

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:
Dr. Enrique López Parra.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

**Una Contribución al Estudio de Reactivos en
Sistemas de Distribución con Extrema Ruralidad:
Aplicación a la Red de la Isla Chaulinec**

Concepción, Octubre de 2023

Mauricio Alejandro Pozo Uribe

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Enrique López Parra.

Una Contribución al Estudio de Reactivos en Sistemas de Distribución con Extrema Ruralidad: Aplicación a la Red de la Isla Chaulinec

Mauricio Alejandro Pozo Uribe

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Octubre 2023

Resumen

El presente informe tiene dos objetivos principales, el primero es efectuar un análisis técnico para estudiar el origen de alta producción y efectos de reactivos en un sistema de distribución rural aislado. Específicamente, en una isla del Archipiélago de Chiloé. El segundo objetivo es ofrecer alternativas de solución que ayuden a contrarrestar los efectos técnicos indeseables de estos reactivos y a un ahorro económico en cuanto a combustible, transporte y mantenciones.

Esta memoria levanta el diagrama unilineal y de impedancia, adecuado a las simulaciones en ETAP. Esto es practicado para percatarse de diversidad de pérdidas técnico/económicas en distintos escenarios. Los resultados muestran que la sobre-presencia de reactivos en la red se deben fundamentalmente a) la producción de reactivos de las líneas y b) el nivel bajo de requerimientos potencia reactiva de carga. Este comportamiento inusual descrito se justifica, matemáticamente en esta MT, a través del cálculo resultante de la potencia natural de las líneas. El valor de potencia natural calculado (1.5MW) se encuentra totalmente fuera del rango admisible por el sistema (debido a las características particulares del mismo). Consecuentemente, los reactivos aludidos deberán tener un tratamiento particular.

La primera alternativa evaluada (solución técnica clásica: control del flujo de potencia reactiva) es la conexión de un reactor trifásico de 30 kVAR. En esta condición las simulaciones demuestran, cómo era de esperar, mejora el factor de potencia visto por la central térmica, pasando de 0.49(c) a 0.99 (i). Esta mejora beneficia de múltiples maneras al sistema, sin embargo, el aumento de la capacidad de generación es el más evidente. Esta podría ser una opción económica, rápida, directa y con menos costos de mantención. Lamentablemente fue descartada tanto por la falta de proveedores y como el envío de dicho producto a territorio nacional.

Esta conclusión llevó a buscar una segunda alternativa (solución económica: “Mínimo costo de planificación de la operación”). La nueva alternativa privilegió la incorporación de generación solar “distribuida”. Esta elección si bien requeriría de una elevada inversión también se destaca los potenciales de ahorros en combustible (alrededor de 80 mil litros de diésel), variados ahorros en mantenciones y visitas técnicas a la isla, así como el aumento en la vida útil de los generadores diésel de la central. Esta propuesta hace llamado a experiencias exitosas en proyectos previos de energías renovables en otra de las islas de Chiloé.

Una vez realizado el dimensionamiento de la planta solar, éste lleva a las cotizaciones de: a)

paneles, b) baterías de litio, c) inversores y d) obras civiles. La inversión total estimada es de \$382.739.554 y su implementación implicaría un ahorro esperado anual (en combustible y mantenimiento) de \$91.757.487. *En consecuencia, el periodo de recuperación simple esperado de la inversión es, aproximadamente, de 4.2 años.* Lo anterior, va acompañado de una disminución de 152.9 ton de CO2 anuales emitidas a la atmosfera.

Analizando la inversión a 20 años con una tasa de interés del 10% se estima un VAN de \$329.448.990 (Valor presente de los flujos de efectivo futuros de un proyecto descontados a una tasa de interés específica). Por otra parte, el CAE calculado es de -\$ 38.696.955 (Costo anual total de una financiación). En estas condiciones la TIR iguala al 22% (tasa de rendimiento). Estas cifras califican al proyecto como atractivo para la empresa distribuidora.





Dedico este trabajo
*A todos aquellos que invariablemente me brindaron su incondicional apoyo
Particularmente a mis padres*

Agradecimientos

Quiero agradecer a todos aquellos que con su opinión y conocimiento apoyaron la elaboración de la presente Memoria de Título, y me han permitido llegar a este escalón de mi vida universitaria y profesional.

Agradezco especialmente a mi profesor patrocinante, Enrique López Parra, por la constante dedicación y apoyo que ha brindado a este trabajo, por el respeto a mis sugerencias e ideas y por la dirección y el rigor que ha facilitado a las mismas. Gracias por la confianza ofrecida.

Mis sinceros reconocimientos al don Miguel López González, profesor de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la PUCV. Sus alcances y recomendaciones fueron de mucho valor. Gracias por aceptar participar como miembro del jurado de este trabajo.

Reconozco también la opinión de don Claudio Roa Sepúlveda, profesor del Depto. de Ingeniería Eléctrica de la UdeC, en su calidad de miembro de la Comisión revisora.

Al Sr. Rubén Molina le correspondo su ayuda por los datos proporcionados del sistema eléctrico de la isla Chaulinec, así como su gran disposición y amabilidad al momento de interpretar dichos datos. En esta misma labor de interpretación de datos.

Se agradece enormemente la confianza, la disposición y el carisma de Freddy Núñez Herrera, coordinador de margen y tarifa de sistemas medianos y aislados de SAESA. Su ayuda fue vital para establecer un lazo directo con la empresa distribuidora a fin de obtener informes de producción más actualizados y poder ir discutiendo avances y factibilidad de las soluciones propuestas. Gracias a su gestión se logró coordinar una visita en terreno a isla Chaulinec, lo que sin dudas se aprecia y valora pues fue una increíble travesía

Agradezco también a la Dra. Carmen Tardón Brito por su experiencia aportada, por sus consejos y recomendaciones.

Finalmente, un trabajo de investigación es también fruto del reconocimiento y del apoyo vital que nos ofrecen las personas que nos estiman, sin el cual no tendríamos la fuerza y energía que nos anima a crecer como personas y como profesionales. Correspondientemente, gracias a mi familia por su incondicional soporte y paciencia con que me acompañaron a lo largo de este camino, especialmente a mi hermano y a mi abuela, quienes siempre han creído en mí. Asimismo, agradezco a mis amigos, que siempre me han prestado un gran apoyo moral y humano, necesarios en los momentos difíciles de este trabajo y esta profesión.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	IX
LISTA DE FIGURAS	X
NOMENCLATURA.....	XI
ABREVIACIONES.....	XII
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
INTRODUCCIÓN GENERAL	1
1.2 TRABAJOS PREVIOS	1
1.3 HIPÓTESIS DE TRABAJO	4
1.3.1 Hipótesis General	4
1.3.2 Hipótesis Puntuales	4
1.4 OBJETIVOS	5
1.4.1 Objetivo General	5
1.4.2 Objetivos Específicos	5
1.5 ALCANCES Y LIMITACIONES	5
1.6 METODOLOGÍA	5
CAPÍTULO 2. MARCO CONCEPTUAL DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	7
2.1 INTRODUCCIÓN.....	7
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	8
2.2.1 <i>Sistemas de Distribución Industrial</i>	8
2.2.2 <i>Sistemas de Distribución Comercial</i>	8
2.2.3 <i>Sistemas de Distribución Urbano</i>	8
2.2.4 <i>Sistemas de Distribución Rural</i>	8
2.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS EN CHILE.....	9
2.3.1 <i>Sistema Eléctrico Nacional</i>	9
2.3.2 <i>Sistemas Medianos</i>	9
2.3.3 <i>Sistemas Aislados</i>	10
2.4 REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	10
2.4.1 <i>Redes de Distribución Primarias</i>	10
2.4.2 <i>Redes de Distribución Secundarias</i>	11
2.5 TIPOS DE PÉRDIDAS	11
2.5.1 <i>Pérdidas Técnicas</i>	11
2.5.2 <i>Pérdidas No Técnicas</i>	13
2.5.3 <i>Pérdidas Totales</i>	14
2.6 ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS.....	14
2.7 MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	15
2.7.1 <i>Incremento de la Tensión nominal</i>	15
2.7.2 <i>Reducción de Tensión controlada</i>	16
2.7.3 <i>Cambio de transformadores de distribución</i>	16
2.7.4 <i>Repotenciación de Alimentadores</i>	16
2.7.5 <i>Reducción de la energía utilizada en subestaciones</i>	17
2.7.6 <i>Compensación de Reactivos</i>	17
CAPÍTULO 3. LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	19
3.1 INTRODUCCIÓN	19
3.2 LÍMITE POR CARGABILIDAD.....	19
CAPÍTULO 4. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RURAL AISLADO DE ISLA CHAULINEC	22
4.1 INTRODUCCIÓN	22
4.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA ISLA CHAULINEC.....	24
4.3 SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ISLA CHAULINEC.....	25

4.4	PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE MT.....	28
CAPÍTULO 5. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN		30
5.1	CONEXIÓN DE UN REACTOR TRIFÁSICO DE 30 KVA.....	30
5.2	INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN SOLAR	34
5.2.1	<i>Inversión</i>	35
5.2.2	<i>Ahorros</i>	39
5.2.3	<i>Análisis Económico del proyecto</i>	41
CONCLUSIONES.....		45
TRABAJO FUTURO		46
BIBLIOGRAFÍA.....		48
ANEXO A. SISTEMA ELÉCTRICO ISLA CHAULINEC		50
A.1	<i>Descripción Sistema Eléctrico de la isla</i>	50
A.2	<i>Diagrama Unilineal utilizado en las simulaciones</i>	52
A.3	<i>Detalle de la inversión</i>	53
A.4	<i>Índices económicos</i>	54



Lista de Tablas

Tabla 4.1 Resumen Informe de Producción Isla Chaulinec – junio 2018.....	23
Tabla 4.2 Pérdidas Totales del Sistema Eléctrico de la Isla Chaulinec.....	24
Tabla 4.3 Resultados de Simulaciones para Demanda Media y Demanda Máxima.....	27
Tabla 4.4 Resultados de Simulaciones para incrementos de Demandas Máximas.....	27
Tabla 5.1 Resultados Simulaciones para Demanda Media y Máxima. Con reactor de 30kVA.....	31
Tabla 5.2 Resultados Simulaciones para Demandas de 60 y 90 kW con reactor de 30 kVA.....	31
Tabla 5.3 Costos de mantención de Bomba, actuador e inyectores en Isla Chaulinec	32
Tabla 5.4 Costos de mantención de Bomba, actuador e inyectores en Isla Similar.....	32
Tabla 5.5 Ahorros al Compensar Reactivos con Reactor.....	33
Tabla 5.6 Capacidad Instalada en generación solar y baterías.....	39
Tabla 5.7 Desglose de la Inversión Total para Proyecto de Generación Solar.....	39
Tabla 5.8 Ahorro en combustible y mantenimiento al Incorporar generación Solar.....	40
Tabla 5.9 Costos de mantenimiento de parque solar.....	40
Tabla 5.10 Índices económicos del proyecto de generación solar.....	43
Tabla 5.11 Periodo de recuperación.....	43
Tabla 5.12 Sensibilidad ante variación del precio del combustible.....	44
Tabla 5.13 Emisiones Anuales de CO2 a la atmósfera.....	45
Tabla A.1 Inversión Detallada.....	53
Tabla A.2 Cálculo de índices económicos.....	54



Lista de Figuras

Figura 3.3.1 Curvas Características de Potencias P-Q para varias longitudes de una línea de 230 kV	21
Figura 4.4.1 Ubicación referencial de la Isla Chaulinec	22
Figura 4.4.2 Espaciamiento de Conductores en cruceta de 1.8 m.....	25
Figura A.1 Repartición de transformadores de distribución monofásicos 23/0.231 kV según fases de conexión.	50
Figura A.2 Vista General Plano Eléctrico Isla Chaulinec	51
Figura A.3 Vista general del diagrama unilineal levantado en ETAP.	52



Nomenclatura

AT	: Alta Tensión.
MT	: Media Tensión.
BT	: Baja Tensión.
AIE	: Agencia Internacional de Energía
SS/EE	: Subestación.



Abreviaciones

CNE	: Comisión Nacional de Energía.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
SIL	: Surge Impedance Loading (potencia natural de una línea).
AIE	: Agencia Internacional de Energía



Capítulo 1. Introducción

Introducción General

Cuando se transmite energía eléctrica desde las centrales de generación a los usuarios a través de las redes de transmisión y distribución, se producen pérdidas de energía y potencia, debido a las características físicas de los componentes de la red. Estas pérdidas son inherentes a la conducción de la energía eléctrica a través de medios físicos y no pueden evitarse del todo.

Las pérdidas representan un serio problema técnico/económico que se refleja en deficiencias operativas en las Empresas de Distribución Eléctrica, las que ocasionan mayores costos internos que producen un impacto sobre las tarifas eléctricas y sobre la economía de las empresas. En síntesis, el nivel de pérdidas de una EDE es una medida de su eficiencia técnica, comercial y administrativa para objetivar la calidad del servicio demandado por sus clientes [1].

En base a antecedentes entregados por la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE) se observa que el porcentaje de pérdidas promedio en las Empresas Concesionarias de Distribución, a diciembre de 2014, se encuentra cercano al 12.79 %. Para el Sistema Nacional: Generación, Transmisión, Distribución y otros Subsistemas (SIN) estas pérdidas llegan a un 6.34 % [2].

A pesar de que, normalmente, los sistemas de distribución y transmisión se diseñan teniendo en cuenta el impacto económico de las pérdidas, generalmente hay otros aspectos que priman en el diseño de instalaciones, lo que hace que en muchos casos las soluciones adoptadas no, necesariamente, son óptimas en relación con la eficiencia energética.

En la sección que sigue se discute una selección de artículos que permite dar un mejor encuadre (precisar el objetivo) a este trabajo de memoria.

1.2 Trabajos Previos

- S. K. Roy, N. k. Roy, “Loss Minimization in Rural Distribution Systems from Double Digit to Single Digit”, Department of Electrical and Electronic Engineering, Khulna University of Engineering and Technology, Khulna, Bangladesh, Dec. 2015. [3]

Este documento presenta un enfoque novedoso para minimizar las pérdidas de distribución de doble dígito a un solo dígito. Para minimizar la pérdida del sistema, se usa un algoritmo simplex para programación lineal. El método propuesto se prueba en un sistema de distribución rural y los resultados de la prueba indican que se es capaz de determinar el tamaño de conductor adecuado para

reducir los sistemas de pérdida de distribución del sistema al valor deseado. El método propuesto se puede usar efectivamente para planificar y diseñar sistemas de distribución rural para reducir pérdidas.

- RTR Energía, “Compensación de Energía Reactiva”, España, 2012. [4]

RTR Energía es una empresa española especializada en la corrección del factor de potencia, con más de 38 años de experiencia. Este documento tiene por finalidad informar a los posibles clientes de la empresa los beneficios que podrían adquirir al compensar reactivos en sus sistemas. Entre los múltiples beneficios destacan que mediante la compensación se logra mejorar la eficiencia del consumo energético al reducir las pérdidas en el transporte de energía, se amplía la capacidad de la red eléctrica, ya que todo lo que se produce como extra para contrarrestar las pérdidas podría utilizarse para suministrar electricidad en el consumo. Mejora la calidad del suministro eléctrico al eliminar los incrementos de caída de tensión en el transporte, lo que ocasionaría que se suministrara una tensión insuficiente en el consumo, provocando que las cargas sufrieran una reducción de su potencia de salida. Además, resaltan el potencial ahorro económico que generaría el suprimir el recargo por consumo de energía reactiva.

- A. Ghia, “Reducción de Pérdidas en Sistemas de Transmisión y Distribución”, Cámara Argentina de la Construcción, Área de pensamiento Estratégico, Buenos Aires, Argentina, diciembre 2013. [1]

El objetivo de este artículo es estimar el mejoramiento de la eficiencia de sistemas de transmisión y distribución que podría lograrse con la implementación masiva de tecnologías y medidas para reducir pérdidas. Cabe destacar que este trabajo se refiere solo a la disminución de pérdidas técnicas. En la primera parte se hace una descripción de las tecnologías disponibles para reducir pérdidas en las redes de distribución y transmisión. Para cada una se describe en forma resumida la implementación, los potenciales beneficios y otras consideraciones para su aplicación. Posteriormente se hace una estimación general de la posible reducción de pérdidas de energía que puede obtenerse si se implementan estas medidas en forma masiva en el sistema eléctrico argentino. Los resultados indican que podría lograrse una reducción total del 3% de la demanda máxima del sistema.

