



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Evaluación de alternativas de suministro eléctrico para instalaciones de Link
Service S.A.(Reborn Electric Motors)

POR

Juan Pablo Barraza Pardo

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción
para optar al título profesional de Ingeniero Civil Eléctrica

Profesor Guía
Dr. Luis García Santander

Profesional Supervisor
Ricardo Repenning Bzdigian

noviembre de 2022
Concepción (Chile)

© 2022 Juan Pablo Barraza Pardo

© 2022 Juan Pablo Barraza Pardo

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

Resumen

La presente memoria de título estuvo enfocada en el estudio de alternativas de suministro eléctrico, sistemas de almacenamiento y generación de energía, junto con estrategias de consumo para las actuales instalaciones de la empresa Link Service S.A y la futura electrolinera que se instalara en sus dependencias.

El análisis inició adquiriendo información sobre la demanda de potencia y consumo de energía que se tiene actualmente en Link Service S.A. y lo que se proyecta tener al poner la electrolinera en funcionamiento. Con esos datos se estudiaron los costos que se tendrían con cada una de las distintas tarifas eléctricas que se tienen disponibles. Respecto a la generación fotovoltaica y el BESS, se estudiaron los elementos, capacidades, restricciones y beneficios que tiene cada una de las opciones desde el punto de vista técnico y económico.

Todos los análisis y estudios realizados entregaron resultados para cada una de las situaciones consideradas. Partiendo por el consumo actual de Link Service S.A, se obtuvo que es totalmente recomendable desde el punto de vista económico cambiar de la tarifa actual que se tiene (AT-3) por la tarifa AT-4.3, debido a que el perfil de consumo de las instalaciones muestra que la demanda de potencia es menor en hora punta respecto a otros momentos del día en los que se marca el máximo que considera la tarifa AT-3 para el cálculo de costos. Al poner en funcionamiento la electrolinera, el análisis realizado muestra que se debe evitar la recarga de buses dentro del horario de Hora Punta, ya que con esto y teniendo la tarifa AT-4.3, se podría disminuir hasta en un 50 % los costos asociados a la recarga de los buses eléctricos.

Por el lado de la implementación del sistema fotovoltaico, resulta totalmente conveniente desde el punto de vista económico dado que la empresa que ofrece la instalación trabaja con un modelo ESCO, por lo que la inversión inicial es cero y luego la energía consumida de los paneles se pagaría un 20 % menos del valor de los cargos asociados a energía en la tarifa AT-4.3 de CGE Distribución.

Respecto al sistema de almacenamiento en base a Baterías se demostró que de momento no resulta conveniente económicamente al intentar reducir la demanda de potencia en hora punta utilizando un BESS con baterías de litio nuevas, dado que el costo de estas todavía resulta muy alto respecto a lo que se ahorra con la reducción de costos por potencia en HP. Al pensar en

utilizar baterías de segunda vida o esperar que se reduzca el precio de las baterías de litio, el sistema de almacenamiento resulta conveniente económicamente.

Para finalizar, se realizó un análisis que reuniera todos los resultados que se obtuvieron a lo largo del documento, para demostrar que distintas estrategias de consumo eléctrico o implementación de nuevas tecnologías, en conjunto o por separado pueden entregar grandes beneficios económicos.

A mis Padres y hermana
"Sos la luz y es de tanto dar luz
Sos el bien y es de tanto hacer bien
Con tu antorcha nos iluminas
y también así te iluminas vos "

Agradecimientos

Partiendo por el lado profesional y académico, me gustaría comenzar agradeciendo a todos mis compañeros de Reborn Electric que me acompañaron durante mi periodo de práctica profesional y de memoria de título. En especial a Ricardo Repenning por ofrecerme el tema de esta memoria y apoyarme durante los meses que estuvimos trabajando en esto.

A todos los docentes del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Concepción, que durante estos casi siete años, me motivaron a aprender y desarrollarme profesionalmente sobre las distintas áreas que tiene esta carrera. A mi profesor Guía, Dr Luis García por su apoyo y correcciones en este documento.

A todos los auxiliares y trabajadores de la Facultad de Ingeniería, Biblioteca Central y Estadio UDEC, lugares donde pase grande parte de mi vida universitaria, en especial al Rorro y Don Pedro por tener siempre buena disposición para aportar en lo que pudiesen o darse el tiempo para tener una simple conversación, preocupados de mi día a día.

A don Francisco Schwencke, por abrirme las puertas de su casa durante los periodos que he tenido que estar en Rancagua y tratarme siempre como si estuviera en mi propio hogar.

A mis amigos del CEAT, Diego Arroyo y Diego Figueroa por acompañarme en el difícil paso de la enseñanza media a la Universidad, en las primeras clases de IMU y los míticos centralazos para intentar salvar el ramo que estuviera en peligro.

Agradecer a todos los amigos que me dio la Universidad, que me acompañaron durante gran parte de este periodo, sé que es imposible nombrarlos a todos, pero quiero destacar a algunos. Al Cris por tantas risas y buenos momentos durante toda la carrera, por siempre apañar en los panoramas que salían tanto dentro como fuera de la vida académica. A la Ceci por su constante preocupación y confianza demostrada en los momentos más difíciles. Al Seba por todo el apoyo académico entregado durante estos últimos años y por tantas conversaciones serias o sin sentido, sobre todo las que se dieron en momentos tan complejos como la pandemia.

Al Rai, Oscar, Vicho y tantos otros que quizás olvido y que han sido parte fundamental de mi vida universitaria.

A todo lo que me dio el fútbol universitario, que me permitió hacer grandes amigos en cada

una de las facetas en las que lo viví. Como jugador en “Tesla Jrs” donde pude vivir esta pasión y tener grandes alegrías dentro de la cancha. Como DT en el equipo “DIE” donde pude ganarme la confianza y respeto de tantos jugadores, además pude disfrutar desde fuera todo lo lindo de este deporte. Finalmente, en esta última etapa como presidente de la “Rama de Fútbol UDEC”, donde pude desarrollar habilidades que no sabía que tenía y que me servirán para toda la vida.

A mis tíos, tías, primos y primas por hacerme sentir querido y formar parte de mi vida. Por siempre estar pendientes de mi vida académica y tener las puertas abiertas de sus casas para lo que necesitara.

Por otro lado, quisiera aprovechar este espacio y agradecer a distintas personas a las que quizás no les he dicho lo suficiente a lo largo de la vida.

A mis Abuelos, María, Laura, Juan y en memoria de mi abuelo René; por tanto cariño mostrado en la vida, por estar conmigo desde que era pequeño, preocupados por mi bienestar desde que era un niño en el colegio hasta ahora que estoy finalizando la educación superior, siempre pendientes de que no me faltara nada, actuando siempre como unos segundos padres.

Finalmente, quiero agradecer a las personas más importantes en mi vida, Mis padres y mi hermana.

A mi Madre Julia Pardo, por ser la mejor madre que alguien puede tener, ayudándome con mis trabajos en el colegio, desvelándose cada vez que estaba enfermo, madrugando para cocinar y enviarme comida en las prácticas del liceo, preocupándose de todo lo que necesito en la vida, incluso ahora que ya estoy terminado la universidad. Gracias por enseñarme que sin importar las circunstancias, uno puede estar pendiente y ayudar a todas las personas que nos rodean. No hay palabras ni números para demostrar todo lo que te debo.

A mi viejo Juan Pablo Barraza, por desvivirse cada día en el trabajo para que nada le faltase a nuestra familia, siempre preocupado de que tuviera mas de lo que necesito, por siempre tener una actitud positiva frente a la vida, motivando a los demás a tenerla. Por inculcarme siempre valores y mostrarme que siempre se puede hacer el bien. Por ser como un amigo y siempre darme el apoyo en todo lo que hago.

A mi hermana Moira, llegaste a mi vida cuando tenía cinco años y desde ahí no has hecho más que alegrarle la vida a todos los que están a nuestro alrededor. Eres una fuente inagotable de alegría y felicidad, día a día demuestras que no hay impedimentos para ser feliz en esta vida. Gracias por ser un pilar fundamental en mi vida y espero estar siempre disponible para todo lo

que necesites.

Sin duda, sin ustedes no sería nada de lo que soy actualmente, este logro es por y para ustedes, y espero poder agradecerles con hechos todo lo que han hecho por mí.

GRACIAS TOTALES

Índice General

Resumen	I
Agradecimientos	IV
Índice de Figuras	XI
Índice de Tablas	XIV
1. Introducción	1
1.1. Introducción General	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo General	2
1.3.2. Objetivos Específicos	2
2. Marco Teórico	3
2.1. Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica	3
2.1.1. Métodos de Almacenamiento de Energía	3
2.1.1.1. Químicos	3
2.1.1.2. Mecánicos	3
2.1.1.3. Térmicos	4
2.1.1.4. Eléctricos	4
2.1.1.5. Electroquímicos	4
2.1.2. Características de los métodos	4
2.1.3. Selección de Energy Storage System (ESS)	6
2.1.4. Cálculo de costos de Energy Storage System (ESS)	7
2.1.5. Battery Energy Storage System (BESS)	7
2.1.5.1. Batería	7
2.1.5.2. Dispositivo de conversión de potencia	8
2.1.5.3. Sistema de gestión de baterías	9
2.1.5.4. Dispositivo de control	9
2.1.5.5. Protecciones Eléctricas	10
2.2. Generación Fotovoltaica	11

2.2.1.	Módulos Fotovoltaicos	11
2.2.2.	Sistemas Fotovoltaicos	15
2.2.3.	Topologías de Conexión Sistemas Fotovoltaicos	15
2.2.3.1.	Sistema On-Grid	15
2.2.3.2.	Sistema Off-Grid	16
2.2.3.3.	Sistema Híbrido	17
3.	Aspectos Normativos	18
3.1.	Tarifas Eléctricas	18
3.1.1.	Decreto 11T	18
3.1.1.1.	AT2	19
3.1.1.2.	AT3	19
3.1.1.3.	AT4	20
3.1.1.4.	AT5	21
3.1.1.5.	Recargos Tarifarios	22
3.1.2.	Ley 20.805[1]	23
3.1.3.	Ley 21.472	23
3.2.	Sistemas Fotovoltaicos	25
3.2.1.	Instrucción Técnica RGR N°02/2020	25
3.2.2.	Ley 20.571	25
3.2.3.	Ley 21.118[2]	26
3.2.4.	DS N°88 PMGD	26
3.3.	Sistemas de Almacenamiento	27
3.3.1.	Ley 20.936[3]	27
3.3.2.	Instrucción Técnica RGR N°06/2020	27
4.	Contextualización del Tema	28
4.1.	Electrolinera Link Service S.A	29
4.2.	Posibles recorridos	31
4.2.1.	Contexto Consumo Eléctrico Link Service S.A	35
5.	Desarrollo	37
5.1.	Buses en Operación	37
5.1.1.	Posibles horarios de carga	39
5.1.2.	Escenarios a Estudiar	42
5.1.2.1.	Consumo casos con 5 buses	42

