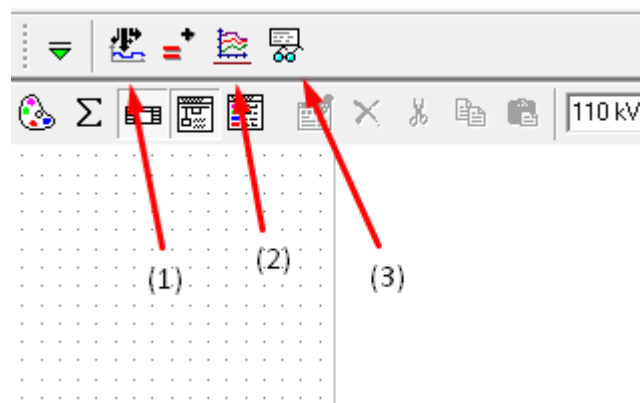


Ilustración 8-Recorte de pantalla- Software DIgSilent

Con las cargas modeladas con su variación en el tiempo, procedemos a realizar la simulación quasi-dinamica, Para eso seleccionamos la simulación en la barra de herramientas del Software, indicada como (1) en la imagen anterior.

Una vez que ejecutamos la simulación se nos abre la siguiente ventana:

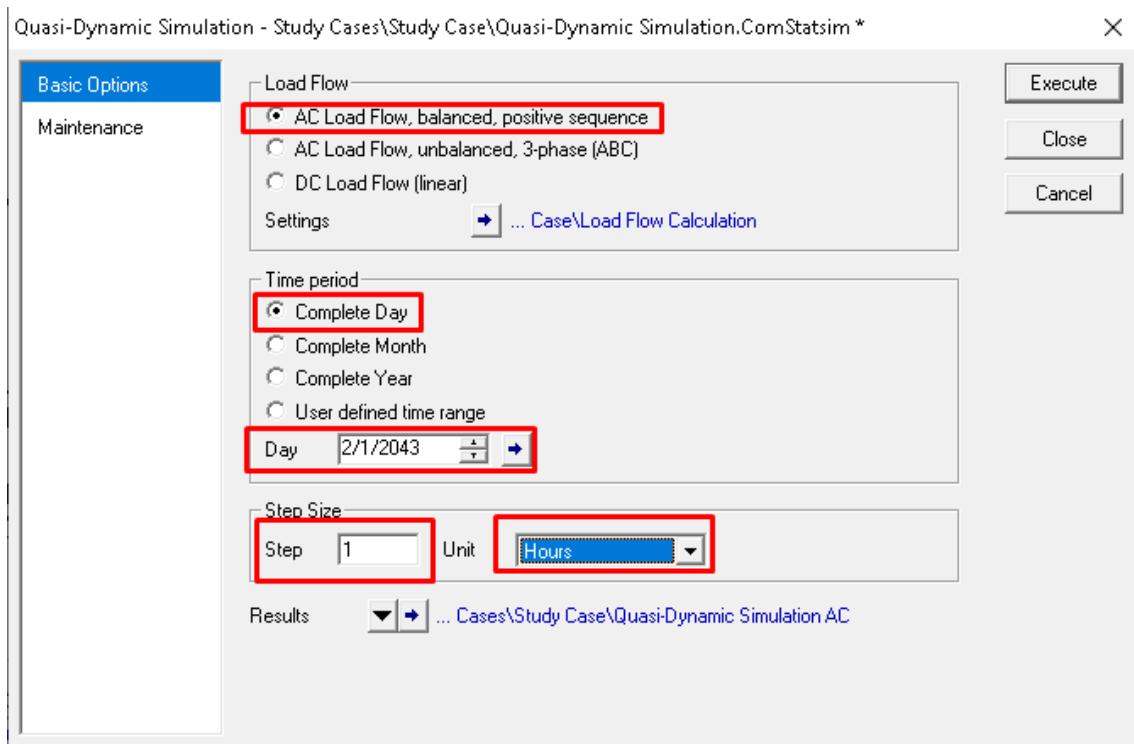


Ilustración 9-Recorte de pantalla- Software DIgSilent

Seleccionamos el periodo de la simulación, y el paso de la misma. En nuestro caso optamos por un día, introducimos la fecha y un paso hora a hora, ya que de esta forma fue cargada la curva.