- M. Apaza, “Estudio de Control y Disminución de Pérdidas dentro del Servicio Eléctrico Puno Alimentador 101 - Concesión Eléctrica de Electropuno S.A.A”, Tesis presentada para optar al Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, Universidad Nacional del Altiplano, Puno, Perú, 2017. [5]

En esta Tesis se realiza el estudio de un plan de control para la disminución de las pérdidas de energía en todo el Servicio Eléctrico de Puno dentro de la concesión de Electro Puno S.A.A. Esta es una empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica que ha tenido siempre indicadores de pérdidas de energía mayores al promedio nacional. Para este estudio se comienzan analizando los tipos de pérdidas presentes en un sistema de distribución, así como aquellos componentes del sistema que aportan dichas pérdidas. Luego se concentran en la evaluación de pérdidas técnicas en transformadores de distribución, redes secundarias y acometidas a fin de contabilizar las pérdidas técnicas, y con ello, dado que se conoce el nivel de pérdidas totales, obtener el porcentaje de pérdidas no técnicas. A continuación, se analizan los beneficios de la optimización de pérdidas y se finaliza estructurando un plan de reducción y control de pérdidas que considera acciones temporales y permanentes de parte de la empresa distribuidora. Una de las conclusiones a destacar indica que se recomienda que los diseños de los proyectos de electrificación sean con una proyección de 10 años, mas no de 20 años, lo que está llevando a sobredimensionar innecesariamente las potencias de los transformadores, siendo las empresas de distribución las que están asumiendo las pérdidas que se producen por el dicho sobredimensionamiento.

- L. Intriago, H. Veloz, C. Ramírez, A. Salcedo, “Plan Estratégico para la reducción de pérdidas comerciales en la Empresa Eléctrica Distribuidora Regional MANABI (EMELMANABI S.A.)”, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador, 2004. [6]

El presente paper aborda las pérdidas técnicas y comerciales de la Empresa Eléctrica Distribuidora Manabi y sus principales causas. Esta empresa presenta un alto porcentaje de pérdidas totales que ascienden al 34 [%], de los cuales se estima que entre el 20 y 23 [%] corresponden a pérdidas en el área comercial, las que se propone disminuir mejorando los sistemas de lectura mediante procesos de capacitación de personal y modernizando los sistemas de facturación mediante pequeñas inversiones en software y hardware, además de realizar un control sistemático de los medidores de energía de las conexiones directas. En cuanto a las pérdidas por conexiones ilegales y fraude, se propone capacitar al personal de control en los diferentes tipos de conexiones y manipulaciones ilícitas de los equipos de medición y realizar inspecciones periódicas (mañana, tarde y noche) con el fin de detectar anomalías o intervenciones en los equipos de medición, mediante rutas preestablecidas. Con todas estas mejoras propuestas se espera recuperar 4430 MWh, reduciendo las pérdidas a un margen entre el 11 y 13 %. Algunas de las conclusiones del estudio señalan que la reducción de las pérdidas comerciales de energía requiere recursos financieros que son

significativamente menores que los que se requieren para disminuir las pérdidas técnicas, es por esto por lo que se debe priorizar su reducción. Además, se concluye que factores como la pobreza, el desempleo y el aumento de las tarifas de energía están fuertemente relacionados con el incremento de las pérdidas comerciales de energía.

- S. Ramírez, *Redes de Distribución de Energía*, 3rd ed, Bogotá, Colombia: Ed. Universidad Nacional de Colombia, enero 2014. [7]

Este libro tiene la finalidad de estructurar la asignatura de Sistemas de Distribución impartida en la Universidad Nacional de Colombia. En él se comienza clasificando los sistemas de distribución y luego describiendo los factores necesarios para la caracterización de las cargas. En el capítulo 5, en particular, se discute sobre las pérdidas de potencia y energía y se exponen criterios para hallar la cargabilidad económica de transformadores de distribución. Mientras que en el capítulo 9 se discute sobre las diferentes topologías de redes y sobre los diferentes tipos de cables, además de métodos para calcular la regulación de tensión y las pérdidas.

1.3 Hipótesis de Trabajo

1.3.1 Hipótesis General

Esta Memoria de Título quiere contribuir, por una parte, con el origen y reducción de las pérdidas del sistema aislado instalado en la isla Chaulinec, ubicada en la comuna de Quinchao, en el archipiélago de Chiloé, Chile, i.e. profundiza en las consecuencias ocasionadas por dichas pérdidas y los potenciales beneficios que se esperan al lograr que estas disminuyan. Al final de este estudio se espera obtener un desglose de las pérdidas del sistema según los componentes que contribuyen en mayor medida a este problema. Se espera, además, proponer una solución factible que ayude a la empresa distribuidora a obtener a) un impacto significativo al compensar reactivos y b) disminuir el consumo de combustibles fósiles.

1.3.2 Hipótesis Puntuales

- Hasta la fecha se desconoce el origen de las pérdidas en el sistema eléctrico de la Isla Chaulinec.
- Solo será objeto del estudio la cuantificación de las pérdidas técnicas
- Enfrentar de manera práctica y teórica los “costos globales”, i.e. “costos por efecto Joule,

confiabilidad, mantención y consumo de energía primaria (diesel)”.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Establecer una solución que se centre en disminuir el consumo de combustible y a disminuir la frecuencia de los mantenimientos de los generadores de isla Chaulinec.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Determinar el origen de los reactivos presentes en el sistema de distribución rural de la isla Chaulinec.
- Proponer y cuantificar el impacto técnico/económico de una solución
- Las simulaciones correspondientes serán mediante el software ETAP.

1.5 Alcances y Limitaciones

- Esta M. de T. tiene como alcance desglosar las pérdidas del sistema en estudio de acuerdo con aquellos componentes que presentan una mayor contribución a dichas pérdidas.
- Como limitante esta la falta información sobre el comportamiento de las cargas (clientes) del sistema eléctrico de la Isla Chaulinec.

1.6 Metodología

Esta Memoria de Título se divide en cinco capítulos, donde se describe todo el trabajo desarrollado y los resultados obtenidos. El método de trabajo consiste en un breve análisis de trabajos previos realizados en el campo de pérdidas en sistemas de distribución. Finalmente, la investigación se centra en conceptos de control de pérdidas y en una propuesta de solución para el escenario bajo estudio.

El Capítulo “Marco Conceptual de Pérdidas en Sistemas de Distribución” clarifica conceptos sobre características de los sistemas de distribución, topología de redes, caracterización de los sistemas eléctricos en Chile, además de un análisis profundo de los tipos de pérdidas y diversos métodos de reducción de estas.

El Capítulo “Límites de Transferencia de Energía Eléctrica” trata principalmente sobre la capacidad de potencia que puede fluir por una línea para condiciones de operación aceptables. Se hace llamado al concepto de potencia natural (SIL), i.e. el valor de la potencia activa a transmitir que implica que la potencia reactiva inductiva consumida por la línea iguala a la inyección de reactivos capacitivos producidos por ella misma.

Para niveles de transferencia de potencia activa menores al SIL, la potencia capacitiva producida por la línea es mayor a la potencia inductiva que esta consume, bajo estas condiciones la línea “aporta” potencia reactiva capacitiva a la red eléctrica. Alternativamente, al aumentar el flujo de potencia activa por la línea a valores superiores al SIL la potencia reactiva consumida por la línea es mayor a la potencia reactiva generada por la línea eléctrica, en este caso la línea “demanda” potencia reactiva inductiva que debe ser suministrada por las fuentes del sistema eléctrico de potencia.

El Capítulo “Sistema de Distribución Rural Aislado de Isla Chaulinec” detallará un problema real de pérdidas producto del exceso de reactivos existente, actualmente, en una de las islas del archipiélago de Chiloé, en Chile. Se analizan los datos obtenidos por parte de la Empresa Distribuidora que posee la concesión del sistema de la isla y luego se efectúan diversas simulaciones y cálculos matemáticos para desglosar las pérdidas entre aquellos componentes que contribuyen mayormente a estas pérdidas.

Se concluye que:

- 1) El comportamiento capacitivo del sistema se debe a la inyección de reactivos en las líneas de transmisión. Dicha inyección es permanente en el sistema, no se puede eliminar o reducir a niveles prácticos, por lo que solo se podría compensar en cierto grado los reactivos presentes con el fin de reducir pérdidas, mejorar la regulación de tensión y/o aliviar o aumentar la capacidad de ciertos equipos de la red.
- 2) La solución total propuesta contempla la incorporación de generación solar, la cual: 1) mediante inversores ayudaría a compensar reactivos y 2) se obtendría un gran ahorro en combustible y mantenciones. Para lo previo, se efectúa el análisis económico de la propuesta. Los buenos resultados la avalan como una alternativa atractiva para la empresa distribuidora.

Capítulo 2. Marco Conceptual de Pérdidas en Sistemas de Distribución

2.1 Introducción

Los sistemas de Distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en ciertas zonas geográficas explícitamente limitadas. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

Las redes de distribución presentan características muy particulares y que las diferencian de las de transmisión. Entre estas se distinguen:

- Topologías mayormente radiales
- Múltiples conexiones (trifásicas, bifásicas, monofásicas)
- Cargas de distinta naturaleza.

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, es decir, el flujo de potencia nace de un solo nodo, este nodo principal es la subestación que alimenta al resto de la red. La distribución se realiza en el nivel de MT o de BT. Los clientes residenciales y comerciales se alimentan en BT mientras que los clientes industriales, según sus propios requerimientos, pueden ser alimentados tanto en MT como en BT.

Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que los sistemas de distribución deban operar, se clasifican en:

1. Industriales
2. Comerciales
3. Urbanos
4. Rurales.

Por otra parte, el sistema eléctrico chileno está actualmente dividido en tres partes, siendo estas:

1. Sistema Eléctrico Nacional (compuesto por los anteriores SIC y SING).
2. Sistemas Medianos (compuesto por 9 sistemas)
3. Sistemas Aislados (contabilizados en 109).

2.2 Características de los Sistemas de Distribución

2.2.1 Sistemas de Distribución Industrial

Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en AT. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, que hacen uso, fundamentalmente, de gas o diésel.

2.2.2 Sistemas de Distribución Comercial

Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

2.2.3 Sistemas de Distribución Urbano

Son las redes de distribución ubicadas dentro de las ciudades y/o en el sector urbano de los municipios. Las principales características de las redes de distribución urbana son las siguientes.

- Usuarios muy concentrados
- Cargas monofásicas y trifásicas
- Mayor densidad de clientes industriales y comerciales
- La separación entre apoyos de media y baja tensión
- En caso de mantenimientos preventivos se procura realizar trabajos en tensión para no realizar cortes del servicio.

En general se usan postes de concreto u es necesario coordinar los trazados de la red eléctrica con las redes telefónicas, redes de acueducto, alcantarillados y otras redes, igualmente es ineludible tener en cuenta los parámetros de las edificaciones.

2.2.4 Sistemas de Distribución Rural

Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Por lo general se encuentran en zonas dedicadas a la agricultura y la ganadería. Las principales características

de las redes de distribución rural son las siguientes.

- Usuarios dispersos
- Principalmente cuenta con usuarios residenciales
- Poca demanda de energía
- Promedio de distancias entre apoyos es mayor a 50m.
- Dificultad para acceder a algunos tramos de las redes.

2.3 Sistemas Eléctricos en Chile

El sistema eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes.

2.3.1 Sistema Eléctrico Nacional

Une a Chile desde Arica hasta Chiloé. Está conformado por el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica, cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 MW.

Compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING). A diciembre de 2022 cuenta con una capacidad instalada de 33.218 MW. El 62% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables (22,3% hidráulica; 24,1% solar; 13,0% eólico; 2,3% biomasa y 0,3% geotérmica) mientras que el 38% corresponde a fuentes térmicas (13% carbón, 15,1% gas natural y 9,8% petróleo) [8].

2.3.2 Sistemas Medianos

La Ley General de Servicios Eléctricos, en su artículo 173, estipula que los sistemas medianos son aquellos que cuentan con una capacidad instalada de 1,5 a 200 MW y que operan en zonas alejadas de los sistemas interconectados (SIC y SING). Estos sistemas atienden el consumo en regiones como las de Los Lagos, Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo y la de Magallanes y Antártica Chilena, y son operados generalmente por empresas integradas verticalmente, es decir, son responsables de la generación, transporte y distribución de electricidad.

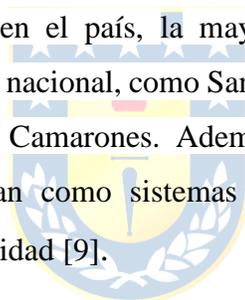
Actualmente Chile cuenta con 9 sistemas medianos, siendo estos los sistemas de Hornopirén, Cochamó, Palena, Aysén, Punta Arenas, Puerto Natales, General Carrera, Porvenir y Puerto Williams.

2.3.3 Sistemas Aislados

Son aquellos que tienen una capacidad instalada menor a 1,5 MW y que generalmente, se encuentran en lugares apartados o lejanos de los centros urbanos. Un sistema eléctrico aislado, típicamente presente en islas, se caracteriza por no encontrarse interconectado con otros sistemas eléctricos de territorios cercanos. Dado que la interconexión de los sistemas eléctricos permite garantizar el suministro de electricidad ante posibles picos de demanda o cuando un centro de producción no se encuentra operativo, los sistemas eléctricos aislados son menos estables y seguros.

Estos sistemas son en su mayoría abastecidos con combustibles fósiles, lo que presenta altos costos derivados de la importación y el transporte de estos y de la necesidad de mantener una mayor capacidad de generación eléctrica para asegurar el suministro de forma estable las 24 horas al día. Sin embargo, hay ocasiones en que la distancia que existente entre una demanda y un sistema eléctrico puede hacer prohibitivo económicamente construir una línea de transmisión/distribución. En tal caso, lo más económico y efectivo es pensar en un sistema aislado.

Existen 109 sistemas aislados en el país, la mayoría de estos sistemas son localidades emplazadas en 27 comunas del territorio nacional, como San Pedro de Atacama, Quemchi, Quinchao, Quellón y Castro, además de Putre y Camarones. Además, cabe señalar que algunas empresas industriales y mineras también cuentan como sistemas aislados puesto que abastecen total o parcialmente sus necesidades de electricidad [9].



2.4 Redes de Distribución de Energía

La red de distribución de la energía eléctrica es una parte del sistema de suministro eléctrico que es responsabilidad de las compañías distribuidoras de electricidad. La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación hacia los usuarios finales se realiza en dos etapas, las redes de distribución primarias y secundarias [7].

2.4.1 Redes de Distribución Primarias

Las redes de distribución primarias son aquellas que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparten la energía, rodeando los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión. Las tensiones utilizadas están típicamente comprendidas entre 12 y los 23 kV, cuanto mayor sea el voltaje, menor será la corriente y por lo tanto, menores serán las pérdidas

resistivas en estas líneas.

2.4.2 Redes de Distribución Secundarias

La segunda etapa la constituyen las redes de distribución secundarias, no es poco frecuente que éstas se denominen redes de reparto. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros son de baja tensión (230/400 V).

Las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario de las redes de transporte y de reparto. Son típicamente líneas cortas, en parte porque a estos voltajes más bajos, el amperaje necesario para mover la potencia es significativo, lo que requiere conductores más grandes (y por lo tanto más caros). Las pérdidas pueden ser bastante altas debido a la alta corriente. Esto es especialmente cierto si la carga ha crecido más allá o más rápido que las proyecciones originales.

Recapitulando, en las redes de distribución primarias se encuentran conectados grandes clientes, como, por ejemplo, centros comerciales e industrias y en el segundo se encuentran conectados los clientes residenciales, pequeños comercios, entre otros. Adicionalmente existen los denominados clientes libres que, por sus características y tamaño de consumo, se encuentran directamente conectados a las instalaciones de transmisión, entre ellos se encuentran, a modo de ejemplo, el Metro de Santiago y grandes empresas mineras.

2.5 Tipos de Pérdidas

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas técnicas o pérdidas no técnicas (o comerciales) dependiendo de su origen.

2.5.1 Pérdidas Técnicas

Estas pérdidas se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de las redes de transmisión y distribución. Su magnitud depende entonces de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas. Esta energía se pierde durante el transporte, como consecuencia del calentamiento natural

de los conductores que conducen electricidad. Este tipo de pérdidas es normal y no puede ser eliminada totalmente, solo pueden reducirse a través de las opciones de planificación y control de la red.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar según la causa que las origina en: 1) pérdidas por efecto Joule y 2) pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

1. Pérdidas por Efecto Joule

También llamadas, pérdidas óhmicas o pérdidas en el cobre, son provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de los componentes y líneas que conforman un circuito. La ley de Joule enuncia que: “El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de corriente y al tiempo que dure la corriente”.