	IX
5.1.2.2. Consumo casos con 16 buses	42
5.2. Consumo instalaciones Link Service	43
5.2.1. Mediciones Consumo eléctrico detallado	44
5.2.2. Posible consumo electrolinera	48
5.2.2.1. Caso 5 buses en funcionamiento	48
5.2.2.2. Caso 16 buses en funcionamiento	48
5.3. Opciones Eléctricas Tarifarias	49
5.3.1. Caso base	51
5.3.2. Caso Consumo Link Service S.A con Tarifa AT-4	51
5.3.3. Caso Consumo de Electrolinera con Tarifa AT3	52
5.3.4. Caso Tarifa AT-4.3 con consumo de electrolinera	53
5.4. Generación Fotovoltaica	57
5.4.1. Explorador Solar	59
5.4.1.1. Reducción de eficiencia de paneles solares	65
5.4.1.2. Costos eléctricos a largo plazo	65
5.5. Almacenamiento Energético	68
5.5.1. Análisis Técnico	69
5.5.1.1. Inversor	69
5.5.1.2. Elementos de comunicación, distribución y protección eléctrica .	72
5.5.2. Análisis Económico	74
5.5.2.1. Caso Baterías nuevas	76
5.5.2.2. Análisis económico con proyección de costos de pack de baterías	77
5.5.2.3. Caso Baterías usadas	80
6. Análisis de Resultados	82
6.0.1. Caso Base	82
6.0.2. Caso Base con Tarifa AT-4.3	82
6.0.3. Caso base con Tarifa AT-4.3 + Generación FV	82
6.0.4. Caso base con Tarifa AT-4.3 + Sistema de Almacenamiento	83
6.0.5. Caso base con Tarifa AT-4.3 + Sistema de Almacenamiento + Generación FV	83
6.0.6. Caso Electrolinera con 16 buses tarifa AT-3	84
6.0.7. Caso Electrolinera con 16 buses tarifa AT-4.3 sin consumo en Hora Punta	84
6.0.8. Comparación final	84
7. Conclusión	86

	x
7.1. Conclusiones Generales	86
7.2. Trabajo a Futuro	88
A. Anexos	93
A.1. Hojas de Datos	93
A.2. Tarifas Eléctricas	97
A.3. Planillas Excel de Cálculos	98

Índice de Figuras

2.1. Gráfica de tiempo de descarga y potencia de Energy Storage System (ESS) [4]	5
2.2. Gráfica de densidad de potencia y energía de Energy Storage System (ESS) [4]	5
2.3. Potencia y tiempo de descarga de tecnologías Energy Storage System (ESS) para diferentes aplicaciones [4]	6
2.4. Comparativa distintos tipos de baterías [5]	8
2.5. Topología típica del inversor PWM trifásico con carga resistiva[6]	9
2.6. Funcionamiento celdas solares	11
2.7. Representación de funcionamiento eléctrico de celda fotovoltaica	12
2.8. Representación union del celdas en serie y paralelo[7]	13
2.9. Gráfica de punto de máxima potencia[8]	14
2.10. Efectos ambientales sobre los paneles solares	14
2.11. Partes de un sistema fotovoltaico común[9]	15
2.12. Sistema On-Grid[10]	16
2.13. Sistema Off-Grid[10]	16
2.14. Sistema Híbrido[10]	17
4.1. Vista Satelital Instalaciones Link Service S.A.	29
4.2. Zona de cargadores electrolinera Rancagua Link Service]	30
4.3. Mapa de puntos principales de recorrido el Teniente	34
4.4. Consumo eléctrico instalaciones Link Service S.A últimos 12 meses	36

5.1. Programación preliminar de horario de carga]	41
5.2. Imágenes de Referencia elementos de medición KEW [elaboración propia]	44
5.3. Imágenes Tablero Link Service S.A [elaboración propia]	45
5.4. Pantalla de inicio software KEW Windows	46
5.5. Potencia Instantánea Activa en periodo de medición	46
5.6. Dimensiones panel Canadian Solar 550 W[11]	58
5.7. Imagen de referencia medidas posible techo solar en zona de carga	59
5.8. Interfaz de usuario Explorador Solar	60
5.9. Proyección de generación fotovoltaica Plataforma Explorador Solar	61
5.10. Gráfica explicación tarifa reducida Sunroof	62
5.11. Gráfica de rendimiento de paneles en el tiempo	65
5.12. Costos anuales con y sin Generación FV	66
5.13. Ahorro anual al incluir Generación Fotovoltaico (FV)	67
5.14. Representación básica de Sistema de almacenamiento	68
5.15. Ejemplo conexión en paralelo inversores Sinexel PWS2-30M-EX	71
5.16. Representación Detallada de Sistema de almacenamiento	72
5.17. Estudio de costos de componentes de batería periodo 2013-2018[12]	78
5.18. Proyección costos de pack de batería al 2030[12]	78
6.1. Costo por electricidad asociado a cada uno de los casos	83
6.2. Comparación costos por electricidad para peor y mejor caso	85
A.1. Hoja de Datos Paneles Solares Canadian Solar	93
A.2. Hoja de Datos Inversor Xinyuhua 150kW	94

A.3. Hoja de Datos Inversor Sinexel 30 kW Parte 2 95

A.4. Hoja de Datos Inversor Sinexel 30 kW Parte 1 96

A.5. Parte de las tarifas de junio 2022 CGE 97

A.6. Planilla excel utilizada para calculo de ahorro con paneles solares 98

A.7. Planilla excel utilizada para calculo de ahorro con BESS 99

A.8. Planilla excel utilizada para calcular factibilidad de proyecto 100

A.9. Planilla excel utilizada para calcular costos de Tarifas AT3 y AT-4.3 101

Índice de Tablas

2.1. Características Bus Zhong Tong LCK 6129 H[13]	12
4.1. Características Bus Zhong Tong LCK 6129 H[13]	30
4.2. Especificaciones Cargador Infy Power [14]	31
4.3. Recorrido alternativa A	32
4.4. Recorrido alternativa B	32
4.5. Recorrido alternativa C	33
4.6. Recorrido alternativa D	33
4.7. Recorrido alternativa E	34
4.8. Consumo Link Service S.A últimos 12 meses	35
5.1. Pruebas buses Zhong Tonh LCK 6129 H [13]	37
5.2. Consumo para distintas alternativas de recorridos buses Zhong Tong	39
5.3. Periodos para recarga de buses en cada alternativa de recorrido	40
5.4. Consumo para opciones con 5 buses en funcionamiento	42
5.5. Consumo para opciones con 16 buses en funcionamiento	43
5.6. Potencia y energía dentro y fuera de hora punta	47
5.7. Calculo Costo Energía eléctrica Link Service S.A con Tarifa AT-3	51
5.8. Calculo Costo Energía eléctrica Link Service S.A con Tarifa AT-4	52
5.9. Potencia y Energía para recarga de 5 y 16 buses en un mes	53

5.10. Calculo Costo Energía eléctrica Link Service S.A con Tarifa AT-3	53
5.11. Potencia y Energía para recarga de 5 y 16 buses en un mes	54
5.12. Calculo Costo Energía eléctrica para electrolinera con reducción de potencia en HP	54
5.13. Potencia y Energía para recarga de 5 y 16 buses en un mes	55
5.14. Calculo Costo Energía eléctrica para electrolinera con reducción de potencia en HP	55
5.15. Datos panel Canadian solar 550 W[11]	58
5.16. Cargos asociados a energía Tarifa AT.4-3	62
5.17. Costos por electricidad al primer año al considerar la instalación de paneles . . .	64
5.18. Cargos asociados a energía Tarifa AT.4-3	64
5.19. Datos Bateria CATL 105 kWh	70
5.20. Datos Inversor Xinyuhua Storage bi-directional inverter 150 kW	70
5.21. Datos Inversor Xinyuhua Storage bi-directional inverter 150 kW	71
5.22. Calculo Costo Energía eléctrica Link Service S.A con Tarifa AT-4	74
5.23. Precios inversores	75
5.24. Precios de ECU y PDU	75
5.25. Precios de baterías nuevas	76
5.26. VAN y TIR para uso de baterías nuevas para diferentes casos	77
5.27. Precios de baterías nuevas con precios proyectados por BloombergNEF	79
5.28. VAN y TIR para uso de baterías nuevas para precio de baterías proyectado al 2024	79
5.29. VAN y TIR para uso de baterías nuevas para precio de baterías proyectado al 2030	79
5.30. VAN y TIR para uso de baterías nuevas para precio de baterías proyectado al 2024	80

Siglas

BCU Battery Control Unit

BESS Battery Energy Storage System

CGE Compañía General de Electricidad

CNE Comisión Nacional de Energía

DET División el Teniente

ERNC Energías Renovables no Convencionales

ESCO Energy Service Company

ESS Energy Storage System

FP Factor de potencia

FV Fotovoltaico

HP Horas de Punta

LFP LiFePO₄

LFP Litio Ferro-fosfato

PDU Power Distribution Unit

PMGD Pequeños Medios de Generación Distribuida

REM Reborn Electric Motors

REM Reborn Electric Motors

SOC Estado de carga (State of charge)

TIR Tasa Interna de Retorno

VAN Valor Actual Neto

1. Introducción

1.1. Introducción General

La Eficiencia Energética se puede definir como la optimización del consumo energético en un cierto lugar, de manera de poder reducirlo sin afectar los productos o servicios finales que se obtienen del uso de esa energía. Para lograr mejorar la eficiencia se pueden ejecutar algunas medidas:

- Medidas operacionales modificando los procesos o servicios de un sistema para distribuir de mejor manera el consumo energético[15].
- Medidas de recambio tecnológico reemplazando equipos o sistemas por uno que utilice de manera óptima el consumo energético[15].

Estas medidas pueden generar múltiples beneficios en distintos ámbitos:

- Beneficios ambientales como la reducción de gases de efecto invernadero, desechos de productos y del uso de combustibles fósiles.
- Beneficios económicos obtenidos de la reducción del consumo de energía y la correcta distribución de esta misma.
- Beneficios estratégicos enfocados en reducir la dependencia energética de ciertos productos.

Por parte de Link Service S.A en conjunto con Reborn Electric Motors (REM), ya se han implementado medidas que aportan a mejorar la eficiencia energética de la empresa por medio de la inclusión de buses eléctricos fabricados por REM y que son utilizados en el servicio de transporte que presta Link a la División el Teniente (DET) de Codelco. Esta medida es del tipo de recambio tecnológico y entrega beneficios tanto ambientales como estratégicos debido a que se reduce el consumo de diésel. A este recambio de tecnología se le puede aplicar una medida operacional por medio de una distribución óptima de periodos de carga de los buses que reduzca el consumo de potencia en ciertas horas para así generar un beneficio económico.

Además de lo mencionado anteriormente, se puede avanzar un poco más en la política energética de la empresa y pensar en la inclusión de Generación por medio de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) o sistemas de almacenamiento de energía, que funcionando de manera independiente o en conjunto permitan reducir los costos asociados a electricidad y además generen beneficios medioambientales.

1.2. Hipótesis

Se establece como hipótesis de esta memoria de título que es posible reducir el costo asociado a electricidad en las instalaciones de Link Service S.A mediante la implementación de distintas tecnologías de almacenamiento y generación de energía eléctrica, sumado a una adecuada selección de tarifas eléctricas y coordinación de consumo eléctrico.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Analizar alternativas de suministro eléctrico para instalaciones actuales de Link Service S.A y futuro electroterminal que se construirá en sus dependencias.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Gestionar plan de carga para electroterminal que cargara buses de Link Service S.A.
- Evaluación de opciones tarifarias para el suministro eléctrico de instalaciones de Link Service S.A. para distintos escenarios de consumo.
- Evaluación de alimentación de instalaciones de Link Service S.A. considerando generación fotovoltaica.
- Evaluación técnica y económica de sistema de Almacenamiento de Energía para alimentación de instalaciones de Link Service S.A. utilizando baterías de buses eléctricos sin uso.