Se pueden seleccionar otras opciones, la seleccionada es más útil para ver el comportamiento de un día típico.

Una vez que ejecutamos la simulación, por defecto el programa indicara los valores mínimos y máximos de tensión en barras que se presentan en el transcurso seleccionado.



Ilustración 10-Recorte de pantalla- Software DIgSilent

La opción indicada como (2) de la herramienta es se utiliza para crear graficas con múltiples opciones, para ello debemos definir en el elemento que queremos graficar los resultados a mostrar para la simulación quasi-dinamica. Para lograr esto los pasos a seguir son:

- a. Seleccionar el elemento que queremos graficar alguna variable
- b. Pulsamos clic derecho y definimos resultado para simulación quasi-dinámica.
- c. Dentro de la lista seleccionamos una o varias opciones de los valores deseamos graficar.
- d. Luego seleccionamos la opción (1) Create Subplot.
- e. Elegimos el elemento bajo estudio
- f. Seleccionamos la variable y pulsamos OK

Se presenta a continuación a modo de ejemplo la variación de potencia en el tiempo de dos cargas modeladas para un periodo de 24 horas.

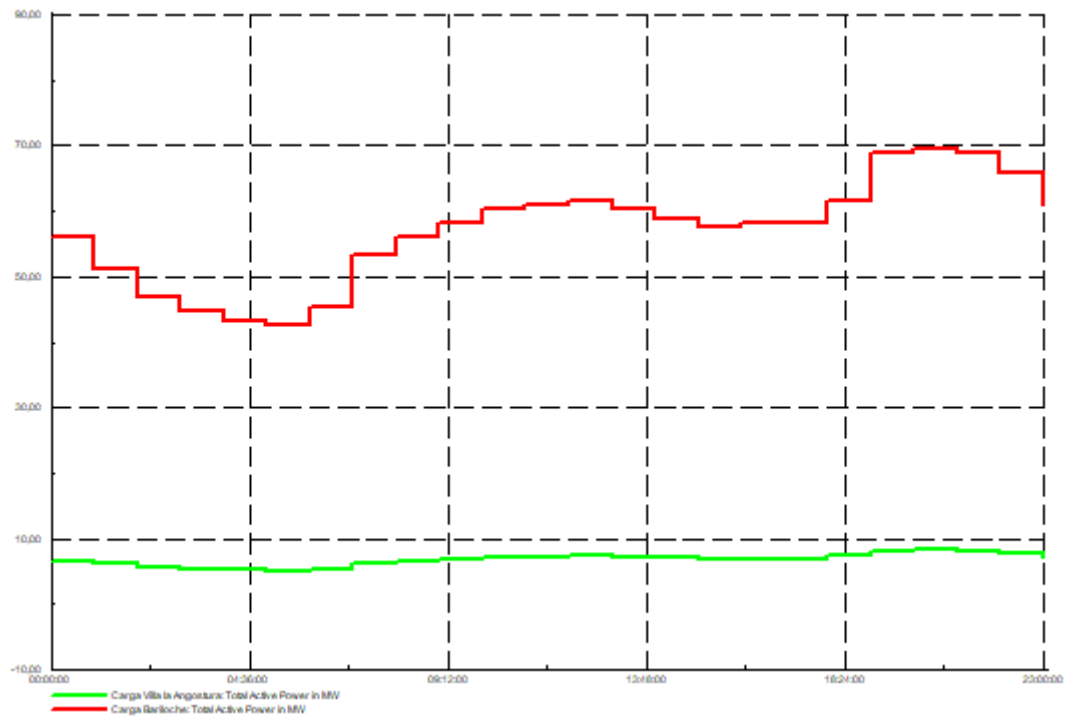


Ilustración 11-Recorte de pantalla- Software DIgSilent

La opción señalada anteriormente como (3) sirve para crear los reportes del estudio, las opciones que permite visualizar son:

Cargas máximas y mínimas en los elementos bajo estudios: Al visualizar este reporte notaremos una tabla donde se indicará cada elemento y las cargas máximas en % que tuvo durante el transcurso del estudio, además de indicar en que momento ocurrieron las mismas.

Valores de tensiones máximos y mínimos: Similar a lo anterior, pero con los valores de tensión en pu.

Casos no convergentes: en caso de que un flujo no posea solución durante el periodo de simulación será reportado con el tiempo en el cual se presenta.

La pantalla que se visualiza al utilizar la opción de reportes es la siguiente:

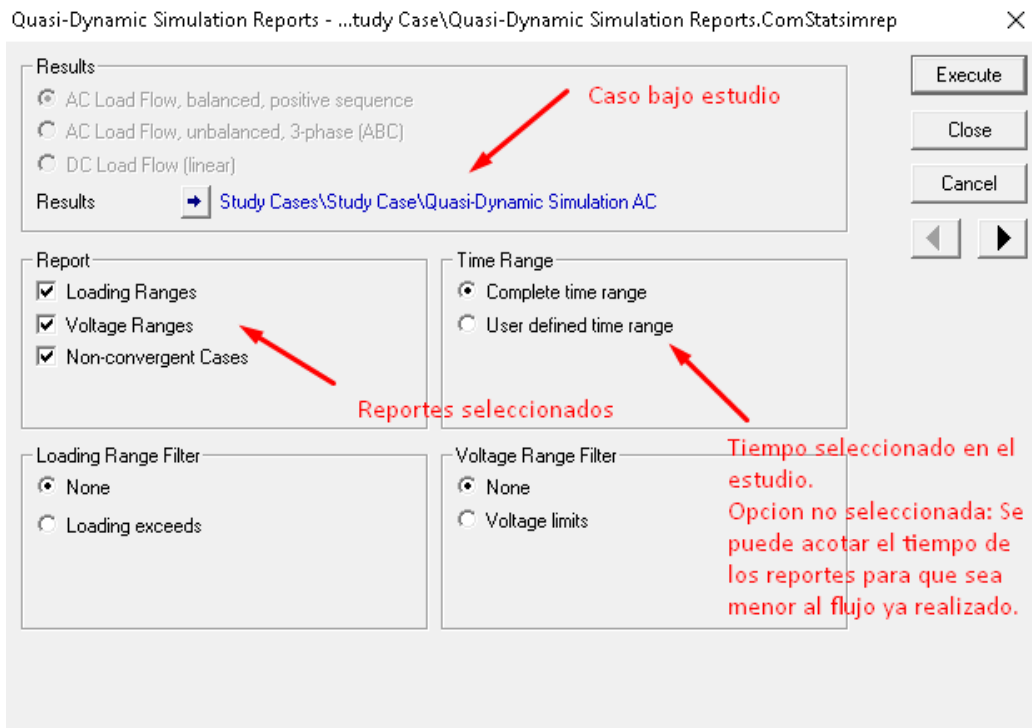


Ilustración 12-Recorte de pantalla- Software DIgSilent

ANEXO C-1

Mes	Resolución Vigente	Potencia MW	\$/U\$S	PrecPotDIGO \$/MW	C.OYMxComb \$/MWh	FUgm	REM DIGO \$	REM TOTAL POT. \$	REM ENE. BCH \$	REM ENE. VLA \$	TOTAL \$
ene-19	Res. 19/2017	20	37,09	\$ 333.837	\$ 370,93	0,012	\$6.454.182	\$4.517.927	\$0	-	\$4.517.927
feb-19		20	38,96	\$ 350.640	\$ 389,60	0,012	\$6.779.040	\$4.745.328	\$16.507	-	\$4.761.835
mar-19	Res. 1/19	20	41,79	\$ 229.818	\$ 292,50	0,013	\$4.443.138	\$3.110.197	\$7.196	-	\$3.117.393
abr-19		20	42,69	\$ 234.806	\$ 298,84	0,013	\$4.539.583	\$3.177.708	\$25.802	-	\$3.203.510
may-19		20	44,98	\$ 247.379	\$ 314,85	0,012	\$4.782.661	\$3.347.862	\$0	-	\$3.347.862
jun-19		20	42,67	\$ 298.655	\$ 298,66	0,012	\$5.773.997	\$4.041.798	\$52.028	-	\$4.093.826
jul-19		20	42,48	\$ 297.346	\$ 297,35	0,012	\$5.748.689	\$4.024.083	\$69.572	-	\$4.093.655
ago-19		20	55,34	\$ 387.345	\$ 387,35	0,005	\$7.488.670	\$5.242.069	\$28.120	-	\$5.270.189