Las pérdidas por efecto Joule se manifiestan principalmente en el calentamiento de cables y en el calentamiento de los bobinados de los transformadores de distribución. Una mala selección en el calibre del conductor produce efectos dañinos y funcionamiento irregular en los equipos eléctricos, genera pérdida de energía en el conductor y disminuye su vida esperada. Si la sección de cobre es menor a la requerida el conductor tendrá mayor resistencia eléctrica, aumentando las pérdidas de energía. Lo previo lleva a mayores temperaturas de operación, aumento de la resistencia eléctrica y deterioro de los aislamientos. La caída de tensión en la línea será mayor a la permitida, lo cual puede afectar la operación en el punto de carga y dañar los equipos. [4]

Teóricamente es posible disminuir la pérdida de energía en los conductores a valores insignificantes aumentando considerablemente su sección; aunque esto significa aumentar el costo inicial del cableado y sus accesorios, a valores que resultarían ser prohibitivos desde el punto de vista de la inversión. Es por esto por lo que siempre se busca un equilibrio entre la ganancia económica en la reducción de pérdidas y el incremento en el costo inicial de la instalación.

2. Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

Las pérdidas por histéresis corresponden a la potencia perdida en la imantación del núcleo de los transformadores. El núcleo del transformador se encuentra ubicado dentro del campo magnético generado por el mismo y en consecuencia, se imanta. Pero, ocurre que la corriente aplicada al transformador es alterna y por tanto, invierte constantemente su polaridad, variando con la misma frecuencia el sentido del campo magnético. Luego, las moléculas del material que forman el núcleo deben invertir en igual forma su sentido de orientación, lo cual requiere energía, que es tomada de la fuente que suministra la alimentación. Esto representa, por tanto, una pérdida.

Por otro parte, los equipos eléctricos están formados por pedazos de conductores que se mueven en un campo magnético o están situados en un campo magnético variable, dando lugar a corrientes inducidas que circulan por el volumen del conductor, estas corrientes se denominan *corrientes de Foucault, o corrientes parásitas*, las cuales también son fuente de pérdidas.

2.5.2 Pérdidas No Técnicas

Se consideran pérdidas no técnicas a la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico de distribución y las pérdidas técnicas medidas y/o calculadas. Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, al contrario, esta energía se encuentra utilizada por algún usuario, ya sea dentro de los clientes de la empresa distribuidora o no. Sin embargo, la empresa distribuidora que presta los servicios a la comunidad no recibe el pago correspondiente.

Las empresas deben llevar registros precisos de la energía que se suministra a los usuarios a fin de cobrar la energía que éstos utilizan, pero por ciertas razones no existe exactitud en el registro de los consumos, lo cual representa pérdidas para la empresa.

En muchas ocasiones diversos estudios han determinado la existencia de una gran correlación entre la capacidad administrativa de una empresa y el nivel de sus pérdidas no técnicas, esto es debido a que éstas están relacionadas íntimamente con el desempeño administrativo de la empresa. El reflejo de la capacidad administrativa de una empresa distribuidora es función de sistemas defectuosos de medición, que no se apliquen procedimientos de facturación adecuados, o la ausencia de controles de conexiones ilegales o de hurto. Según el origen, las pérdidas no técnicas pueden clasificarse en tres grandes tipos:

- Por Robo o Hurto: comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a una red sin haber suscrito un contrato o acuerdo con la empresa distribuidora de energía. En este grupo también se encuentran los usuarios que habiendo tenido un contrato con la empresa distribuidora son desconectados de la red, y se vuelven a conectar a ésta sin autorización, si tener, además, medición de su energía consumida.
- Por Fraude: corresponde a aquellos usuarios que, siendo un suscriptor de la empresa distribuidora, manipulan intencionalmente los equipos de medición para que registren consumos inferiores a los reales.
- Por Administración: corresponde a energía no registrada por la gestión administrativa de la empresa (errores de medición, errores en los procesos administrativos, falta de registro

adecuada, estimaciones desactualizadas, obsolescencia de medidores, errores en los registros de censos de instalaciones de alumbrado público, etc.).

2.5.3 Pérdidas Totales

Corresponden a las pérdidas que realmente se pueden medir en los sistemas en forma directa a través de medidores de energía y potencia. Éstas se determinan como la diferencia de la energía medida y cobrada por la empresa que vende el servicio a la Distribuidora y la energía que realmente registra y factura a sus clientes. Es decir, es la energía comprada menos la energía vendida, desde el punto de vista de la Empresa Distribuidora. Esa diferencia es la suma de las Pérdidas Técnicas más las Pérdidas No Técnicas.

2.6 Estimación de Pérdidas

La evaluación de pérdidas de energía en un periodo de tiempo se hace mediante la energía suministrada y la energía facturada.

$$\text{Pérdida de Energía} = \text{Energía Suministrada} - \text{Energía Facturada, en kWh} \quad (2.1)$$

Esta diferencia de Energía suministrada y facturada representa las pérdidas totales del sistema, es decir, las pérdidas técnicas más las no técnicas. Para estimar las pérdidas de un sistema suelen haber dos formas de cálculo, la primera de ellas hace uso de la tensión y ángulo en diferentes puntos del sistema, los cuales se obtienen mediante flujos de carga, y la segunda utiliza la suma de demandas individuales. A continuación, se llevan a ecuaciones ambos métodos.

1. Primer método

Comienza calculando las corrientes que circulan por los diferentes componentes del sistema mediante la siguiente ecuación.

$$I_k = \frac{V_i - V_j}{Z_k} \quad A \quad (2.2)$$

Donde,

I_k : Corriente que circula por el elemento k conectado entre los puntos i - j,

Z_k : Impedancia del elemento k, recordar que $Z_k = R_k + jX_k$,

$V_{i,j}$: Tensión en los puntos i y j con modulo y ángulo.

Una vez conocidas las corrientes se procede a calcular las potencias de pérdidas individuales en cada elemento k.

$$P_{p,k} = I_k^2 \cdot R_k \quad W \quad (2.3)$$

Luego, las pérdidas de potencia totales son la sumatoria de todos los elementos k, más las pérdidas que son independientes a la demanda (pérdidas en vacío de los elementos, efecto corona).

$$P_{p,TOTAL} = \sum_{k=1}^n P_{p,k} + P_{p,ind} \quad kW \quad (2.4)$$

Donde,

n : Números de elementos del sistema

$P_{p,ind}$: Pérdida de potencia independiente de la demanda.

2. Segundo método

Consiste en determinar las pérdidas de potencia restando a la potencia activa suministrada por el sistema, las sumatoria de demandas en los distintos puntos junto con la suma de las potencias independientes de la demanda.

$$P_{p,TOTAL} = P_S - \sum_{k=1}^m P_{d,k} + P_{p,ind} \quad [KW] \quad (2.5)$$

Donde,

P_S : Potencia activa suministrada por el sistema en kW

m : Número de puntos de demanda

$P_{d,k}$: Potencia demandada en el punto k en kW

2.7 Métodos de reducción de Pérdidas Técnicas

A continuación, se expondrán algunos de los métodos y tecnologías más comunes empleadas para reducir las pérdidas técnicas en redes de transmisión y distribución, algunas podrán emplearse eficientemente para mejorar sistemas existentes, mientras que otras resultarán viables solo cuando se instalen nuevos circuitos o se reacondicionen por completo los circuitos existentes.

2.7.1 Incremento de la Tensión nominal

Una de las formas más eficaces de reducir las pérdidas en una red es elevar la tensión nominal de los circuitos de subtransmisión y distribución pues, tal como se ha señalado anteriormente, cuanto mayor sea el voltaje, menor será la corriente y por lo tanto, menores serán las pérdidas resistivas en estas líneas. El costo debido a las pérdidas disminuye dramáticamente cuando se baja la corriente. Las pérdidas de energía en los conductores se calculan por la ecuación I^2R . Si la corriente se reduce a la

mitad, las pérdidas de potencia disminuirían al cuarto de su valor inicial para un mismo tipo de conductor (con una resistencia constante).

2.7.2 Reducción de Tensión controlada

A esta técnica se la conoce por su nombre en inglés como “Conservation Voltage Reduction (CVR)”. Este caso se trata de una técnica que depende de la sensibilidad de la demanda eléctrica a las variaciones de tensión, es decir, dependiendo del tipo de cargas conectadas al sistema (impedancia, corriente, potencia constante o combinación de las anteriores) variará la efectividad de esta técnica. Cuando se disminuye la tensión al usuario final, la demanda neta de potencia activa y reactiva también disminuye. El CVR reduce la tensión en el sistema de distribución de manera controlada, de modo que el voltaje de servicio en los terminales del cliente se establece dentro de la mitad inferior de sus límites legales, sin causar daños a los aparatos del consumidor.

2.7.3 Cambio de transformadores de distribución

Los transformadores de distribución representan una importante fuente de pérdidas en el sistema, principalmente debido a las pérdidas en el hierro, debido a que el factor de uso de estos es bajo, es decir, operan por largo tiempo a una carga menor a su carga nominal. Debido al alto costo que tienen estos equipos, es prácticamente imposible justificar el cambio de un transformador de potencia solo para mejorar la eficiencia. Sin embargo, si la decisión de cambiarlo se ha tomado por otro motivo (falla, edad, confiabilidad, etc.), entonces se presenta la oportunidad de considerar el impacto de un nuevo equipo en las pérdidas del sistema. Los beneficios del ahorro en ese caso deben superar el costo adicional de un transformador más eficiente, pero no el costo total.

2.7.4 Repotenciación de Alimentadores

La repotenciación de alimentadores consiste en el aumento del calibre del conductor de una línea (lo que a su vez disminuye la resistencia del conductor), con el objetivo de conseguir una disminución en el costo de las pérdidas inherentes al flujo de potencia que la atraviesa. El costo del conductor que se va a instalar, sumado con el costo de la mano de obra requerida para la instalación, debe ser compensado por el beneficio producido con la disminución del costo asociado a las pérdidas de energía [5].

En general es muy difícil justificar el reemplazo de un conductor en un alimentador existente solo por consideraciones de eficiencia, sin embargo, como sucede en muchos otros casos, si el

conductor se debe reemplazar por otros motivos (corrosión, rotura, capacidad), esta alternativa puede resultar viable si se realizan cálculos de eficiencia y economía a lo largo de toda la vida útil del sistema eléctrico. [1]

2.7.5 Reducción de la energía utilizada en subestaciones

El uso de la energía utilizada en las subestaciones de los sistemas eléctricos, especialmente en las subestaciones de los servicios auxiliares, representa una pérdida neta para el sistema ya que es energía que no llega al usuario. Si bien puede considerarse que la energía utilizada en subestaciones es muy poco significativa, algunos estudios muestran que puede tomar un absoluto considerable, especialmente en el caso de grandes subestaciones en centros urbanos.

2.7.6 Compensación de Reactivos

La potencia reactiva es la consumida por los motores, transformadores y todos los dispositivos o aparatos eléctricos que poseen algún tipo de bobina para crear un campo electromagnético. Esas bobinas, que forman parte del circuito eléctrico, constituyen cargas para el sistema eléctrico que consumen tanto potencia activa como potencia reactiva y la eficiencia de su trabajo depende del factor de potencia. Mientras más bajo sea el factor de potencia mayor será la potencia reactiva consumida. Además, esta potencia reactiva no produce ningún trabajo útil y perjudica el transporte de la energía a través de las líneas. Entre los distintos problemas ocasionados por un exceso de reactivos en la red, cabe mencionar los siguientes:

- El exceso de corriente debido a un bajo factor de potencia origina que generadores y transformadores trabajen con cierto grado de sobrecarga, reduciendo así su vida útil al sobrepasar sus valores de diseño [2].
- El aumento de la intensidad de corriente debido al bajo factor de potencia producirá una mayor caída de tensión. Se aumentarán las pérdidas I^2R en los conductores.

En general, puede afirmarse que la potencia reactiva circula desde los nodos con mayor tensión hacia los nodos con menor tensión. De la misma forma, puede afirmarse que para aumentar la tensión en un nodo hay que inyectar en él potencia reactiva y para disminuir su tensión hay que consumir potencia reactiva. Por eso es muy común emplear indistintamente las expresiones “control de tensión” y “control de potencia reactiva”.

A lo largo del día las cargas en un sistema eléctrico varían y con ellas la demanda de reactivos, por lo que el sistema de control debe operar de forma continua para corregir las desviaciones de

tensión. Además, y en la medida de lo posible, la potencia reactiva debe producirse allí donde se necesita con el fin de reducir los gradientes de tensión y las pérdidas del sistema. En este sentido el control de tensión es un control esencialmente local, al contrario que el control de frecuencia y por ello se ejecuta mediante dispositivos repartidos por todo el sistema.

Mediante una optimización del uso de los recursos de compensación de reactivos, como lo son los bancos de condensadores, rectores y los cambiadores de tap de los transformadores, se pueden minimizar los flujos de potencia reactiva por los circuitos, reduciendo por consiguiente las pérdidas en la red.

Los bancos de capacitores son equipos que regularmente se instalan en los sistemas eléctricos, tanto en baja como en mediana y alta tensión, ya que son de utilidad para corregir el factor de potencia y evitar las penalizaciones que la empresa suministradora impone, mejorar el perfil de voltaje, principalmente durante condiciones de arranque de motores o conexión de cargas de gran magnitud, todo ello mediante la inyección de reactivos. Por ejemplo, cuando se emplean como parte de los filtros de armónicos, éstos ayudan a reducir las corrientes armónicas que circulan por la red eléctrica, evitando pérdidas eléctricas y desgaste en los equipos.

Por otra parte, los reactores de potencia son el medio más compacto y de mejor relación costo-eficacia para compensar la generación capacitiva en líneas de alta tensión de transmisión larga o en sistemas de cables de gran longitud.

Otra opción para compensar reactivos es la implementación de un STATCOM (Compensador estático sincrónico), que es un equipo de compensación dinámico muy adecuado para el control del voltaje puesto que rápidamente puede inyectar o absorber potencia reactiva para estabilizar las variaciones de voltaje. El STATCOM consume e inyecta reactivos mejor de lo que podría ser un banco de condensadores o reactores debido a que este puede avanzar por todo el rango de inyección o consumo disponible de manera continua y no por escalones como lo hacen los bancos. Sin embargo, el principal problema de este compensador es su elevado costo.

El principal beneficio del mejoramiento del factor de potencia, mediante la compensación de reactivos es el aumento de la capacidad de la red eléctrica, i.e. considerando todo lo que se produce como extra para contrarrestar las pérdidas, compensará el factor de potencia, parte de ese extra podría utilizarse para suministrar electricidad en el consumo [2].

Capítulo 3. Límites de Transferencia de Energía Eléctrica

3.1 Introducción

La determinación de límites de transferencia de energía eléctrica es una tarea fundamental para garantizar la seguridad de los sistemas de energía eléctrica. Existen diversas restricciones que limitan el flujo de energía eléctrica a través de líneas de transmisión. Desde el punto de vista físico, la máxima transferencia de energía por un conductor se obtiene mediante la determinación de la relación corriente-temperatura, llamada límite térmico. Sin embargo, existen otras restricciones que en muchos casos no permiten la operación de las líneas eléctricas con flujos de potencia cercanos a su límite térmico, tal es el caso de límites de cargabilidad, disturbios severos, bajo voltaje y baja frecuencia. [10]. De todas estas restricciones se procederá a analizar en profundidad el límite de cargabilidad de las líneas pues más adelante se verá cómo esto afecta a un sistema real.

3.2 Límite por Cargabilidad

La cargabilidad de una línea de transmisión indica la capacidad de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación aceptables. La cargabilidad de la línea está en función del calibre y la longitud, para conocer su comportamiento se considera condiciones óptimas de voltaje en ambos extremos de esta, es decir, un voltaje de 1 p.u. tanto en el nodo de envío como en el de recepción.

La cargabilidad de una línea puede valorarse a partir de la relación del flujo de potencias activas y reactivas a través de la línea eléctrica. Esta curva característica (P-Q) varía tanto por el flujo de potencia como por la longitud de la línea. La curva característica P-Q de una línea eléctrica indica que, al incrementar su flujo de potencia activa, aumenta la potencia reactiva que esta consume, lo que se manifiesta como pérdida de potencia en la reactancia inductiva en serie de la línea. El valor de la potencia activa donde el requerimiento de potencia reactiva es cero se conoce como SIL (Surge Impedance Loading) o potencia natural de la línea [10]. El valor del SIL depende tanto de la inductancia serie y la capacitancia shunt como del nivel de tensión entre fases de la línea de transmisión, como se indica en la ecuación 3.1.

$$SIL = \frac{V_{LL}^2}{\sqrt{\frac{L}{C}}} \quad (3.1)$$

Donde:

V_{LL} : Tensión entre fases de la línea de transmisión

$\sqrt{\frac{L}{C}}$: Impedancia característica de la línea, donde L corresponde a la inductancia serie y C a la capacitancia shunt.