2. Marco Teórico

2.1. Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica

Se entiende como sistemas de almacenamiento de energía o Energy Storage System (ESS) al conjunto de tecnologías dedicadas a conservar energía a través de distintos métodos para luego utilizarla en un determinado momento que se requiera [16]. Existen múltiples tecnologías que pueden cumplir estas funciones, diferenciándose principalmente en la forma en que almacenan la energía, capacidad de almacenamiento y potencia que son capaces de entregar.

2.1.1. Métodos de Almacenamiento de Energía

Las formas de almacenamiento con sus respectivas tecnologías más comunes son las siguientes:

2.1.1.1. Químicos

Este método consiste en utilizar la energía inicial para obtener compuestos o elementos que permitan almacenar energía y que luego puedan ser procesados para utilizar parte de la energía almacenada[17]. La tecnología más utilizada en este caso es la generación de Hidrógeno - H₂.

2.1.1.2. Mecánicos

En este caso la energía eléctrica se convierte en energía mecánica generando cambios en la energía potencial o cinética de ciertos elementos. Los tipos de tecnologías más comunes en este caso son:

- **Bombeo Hidráulico:** Consiste en subir masas de agua a una cierta altura a través de bombas eléctricas para luego ser liberada y generar energía eléctrica.
- **Volantes de inercia:** Se utiliza un volante inercia que está acoplado a un motor eléctrico que lo hace girar hasta una cierta condición, almacenando energía cinética que luego puede

ser utilizada haciendo funcionar el motor como generador eléctrico que gire con la inercia del volante[18].

- Aire Comprimido: Consiste el almacenar un gas a altas presiones en cubículos bajo tierra para luego liberarlo y mediante el movimiento que producen generar electricidad.

2.1.1.3. Térmicos

Su funcionamiento se basa en utilizar la energía para enfriar o calentar un elemento, para después ser liberado de manera controlada generando energía eléctrica o calor.

2.1.1.4. Eléctricos

Se utiliza la energía eléctrica para generar campos electrostáticos en supercondensadores o campos magnéticos en superconductores, para luego devolver la energía almacenada y poder utilizarla en un determinado momento en forma de electricidad.

2.1.1.5. Electroquímicos

Se utiliza la energía eléctrica para realizar una reacción química que genere una diferencia de voltaje entre dos puntos del sistema de almacenamiento, para que al conectarlo a una carga eléctrica genere el proceso inverso para generar electricidad [17]. Los dos casos más utilizados en este caso son:

- Baterías eléctricas de distintos materiales como plomo ácido, ion litio, de flujo, entre otras.
- Celdas de Hidrógeno que liberen electrones generando electricidad.

2.1.2. Características de los métodos

Como ya se indicó, las tecnologías de almacenamiento de energía se pueden clasificar en función del tiempo de descarga, la capacidad de potencia y densidad energética que poseen, tal como se ve en las figuras 2.1 y 2.2.

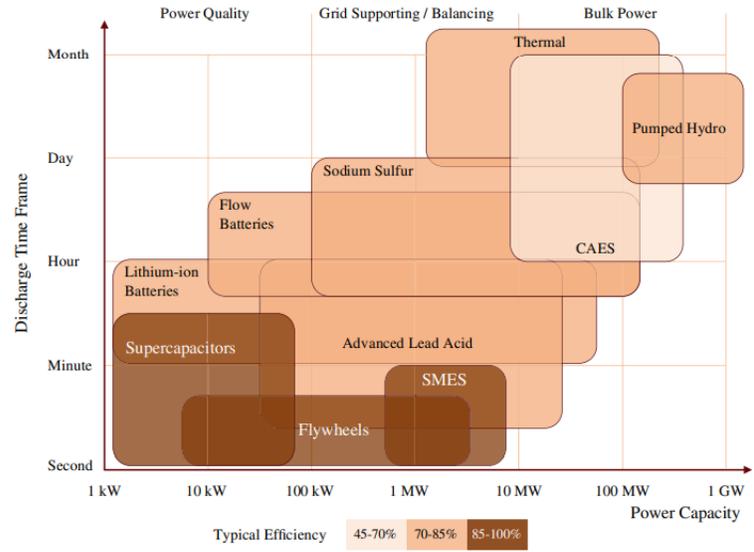


Fig. 2.1: Gráfica de tiempo de descarga y potencia de ESS [4]

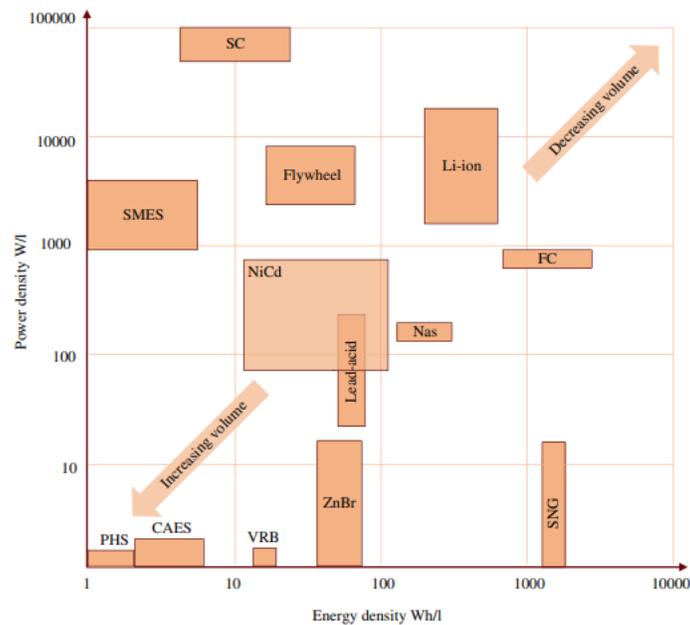


Fig. 2.2: Gráfica de densidad de potencia y energía de ESS [4]

En la Figura 2.1 podemos ver una representación de la relación de tiempo de descarga que tienen las tecnologías versus la potencia que pueden entregar. Se puede notar que las tecnologías de bombeo de agua y térmicas son las que poseen mayor capacidad de potencia y tiempo de descarga, mientras que los supercondensadores y volantes de inercia son los que tienen menor capacidad. El punto medio entre los dos casos lo poseen las distintas tecnologías de baterías que tienen tiempo de descargas desde segundos hasta días, con rango de potencia de 1 kW hasta 100 MW.

2.1.3. Selección de ESS

Para realizar la selección de un adecuado sistema de almacenamiento de energía se deben considerar múltiples parámetros, partiendo con identificar la aplicación que se le quiere dar. Algunas de las aplicaciones más comunes para los ESS son:

- Integración de Energías renovables
- Mejora de curva de perfil de potencia
- Disminución vertimiento de ENRC
- Arbitraje de precios de energía
- Servicios Complementarios
- Sistema de Respaldo energético
- Reducción de peak de potencia

Una vez definida la aplicación para la cual se quiere utilizar el sistema de almacenamiento, se debe definir el tipo de tecnología a utilizar basándose en el tiempo de descarga, la capacidad de potencia y energía que puede alcanzar, de manera que pueda cumplir con todas las necesidades. En la figura 2.3 se pueden observar recomendaciones de tecnologías de almacenamiento para diferentes aplicaciones.

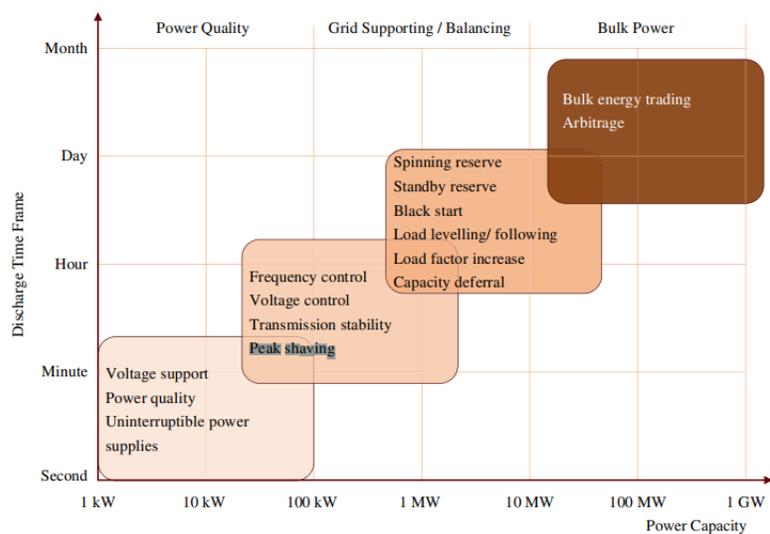


Fig. 2.3: Potencia y tiempo de descarga de tecnologías ESS para diferentes aplicaciones [4]

2.1.4. Cálculo de costos de ESS

Para calcular el costo de un sistema de almacenamiento se deben considerar los siguientes elementos[19]:

- Potencia del sistema (kW)
- Energía que es capaz de almacenar (kWh)
- Eficiencia (%)
- Ciclos de vida
- Porcentaje máximo de descarga (%)
- Costo de implementación del sistema
- Costo de instalación
- Tiempo de vida útil
- Costo y cantidad de mantenciones y reparaciones
- Costo de capacidad instalada
- Costo en electricidad

Con todos estos datos podemos obtener un valor aproximado de la implementación y funcionamiento del sistema de almacenamiento, de tal forma de poder analizar el tiempo en que se puede recuperar la inversión económica.

2.1.5. Battery Energy Storage System (BESS)

Los BESS son sistemas de almacenamiento en base a baterías reversibles que actúan en conjunto con otros equipos eléctricos para así almacenar energía. Los principales componentes de estos sistemas son:

2.1.5.1. Batería

Es el componente de mayor importancia dentro de un BESS. Son distintas las tecnologías que se han utilizado a lo largo de la historia para fabricar baterías, con distintos materiales y composiciones que entregan características específicas para cada caso. Los tipos de baterías más comunes actualmente son:

- Batería Plomo-Ácido
- Batería Ion de Litio
- Baterías de Níquel-Cadmio
- Baterías de Sulfuro de Sodio
- Baterías de Flujo

En la figura 2.4 se puede encontrar una comparación de los tipos de baterías ya mencionadas, considerando los parámetros técnicos más importantes de estas como la eficiencia, densidad energética, vida útil y relación con el medioambiente. En todos los parámetros mencionados las baterías de Ion de Litio destaca sobre las demás, ubicándola como la mejor opción hoy en día en sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

	Energy density (kW/kg)	Round Trip Efficiency (%)	Life Span (years)	Eco-friendliness
	1st 150-250	1st 95	1st 10-15	1st Yes
	2nd 125-150	2nd 75-85	2nd 10-15	2nd No
	3rd 60-80	3rd 70-75	4th 5-10	4th No
	4th 40-60	4th 60-80	3rd 10-15	3rd No
	5th 30-50	5th 60-70	5th 3-6	5th No

Fig. 2.4: Comparativa distintos tipos de baterías [5]

2.1.5.2. Dispositivo de conversión de potencia

Se debe considerar un dispositivo convertidor de potencia que actúe como rectificador para cargar las baterías desde la red y por otro lado pueda funcionar como inversor para convertir la energía almacenada en las baterías y poder inyectarla a la red o al consumo alterno que se necesite. Este dispositivo basa su funcionamiento en distintas topologías de electrónica de potencia, utilizando dispositivos semiconductores para realizar la rectificación e inversión de la potencia.