sep-19		20	56,93	\$ 313.115	\$ 398,51	0,004	\$6.053.557	\$4.237.490	\$0	-	\$4.237.490
oct-19		20	59,47	\$ 327.085	\$ 416,29	0,004	\$6.323.643	\$4.426.550	\$0	-	\$4.426.550
nov-19		20	59,75	\$ 328.625	\$ 418,25	0,004	\$6.353.417	\$4.447.392	\$0	-	\$4.447.392
dic-19		20	59,82	\$ 418.740	\$ 418,74	0,004	\$8.095.640	\$5.666.948	\$1.272.737	-	\$6.939.685
ene-20		20	59,82	\$ 418.740	\$ 418,74	0,022	\$8.095.640	\$5.666.948	\$716.464	-	\$6.383.412
feb-20		Res. 31/20	20	--	\$ 420.000	\$ 420,00	0,032	\$8.120.000	\$5.684.000	\$658.468	-
mar-20	20		--	\$ 330.000	\$ 420,00	0,041	\$6.380.000	\$4.466.000	\$473.404	-	\$4.939.404
abr-20	20		--	\$ 330.000	\$ 420,00	0,047	\$6.380.000	\$4.466.000	\$193.969	-	\$4.659.969
may-20	20		--	\$ 330.000	\$ 420,00	0,050	\$6.380.000	\$4.466.000	\$0	-	\$4.466.000
jun-20	20		--	\$ 420.000	\$ 420,00	0,050	\$8.120.000	\$5.684.000	\$98.877	-	\$5.782.877
jul-20	20		--	\$ 420.000	\$ 420,00	0,050	\$8.120.000	\$5.684.000	\$55.721	-	\$5.739.721
ago-20	20		--	\$ 420.000	\$ 420,00	0,049	\$8.120.000	\$5.684.000	\$25.164	-	\$5.709.164
sep-20	20		--	\$ 330.000	\$ 420,00	0,049	\$6.380.000	\$4.466.000	\$27.440	-	\$4.493.440
oct-20	20		--	\$ 330.000	\$ 420,00	0,050	\$6.380.000	\$4.466.000	\$39.861	-	\$4.505.861
nov-20	20		--	\$ 330.000	\$ 420,00	0,050	\$6.380.000	\$4.466.000	\$0	-	\$4.466.000
dic-20	20		--	\$ 420.000	\$ 420,00	0,050	\$8.120.000	\$5.684.000	\$15.696	-	\$5.699.696
ene-21	20		--	\$ 420.000	\$ 420,00	0,032	\$8.120.000	\$5.684.000	\$718.620	-	\$6.402.620
feb-21	20		--	\$ 420.000	\$ 420,00	0,032	\$8.120.000	\$5.684.000	\$658.468	-	\$6.342.468
mar-21	20	--	\$ 330.000	\$ 420,00	0,032	\$6.380.000	\$4.466.000	\$473.404	-	\$4.939.404	