En la ecuación anterior se puede observar que el SIL aumentará al incrementar el número de conductores por fase de la línea ya que esto disminuye su impedancia característica, mientras que el SIL aumentará a medida que aumente el nivel de tensión de la línea. El comportamiento de la curva P-Q de una línea de transmisión se puede resumir de la siguiente manera:

- Para niveles de transferencia de potencia activa menores al SIL, la potencia capacitiva producida por la línea es menor a la potencia inductiva que esta consume, bajo estas condiciones la línea aporta potencia reactiva capacitiva a la red eléctrica.

- Cuando el flujo de potencia activa a través de la línea es igual al valor de su SIL la potencia capacitiva producida por la línea es igual a la potencia inductiva que esta consume. Bajo esta condición de operación, la línea no inyecta, pero tampoco absorbe potencia reactiva de la red eléctrica.

Finalmente, al aumentar el flujo de potencia activa por la línea a valores superiores al SIL la potencia reactiva consumida por la línea es mayor a la potencia reactiva generada por la línea eléctrica. En este caso la línea demanda potencia reactiva de tipo inductiva que debe ser suministrada por otras fuentes del sistema eléctrico de potencia.

Para comprender mejor el tema, la Figura 3.1 muestra curvas características de la relación de potencia P-Q de una línea eléctrica de 230 kV, con un conductor ACSR, Bluejay, calibre 1113 KCM y un conductor por fase para longitudes de 50, 100, 200 y 300 km. [12]

En la Figura citada, además, se observa cómo al incrementar el flujo de potencia activa (MW) a través de la línea, se incrementa el consumo de potencia reactiva (MVARs) en la reactancia inductiva serie de la línea eléctrica. En este caso, el SIL de la línea de transmisión es de 143 MW. Se puede observar, que el SIL de la línea es independiente de su longitud.

En el siguiente capítulo se analizará un sistema de distribución real que presenta un comportamiento capacitivo debido a los aportes de las líneas de MT. La particularidad del sistema a abordar radica en que el SIL calculado es un valor de potencia imposible de transmitir por las líneas dadas las características de diseño de los componentes del sistema (generadores y transformadores).

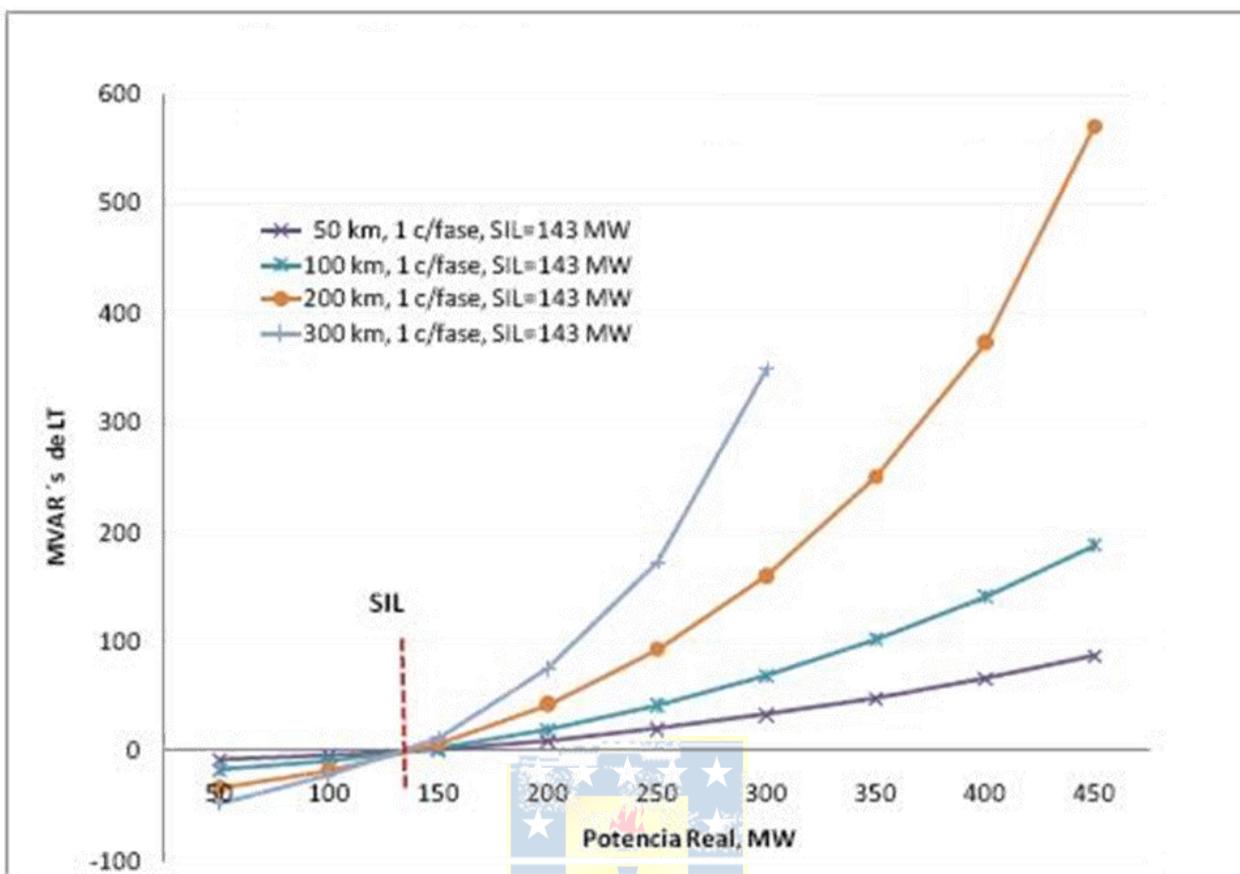


Figura 3.3.1 Curvas Características de Potencias P-Q para varias longitudes de una línea de 230 kV

Capítulo 4. Sistema de Distribución Rural Aislado de Isla Chaulinec

4.1 Introducción

Chaulinec es una isla de Chile ubicada en la comuna de Quinchao, en el archipiélago de Chiloé, Región de Los Lagos. Con una superficie de 27.3 km² y una población de 653 habitantes es la isla más meridional de las 11 islas de la comuna de Quinchao (dicho de otra forma, es la isla ubicada más al sur).

La Figura 4.1 señala la ubicación geográfica referencial de la isla en el archipiélago de Chiloé.

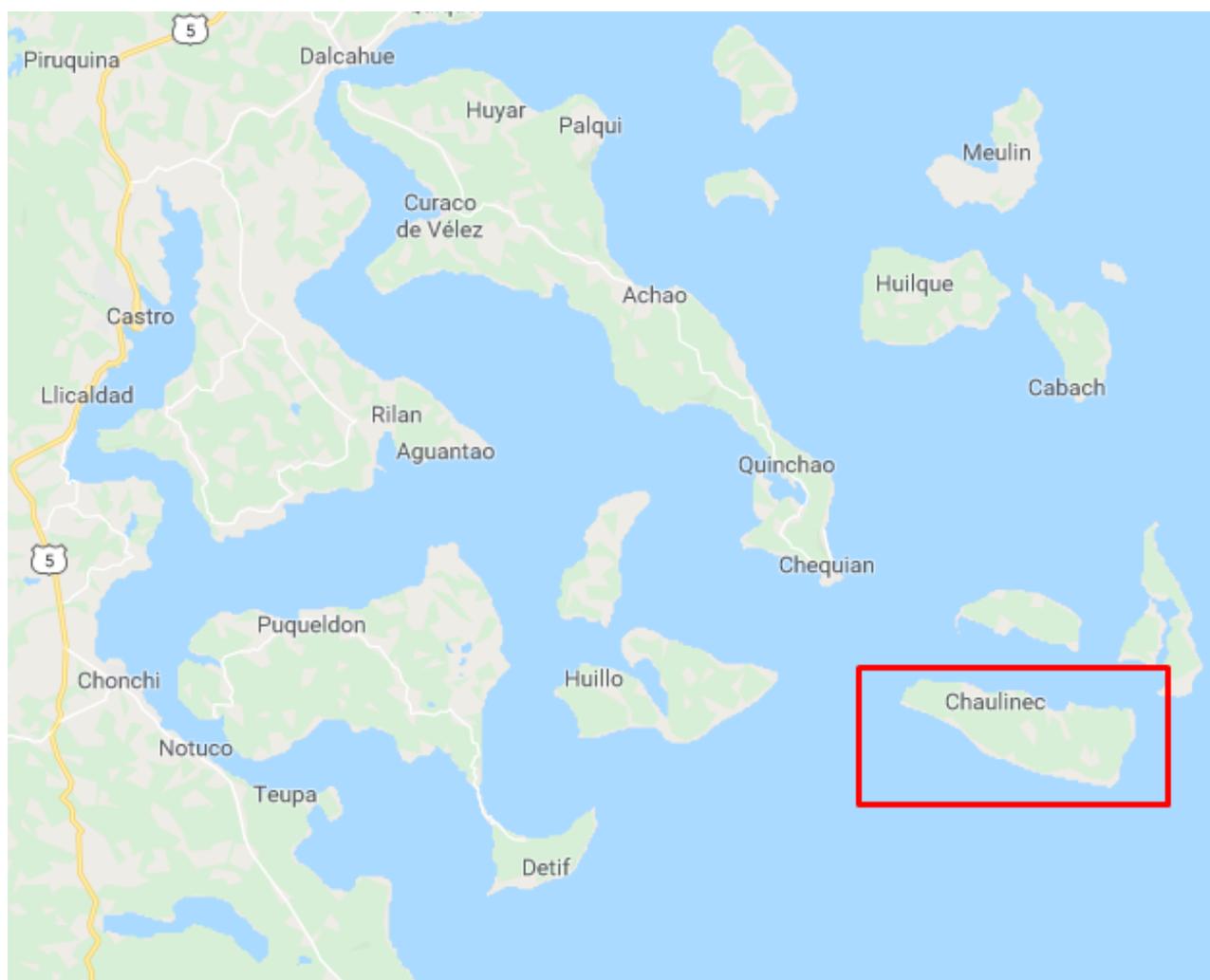


Figura 4.4.1 Ubicación referencial de la Isla Chaulinec

Gracias al proyecto “Electrificación 11 islas de Chiloé” las localidades de Isla Quehui en la comuna de Castro, las islas Cailín, Coldita y Laitec en la comuna de Quellón y las islas Caguach,

Meulín, Alao, Apiao, Chaulinec, Quenac y Llingua de la comuna de Quinchao cuentan con energía permanentemente las 24 horas del día vía generadores diésel, siendo la Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA) la empresa a cargo de la concesión definitiva de servicio público de distribución en la región de los lagos [11].

En varias de las islas mencionadas anteriormente existe un exceso de pérdidas en los sistemas eléctricos, pero se desconoce su real origen. La Empresa Distribuidora (solo) puede estimar el nivel de pérdidas basándose en las mediciones efectuadas en los grupos de generadores y en los registros realizados por los equipos compactos de medida, ubicados en la central y en la venta de energía a los usuarios, es decir, la suma de todos los medidores individuales. En lo que respecta a Chaulinec, estos datos fueron aportados por la empresa y se resumen en la Tabla 4.1. Cabe destacar que estos valores corresponden al mes de junio de 2018, consecuentemente, al no tener más información se asumirá que estos datos representan los valores promedios actuales del sistema (supuesto que, por lo demás se verifica).

Tabla 4.1 Resumen Informe de Producción Isla Chaulinec – junio 2018.

	Energía		Potencia		FP
	P [kWh]	Q [kVARh]	P [kW]	Q [kVAR]	
Energía/Potencia Bruta	12.595	-21.156	17.493	-29.383	0.512 (c)
Consumo de la Central	2.527	432	3.51	0.6	0.986 (i)

El informe del mes de junio de 2018 entrega las mediciones de energía en kWh y en kVARh, pero como los registros son mensuales, es decir, cada 720 horas (considerando un mes de 30 días), se dividen estos datos entregados y los resultados son los señalados en la tabla anterior. Por otra parte, la energía bruta corresponde a la energía necesaria para satisfacer la demanda de un sistema eléctrico, incluyendo los usos propios de la central, mientras que la energía neta es igual a la energía bruta menos la energía de los usos propios de la central.

Las ventas de energía durante el mismo mes fueron de 6,362 kWh y al dividir esta cifra por 720 se obtuvo la potencia activa de toda la carga del sistema, la cual asciende a 8.836 kW. Con este dato se puede obtener un valor aproximado del consumo de cada casa habitación de la isla. En los planos eléctricos proporcionados se puede constatar que son 190 las cargas domiciliarias conectadas al sistema. Asumiendo que todas las casas tienen el mismo consumo se puede obtener el valor de potencia activa presente en cada una. Aunque las cargas domiciliarias, pueden calificarse de 100 % resistivas, también presentan ciertos niveles muy menores de reactivos. La mayor parte de la

electricidad en las casas se usa para calentar o enfriar diversas aplicaciones i.e. calentadores, hornos, estufas, calentadores de agua o acondicionadores de aire y refrigeradores, respectivamente. Estos tienen un factor de potencia relativamente bueno (los elementos calefactores son resistivos, es decir, FP 1.0 o vienen con corrección de factor de potencia incorporada (acondicionadores de aire). Los dispositivos electrónicos por lo general tienen un bajo factor de potencia, pero consumen poca energía en comparación con los dispositivos de calefacción/enfriamiento mencionados anteriormente. Teniendo lo anterior en cuenta se procede a definir un Factor de Potencia igual a 0.96 (i) para todas las cargas, de esta manera las pérdidas totales del sistema serían las indicadas en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Pérdidas Totales del Sistema Eléctrico de la Isla Chaulinec.

	P [kW]	Q [kVAR]
Potencia Neta	13.983	-29.983
Potencia de las Cargas	8.836	2.577
Pérdidas Totales	5.147	-32.56

Cabe destacar el gran “sobredimensionamiento” del sistema, puesto que, sumando la potencia de los tres generadores presentes en la central, esta sería capaz de entregar 180 kVA, pero hasta el presente los consumos (demanda y pérdidas) solo representan, aproximadamente, 33 kVA. Además, el transformador elevador presente en la subestación es de 300 kVA mientras que la suma de la potencia de los transformadores de distribución es de 330 kVA. Este sobredimensionamiento no es extraño si se considera que la isla recién fue electrificada el año 2015 y es muy probable que en su diseño se haya tenido en mente la expansión del sistema y la incorporación de más cargas a medida que se desarrolla el sector productivo de la isla.

4.2 Descripción del Sistema Eléctrico de la Isla Chaulinec

El sistema eléctrico de la isla cumple todos los requisitos para ser llamado un sistema rural aislado, pues, como se señaló en el Capítulo 2, no se encuentra interconectado con ningún otro sistema cercano y presenta usuarios muy dispersos que demandan poca energía. La generación se encuentra a cargo de tres generadores diésel, todos de 60 kVA. La generación es efectuada a 400 V y transportada en 23 kV, gracias al transformador de potencia de la central. Para la distribución se utilizan diversos transformadores de 5, 10 y 15 kVA, de 23/0.231 kV repartidos por todo el sistema, conectados de forma tal de mantener las cargas lo más equilibradas posible en las líneas, para ello se alterna su conexión en las fases AB, CA y BC. En el Anexo A1, la Figura A1 señala la repartición de

transformadores de distribución monofásicos según fases de conexión, mientras que la Figura A2 muestra una vista general del plano del sistema eléctrico de la isla, el cual debido a su extensión no puede ser presentado en detalle. En el mismo plano también se resumen algunos datos relevantes del sistema en forma de Notas, los cuales son indicados a continuación:

NOTAS

- 01.- Voltaje: 23 kV
- 02.- Aislación: Mixta Clase 25 kV Zona Contaminada
- 03.- Conductor B.T.: Cable de Aluminio Pre-Ensamblado 1x25+25 mm²
- 04.- Conductor M.T.: Cable Al Protegido AAAC # 2 AWG
- 05.- Longitud Línea M.T.3Fas, en Postación Individual: 4,029 km
- 06.- Longitud Línea M.T.2Fas, en Postación Individual: 17,078 km
- 07.- Longitud Línea M.T.3Fas, en Postación Común: 2,361 km
- 08.- Longitud Línea M.T.2Fas, en Postación Común: 7,387 km
- 09.- Longitud Línea B.T. en Postación Individual: 14,832 km
- 10.- Longitud Línea B.T. en Postación Común con M.T.: 9,748 km
- 11.- Cantidad SS/EE por potencia individual:
 - 36 x 5 KVA - 2Fas. 23.000/231 Volts
 - 6 x 10 KVA - 2Fas. 23.000/231 Volts
 - 6 x 15 KVA - 2Fas. 23.000/231 Volts.
- 12.- Potencia total: 330 kVA

4.3 Simulación del Sistema Eléctrico de Isla Chaulinec

Las simulaciones se corresponden con el levantamiento a partir del diagrama unilíneal del plano eléctrico de la isla. Para MT la empresa de distribución SAESA implementa crucetas de 1.8 m de largo, por lo que el espaciamiento entre conductores se considera de forma horizontal tal como lo señala la Figura 5.2.