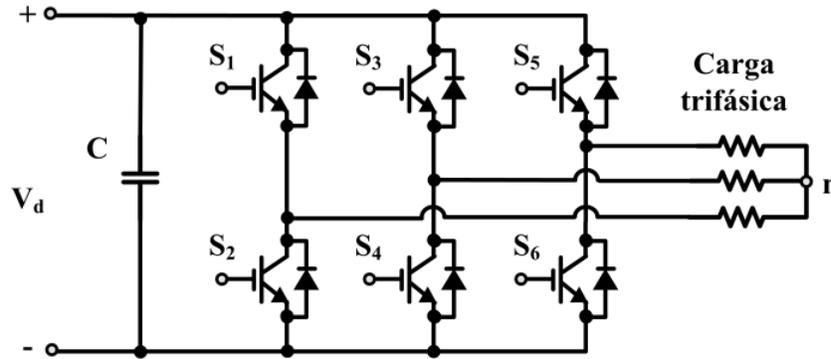


Fig. 2.5: Topología típica del inversor PWM trifásico con carga resistiva[6]

La selección de este dispositivo debe estar basado principalmente especificaciones técnicas que posean los demás elementos que integran el sistema como lo son:

- Voltaje AC de la Red
- Frecuencia de la red
- Voltaje DC de la batería
- Potencia nominal de necesaria
- Corrientes AC y DC máxima
- Eficiencia máxima

2.1.5.3. Sistema de gestión de baterías

Elemento del sistema dedicado al control de la carga y descarga de la batería, de tal forma de asegurar un funcionamiento seguro y confiable [20]. Esta enfocado en controlar corriente, voltaje de carga y descarga, gestión de temperatura, mantener balanceadas las celdas y medir el Estado de carga (State of charge, SOC) de la batería de tal forma de no bajar del límite establecido que afecte su funcionamiento. Un correcto funcionamiento del BMS puede garantizar que el sistema sea eficiente y no reduzca la vida útil de la batería. Este dispositivo puede venir incluido en el pack de la batería o puede ser necesario instalarlo por separado.

2.1.5.4. Dispositivo de control

Dispositivo del sistema encargado de controlar las distintas partes del sistema de almacenamiento en función de las necesidades para asegurar un correcto funcionamiento del conjunto.

Algunas de sus funciones son:

- Comunicarse con el BMS y el inversor.
- Activar sistemas de control de temperatura de batería en caso de detectar valores fuera de lo permitido
- Controlar sistemas de protecciones al ocurrir fallas
- Gestionar la potencia activa y reactiva que inyecte o retire el inversor desde la batería.

En algunos inversores estas funciones vienen incluidas en su software, por lo que podría actuar como dispositivo de control.

2.1.5.5. Protecciones Eléctricas

En medio de un sistema que puede estar conectado a una red AC de media tensión y por otro lado a baterías con valores peligrosos de corriente DC, es fundamental contar con un adecuado conjunto de protecciones eléctricas que se encarguen de proteger tanto la integridad de las personas como también a los equipos que componen el BESS. Las principales preocupaciones a las que van enfocadas las protecciones de los BESS son sobrecorrientes, fallas a tierra y peligros de arco eléctrico [21]. Las distintas normas asociadas a BESS indican que en el lado de corriente continua del inversor se debe contar con protecciones como fusibles o disyuntores que actúen ante sobrecorrientes. En el lado de corriente alterna se suele utilizar una protección de cortocircuito y una de anti isla que evita que el sistema inyecte batería a la red en caso de que exista una desconexión o desenergización de esta.

2.2. Generación Fotovoltaica

Los sistemas de generación fotovoltaica son aquellos que aprovechan la energía proveniente del sol para generar electricidad a través de paneles, este tipo de energía es limpia e inagotable en términos de escala humana, por lo que es una gran alternativa en el futuro eléctrico.

Su funcionamiento está basado en la utilización de celdas de materiales semiconductores que al recibir fotones de luz liberan electrones generando así electricidad tal como se ve en la figura 2.6.

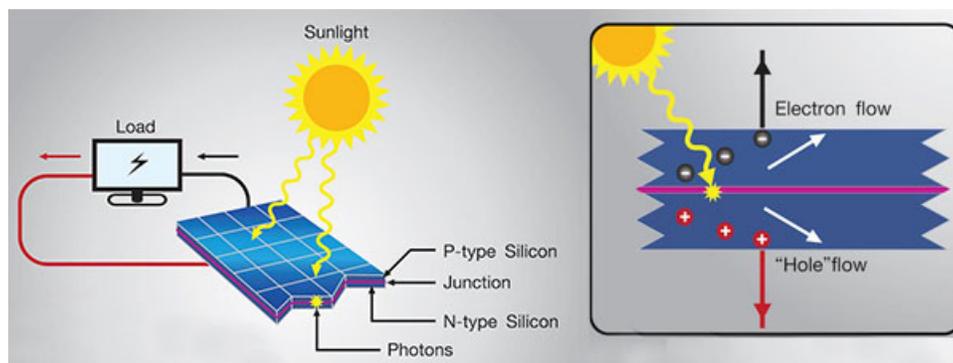


Fig. 2.6: Funcionamiento celdas solares

2.2.1. Módulos Fotovoltaicos

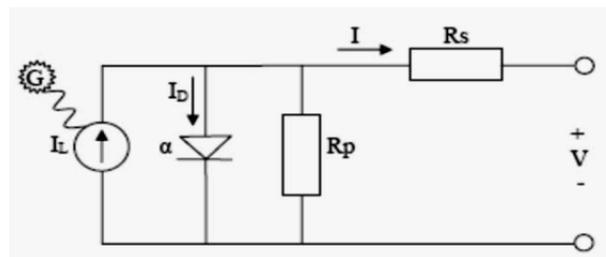
Todos los paneles fotovoltaicos basan su funcionamiento en casi el mismo concepto, pero a pesar de eso pueden existir muchas diferencias en función de los materiales de fabricación y las técnicas utilizadas para ello. Los elementos semiconductores utilizados son el germanio, silicio, arseniuro de galio, telurio de cadmio, junto con otras aleaciones[7]. Entre todas estas opciones de materiales el más común es el silicio debido a que es el que se encuentra en mayor cantidad en el planeta.

Las celdas de silicio se pueden presentar de varias formas según el tipo de cristal utilizado. En función de esto los paneles pueden tener mejores o peores características de funcionamiento:

Tabla 2.1: Características Bus Zhong Tong LCK 6129 H[13]

Tipo de Celda	Eficiencia	Características
Silicio Cristalino	22 %	-Constituida por un solo cristal de silicio de alta pureza -Vida util de hasta 25 años -Precio elevado en comparación con otras opciones
Silicio MultiCristalino	18 %	-Fabricados con silicio mezclado con arsénico de Galio -Menor precio comparado con el de silicio cristalino -Rendimiento menor a 20 años
Amorfo	13 %	-Fabricados con una capa delgada de silicio -Rendimiento y precio bajo

Cada celda fotovoltaica al funcionar se comporta como un diodo semiconductor capaz de crear una diferencia de tensión entre sus terminales cercana a 1 V tal como se ve en la figura 2.7.

**Fig. 2.7:** Representación de funcionamiento eléctrico de celda fotovoltaica

Al unir un conjunto de celdas en serie se puede aumentar el voltaje entre los terminales del conjunto, que luego se pueden unir en paralelo con otros conjuntos aumentando así la corriente que pueden entregar como se ve en el circuito de la figura 2.8. Cuando ya se alcanza el voltaje y corriente de diseño se unen todas las celdas en un solo equipamiento encapsulando en un aislante eléctrico, para luego poner una placa de vidrio en la cara que da al sol y una lámina de polietileno en la cara posterior formando así un panel solar.

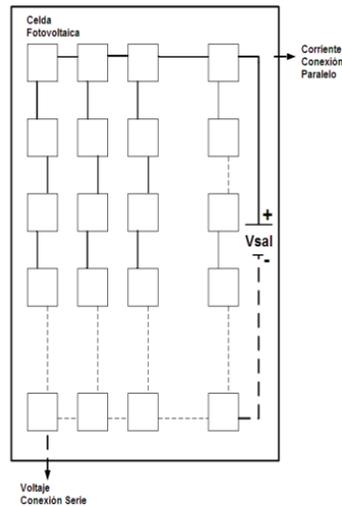


Fig. 2.8: Representación union del celdas en serie y paralelo[7]

Los parámetros eléctricos más importantes a considerar en un panel son los siguientes:

- **Corriente de Cortocircuito:** Corriente máxima que puede entregar el panel sin tener una carga conectada y solo cortocircuitando sus terminales.
- **Voltaje de circuito Abierto:** Es la tensión para la que los procesos en que la corriente extraída de la celda es nula. Representa la máxima tensión que puede obtenerse de la celda, cuando no hay conectado ningún consumo y la intensidad que circula es nula.
- **Potencia Máxima:** La potencia máxima se da en la condición en que la carga externa conectada al panel determina valores de corriente y voltaje tal que la multiplicación de estos resulte la mayor potencia posible.

En la mayoría de los casos los paneles no trabajan en el punto de máxima potencia, debido a que esto depende en parte de la carga que esté conectada. Para poder trabajar cerca del punto de máxima potencia se suele utilizar un equipo MPPT que es un controlador de carga que regula el voltaje y la corriente para obtener la potencia máxima del panel, siguiendo una curva similar a la de la figura 2.9.

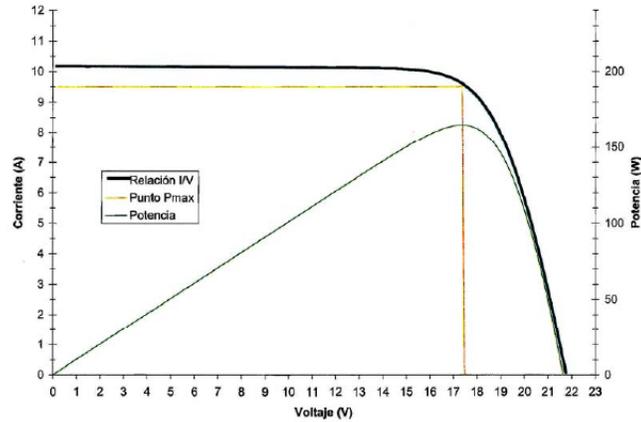
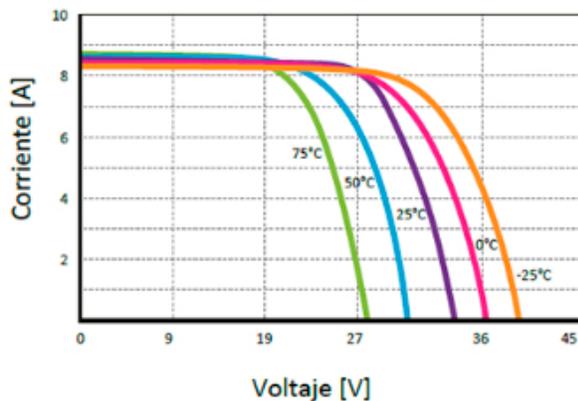


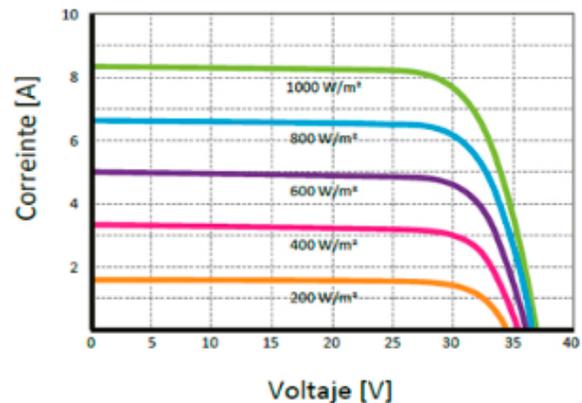
Fig. 2.9: Gráfica de punto de máxima potencia[8]

Relacionado con el parámetro de la potencia máxima, se deben considerar dos efectos que pueden afectar las curvas de potencia, corriente y voltaje en el panel.