Mes	Resolución Vigente	Potencia MW	\$/U\$S	PrecPotDIGO \$/MW	C.OYMxComb \$/MWh	FUgm	REM DIGO \$	REM TOTAL POT. \$	REM ENE. BCH \$	REM ENE. VLA \$	TOTAL \$
abr-21		20	--	\$ 330.000	\$ 420,00	0,032	\$6.380.000	\$4.466.000	\$193.969	-	\$4.659.969
may-21		20	--	\$ 330.000	\$ 420,00	0,032	\$6.380.000	\$4.466.000	\$0	-	\$4.466.000
jun-21	Res. 440/21	20	--	\$ 541.800	\$ 542,00	0,032	\$10.474.800	\$7.332.360	\$127.598	-	\$7.459.958
jul-21		20	--	\$ 541.800	\$ 542,00	0,032	\$10.474.800	\$7.332.360	\$71.906	-	\$7.404.266
ago-21		20	--	\$ 541.800	\$ 542,00	0,032	\$10.474.800	\$7.332.360	\$32.474	-	\$7.364.834
sep-21		20	--	\$ 425.700	\$ 542,00	0,032	\$8.230.200	\$5.761.140	\$35.411	-	\$5.796.551
oct-21		20	--	\$ 425.700	\$ 542,00	0,032	\$8.230.200	\$5.761.140	\$51.440	-	\$5.812.580
nov-21		20	--	\$ 425.700	\$ 542,00	0,032	\$8.230.200	\$5.761.140	\$0	-	\$5.761.140
dic-21		20	--	\$ 541.800	\$ 542,00	0,032	\$10.474.800	\$7.332.360	\$20.255	-	\$7.352.615
ene-22		20	--	\$ 541.800	\$ 542,00	0,032	\$10.474.800	\$6.284.880	\$907.308	\$840.100	\$8.032.288
feb-22		20	--	\$ 541.800	\$ 542,00	0,031	\$10.474.800	\$6.284.880	\$819.504	\$758.800	\$7.863.184
mar-22		20	--	\$ 425.700	\$ 542,00	0,030	\$8.230.200	\$4.938.120	\$907.308	\$840.100	\$6.685.528
abr-22		20	--	\$ 425.700	\$ 542,00	0,033	\$8.230.200	\$4.938.120	\$1.983.720	\$1.463.400	\$8.385.240
may-22		20	--	\$ 425.700	\$ 542,00	0,046	\$8.230.200	\$4.938.120	\$2.049.844	\$1.512.180	\$8.500.144
jun-22	20	--	\$ 541.800	\$ 542,00	0,063	\$10.474.800	\$6.284.880	\$1.983.720	\$1.463.400	\$9.732.000	
jul-22	20	--	\$ 541.800	\$ 542,00	0,077	\$10.474.800	\$6.284.880	\$3.898.064	\$1.344.160	\$11.527.104	
ago-22	20	--	\$ 541.800	\$ 542,00	0,091	\$10.474.800	\$6.284.880	\$3.898.064	\$1.344.160	\$11.527.104	
sep-22	20	--	\$ 425.700	\$ 542,00	0,105	\$8.230.200	\$4.938.120	\$3.772.320	\$1.300.800	\$10.011.240	
oct-22	20	--	\$ 425.700	\$ 542,00	0,119	\$8.230.200	\$3.449.836	\$1.142.536	\$1.075.328	\$5.667.700	
nov-22	20	--	\$ 425.700	\$ 542,00	0,130	\$8.230.200	\$3.541.638	\$1.105.680	\$1.040.640	\$5.687.958	
dic-22	20	--	\$ 541.800	\$ 542,00	0,142	\$10.474.800	\$4.626.290	\$1.142.536	\$1.075.328	\$6.844.154	