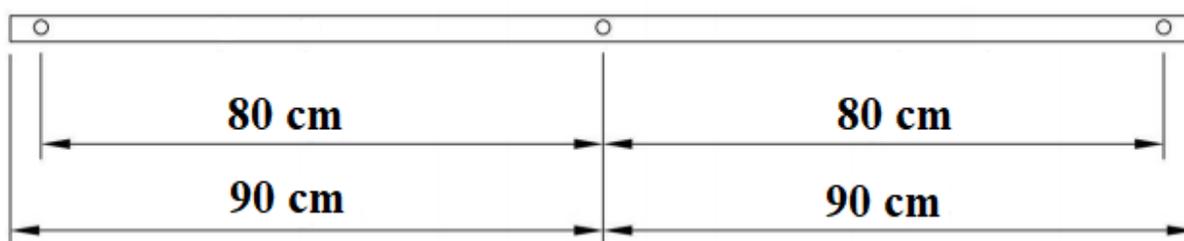


Figura 4.4.2 Espaciamiento de Conductores en cruceta de 1.8 m

En las líneas bifásicas con el mismo nivel de tensión se utilizan las mismas crucetas, conectando los conductores en los extremos. La altura de los postes utilizados por SAESA para el nivel de tensión de este sistema eléctrico es de 13.5 m.

Se simularon los conductores señalados en el punto anterior, es decir, Cable Al Protegido AAAC # 2 AWG el cual fue seleccionado de las librerías de ETAP (conductor CHLORINE de 34.4 mm^2). Debido a que las distancias de las líneas estaban especificadas en metros y dado que el sistema eléctrico chileno es de 50 Hz se utilizó el Standard IEC y se usó el sistema métrico, para evitar la conversión de unidades.

Para las líneas de distribución de BT se configuraron cables Rubber 3/C AL 25 mm^2 . Las cargas del sistema se consideraron todas iguales y con el mismo factor de potencia antes definido, es decir, 0.96 inductivo, por lo que dividiendo las potencias de las cargas de la Tabla 4.2 se obtiene un consumo por casa de $46.51 \text{ W} + j13.56 \text{ VAR}$ considerando un total de 190 cargas, lo que representaría la demanda media de la isla durante el mes de junio de 2018. Durante el mismo mes también se dio a conocer la demanda máxima del sistema, la cual haciendo a 30 kW. El sistema también será simulado considerando la demanda máxima, asumiendo nuevamente que todas las cargas son de igual valor.

Una vez completado el diagrama unilineal se procede a efectuar diversos flujos de carga desequilibrados, para esto ETAP utiliza por defecto el método de inyección de corriente. Este método tiene menores requisitos en cuanto a la tensión inicial de las barras en comparación con el método de Newton Raphson y el método desacoplado rápido. En lugar de utilizar la potencia activa de las barras y el desajuste de potencia reactiva como criterios de convergencia, el método de inyección de corriente verifica la tolerancia de la magnitud del voltaje de las barras entre dos iteraciones consecutivas para controlar la precisión de la solución. El valor típico para la precisión de la magnitud del voltaje de las barras se establece en 0.0001 [p.u]. El método del flujo de cargas Newton Raphson es ampliamente utilizado en aplicaciones industriales, pero el principal inconveniente de este método es la factorización y la actualización de la matriz Jacobiana del sistema durante el proceso iterativo. Se considera que el cálculo de la matriz Jacobiana es la principal ventaja del método de inyección de corriente, donde, los elementos no pertenecientes a la diagonal y algunos elementos diagonales son constantes e iguales a los elementos correspondientes de la matriz de admitancias.

Las simulaciones se efectuaron para distintos escenarios considerando un eventual incremento en la demanda del sistema, estas simulaciones consideran: a) un caso asociado a la demanda media, otro b) vinculado a la demanda máxima del sistema, c) un tercero donde se considera un aumento drástico de la demanda máxima en 2 veces su valor total, es decir, 60 kW y finalmente d) una cuarta

opción (también extrema) con un escenario exigente de 90 kW. Los resultados de las simulaciones para demanda media y máxima se resumen en la Tabla 4.3 mientras que los resultados de los otros dos casos restantes se resumen en la Tabla 4.4.

Tabla 4.3 Resultados de Simulaciones para Demanda Media y Demanda Máxima

	Demanda Media		Demanda Máxima (30kW)	
	P [W]	Q [VAR]	P [W]	Q [VAR]
Cargas Individuales (190)	47	14	158	46
Demanda de Clientes	8930	2660	30020	8740
SSAA	3068	9	3068	9
Demanda	11998	2669	33088	8749
Pérdidas en SS/EE	4406	1390	4520	1592
Pérdidas en Líneas MT	3,21	-33228	4,98	-33070
Pérdidas en Líneas BT	11,60	0,82	128,82	9,08
Pérdidas TOTALES	4421	-31838	4653	-31469
Potencia S/E	16420	-29168	37742	-22720
FP en S/E (c)	0,491		0,857	

Tabla 4.4 Resultados de Simulaciones para incrementos de Demandas Máximas.

	DMaX x2 (60kW)		DMaX x3 (90kW)	
	P [W]	Q [VAR]	P [W]	Q [VAR]
Cargas Individuales (190)	316	92	474	138
Demanda de Clientes	60040	17480	90060	26220
SSAA	3068	9	3068	9
Demanda	63108	17489	93128	26229
Pérdidas en SS/EE	4928	2248	5612	3320
Pérdidas en Líneas MT	11,38	-32849	22,16	-32628
Pérdidas en Líneas BT	497,42	35,04	1089,49	76,74
Pérdidas TOTALES	5436	-30565	6724	-29231
Potencia S/E	68545	-13076	99853	-3002
FP en S/E (c)	0,982		0,9995	

En las tablas anteriores se puede observar que la principal fuente de reactivos del sistema son las líneas de MT las cuales se encuentran inyectando reactivos en todo momento. A medida que aumenta la carga P y Q de nudos, manteniendo el factor de potencia en 96%, disminuyen los reactivos de las líneas, pero de forma casi despreciable. Como las cargas del sistema fueron configuradas todas como cargas PQ se observa que al ir incrementando la parte activa de la demanda el factor de potencia del sistema (central) comienza a mejorar, debido a que los reactivos inyectados por las líneas son

consumidos en parte por las cargas, aliviando a la planta de generación. Sería ideal que el sistema se encontrara permanentemente con una alta demanda para mantener este buen funcionamiento, pero la realidad en estos sistemas aislados es que la demanda es siempre baja e irregular, por lo que los resultados más cercanos al estado de operación real del sistema son los entregados para la simulación a demanda media.

La incorporación de alguna nueva industria (consumo) o algún nuevo proyecto de Agua Potable Rural (APR) en la zona, en general, todo desarrollo productivo ayudaría, al aumentar la demanda de activos, mejoraría el factor de potencia del sistema. Pero la realidad es que el sector productivo de Chaulinec se encuentra limitado a la ganadería, pesca y agricultura (prácticamente todo orientado al autoconsumo y al trueque).

Una vez efectuado el análisis técnico del problema de reactivos se logró encontrar el origen del comportamiento capacitivo del sistema. Se demuestra que esta inyección de reactivos es propia del sistema, debida únicamente a las características constructivas que este posee, por lo que resultará imposible eliminar dichos reactivos, por lo que deberán buscarse formas de “compensarlos”. Más adelante se detallarán algunos parámetros de las líneas que ayudarán a comprender mejor este fenómeno

4.4 Parámetros de las Líneas de MT

Para poder comprender el fenómeno del exceso de reactivos en las líneas de MT se obtendrán los valores de inductancia y capacitancia necesarios para determinar la potencia natural de las líneas. De la librería de ETAP se obtiene el valor del radio medio geométrico (RMG) asociado al conductor seleccionado para las líneas de MT. Luego, dada la configuración de conductores señalada anteriormente en la Figura 4.2, ETAP calcula inmediatamente el valor de la distancia media geométrica, estos datos son los indicados en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5 RMG y DMG para conductor AAC CHLORINE de 34.4 mm²

RMG	0.00272 [m]
DMG	1,008 [m]

Con estos datos se procede a calcular la inductancia mediante la siguiente ecuación.

$$L = 2 * 10^{-7} \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \quad [H/m] \quad (4.1)$$

Reemplazando

$$L = 2 * 10^{-7} \ln\left(\frac{1.008}{0.00272}\right) [H/m]$$

$$L = 1.1830 * 10^{-6} [H/m]$$

En consecuencia, la reactancia inductiva queda determinada mediante la siguiente ecuación.

$$X_L = 2\pi fL [\Omega/km] \quad (4.2)$$

Reemplazando y considerando que la frecuencia es de 50 [Hz]:

$$X_L = 2\pi * 50 * 1.1830 * 10^{-6} [\Omega/km]$$

$$X_L = 0.3717 [\Omega/km]$$

Análogamente, para calcular la capacitancia de las líneas se hace uso de:

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{\ln\left(\frac{DMG}{r}\right)} [F/m] \quad (4.3)$$

Donde:

- ϵ : Permitividad (llamada también constante dieléctrica). Esta es una constante física que describe cómo un campo eléctrico afecta y es afectado por un medio. La permitividad del vacío es $8.854 \times 10^{-12} \text{ C}^2/(\text{N} \cdot \text{m}^2)$.
- r : Radio del conductor. Este dato puede obtenerse a partir del área $A = \pi^2 r$ de cable, pues el área es un dato conocido.

Reemplazando

$$C = \frac{2\pi * 8.854 * 10^{-12}}{\ln\left(\frac{1.008}{\sqrt{\frac{34.4}{\pi}} * \frac{1}{1000}}}\right)} F/m$$

$$C = 9.7274 * 10^{-12} F/m$$

El valor del radio se dividió por 1000 para expresar su valor en metros de igual forma como está expresada la DMG. No obstante, el bajo valor de capacitancia 1) está dentro de lo esperado y 2) se considera primordial su contexto de uso.

Finalmente, a continuación, se calcula la potencia natural de acuerdo con la expresión 4.1, considerando que la tensión en MT es de 23 kV.

$$SIL = \frac{23000^2}{\sqrt{\frac{1.1830 * 10^{-6}}{9.7274 * 10^{-12}}}} = \frac{23000^2}{348.74}$$

$$SIL = 1.517 MW$$

Este valor de potencia (natural) se encuentra, sin lugar a duda, totalmente fuera de los rangos admisibles por el sistema en cuestión, pues nunca se podrá llegar a cargar las líneas con este nivel de potencia activa. Aunque la carga natural pudiese materializarse, el diseño actual de los generadores, transformadores de distribución y el transformador principal de la subestación no sería capaz de manejar dicho escenario. Al observar nuevamente la Figura 4.1 podemos observar que el rango donde operan las líneas del sistema se encontrará siempre a la izquierda del SIL, es por esto que en todo momento la potencia capacitiva producida por la línea será mayor a la potencia inductiva que la línea y clientes consumen. Bajo estas condiciones la línea se mantendrá siempre “sobre aportando” potencia reactiva capacitiva a la red eléctrica lo que fue efectivamente comprobado por las respectivas simulaciones.

Capítulo 5. Alternativas de Solución

5.1 Conexión de un reactor trifásico de 30 kVA

La primera alternativa a analizar es la más económica, rápida, directa y menos invasiva para el sistema, esta considera la conexión de un reactor trifásico shunt en alguna o algunas barras del sistema. Se probó con dos reactores de 15 kVA los cuales se fueron relocando a través de las barras trifásicas analizando su efecto en las pérdidas y en los reactivos del sistema, pero no se obtuvieron resultados destacables.

La mejor opción fue la obtenida al simular la conexión de un reactor trifásico de 30 kVA que también se fue desplazando por las barras observando que su mejor ubicación sería en la barra de generación a la salida de la subestación, pues:

1) desde este punto se desprenden dos grandes ramas con cargas similares en cada una de ellas (lo que reparte los reactivos justo en este punto de manera casi pareja) y

2) se logra un aumento de capacidad o quizás, mejor dicho, un alivio para la central. Sin embargo, como se profundiza más adelante, esta solución no interviene en la génesis del problema. A continuación, las Tablas 5.1 y 5.2 resumen los resultados de las simulaciones con un reactor de 30 kVA ante variaciones de demanda.

Tabla 5.1 Resultados Simulaciones para Demanda Media y Máxima. Con reactor de 30kVA

	Demanda Media (8.93kW)		Demanda Máxima (30kW)	
	P [W]	Q [VAR]	P [W]	Q [VAR]
Cargas Individuales (190)	47	14	158	46
Demanda de Clientes	8930	2660	30020	8740
SSAA	3068	9	3068	9
REACTOR 30[kVA]	1500	29962	1500	29962
Demanda	13498	32631	34588	38711
Pérdidas en SS/EE	4317	1291	4461	1540
Pérdidas en Líneas MT	3,19	-32998	4,94	-32842
Pérdidas en Líneas BT	11,52	0,81	127,93	9,01
Pérdidas TOTALES	4331,7	-31706	4594	-31293
Potencia S/E	17830	926	39183	7418
FP en S/E (i)	0,9987		0,983	

Tabla 5.2 Resultados Simulaciones para Demandas de 60 y 90 kW con reactor de 30 kVA

	DMaX x2 (60kW)		DMaX x3 (90kW)	
	P [W]	Q [VAR]	P [W]	Q [VAR]
Cargas Individuales (190)	316	92	474	138
Demanda de Clientes	60040	17480	90060	26220
SSAA	3068	9	3068	9
REACTOR 30[kVA]	1500	29962	1500	29962
Demanda	64608	47451	94628	56191
Pérdidas en SS/EE	4911	2259	5636	3389
Pérdidas en Líneas MT	11,29	-32623	22,02	-32405
Pérdidas en Líneas BT	494,03	34,80	1082,12	76,22
Pérdidas TOTALES	5417	-30330	6740	-28940
Potencia S/E	70025	17122	101368	27251
FP en S/E (i)	0,971		0,966	

Si comparamos las Tablas 4.3 y 4.4 (caso actual) con las Tablas 5.1 y 5.2 se observa como las pérdidas de potencias activas y reactivas disminuyen levemente al ser compensadas. Nótese que el consumo propio del reactor no supone una mayor circulación de corriente por las líneas de transmisión pues está ubicado en la barra principal, de esta forma ayuda a disminuir la corriente total al compensar en el punto más cercano a la generación. Tal cual se vio en el capítulo pasado las líneas de MT se encuentran permanentemente inyectando reactivos, variando muy poco al aumentar la carga. Observando nuevamente la Figura 3.1 observamos como efectivamente al ir aumentando la potencia

activa del sistema nos vamos desplazando muy levemente hacia la derecha de la curva P-Q, pero aún muy lejos de la potencia natural. Se mejora significativamente el factor de potencia del sistema de generación lo que da paso a un aumento de capacidad, dejando al sistema bien preparado para posibles aumentos de demandas o incorporación de cargas nuevas.

Otro factor a analizar tiene relación con las mantenencias de los generadores. La empresa distribuidora ha observado que al comparar la isla Chaulinec con otras islas, con capacidad instalada similar, pero sin tanta presencia de reactivos, los mantenimientos de las bombas de combustible, actuador e inyectores aumentan en Chaulinec. Mientras un sistema similar requiere solo 1 mantención anual, Chaulinec requiere 3 en el mismo periodo. A lo previo, se le suman gastos de traslado y viáticos implicando un gasto añadido importante. Las tablas 5.3 y 5.4 muestran los costos de mantenimientos anuales de isla Chaulinec y de un sistema similar sin reactivos.