- **Efecto de la temperatura:** La temperatura puede afectar el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, reduciendo su tensión de funcionamiento al aumentar la temperatura.
- **Efecto de la irradiación:** Como las celdas obtienen su energía de la luz del sol, una variación en la irradiación que llega a la zona donde están ubicados los paneles implican una modificación en las curvas de Corriente-Voltaje, reduciéndose la corriente al bajar la radiación.



(a) Ejemplo del efecto del aumento de temperatura en un panel solar[22]



(b) Ejemplo del efecto de la variación de la radiación en un panel solar[22]

Fig. 2.10: Efectos ambientales sobre los paneles solares

2.2.2. Sistemas Fotovoltaicos

Además de los paneles solares, un sistema fotovoltaico necesita de otros elementos para suministrar energía a una instalación o inyectarla a la red.

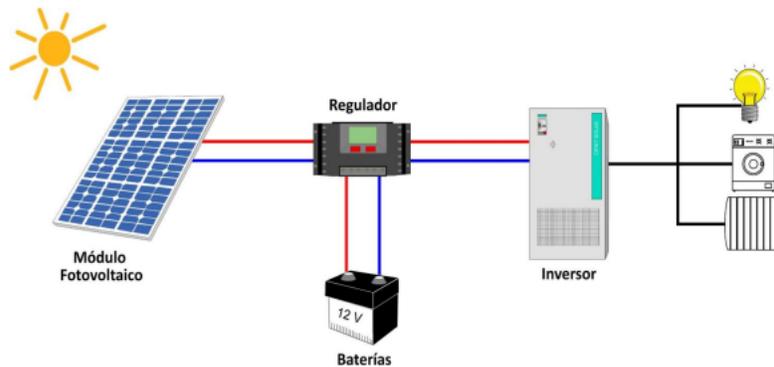


Fig. 2.11: Partes de un sistema fotovoltaico común[9]

Los elementos principales que se encuentran en un sistema fotovoltaico común son:

- Paneles Solares
- Inversor Solar
- Regulador de Carga
- Protecciones Eléctricas

2.2.3. Topologías de Conexión Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos se pueden conectar de diferentes formas dependiendo del tamaño, el uso que se les quiera dar y de las condiciones en las que funcione. En función de eso se pueden necesitar equipos con distintas características para que se adapten a la topología a utilizar. Las topologías más comunes son:

2.2.3.1. Sistema On-Grid

Los sistemas On-grid son aquellos que están conectados a la red eléctrica, tal como se ve en la figura 2.12. Al generar energía eléctrica se pueden presentar dos casos:

- Si la energía generada por los paneles es menor al consumo de electricidad, la red eléctrica suministrará la energía adicional.
- Si la energía generada es mayor al consumo de electricidad, el exceso de energía generada se inyectará a la red eléctrica.

Grid-Tied systems



Fig. 2.12: Sistema On-Grid[10]

2.2.3.2. Sistema Off-Grid

Los sistemas Off-Grid son aquellos en los que la parte fotovoltaica está totalmente separada de la red eléctrica externa como se ve en la figura 2.13. Estos suelen incluir una batería que se carga con energía producida por los paneles, para ser utilizada en otros periodos del día. En este caso no hay inyección de energía hacia la red.

Off-Grid Architecture systems

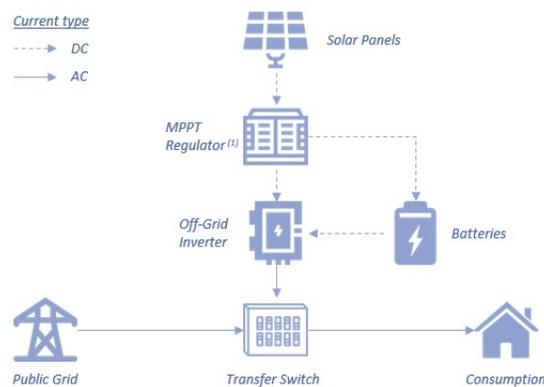


Fig. 2.13: Sistema Off-Grid[10]

2.2.3.3. Sistema Híbrido

Los sistemas híbridos combinan la función de inyectar energía a la red de los sistemas on-grid con la opción de almacenar energía en las baterías. Estos sistemas permiten:

- Cargar las baterías con energía producida por los paneles fotovoltaicos.
- Cargar las baterías con energía proveniente de la red eléctrica.
- Inyectar excedentes de generación fotovoltaica hacia la red eléctrica.
- Suministrar energía al consumo de las instalaciones tanto del sistema fotovoltaico como de la red eléctrica a la vez.

Para este tipo de sistema se necesita un inversor bidireccional que pueda rectificar la corriente alterna de la red a continua para cargar las baterías y además pueda convertir la corriente continua de los paneles y las baterías a alterna para utilizarla en el consumo de las instalaciones e inyectarla a la red. El esquema de conexión de este tipo de sistemas se puede ver en la figura 2.14.

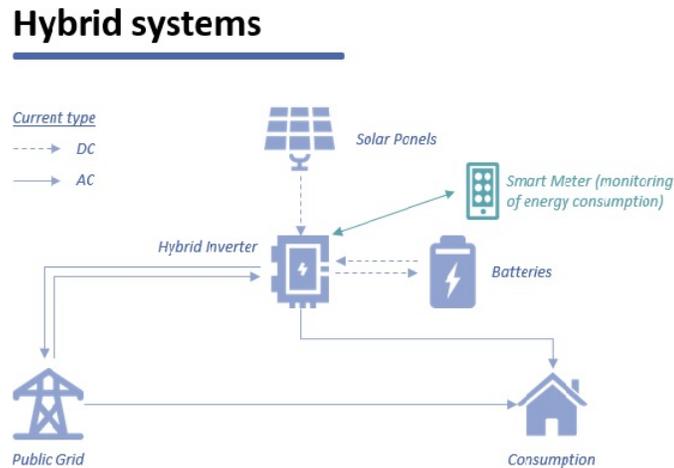


Fig. 2.14: Sistema Híbrido[10]

3. Aspectos Normativos

3.1. Tarifas Eléctricas

3.1.1. Decreto 11T

El decreto 11T publicado el 24 de Agosto del 2017 "Fija Fórmulas Tarifarias Aplicables A Los Suministros Sujetos A Precios Regulados Que Se Señalan, Efectuados Por Las Empresas Concesionarias De Distribución Que Se Indican"[23], establece los valores de potencia que definen a un consumidor como regulado o libre. Los clientes con suministro de precios regulados son aquellos que cumplen con una de estas condiciones:

- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;[23]
- Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación; A los suministros indicados en el punto 2 anterior, se les aplicarán las fórmulas tarifarias correspondientes al sector de distribución que se encuentre geográficamente más próximo al punto de suministro en las condiciones que se establecen en el presente decreto.[23]

Este tipo de cliente podrá elegir entre distintas opciones tarifarias.

Además, este pliego tarifario separa a los clientes según la tensión a la cual está conectado su empalme eléctrico.

- Baja tensión: clientes que están conectados a líneas con voltaje menor o igual a 400 V.
- Alta tensión: clientes que están conectados a líneas con voltaje mayor a 400 V.

Se define clientes residenciales a aquellos que cumplen algunas de las siguientes condiciones:

- Que cuente con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición.
- Que su suministro esté destinado para el abastecimiento eléctrico de su domicilio o residencia y cuyo documento de cobro emitido por la respectiva concesionaria se encuentre a nombre de una persona natural o sucesión hereditaria.

Este tipo de clientes puede optar a distintas tarifas en alta y baja tensión, que no serán detalladas en este informe debido a que no tienen relevancia en función de los objetivos de esta memoria de título.

Los clientes que no cumplen con ninguna de las dos condiciones anteriores y que están conectados a una potencia menor o igual a 5000 kW, pueden optar a las siguientes tarifas cada una con sus propios cargos.

3.1.1.1. AT2

Tarifa en alta tensión no residencial con medición de energía y potencia contratada fija. Los cargos asociados a esta tarifa son:

- a. Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b. Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c. Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d. Cargo por energía [\$/kWh]
- e. Cargo por potencia contratada [\$/kW/mes]

3.1.1.2. AT3

Tarifa en alta tensión con medición de energía y demanda máxima de potencia leída. Los cargos asociados a esta tarifa son:

- a. Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b. Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]

- c. Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d. Cargo por energía [\$/kWh]
- e. Cargo por demanda máxima de potencia leída [\$/kW/mes]

3.1.1.3. AT4

Tarifa en alta tensión que cuenta con tres opciones de medición, cada una con cargos asociados:

- **AT4.1** Opción tarifaria con medición de energía consumida, y contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de demanda máxima contratada fuera de hora punta.
 - a. Cargo fijo mensual [\$/mes]
 - b. Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
 - c. Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
 - d. Cargo por energía [\$/kWh]
 - e. Cargo por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta [\$/kW/mes]
 - f. Cargo por demanda máxima de potencia contratada [\$/kW/mes]
- **AT4.2** Opción tarifaria con medición de energía consumida, medición de potencia máxima leída en hora punta, y demanda máxima de potencia contratada fuera de hora punta.
 - a. Cargo fijo mensual [\$/mes]
 - b. Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
 - c. Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
 - d. Cargo por energía [\$/kWh]
 - e. Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta [\$/kW/mes]
 - f. Cargo por demanda máxima de potencia contratada [\$/kW/mes]
- **AT4.3** Opción tarifaria con medición de energía consumida, y medición de potencia máxima leída en hora punta y fuera de hora punta.
 - a. Cargo fijo mensual [\$/mes]
 - b. Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
 - c. Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
 - d. Cargo por energía [\$/kWh]

- e. Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta [\$/kW/mes]
- f. Cargo por demanda máxima de potencia suministrada [\$/kW/mes]

3.1.1.4. AT5

Tarifa en alta tensión con medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro.

- a. Cargo fijo mensual [\$/mes]
- b. Cargo por Uso del Sistema de Transmisión [\$/kWh]
- c. Cargo por Servicio Público [\$/kWh]
- d. Cargo por energía [\$/kWh]
- e. Cargo por compras de potencia [\$/kW/mes]
- f. Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución. [\$/kW/mes]
- g. Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución [\$/kW/mes]

La opción tarifaria seleccionada por los clientes regirá por 12 meses.

El detalle de cada uno de los cargos se detalla a continuación:

- El Cargo fijo mensual es un cobro asociado a gastos administrativos que tiene la empresa distribuidora y es independiente del consumo eléctrico.
- Cargo por uso del sistema de transmisión está relacionado a la remuneración de sistemas de transmisión nacional, zonal, inversiones asociadas a nueva infraestructura, expansión, desarrollo, remuneración y pago de los sistemas de interconexión internacional y sistemas de transmisión para polos de desarrollo [24]
- Cargo por Servicio Público corresponde al financiamiento por parte de los usuarios finales, libres y sujetos a regulación de precios, de los presupuestos del Coordinador Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos y el estudio de franja que establece el artículo 93° de la Ley General de Servicios Eléctricos[25].
- Cargo por energía está directamente relacionado con la energía consumida por el cliente, esta se obtiene multiplicando la cantidad de energía en kWh por el precio unitario que

está fijado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en función de distintas variables y suele variar dependiendo de la distribuidora que provee el servicio.

- Cargo por potencia contratada se obtiene multiplicando la potencia contratada en kW por el precio unitario definido por la distribuidora.
- Cargo por demanda máxima de potencia leída se obtiene comparando la potencia leída del mes con el promedio de las dos mediciones más altas de aquellos meses que tengan horario de punta, dentro los últimos 12 meses, quedando como cargo el valor más alto en esta comparación. La potencia leída del mes se obtiene del valor mas alto de demandas integradas de potencia en periodos sucesivos de 15 minutos.
- Cargo por demanda máxima de potencia leída en Horas de Punta (HP) corresponde al precio regulado de la potencia en HP por la demanda de potencia de HP. La Potencia de HP se calcula en base al promedio registrado de los 52 peak en el período de HP. El periodo de HP esta comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas de cada día de los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábado, domingo y festivos de dichos meses[26].
- Cargo por demanda máxima de potencia contratada en HP se obtiene multiplicando la potencia contratada en HP en kW por el precio unitario definido por la distribuidora.
- Los Cargos por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución y Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución se obtienen de la misma forma que los sin considerar que están en componente de distribución, pero con un precio unitario diferente por kW.

3.1.1.5. Recargos Tarifarios

Existen distintos recargos tarifarios que pueden agregar o descontar costos en función de distintas condiciones de uso.

- Recargo por consumo reactivo: Para clientes que posean un Factor de potencia (FP) a un cierto valor que debe estar establecido en la norma técnica respectiva, se les agregará un cargo extra que cuyo valor dependerá de que tanto se aleja el FP del valor establecido.
- Recargo por lectura en baja tensión de consumos de clientes de alta tensión: Los consumos correspondientes a clientes de alta tensión podrán ser medidos tanto en alta como en baja tensión. En este último caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 3,5 %, tanto en los cargos de energía como de potencia.
- Descuentos: Para aquellos clientes que estén conectados directamente a 44 o 66kV se les

aplicar un descuento de un 7% a sus tarifas, mientras que para los que estén conectados a 110kV el descuento será de un 9%.

3.1.2. Ley 20.805[1]

Esta ley fue publicada el 29 de Enero del 2015 por el Ministerio de Energía. Esta ley modifica el Artículo N°147 de indicando que los usuarios finales que estén conectados a una potencia superior a 500kW podrán elegir entre estar con un régimen de tarifa regulada o precio libre, debiendo mantenerse por al menos 4 años en la opción seleccionada.

3.1.3. Ley 21.472

Ley Publicada el 2 de Agosto del 2022 con título “ Crea Un Fondo De Estabilización De Tarifas Y Establece Un Nuevo Mecanismo De Estabilización Transitorio De Precios De La Electricidad Para Clientes Sometidos A Regulación De Precio”. Tal como lo indica su título esta ley busca estabilizar la tarifas eléctricas de clientes regulados a través de un fondo de estabilización que se financiara a través de un cargo que se cobrará a los usuarios en función de la categoría en la que se encuentren dependiendo de su consumo de energía mensual.

Dentro de los artículos de esta ley que más nos interesan en función de los objetivos de la presente memoria de título está el valor cargo que se cobrara para cada tipo de cliente. Este está dado por:

- Usuarios que registren un consumo mensual menor o igual a 350 kWh: exento del cargo.
- Usuarios que registren un consumo mensual mayor a 350 y menor o igual a 500 kWh: hasta 0,8 pesos por kWh.
- Usuarios que registren un consumo mensual mayor a 500 y menor o igual a 1.000 kWh: hasta 1,8 pesos por kWh.
- Usuarios que registren un consumo mensual superior a 1.000 y menor o igual a 5.000 kWh: hasta 2,5 pesos por kWh.
- Usuarios que registren un consumo mensual superior a 5.000 kWh: hasta 2,8 pesos por kWh.

Los montos máximos de cargos indicados en el inciso anterior serán ajustados por la variación del Índice de Precios al Consumidor con ocasión de la fijación anual a la que se refiere este artículo.

Por otro lado, el artículo 3 respecto a estabilización de precios indica que “Desde que comience a regir el primer periodo tarifario del año 2023 y hasta el término de la vigencia de este mecanismo transitorio de estabilización, los precios de energía y potencia que las concesionarias de servicio público de distribución podrán traspasar a sus clientes regulados serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos, considerando las siguientes reglas:”

- Para aquellos clientes cuyo consumo promedio mensual sea igual o inferior a 350 kWh, los precios de energía y potencia corresponderán a los del período tarifario anterior para dicho grupo de clientes, ajustado de acuerdo con la variación del Índice de Precios al Consumidor respecto al último período tarifario, más un incremento máximo de 5 % en cada fijación tarifaria. Este valor se denominará Precio preferente para pequeños consumos. El porcentaje de incremento adicional será determinado por la Comisión Nacional de Energía en razón de los saldos proyectados y el periodo de pago restante.
- Para aquellos clientes cuyo consumo promedio mensual sea superior a 350 kWh e igual o inferior a 500 kWh, los precios de energía y potencia corresponderán a aquellos establecidos en la fijación de precio de nudo promedio respectiva. No obstante, el precio de energía que las concesionarias de servicio público de distribución podrán traspasar a estos clientes no podrá exceder en más de un 10 % al precio del período tarifario anterior ajustado por la variación del Índice de Precios al Consumidor respecto al último período tarifario. Este valor se denominará Precio preferente para consumos medianos.
- Para aquellos clientes cuyo consumo promedio mensual sea superior a 500 kWh, los precios de energía y potencia corresponderán a aquellos precios de nudo promedio de la fijación tarifaria respectiva.

Todo lo indicado anteriormente respecto a esta ley será de utilidad para obtener costos eléctricos a futuro.

3.2. Sistemas Fotovoltaicos

Para el capítulo de evaluación de sistemas fotovoltaicos se considerarán algunos documentos normativos que permitan conocer los requisitos a cumplir para la evaluación, diseño, implementación y funcionamiento de estos sistemas.

3.2.1. Instrucción Técnica RGR N°02/2020

Este documento aborda los requerimientos que se deben cumplir para el diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas que se quieran conectar a la red eléctrica de distribución[27]. En él se detallan condiciones de instalación como:

- Tipo de estructura de utilizar
- Conexiones eléctricas a realizar
- Conductores y canalizaciones a utilizar

Además, define requisitos para algunos componentes de estos sistemas como lo son:

- Inversores
- Protecciones eléctricas
- Equipos de medida
- Elementos de almacenamiento

Si bien el objetivo de esta memoria no es realizar la ingeniería de detalle del sistema fotovoltaico, es importante conocer los aspectos técnicos normativos aplicados en Chile, de tal forma de poder realizar una evaluación completa de las opciones.

3.2.2. Ley 20.571

La ley N°20.571 tiene por objetivo permitirle a los clientes regulados tener medios de generación de energías renovables para autoconsumo e inyección de excedentes a red eléctrica[28]. En ella se define que la energía inyectada debe ser valorizada por parte de la empresa distribuidora al mismo costo que se cobra por energía base. Los requisitos que establece para poder acceder a los mecanismos establecidos en esta ley son:

- Que la capacidad instalada del sistema de generación no supere los 100 kW.
- Que el sistema funcione a partir de fuentes de energía renovables o que corresponda a una instalación de cogeneración eficiente.

3.2.3. Ley 21.118[2]

Esta ley nace para modificar algunos aspectos de la ley 20.571. Los principales cambios son[29]:

- Aumento el límite de capacidad instalada de potencia del sistema de generación de 100 a 300 kW.
- Todos los proyectos fotovoltaicos deben tener consumos de respaldo, no se podrán desarrollar proyectos que estén destinados a inyectar energía a la red.
- Se permite la redistribución de excedentes de energía en cuentas que estén bajo el mismo RUT de cliente, con el requisito de que deben ser de una misma distribuidora.
- Las distribuidoras siempre estarán obligadas a pagar por toda la energía inyectada a empresas con una potencia de 20 kW.

Esta ley se creó con la intención de promover la generación residencial para autoconsumo y no para inyectar energía a la red, en el caso de tener ese objetivo se debe acoger a lo dispuesto en el Decreto N° 244 sobre Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

3.2.4. DS N°88 PMGD

Este decreto publicado el 8 de octubre del 2020 deroga el decreto N°244 que en ese momento regía sobre los PMGD[30]. Tiene el objetivo de mejorar el proceso de interconexión y tramitación de PMGD, junto con establecer un nuevo mecanismo para cálculo de precios. Los principales puntos que define este decreto son:

- Se considera PMGD a los medios de generación que no superen los 9 MW.
- Los PMGD deben elegir entre vender la energía inyectada al sistema a un costo marginal o un régimen de precio estabilizado. Se consideran 6 valores de precios estabilizados que dependerán el horario y serán definidos por el Coordinador.

3.3. Sistemas de Almacenamiento

3.3.1. Ley 20.936[3]

Esta ley está enfocada en establecer un nuevo sistema de transmisión eléctrica a nivel nacional y crear un organismo coordinador independiente para el sistema eléctrico nacional. Respecto a los sistemas de almacenamiento este establece que un sistema de almacenamiento es un “Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (Química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento”[3].

3.3.2. Instrucción Técnica RGR N°06/2020

Este documento aborda los requerimientos que se deben cumplir para el diseño, ejecución, inspección y mantención de sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías[31]. Al igual que en la instrucción "Técnica RGR N°02" de sistemas fotovoltaicos, aquí se detallan condiciones de instalación como:

- Requisitos de Soporte y Gabinetes
- Conexiones eléctricas a realizar
- Conductores y canalizaciones a utilizar

Además, define requisitos para algunos componentes de estos sistemas como lo son:

- Inversor Bidireccional
- Protecciones eléctricas para lado AC y DC
- Equipos de medida
- Baterías

Se considerará esta instrucción técnica para la revisión de los elementos que incluye el BESS y los requisitos que debe cumplir para un correcto funcionamiento.

4. Contextualización del Tema

La empresa Reborn Electric Motors es una Start Up chilena que se dedica a la fabricación de buses eléctricos y reconversión de buses de combustión diésel a eléctricos. Los buses fabricados o reconvertidos son operados por la empresa Link Service S.A que le presta servicio de transporte de pasajeros a la división el Teniente de Codelco, tanto dentro como fuera de los terrenos de la minera.

La recepción de los buses eléctricos de parte de la empresa de transporte y la minera ha sido bastante positiva, ya que han cumplido con todos los requerimientos necesarios para circular dentro de la minera, generando una sensación de confianza ante esta nueva tecnología, lo que ha provocado que quieran aumentar el número de Vehículos Eléctricos (VE) para el transporte de pasajeros, pero en este caso comprando 16 buses eléctricos de la marca China Zhong Tong que realizarán el transporte ida y vuelta de trabajadores desde Rancagua hasta distintas partes de la mina.

Bajo la necesidad nombrada anteriormente surge el proyecto de la electrolinera en el terminal de Link Service S.A que será construido por la empresa Copec Voltex, siendo supervisada por personal de Reborn Electric Motors.

El proyecto consiste en la instalación de 10 cargadores en las instalaciones de Link Service S.A ubicado en Cachapoal 946, Comuna de Rancagua, tal como se ve en el mapa de la figura 4.1.



Fig. 4.1: Vista Satelital Instalaciones Link Service S.A.