Tabla 5.3 Costos de mantención de Bomba, actuador e inyectores en Isla Chaulinec

	Bomba, actuador e inyectores	Equipos	Frecuencia anual	Costo total
Mantención	2.350.211	3	3	21.151.899
Viajes	560.000	1	3	1.680.000
Viáticos	120.000	1	3	360.000
Total				23.191.899

Tabla 5.4 Costos de mantención de Bomba, actuador e inyectores en Isla Similar

	Bomba, actuador e inyectores	Equipos	Frecuencia anual	Costo total
Mantención	2.350.211	3	1	7.050.633
Viajes	560.000	1	1	560.000
Viáticos	120.000	1	1	120.000
Total				7.730.633

Los reactivos en sí mismos no consumen combustible en un generador. Sin embargo, los reactivos pueden afectar indirectamente el consumo de combustible debido a su influencia en el factor de potencia y la eficiencia del generador. Cuando un generador exhibe un bajo factor de potencia lo esperable es que está presente una alta presencia de reactivos. En este escenario las unidades de producción deben hacerse cargo, no solo de la potencia activa (utilizada para realizar trabajo útil) sino también de la potencia reactiva citada. No obstante, lo inmediatamente anterior, es claro que la potencia reactiva no realiza trabajo útil, pero es necesaria para mantener el voltaje en el sistema y que debe asumir su condición de barra de oscilación. Esto significa que los generadores deben trabajar más duro para enfrentar esta potencia reactiva, lo que puede resultar en un menor rendimiento.

Además, si se analiza la ficha técnica de los generadores de la central (que nos preocupa) se observa que en ésta se plasman consumos de combustibles para distintos niveles de carga (potencia activa), pero nada se dice respecto del posible efecto de los reactivos en dichos consumos fuel. Este “desacoplamiento” constatado es precisamente lo que históricamente ha hecho difícil establecer una aproximación al problema de la “compensación de reactivos vs ahorro de combustible”. La literatura en este sentido concuerda con lo tabulado, i.e. no se evidencia una impronta técnico/analítica de valor que recomiende una estrategia de solución teórica o heurística que ayude de manera realística al tema en cuestión. Por lo que se debe hacer llamado a otros métodos que se encuentran fuera del objetivo de estudio de esta memoria. Debido a esto el camino alternativo se sitúa en el ahorro representado por la disminución de las mantenciones y aún más en la economía de energía. Avanzando en esta perspectiva, en la Tabla 5.5 se señalan los ahorros conseguidos por concepto de mantención debido a la compensación concentrada en la central vía el reactor de 30kVA.

Tabla 5.5 Ahorros al Compensar Reactivos con Reactor

	Mantenimiento
Situación Actual	23.191.899
Ahorro Compensación con Reactor	7.730.633
Ahorro Total	15.461.266

Desde el punto de vista técnico la conexión de un reactor sería una solución rápida y eficaz. Ésta ataca de lleno el problema de reactivos. Sin embargo, al momento de cotizar dicho reactor en el mercado nacional (Rhona, Schneider, Tusan, Pailamilla, Vitel y Tecnored) no se encontró ningún proveedor que trabajara con reactores de potencia. Por otra parte, fabricantes especializados como ABB estaban familiarizados con el tema pues anteriormente incluían reactores de potencias en sus inventarios, pero desde hace un tiempo dejaron de comercializarlos, en su lugar ellos recomendaron acudir a Hitachi quienes se mantienen vigentes con estos equipos. Lamentablemente, sus diseños son a partir de los 750 kVA, sin la opción de realizar a pedido un reactor trifásico tan pequeño como el solicitado. La idea de mandar a pedir al extranjero un reactor como el que se necesita siempre será una opción, se podría haber cotizado el equipo en países cercanos, pero se entiende que un pedido especial como este demoraría varios meses y tendría un costo adicional por el traslado involucrado.

Sin embargo, dicha “solución”, desde el punto de vista económico, implicaría un ahorro de 15.46 millones de pesos anuales debido exclusivamente a los mantenimientos evitados. Lo previo, resultaría “dicotómico” para la empresa distribuidora ya que el equipo se pagaría pronto (búsquedas

rápidas señalan un costo que podría situarse entre los 6 y 10 millones de pesos). Estos se perciben como de un “escaso ahorro” vis a vis de los potenciales económicos por concepto de la dependencia de combustibles fósiles.

En resumen, esta opción queda descartada pues el costo de inversión se mantiene incierto, así como los posibles tiempos de fabricación, traslado y puesta en marcha, esto sumado a un escaso ahorro anual y a la dependencia de combustibles fósiles.

5.2 Incorporación de Generación Solar

Esta solución es propuesta pensando en el máximo ahorro de combustible posible, pues al incorporar paneles solares y bancos de baterías con suficiente autonomía estarían dejando los generadores diésel como equipos de respaldo, manteniendo las mantenciones de generadores al mínimo (por ejemplo 1 vez al año), pero añadiendo mantenciones menores en la planta solar. Por otra parte, con inversores y electrónica de potencia se espera compensar reactivos de forma similar a como lo realizaría el reactor, solo que esta es una solución más cara que por sí sola no sería considerada, pero al estar de la mano con la incorporación de energías renovables suena atractivo pues se incrementa la capacidad instalada en el sistema, se reduce considerablemente el uso de combustible en los generadores, siendo estos necesarios en caso de emergencias, para puestas en marcha preventivas, o simplemente para cargar las baterías cuando los paneles no dan abasto debido a condiciones climáticas o ante algún aumento de demanda, además, la generación solar contribuye a la disminución de emanación de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Es sabido que en este tipo de proyecto las inversiones tienden a ser elevadas, pero al observar los ahorros obtenidos hacen de esta propuesta una gran alternativa. Para este análisis se tomó como referencia el estudio económico de un proyecto previo de energías renovables en otra de las islas de Chiloé que ya fue intervenida. Isla Tac era una isla con problemas similares a isla Chaulinec, bajo factor de potencia, presencia de reactivos y costos elevados, pero a esto se sumaba el hecho de estar ubicada bastante alejada del continente, lo que elevaba los gastos de traslado, estadía, viáticos y tiempos de respuestas en caso de fallas. Consecuentemente, se buscó desprenderse del consumo de combustibles fósiles incorporando generación solar y eólica a la vez. Inicialmente, funcionó sin problemas generando ahorros importantes y manteniendo sus operaciones sin mayores intervenciones más que las del operario de la central. Sin embargo, al poco tiempo comenzaron a presentar fallas en los aerogeneradores, que son unos de los activos más costosos del proyecto, lo que elevó los costos

de mantenimiento, volvió a generar gastos adicionales de transporte y mano de obra y se tuvo que aumentar el gasto con el fin de mejorar la seguridad para los trabajadores. Debido a esta mala experiencia, actualmente en SAESA se privilegian los proyectos exclusivamente de generación solar.

5.2.1 Inversión

Para analizar el monto total de la inversión se agruparon los cálculos en 3 grandes ítems. Generación solar (inversores, paneles solares y soportes), baterías y gastos comunes (Personal, equipos y componentes, obras civiles, logística y otros). Los activos más costosos del proyecto sin duda serían los inversores, paneles y las baterías, es por esto que se ahondará en sus principios de funcionamiento, así como en los criterios de selección establecidos.

Inversores: El rango de operación en el lado de los reactivos de un inversor solar, es decir, su capacidad para proporcionar potencia reactiva capacitiva o inductiva, generalmente se determina mediante la programación y configuración. Estos utilizan bancos internos de condensadores o inductores conectados a su salida para modificar la relación entre la tensión y la corriente. En resumen, funcionan de la siguiente manera:

1. **Generación de corriente reactiva inductiva:** Cuando se requiere generar corriente reactiva inductiva para compensar el desfase en la red eléctrica, el inversor proporciona una tensión adelantada en relación con la corriente. Esto se logra controlando la electrónica de potencia para que suministre una componente inductiva a la carga, creando así una corriente reactiva inductiva.
2. **Absorción de corriente reactiva inductiva:** Si la red eléctrica tiene un exceso de corriente reactiva inductiva, el inversor puede absorber esta corriente. Para hacerlo, proporciona una tensión atrasada en relación con la corriente, lo que lleva a la absorción de corriente reactiva inductiva.

El control de la relación entre tensión y corriente se logra ajustando la frecuencia y la amplitud de la tensión generada por el inversor. Esta capacidad de generar o absorber corriente reactiva inductiva se utiliza para mantener el factor de potencia cercano a la unidad y garantizar un funcionamiento eficiente y en cumplimiento con las regulaciones eléctricas.

Las especificaciones técnicas del inversor y el software de control asociado permiten ajustar y establecer los límites de operación de la potencia reactiva. Para determinar las características y el rango de operación vis a vis de la salida de reactivos de un inversor solar, se pueden seguir estos pasos:

- **Consultar las especificaciones técnicas del inversor:** Los fabricantes de inversores proporcionan información relacionada con la capacidad de potencia reactiva del inversor, en sus hojas de datos y manuales.
- **Configuración del inversor:** Utilizando el software de control del inversor, se puede configurar la cantidad de potencia reactiva que se desea generar. Esto implica establecer valores específicos de potencia reactiva (kVAR) y el factor de potencia deseado.
- **Límites de operación:** Asegurarse de que los valores configurados estén dentro de los límites de operación seguros del inversor. Esto evitará que el inversor opere fuera de sus capacidades designadas.
- **Monitoreo y control:** Implementar un sistema de monitoreo continuo para supervisar el rendimiento del inversor y ajustar los valores de potencia reactiva según sea necesario para mantener el factor de potencia deseado.

Es importante tener en cuenta que el rango de operación y la capacidad de suministro de potencia reactiva pueden variar según el modelo y la marca del inversor. Los 3 principales tipos de inversores son los ON Grid (están diseñados para sistemas conectados a la red eléctrica y son los más comunes en aplicaciones tanto residenciales como comerciales). Los OFF Grid (se utilizan en sistemas autónomos no conectados a la red, como casas remotas o sistemas de energía de respaldo) y en equipos de inversión híbridos. En la actualidad, los inversores híbridos están ganando popularidad, ya que permiten la flexibilidad de operar tanto en red como fuera de la red y pueden integrarse con sistemas de almacenamiento de energía. Esta característica, es importante pues maximiza la eficiencia y la confiabilidad de las fuentes basadas en energía solar. Su capacidad para optimizar el uso de la energía solar y proporcionar respaldo de energía es especialmente valiosa en áreas propensas a cortes de servicio y en aplicaciones que buscan una mayor independencia de la red.

Existen inversores monofásicos e inversores trifásicos, los cuales se utilizan en diferentes tipos de aplicaciones y su elección depende de la configuración de la red eléctrica y las necesidades de las cargas. Para sistemas más pequeños, como residencias, los inversores monofásicos son adecuados y más económicos. En aplicaciones comerciales e industriales de mayor demanda, donde se requiere mayor potencia y eficiencia, los inversores trifásicos son preferibles. Estos suelen ser más eficientes y duraderos en aplicaciones de mayor escala, lo que los hace ideales para parques solares de grandes instalaciones comerciales.

En un parque solar es común utilizar múltiples inversores trifásicos conectados en paralelo para gestionar la generación y conversión de energía de manera eficiente. Esto se hace para distribuir

la carga de manera equitativa y evitar la sobrecarga de un solo inversor. La configuración en paralelo de inversores trifásicos permite manejar mayores capacidades de generación y aumentar la seguridad de suministro del sistema al brindar redundancia en caso de fallas. De esta manera, se garantiza una operación más estable y eficiente del parque.

Con todos estos antecedentes, para el proyecto que nos ocupa, se decide utilizar 3 inversores solares trifásicos híbridos de 30 kW marca ENERTIK. El hecho de elegir 3 se justifica observando la confiabilidad que otorgan los equipos al evitar sobrecargas, además de repartirse entre ellos la compensación de reactivos. Más adelante, en caso de ser necesario, puede ser factible la incorporación de un cuarto inversor trifásico (cantidad máxima de conexión en paralelo de este modelo), el cual se podría justificar principalmente para mejorar aún más la confiabilidad.

Baterías: Existen varios tipos de baterías utilizadas en aplicaciones solares, pero dos de los más comunes son: 1) *Baterías de plomo-ácido*: Son económicas y ampliamente utilizadas en sistemas solares. Tienen una vida útil moderada y son adecuadas para aplicaciones de almacenamiento a corto plazo y 2) *Baterías de iones de litio*: Son más eficientes, tienen una mayor vida útil y capacidad de ciclos de carga y descarga, lo que las hace ideales para aplicaciones de almacenamiento a largo plazo en parques solares. Entre las principales ventajas de las baterías de litio están:

- 1. Mayor eficiencia:** Las baterías de litio son más eficientes en la conversión y almacenamiento de energía que las baterías más antiguas, lo que significa que pueden almacenar más energía con menos pérdidas.
- 2. Mayor ciclo de vida:** Las baterías de litio tienden a tener una vida útil más larga y un mayor número de ciclos de carga y descarga en comparación con baterías más antiguas, lo que reduce los costos a largo plazo.
- 3. Menor mantenimiento:** Requieren menos mantenimiento en comparación con las baterías de plomo-ácido, por ejemplo, lo que disminuye los costos operativos.
- 4. Mayor densidad de energía:** Las baterías de litio son más ligeras y compactas en comparación con las alternativas más antiguas, lo que ahorra espacio y facilita su instalación.
- 5. Mayor capacidad de respuesta:** Las baterías de litio pueden cargar y descargar energía rápidamente, lo que las hace ideales para gestionar la variabilidad de la energía solar.

Sin embargo, es importante destacar que las baterías de litio pueden ser más costosas inicialmente, por lo que la elección entre ellas y las baterías más antiguas dependerá de factores como el presupuesto y las necesidades específicas de un proyecto de parque solar.

Para este proyecto en particular se tomó la decisión de utilizar baterías de litio de 2,2kWh (2,4kWh nominal) y 50Ah de la marca **Pylontech** (recomendada por SAESA dadas las buenas experiencias). Estas baterías, según su ficha técnica, permiten hasta un 80% de descarga, lo que se ve reflejado en: 1) una *Amplia autonomía* (permite que los dispositivos o sistemas funcionen durante más tiempo entre recargas), 2) *Gran flexibilidad* (una mayor capacidad de descarga significa que la energía almacenada puede ser utilizada durante un período más prolongado, lo que puede ser útil en momentos de alta demanda o en ausencia de generación solar) y 3) *Menos ciclos de carga y descarga* (cuanto mayor sea el porcentaje de descarga, menor será la frecuencia con la que la batería necesita recargarse, lo que puede extender la vida útil de la batería).

Paneles solares: Los paneles solares han experimentado avances significativos a lo largo de los años. Aquellos "de antaño" tenían eficiencias más bajas en comparación con los paneles solares actuales. Además, eran más grandes y pesados. En la actualidad, los paneles solares disponibles en el mercado han mejorado en varios aspectos como *Eficiencia* (pueden generar más energía en un espacio más reducido), *Tamaño y Peso* (son más compactos y livianos, lo que facilita su instalación y transporte), *Durabilidad* (más resistentes a condiciones ambientales adversas) y *Costos* (a medida que la tecnología ha avanzado, el costo de los paneles solares ha disminuido considerablemente, lo que los hace más accesibles para proyectos solares).

A pesar de los avances tecnológicos en el campo de la energía solar, tales como paneles de película delgada, paneles de células bifaciales, paneles orgánicos o los paneles de concentración, los paneles solares mono-cristalinos aún siguen siendo una opción confiable y popular en la industria solar. Si bien los paneles mono-cristalinos tienden a ser un poco más costosos que otras opciones, su mayor eficiencia y durabilidad a menudo hacen que sean una elección rentable a largo plazo. Si consideramos que el proyecto en estudio será desarrollado en el sur de Chile, cabe destacar que los paneles mono-cristalinos funcionan mejor en condiciones de poca luz, lo que los hace adecuados para regiones con climas cambiantes o donde la luz solar no es constante.

Es por esto que se toma la decisión de invertir en paneles solares mono-cristalinos de 190W, privilegiando su eficiencia vs la de otros modelos disponibles de menor capacidad ya que estos pueden generar más electricidad en un menor espacio. Además, se definió que la capacidad instalada del parque solar será de 60kW a modo de reemplazar la capacidad de los generadores diésel de la isla.

Gastos Comunes: esta categoría engloba todos los gastos asociados a obras civiles, contratación de personal, adquisición y arriendo de equipos y componentes, así como la logística de transporte marítimo y terrestre.