A partir de esto es que surge el objetivo inicial que tuvo esta memoria de título, que era el estudio de suministro eléctrico de la electrolinera y gestión de carga para los buses eléctricos que operarían partiendo desde las instalaciones de Link Service S.A, recogiendo trabajadores en distintas zonas de Rancagua, para luego llevarlos a las distintas faenas de la mina y viceversa.

Al plantearse el análisis de las alternativas de suministro eléctrico para la electrolinera, surgió otro objetivo para abordar en esta memoria de título, que es la idea de analizar el perfil de consumo eléctrico de las instalaciones actuales de Link Service S.A., para así ver las medidas que se podrían implementar de forma de gestionar de manera eficiente el consumo de energía.

Las instalaciones de Link Service S.A además de ser terminal de los buses diesel que actualmente hacen los recorridos para DET de Codelco, también posee oficinas y talleres mecánicos para la mantención y reparación de buses, por lo que posee un constante consumo eléctrico debido al uso de iluminación, equipos electrónicos, maquinarias y herramientas en todas sus instalaciones.

4.1. Electrolinera Link Service S.A

Tal como se indicó, el proyecto de Electrolinera Link Service S.A consiste en la instalación de 10 cargadores en una zona de estacionamientos de buses de Link Service S.A tal como se ve

en el mapa de la figura 4.2.

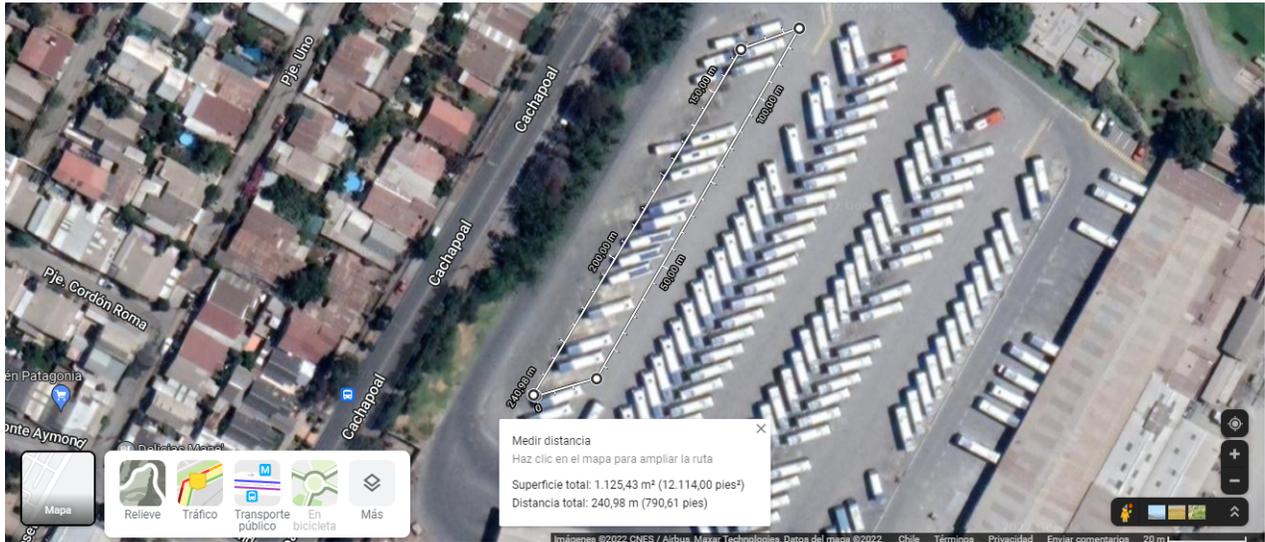


Fig. 4.2: Zona de cargadores electrolinerá Rancagua Link Service]

Esta área estará destinada para la recarga de hasta 20 buses eléctricos a través de 10 cargadores. Los buses que se cargaran son de la marca Zhong Tong modelo LCK 6129 con las características de la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Características Bus Zhong Tong LCK 6129 H[13]

Característica	Dato
Dimensiones (mm)	12.600 x 2.600 x 3.800
Peso (kg)	13.390
Tipo de Batería	Litio Ferrofosfato
Capacidad de Batería (kWh)	315
Potencia Nominal Motor (kW)	250
Potencia Máxima Motor (kW)	370
Aire Acondicionados	Frío Calor 32000 (kcalh) frío y 32000 (kcalh) calefacción
Calefacción	Refuerzo calefacción eléctrico

Toda la selección e instalación de transformadores, tableros, protecciones, cableados, entre otros elementos que se utilizarán para el funcionamiento de los cargadores es de responsabilidad de Copec Voltex y no se considera objetivo de esta memoria de título.

Los cargadores que considera el proyecto son de la marca Infy Power modelo EXP180K2-FD DC con las especificaciones de la tabla 4.2:

Tabla 4.2: Especificaciones Cargador Infy Power [14]

Parámetros	
Voltaje de Entrada	3 fases+N+PE (260 - 530 Vac)
Potencia Máxima de Salida	150 kW
Corriente máxima de salida	600 A-300 V 360A-500 V 180A-1000 V
Rango de Voltaje de salida	150V-1000 Vdc
Tipo de Conector de Carga disponible	CCS1 CCS2 GBT CHAdMO
Protección IP	IP55
Eficiencia	>95 %
Configuración de Conectores de carga	2 CCS (75 kW max) 2 GBT (75 kW max) 1 CCS + 1 CHAdMO 1 CCS + 1 GBT

4.2. Posibles recorridos

Para empezar a indagar el consumo que tendrán los buses en funcionamiento, se le solicitó a la oficina de digitación de Link Service S.A un documento donde indique los posibles recorridos o rutas que realizarían estos buses en condiciones de operación normales, entregando las siguientes alternativas que indican los horarios de funcionamiento y distancias a recorrer.

- **Alternativa A**

Esta opción consiste en dos vueltas diarias desde Rancagua a Caletones.

Tabla 4.3: Recorrido alternativa A

Primera Vuelta							
Subida (63,9 km)				Bajada (61,74 km)			
Hora inicio	Origen	Destino	Hora término	Hora inicio	Origen	Destino	Hora término
5:30	Rancagua	Caletones	7:20	8:20	Caletones	Rancagua	10:10
Segunda Vuelta							
Subida (63,9 km)				Bajada (61,74 km)			
Hora inicio	Origen	Destino	Hora término	Hora inicio	Origen	Destino	Hora término
13:30	Rancagua	Caletones	15:20	16:20	Caletones	Rancagua	18:10

La distancia recorrida en cada una de las vueltas es de 125,64 km respectivamente, con lo que se obtiene una distancia total diaria de 251,28 km.

▪ Alternativa B

Esta opción consiste en una vuelta diaria desde Rancagua a Caletones.

Tabla 4.4: Recorrido alternativa B

Primera Vuelta							
Subida (60,9 km)				Bajada (60,9 km)			
Hora inicio	Origen	Destino	Hora término	Hora inicio	Origen	Destino	Hora término
5:40	Rancagua	Caletones	7:30	16:50	Caletones	Rancagua	18:40

La distancia recorrida total en el día en este caso es de 121,8 km.

▪ Alternativa C

Esta opción consiste en una vuelta diaria desde Rancagua a Caletones.

Tabla 4.5: Recorrido alternativa C

Primera Vuelta							
Subida (54,4 km)				Bajada (68,8 km)			
Hora inicio	Origen	Destino	Hora término	Hora inicio	Origen	Destino	Hora término
6:05	Rancagua	Caletones	7:55	16:20	Caletones	Rancagua	18:10

La distancia total recorrida en el día es 123,2 km.

■ Alternativa D

Esta opción consiste en dos vueltas diarias desde Rancagua a Colón.

Tabla 4.6: Recorrido alternativa D

Primera Vuelta							
Subida (55,7 km)				Bajada (59,5 km)			
Hora inicio	Origen	Destino	Hora término	Hora inicio	Origen	Destino	Hora término
5:40	Rancagua	Colón	7:30	9:40	Colón	Rancagua	11:30
Segunda Vuelta							
Subida (55,7 km)				Bajada (59,5 km)			
Hora inicio	Origen	Destino	Hora término	Hora inicio	Origen	Destino	Hora término
14:00	Rancagua	Colón	16:10	16:50	Colón	Rancagua	18:40

La distancia recorrida en cada una de las vueltas es 115,2 km, sumando así una distancia total en el día 230,4 km.

■ Alternativa E

Esta opción consiste en dos vueltas diarias desde Rancagua a Colón.

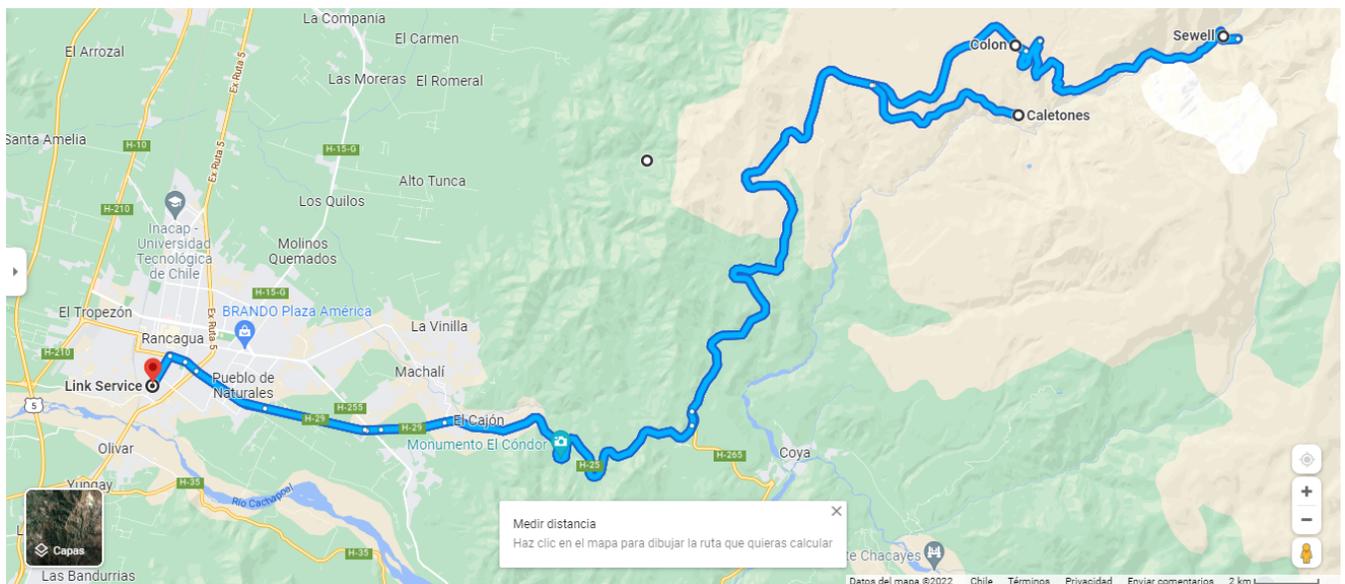
Tabla 4.7: Recorrido alternativa E

Primera Vuelta							
Subida (58,6 km)				Bajada (58,3 km)			
Hora inicio	Origen	Destino	Hora término	Hora inicio	Origen	Destino	Hora término
6:05	Rancagua	Colón	7:55	8:20	Colón	Rancagua	10:10
Segunda Vuelta							
Subida (55,7 km)				Bajada (59,5 km)			
Hora inicio	Origen	Destino	Hora término	Hora inicio	Origen	Destino	Hora término
13:40	Rancagua	Colón	15:30	17:40	Colón	Rancagua	19:30

Distancia recorrida en la primera vuelta es 116,9 km y en la segunda vuelta es 115,2 km.