A partir del proyecto de isla Tac como referencia, se avanzó dimensionando la capacidad solar a instalar en Chaulinec según la demanda requerida y la autonomía esperada. La Tabla 5.6 resume la capacidad instalada del parque solar y la capacidad de almacenamiento de las baterías de litio. Incluye además los montos de la inversión a realizar y su costo unitario en pesos y en dólares para cuantificar cuando dinero me costaría invertir por kW o kW/h instalado.

Tabla 5.6 Capacidad Instalada en generación solar y baterías

Ítem	Capacidad instalada	Unidad	Inversión (\$)	Costo por unidad (\$)	Costo por unidad (US\$)
Gen Solar	60	kW	109.116.966	1.818.616	1.690
Baterías	440	kWh	273.622.588	621.870	578

Los 60 kW del parque solar serán aportados por 316 paneles individuales de 190 W mientras que los 440 kWh de autonomía (definidos según estándares de SAESA para proyectos fotovoltaicos de esta envergadura) serán completados con 184 baterías de litio Pylontech de 2.4 kWh. La Tabla 5.7 señala dos columnas de inversión, la inversión exclusiva para generación solar considera inversores, paneles y sus respectivos soportes, mientras que la inversión total hace referencia a la suma del resto de elementos o ítems presentes en el proyecto (gastos comunes).

Tabla 5.7 Desglose de la Inversión Total para Proyecto de Generación Solar

	Inversión Exclusiva (\$)	Inversión Total (\$)
Generación Solar	79.980.600	109.116.966
Baterías	200.560.000	273.622.588
Total	280.540.600	382.739.554

Los detalles de los gastos totales de inversión asociados se resumen en los Anexos, más específicamente en la Tabla A1.

5.2.2 Ahorros

Para poder evaluar la rentabilidad de la inversión se requiere analizar los ahorros “objetivos” involucrados. Esto se lleva a cabo vía el VAN y el TIR quienes posibilitan confirmar (o no) la viabilidad de este proyecto. En la Tabla 5.8 se describen los ahorros asociados a la generación solar propuesta.

Tabla 5.8 Ahorro en combustible y mantenimiento al Incorporar generación Solar

	Combustible			Mantenimientos
	Consumo Combustible Anual	Precio por Litro	Total	Bomba, actuador, inyectores y paneles
Situación Actual	80.400	1076	86.510.400	23.191.899
Ahorro en Generación Solar	20.817		22.398.662	-1.632.000
Apoyo Auxiliar	-21.608		-23.250.208	15.461.266
Ahorro Total	79.609		85.658.854	6.098.633
			91.757.487	

Idealmente se esperaría que al cambiar a generación solar se dejara de consumir la totalidad del combustible que antes era requerido por los generadores, sin embargo, esto está lejos de ser una realidad puesto que los generadores siempre serán requeridos como equipos de respaldo en caso de fallas, mantenciones o descarga de baterías en las noches o días nublados, contribuyendo además a la confiabilidad del sistema. En la tabla anterior, la fila de Apoyo Auxiliar hace relación al gasto de combustible que se mantendría en la isla durante el año, para este cálculo se estimó, gracias a los datos entregados por los manuales, que el generador consume 7.4 litros por hora, trabajando a media capacidad. Si, adicionalmente, consideramos un uso promedio de 8 horas diarias y lo extrapolamos a un año se obtiene el gasto de combustible (el cual se deja expresado con signo negativo al estar asociado a gastos).

Gracias a la herramienta Explorador Solar del Ministerio de Energía se pudo calcular la generación anual esperada para un sistema fotovoltaico emplazado en isla Chaulinec. Al multiplicar esto por el rendimiento promedio de los generadores de la isla se obtuvo el ahorro de combustible esperado, por concepto de generación solar (20.817 litros). El signo menos presente en los mantenimientos de generación solar se justifica al definir éste como un gasto de mantención. Este monto calculado se detalla en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9 Costos de mantenimiento de parque solar

Ítem	Precio
HH	200.000
Traslado marítimo	400.000
Alojamiento	60.000
Traslado terrestre	200.000
Gastos imprevistos	500.000
Utilidades	272.000
Total	1.632.000

Entre los mantenimientos más frecuentes se encuentran la limpieza de paneles, mantenimiento de baterías, chequeo de conexiones, chequeo de puesta a tierra y chequeo de tableros.

5.2.3 Análisis Económico del proyecto

El estudio de viabilidad de un proyecto es un elemento inherente a todos ellos. Sin importar qué tipo de proyecto sea, éste requerirá un análisis financiero detallado. Existen variados índices económicos para estudiar la viabilidad de un proyecto, los cuales son importantes debido lo siguiente:

1. **Medición de rentabilidad:** Los índices económicos, como el VAN, CAE y TIR, proporcionan métricas específicas para medir la rentabilidad financiera de un proyecto. Esto ayuda a determinar si el proyecto generará beneficios económicos netos o si es probable que genere pérdidas.

1.1 **El Valor Actual Neto (VAN):** es una medida financiera que ayuda a evaluar la rentabilidad de una inversión. Representa la diferencia entre el valor presente de los flujos de efectivo que se esperan recibir de una inversión y el costo inicial de esa inversión. Lo siguiente ayudará a interpretar los distintos valores que puede tomar este índice económico.

- **VAN positivo:** Indica que se espera obtener más dinero del proyecto de lo que se invirtió inicialmente. Cuanto mayor sea el VAN positivo, mejor será la ganancia de la inversión.
- **VAN igual a cero:** Significa que la inversión generará exactamente la cantidad de dinero necesaria para cubrir los costos iniciales. Ya que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios tales como el posicionamiento en el mercado o estrategias a largo plazo (el proyecto podría ser esencial para el crecimiento o expansión de la empresa), por mencionar algunos.
- **VAN negativo:** Indica que la inversión no generará suficiente dinero para cubrir los costos iniciales y por lo tanto, no sería una inversión recomendable.

En resumen, se suele usar la alternativa con el VAN más alto, ya que en general es la mejor para los inversionistas. Sin embargo, no siempre es así, dado que hay ocasiones en las que una empresa elige un proyecto con un VAN más bajo, por otras razones como, por ejemplo, la imagen que le aportará a la empresa, motivos estratégicos u otros que en ese momento interesen a dicha empresa.

1.2 **CAE (Costo Anual Equivalente):** El CAE es el costo anual promedio de un proyecto, teniendo en cuenta tanto los costos iniciales como los flujos de efectivo futuros. En función de la

convención empleada para un flujo de caja, puede expresarse que un CAE negativo es ideal ya que indica que el proyecto es rentable y genera ingresos suficientes para cubrir la inversión inicial, con excedentes adicionales. Mientras que un CAE positivo indicaría que el proyecto no es rentable y no generará suficientes ingresos para recuperar la inversión. Consecuentemente, si se diera el caso de tener que analizar dos proyectos con iguales ingresos, pero distintos CAE se elegiría el proyecto con el CAE más negativo, ya que esto indica una mayor rentabilidad.

- 1.3 **TIR (Tasa Interna de Retorno):** La tasa interna de retorno, es el porcentaje de ganancia de una inversión, cuyo VAN es cero. En consecuencia, cuanto mayor sea la TIR, más atractivo será el proyecto (si se acepta un VAN nulo).
2. **Toma de decisiones informadas:** Estos indicadores permiten a los tomadores de decisiones evaluar proyectos de manera *objetiva* y basada en datos. Al comparar los resultados con tasas de referencia o costos de capital, se pueden tomar decisiones más informadas sobre la asignación de recursos.
3. **Optimización de recursos:** Ayudan a identificar proyectos que maximizan el rendimiento financiero en función de los recursos disponibles. Esto es especialmente importante cuando los recursos son limitados y se deben priorizar diferentes iniciativas.
4. **Gestión de riesgos:** Los índices económicos también pueden utilizarse en análisis de sensibilidad para evaluar cómo variarían los resultados bajo diferentes escenarios y condiciones económicas. Esto ayuda a comprender mejor los riesgos asociados al proyecto.
5. **Comunicación con partes interesadas:** Al presentar estos índices, se facilita la comunicación con inversores, socios comerciales y otros interesados. Los resultados cuantitativos brindan un lenguaje común para discutir la viabilidad del proyecto.
6. **Evaluación de oportunidades de inversión:** Los inversores utilizan estos indicadores para evaluar la “atractividad” de una inversión. Es decir, en términos de lo anterior, un proyecto con un VAN positivo, CAE negativo y una TIR superior a la tasa de costo de capital es más atractivo para los inversores.

En resumen, los índices económicos son herramientas esenciales en la toma de decisiones empresariales y la planificación estratégica. Proporcionan una visión clara de la rentabilidad y la viabilidad financiera de un proyecto, lo que permite a las empresas tomar decisiones sólidas y respaldadas por datos antes de comprometer recursos significativos.

Una vez comprendidos estos índices y luego de haber levantado todos los costos, ahorros e inversiones, se procede (para nuestro proyecto) a calcular los índices VAN, CAE y TIR con una tasa de descuento del 10% considerando el proyecto a 20 años. La Tabla A1 del ANEXO A3 muestra el detalle del cálculo de estos índices mientras que la Tabla 5.10 resume los resultados.

Tabla 5.10 Índices económicos del proyecto de generación solar

Índice	Valor
VAN	\$ 329.448.990
CAE	-\$ 38.696.955
TIR (implica VAN ≈. 0)	22%

Un VAN de 329.5 millones indica que, en términos de valor actual, el proyecto genera un flujo de efectivo por encima de la inversión inicial. Esto es una señal positiva ya que el proyecto tiene el potencial de generar un retorno financiero significativo

Un CAE negativo también es un buen indicador, ya que indica que el proyecto generaría beneficios netos. Un CAE de - 38,7 millones de pesos sugiere que el proyecto podría ser rentable. Mientras que una TIR del 22% indica que el proyecto generará un rendimiento del 22% anual, que es considerablemente superior al 10% de la tasa de interés de referencia que generalmente se utiliza como costo de oportunidad (una tasa del 10% representa la rentabilidad que se podría obtener en una inversión libre de riesgo o en una inversión con un perfil de riesgo estándar).

Otro índice que es importante conocer es el “Periodo de Recuperación”, que nos señala el tiempo que toma recuperar el capital invertido inicialmente. Más allá de estimar la rentabilidad de un proyecto, un factor muy importante, para los dueños e inversionistas, es el tiempo que tarda en retornar el capital pues de esto van a depender en gran medida las decisiones que se tomen. La Tabla 5.10 detalla el periodo de recuperación asociado a la inversión y al ahorro de este proyecto.

Tabla 5.11 Periodo de recuperación

	Periodo de Recuperación
Inversión	\$382.739.554
Ahorro	\$91.757.487
Periodo de recuperación	4,17 (años)

Estos resultados indican que se espera que el proyecto genere suficiente flujo de efectivo para recuperar la inversión inicial en aproximadamente 4,17 años. Considerando los múltiples beneficios del sistema y teniendo en cuenta el ahorro obtenido debido a la incorporación de generación solar, se

concluye que el periodo de recuperación es un tiempo bastante razonable si consideramos los 20 años de vida útil del proyecto.

Parte importante de realizar un estudio de proyectos es considerar los riesgos asociados. Para ello se suelen realizar análisis de sensibilidades para evaluar cómo varían los resultados en diferentes escenarios. Para este caso en particular se añade un análisis de sensibilidad del precio del combustible, que es el principal ahorro obtenido en el proyecto. Este análisis considera una baja y un aumento drástico en el precio del combustible a fin de observar los efectos en los periodos de recuperación. La Tabla 5.11 resume los resultados de esta sensibilidad.

Tabla 5.12 Sensibilidad ante variación del precio del combustible

	Baja de Combustible (\$876)	Alza de Combustible (\$1276)
Inversión (\$)	382.739.554	382.739.554
Ahorro (\$)	75.835.767	107.679.207
Periodo de Recuperación (Años)	5,05	4

Es lógico esperar que un proyecto de generación solar tenga un período de recuperación más corto cuando aumenta el precio del combustible por varias razones:

1. **Costo de operación más bajo:** La generación solar utiliza la energía del sol, que es gratuita, en lugar de depender de combustibles fósiles costosos. Con un precio del combustible más alto, los sistemas solares son más atractivos debido a sus costos de operación significativamente más bajos.
2. **Menores costos variables:** La generación solar tiene costos variables mínimos, ya que no se necesita comprar ni transportar combustible. Esto significa que, a medida que aumenta el precio del combustible, la ventaja económica de la solar se vuelve más evidente.
3. **Estabilidad de costos:** A diferencia de los combustibles fósiles, cuyos precios pueden fluctuar considerablemente, la generación solar ofrece una mayor estabilidad de costos a lo largo del tiempo. Esto hace que sea más fácil prever y planificar los costos operativos y, por lo tanto, reduce el período de recuperación de la inversión.
4. **Atracción de inversión:** Con un precio del combustible más alto, los inversionistas pueden estar más dispuestos a financiar proyectos de energía solar, ya que ofrecen una mayor rentabilidad y un período de recuperación más rápido, lo que puede acelerar la implementación de dichos proyectos.

Para finalizar, el último beneficio a estudiar será la disminución de CO₂ emitido a la atmósfera. La energía solar es una fuente de energía renovable, lo que significa que no agota recursos naturales y no produce emisiones de CO₂ durante la generación de electricidad. Cada vez existen más

regulaciones y políticas gubernamentales que limitan las emisiones de gases de efecto invernadero y promueven fuentes de energía más limpias. Las empresas generadoras de electricidad que invierten en energía solar pueden cumplir con estas regulaciones y evitar sanciones o multas, además, pueden posicionarse como líderes en innovación y responsabilidad ambiental en sus respectivas industrias, lo que puede atraer inversionistas y socios estratégicos. La Tabla 5.12 muestra la disminución anual de CO2 emitido a la atmósfera al incorporar generación solar a la isla.

Tabla 5.13 Emisiones Anuales de CO2 a la atmósfera

	Emisiones Anuales de CO2 (Ton)
Estado actual	209,04
Generación Solar	56,2
Disminución	152,9

Como se señalaba anteriormente, al cambiar a generación solar el consumo de combustible no se puede eliminar por completo, pero si se logra disminuir bastante, lo que beneficia al medioambiente con una disminución de 152.9 Ton de CO2 emitidas, i.e. se bajaron las emisiones en un 73.12 %.

Conclusiones

La *potencia natural* del sistema, dadas las características constructivas de éste, se sitúa en un valor fuera de rangos admisibles (1.5MW). Esto es, no hay forma posible que por las líneas del sistema circule tal potencia. De esta manera las líneas de media tensión siempre permanecerán aportando potencia reactiva capacitiva a la red, i.e. el efecto de la sobre inyección capacitiva de las líneas continuará estando presente.

La *primera alternativa de solución* estudió la conexión de un reactor trifásico de 30 kVA conectado en la barra de generación de la central. Esa opción fue descartada pues el costo de inversión se mantiene incierto, así como los tiempos de fabricación, traslado y puesta en marcha. Por otra parte, si bien con la incorporación del reactor mejoraría la capacidad del sistema (más específicamente de los generadores), no se verían ahorros significativos reflejados en el consumo de combustible ni en las pérdidas.

Por otra parte, la segunda opción i.e. la incorporación de generación solar, para mitigar de alguna forma el problema, se presenta como una solución sólida y viable para lograr un equilibrio entre el ahorro económico y la autonomía de servicio. El gran incentivo de esta iniciativa, más allá del gran ahorro en combustible, no solo resulta importante para la confiabilidad si no también alivia

la capacidad del mismo. En este escenario, las fuentes solares, dejan a uno, dos o tres, generadores rotatorios funcionando como equipos de respaldo. Lo análogo, ocurre al implementar 3 inversores en paralelo.

Se estima que con una inversión total de 382.7 millones de pesos se obtendría un ahorro anual de 91.8 millones, debido fundamentalmente, al ahorro en el consumo de combustible (79.609 litros ahorrados). Para medir la rentabilidad financiera del proyecto se calculan diversos índices económicos que ayudan a tomar decisiones de manera objetiva y basada en datos, i.e. una correcta asignación de recursos. Lo previo se reduce a un VAN de 329.4 millones de pesos, un CAE asociado de -38.7 millones y una TIR del 22%.

A estos índices también se les suma el periodo de recuperación, a fin de comprender el tiempo en el cual los inversionistas recuperarían el capital invertido inicialmente. Este periodo alcanza los 4.17 años, tiempo bastante corto si consideramos los 20 años de vida útil del proyecto. Igualmente se concluye que el periodo de recuperación disminuye a medida que el precio del combustible aumenta.

Para finalizar, la reducción de emisiones de CO₂, desde el punto de vista de la reputación de la empresa con la sostenibilidad y la protección del medio ambiente, crea una imagen positiva de la organización ante los consumidores y ayuda a mejorar las relaciones con partes interesadas, como gobiernos, organizaciones no gubernamentales y comunidades locales. Es por esto que, de la mano con el ahorro de combustible, también se calcula que haya una disminución de 152.9 Ton de CO₂ no emitidas a la atmósfera.

Con todo lo anterior, se espera que la empresa distribuidora pueda mejorar su eficiencia operativa, reducir costos y optimizar los procesos. Se cumple con resultados financieros positivos, alineados con objetivos estratégicos para la empresa que generan valor para sus accionistas y trabajadores, todo ello bajo un control adecuado de los riesgos.

Trabajo futuro

Esta memoria de título puede dar paso a diversos estudios posteriores que ayuden a complementar la investigación ya realizada. Entre estos se enumeran los siguientes:

1. Evaluar la propuesta de generación solar vis a vis funcionamiento de los inversores en la compensación de reactivos
2. Profundizar sobre la localización donde será instalado el parque solar
3. Estudiar las soluciones desde la perspectiva de la generación distribuida

4. Analizar, vis a vis la confiabilidad, la anexión de un cuarto inversor trifásico



Bibliografía

- [1] A. Ghia, “Reducción de pérdidas en Sistemas de Transmisión y Distribución”, 2013. [En línea]. Disponible en: <http://www.camarco.org.ar/File/GetPublicFile?id=1707>.
- [2] CNE, “Antecedentes de Consumo en Distribución Periodo 1997 a 2014”, 2014. [En línea]. Disponible en: <http://antigua.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>.
- [3] S. K. Roy y N. K. Roy, “Loss Minimization in Rural Distribution Systems from Double Digit to Single Digit”, *2015 International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE)*, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7506861>.
- [4] RTR, “Compensación de Energía Reactiva”, 2012. [En línea]. Disponible en: http://www.rtrenergia.es/downloads/reactiva_2012.pdf.
- [5] M. Apaza, “Estudio de control y disminución de pérdidas dentro del Servicio Eléctrico Puno Alimentador 101 - Concesión Eléctrica de ELECTROPUNO S.A.A”, 2017. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/UNAP/7044>.
- [6] I. Acosta, H. Veloz, y C. Ramírez, “Plan estratégico para la reducción de pérdidas comerciales en la Empresa Distribuidora Regional Manabi (EMELMANABI. S.A.)”, 2004. [En línea]. Disponible en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/244/398.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [7] S. R. Castaño, “Redes de Distribución de Energía”, 2004. [En línea]. Disponible en: http://www.bdigital.unal.edu.co/3393/1/958-9322-86-7_Parte1.pdf.
- [8] GeneradorasdeChile, “Características de sistemas eléctricos en el territorio nacional”, 2017. [En línea]. Disponible en: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>.
- [9] Electricidad, “El futuro de los sistemas eléctricos medianos”, 2017. [En línea]. Disponible en: <http://www.revistaei.cl/reportajes/futuro-los-sistemas-electricos-medianos/>.
- [10] P. Kundur, “Power System Stability And Control.pdf”, 1993. [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/32136042/Power_System_Stability_And_Control_-_Prabha_Kundur.pdf?auto=download.

- [11] Decreto311, “Concesión Definitiva de Servicio Público de Distribución en la Región de Los Lagos”, 2019. [En línea]. Disponible en: <http://bcn.cl/29ns7>.
- [12] R. Castellanos, “Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia”, 2013. [En línea]. Disponible en: <http://www.revistaingenieria.unam.mx/numeros/2014/v15n2-10.pdf>.



Anexo A. Sistema Eléctrico Isla Chaulinec

A.1 Descripción Sistema Eléctrico de la isla.

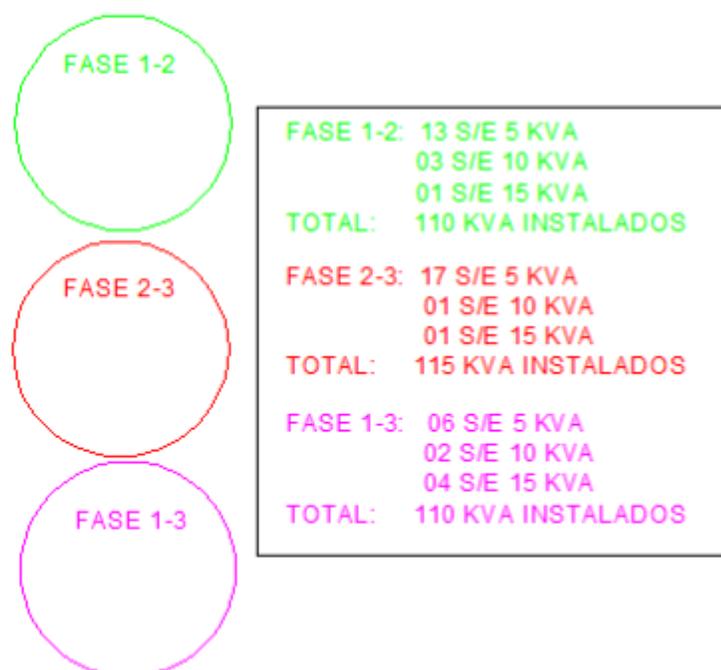


Figura A.1 Repartición de transformadores de distribución monofásicos 23/0.231 kV según fases de conexión.

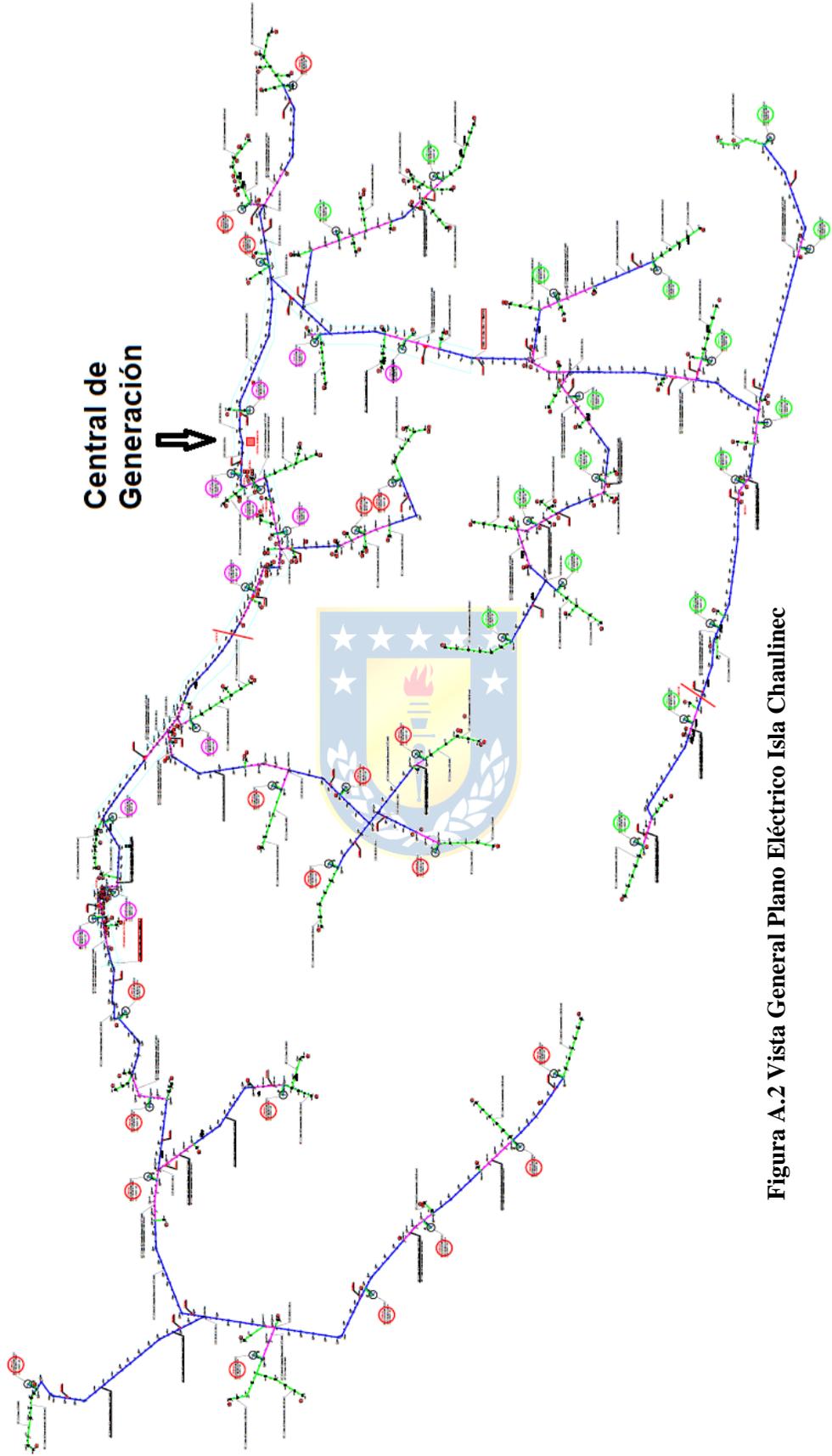


Figura A.2 Vista General Plano Eléctrico Isla Chaulinec

A.2 Diagrama Unilineal utilizado en las simulaciones.

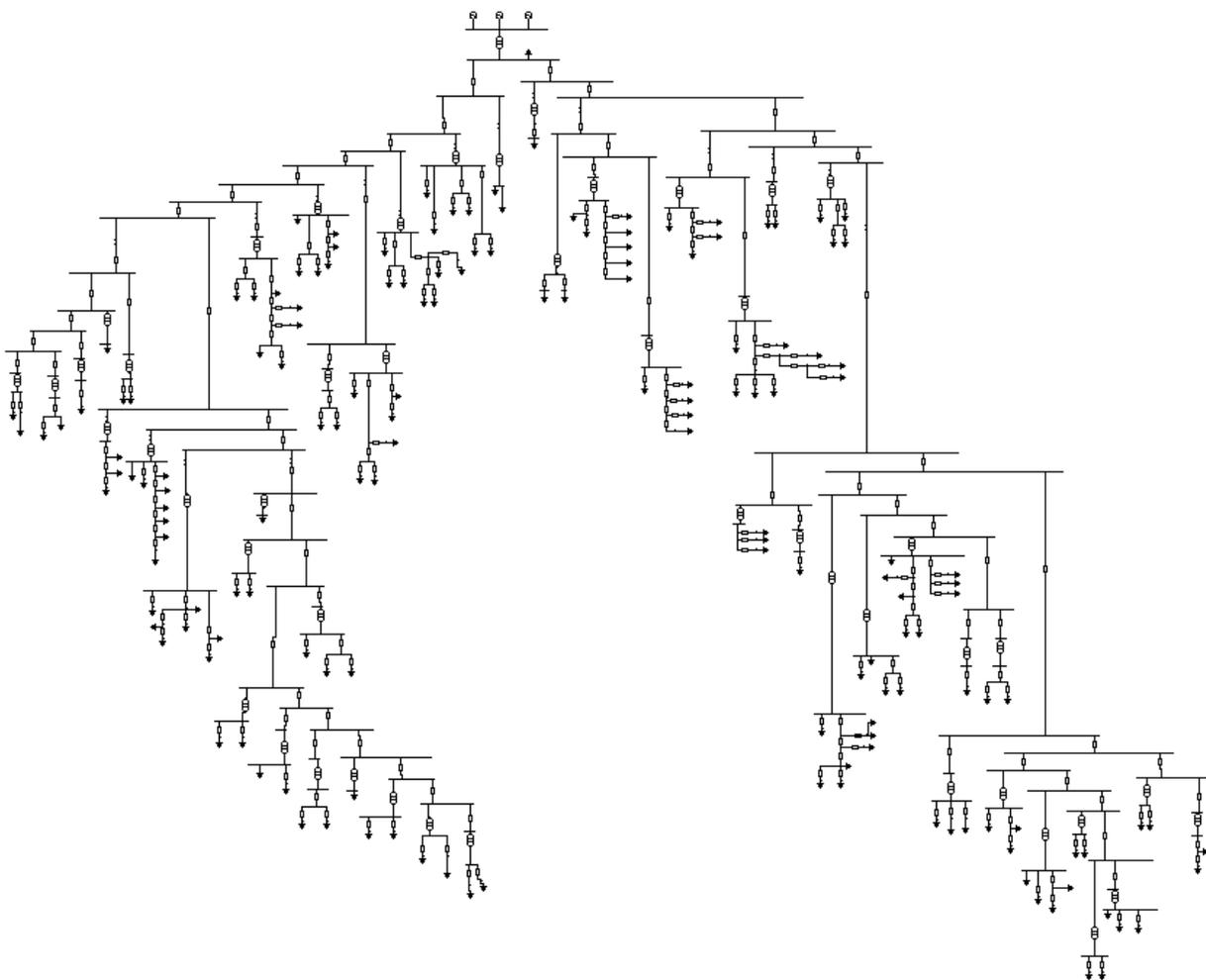


Figura A.3 Vista general del diagrama unilineal levantado en ETAP.

A.3 Detalle de la inversión.

Tabla A.1 Inversión Detallada.

Real	Designación	Unidad I	Cantidad	Precio Unitario	Total
1.-Personal (Ejemplo)		Total por ítem:			23.021.774
	Dibujante	gl	1	759.375	759.375
	ingeniero	81	1	6.936.600	6.936.600
	Prevencionista de Riesgo	gl	1	1.094.847	1.094.847
	Supervisor	gi	1	3.881.893	3.881.893
	Técnico	ti	1	9.086.171	9.086.171
	Administrador de Proyecto	81	1	1.262.888	1.262.888
2.-Equipos y componentes		Total por ítem:			298.229.853
	Paneles fotovoltaicos	W	60000		36.656.000
	Inversor Híbrido	W	90000		18.384.600
	Baterías	kWh	440		200.560.000
	Estructura soporte paneles FV	W	60000	324	19.440.000
	Sistema de puesta a tierra	81	1	5.625.000	5.625.000
	Tablero de CA	81	1	3.081.250	3.081.250
	Tablero de CC	gi	1	5.497.940	5.497.940
	Mejoramiento Sala de Maquina	c/u	1	2.500.000	2.500.000
	Integración Grupo Electrógeno	gl	1	6.485.063	6.485.063
3.-Obras civiles		Total por ítem:			13.664.313
	Estructura soporte paneles FV	C1	2	2.750.000	5.500.000
	Caseta	81	1	2.530.000	2.530.000
	Cierre perimetral	81	1	2.355.313	2.355.313
	Gravilla	gl	1	279,000	279.000
	Mecanice de Suelo	el	1	3.000.000	3.000.000
4.-Logística		Total por ítem:			32.723.732
	Transporte marítimo	81	1	11.450.000	11.450.000
	Transporte terrestre	81	1	14.887.482	14.887.482
	Arriendo maquinaria	61	1	4.687.500	4.687.500
	Herramientas	H1	1	1.698.750	1.698.750
5.-Otros		Total por ítem:			11.669.113
	Gastos financieros (boletas de garantía, póliza, etc.)	gl	1	4.592.645	4.592.645
	Gastos generales (datallar)	gl	1	7.076.460	7.076.468
6.- obras adicionales					3.430.769
	Sistema de Monitoreo				3.430.769
TOTAL:					382.739.554

- En verde la inversión asociada exclusivamente a generación solar (inversores, paneles y soportes), en azul las baterías y en Amarillo los “gastos comunes”.

A.4 Índices económicos.

Tabla A.2 Cálculo de índices económicos.

Año	Inversión	Coma	Ahorro	Total Anual
0	\$ 382.739.554			-\$ 382.739.554
1		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
2		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
3		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
4		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
5		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
6		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
7		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
8		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
9		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
10	-\$ 18.384.600	-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 71.740.887
11		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
12		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
13		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
14		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
15	-\$ 200.560.000	-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	-\$ 110.434.513
16		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
17		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
18		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
19		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
20		-\$ 1.632.000	\$ 91.757.487	\$ 90.125.487
			VAN	\$ 329.448.990
			CAE	-\$ 38.696.955
			TIR	22%

- En la columna de inversión, a los 10 años se restan \$ 18.384.600 que corresponden al precio de los inversores, estos se devalúan a los 10 años por lo que en ese periodo habrá que volver a comprarlos, lo mismo sucede con las baterías a los 15 años. Los paneles, por otro lado, tienen una vida útil superior al tiempo de estudio del proyecto. Dicha vida útil ronda los 25 años por lo que no se debiera gastar un adicional en paneles.