Distancia Total Recorrida en el día 232,1 km.

Los puntos de origen y destino mencionados en las tablas se pueden ver en el mapa de la figura 4.3.

**Fig. 4.3:** Mapa de puntos principales de recorrido el Teniente

A pesar de que algunas alternativas de recorridos tienen los mismos puntos de origen y

destino, estas difieren en la distancia total debido a que en cada alternativa los buses siguen distintos trayectos en zonas de Rancagua para recoger trabajadores de la mina.

4.2.1. Contexto Consumo Eléctrico Link Service S.A

Pasando a la parte del consumo eléctrico de Link Service, tenemos que el distribuidor al cual está conectado Link Service S.A es la Compañía General de Electricidad (CGE) Distribución S.A., contando con la tarifa AT3 con cargo de potencia presente en punta.

Revisando las facturas de los últimos 12 meses en la página de CGE Distribución se tabulan los datos en la tabla 4.8.

Tabla 4.8: Consumo Link Service S.A últimos 12 meses

Mes	Energía Consumida (kWh)
Junio 2021	42.220
Julio 2021	43.560
Agosto 2021	43.620
Septiembre 2021	37.920
Octubre 2021	33.180
Noviembre 2021	34.860
Diciembre 2021	43.200
Enero 2022	37.260
Febrero 2022	30.540
Marzo 2022	34.920
Abril 2022	38.820
Mayo 2022	40.140

En la figura 4.4 se puede visualizar de mejor manera el consumo de energía, notando que varía entre aproximadamente los 30 MWh y 44 MWh por mes.

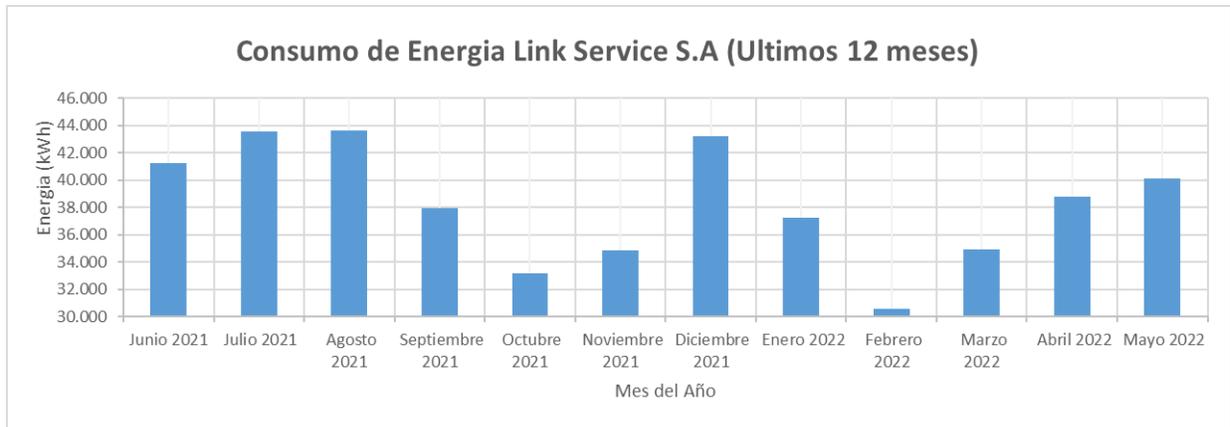


Fig. 4.4: Consumo eléctrico instalaciones Link Service S.A últimos 12 meses

En el caso de la potencia, el valor indicado en 10 de las últimas 12 facturas fue 142,74 kW, esto ocurre dado que la tarifa AT3 considera la potencia presente en punta, que se obtiene del valor más alto al comparar entre lo medido en el mes con las dos mediciones más altas de los últimos 12 meses, por lo que el valor indicado en la boleta no representa la demanda real de cada mes. De igual forma este valor es importante conocerlo, ya que nos da una primera referencia de la potencia que demandan las instalaciones de Link Service S.A.

Estos datos de consumo serán de utilidad para conocer las especificaciones de un posible sistema de generación fotovoltaico que supla de manera parcial este consumo de energía.

5. Desarrollo

El desarrollo comenzará abordando los puntos de consumo energético de los buses eléctricos, para luego analizar el consumo actual de Link Service S.A. y finalmente se estudiara la generación fotovoltaica y sistema de almacenamiento en base a baterías.

5.1. Buses en Operación

A los buses Zhong Tong mencionados se les realizaron pruebas en posibles recorridos que podrían realizar a la mina, partiendo en Rancagua con un tramo urbano hasta llegar a distintos puntos de faenas de la DET de Codelco, para así obtener detalles de consumo en distintas condiciones. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Pruebas buses Zhong Tonh LCK 6129 H [13]

Recorrido	Parámetro	1	2	3	4	Total Prueba
	Climatización	Si	Si	Si	Si	Si
Subida	Distancia (km)	81	33	78	80	272
	Consumo batería (%)	52	23	59	61	
	Consumo batería (kWh)	163,8	72,5	185,9	192,2	672
	Rendimiento (kWh/km)	2,02	2,2	2,38	2,4	2,26
Bajada	Distancia(km)	77	26	78	62	243
	Consumo bateria (%)	-2	-3	-2	-6	
	Consumo bateria (kWh)	-6,3	-9,5	-6,3	-18,9	-41
	Rendimiento (kWh/km)	-0,08	-0,36	-0,08	-0,3	-0,17
Acumulado	Distancia(km)	158	59	156	142	515
	Consumo bateria (%)	50	20	61	55	
	Consumo bateria (kWh)	157,5	63	192,2	173,3	586
	Rendimiento (kWh/km)	1	1,07	1,23	1,22	1,14

Los valores de rendimiento negativo indican que se inyecta energía a la batería debido al frenado regenerativo que poseen estos buses.

Los recorridos realizados poseen las siguientes características:

- **Recorrido 1:** Recorrido completo con tramo urbano a la subida y bajada.
- **Recorrido 2:** Prueba para validar operación a bajo nivel de batería.
- **Recorrido 3:** Vuelta a Sewell completa con tramo Urbano Saliendo.
- **Recorrido 3:** Vuelta a Sewell sin tramo urbano a la bajada Saliendo 05:00 horas.

A partir de los datos de la Tabla 5.1 se puede obtener que en el peor de los casos, el consumo promedio (ida y vuelta) es de 1,23 kWh/km, esto es en subida con uso full de calefacción en la madrugada e iluminación de servicio para así simular las condiciones de uso más complejas a la que se pueden enfrentar los buses. El bus utilizado en la prueba tenía una capacidad de 315 kWh de batería, así considerando el consumo promedio indicado anteriormente, la autonomía de este bus considerando que se puede utilizar máximo el 70 % de la batería es de 179 km en la ruta El Teniente[13] de tal forma que todos los recorridos indicados se realizaron sin inconvenientes de carga.

Considerando todas las alternativas de recorridos entregadas en las tablas 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7, podemos obtener un estimado de cuanta energía diaria podrían consumir los buses. Para este cálculo consideraremos por una parte el rendimiento acumulado promedio del total de pruebas indicado en la tabla 5.1 que es 1,14 kWh/km y además, se considerará los consumos en subida (2,26 kWh/km) y bajada (-0,17 kWh/km) por separado, para luego sumarlos y compararlos con el rendimiento promedio total.

Tabla 5.2: Consumo para distintas alternativas de recorridos buses Zhong Tong

Alternativa		Distancia Ida-Vuelta (km)	Consumo Subida (kWh)	Consumo Bajada (kWh)	Suma consu- mo subida y bajada (kWh)	Consumo Total considerando promedio de 1,14 kWh/km (kWh)
A	Vuelta 1	125,64	144,41	-10,50	133,92	143,23
	Vuelta 2	125,64	144,41	-10,50	133,92	143,23
B	Vuelta 1	121,8	137,63	-10,35	127,28	138,85
C	Vuelta 1	123,2	122,94	-11,70	111,25	140,45
D	Vuelta 1	115,2	125,88	-10,12	115,77	131,33
	Vuelta 2	115,2	125,88	-10,12	115,77	131,33
E	Vuelta 1	116,9	132,434	-9,91	122,53	133,27
	Vuelta 2	115,2	125,88	-10,115	115,77	131,33

De la tabla 5.2 se puede observar, que al considerar el consumo mediante el promedio total obtenido en las pruebas da un resultado mayor que si sumamos los consumos de subida y bajada a la mina por separado. De aquí en adelante se considerarán los valores obtenidos mediante los cálculos de subida y bajada por separado, ya que puede reflejar de mejor manera el consumo real de los buses en cada una de las etapas de los recorridos.

5.1.1. Posibles horarios de carga

En la tabla 5.3 se detallan los posibles horarios de carga con datos obtenidos de las programaciones de recorridos de las tablas 4.3;4.4;4.5;4.6 y 4.7. Estos horarios están dados por los periodos donde el bus no está siendo utilizado y se encuentra en las instalaciones de Link Service S.A.

Tabla 5.3: Periodos para recarga de buses en cada alternativa de recorrido

Alternativa		Hora inicio periodo de Carga	Hora término periodo de Carga	Tiempo disponible de Carga
A	Ventana 1	18:00	05:30 (Día siguiente)	11:30
	Ventana 2	10:30	13:30	3:00
B	Ventana 1	18:40	05:40 (Día siguiente)	11:00
C	Ventana 1	18:10	06:05 (Día siguiente)	11:50
D	Ventana 1	18:40	05:40 (Día siguiente)	11:00
	Ventana 2	11:30	14:00	2:30
E	Ventana 1	19:30	06:05 (Día siguiente)	10:35
	Ventana 2	10:10	13:40	3:30

Al utilizar un bus con la alternativa A podemos identificar que existen dos ventanas para cargar el bus, las cuales serán necesarias, ya que un recorrido consume 133,91 kWh y al realizar el segundo recorrido de la alternativa A sumaría 267,84 kWh lo que implica que quedaría en la batería un porcentaje de carga menor a lo que considera Reborn Electric como mínimo para que las baterías de los buses no sufran degradación prematura. Esto se puede confirmar en el cálculo de SOC que se realizó en la ecuación 5.1.

$$SOC(\%) = 95\% - \frac{267,84}{315} 100\% = 14,97\% \quad (5.1)$$

Algunos estudios fijan el valor mínimo recomendado en 20 % del SOC[32] valor que tampoco se logra superar por lo que no es viable realizar los dos recorridos sin una ventana de carga intermedia.

Para el cálculo se consideró un SOC de 95 % como nivel de carga máxima, ya que es lo que comúnmente se cargan las baterías de los buses que utiliza Link Service S.A en DET, debido a que se debe dejar un margen para que el freno regenerativo pueda funcionar cuando los buses descienden de la mina. El valor SOC de 0 % indica que no hay nada de carga en la batería.

En el caso de la alternativa B y C es un solo recorrido por alternativa por lo que podría funcionar con solo una carga diaria.

Con la alternativa D en funcionamiento se realiza un consumo energético diario de 231,53 kWh, valor que implica un SOC de 21,49% valor que es inferior a lo recomendado por Link Service S.A. por lo que se deberían realizar dos cargas diarias.

$$SOC(\%) = 95\% - \frac{231,53}{315} 100\% = 21,49\% \quad (5.2)$$

Finalmente en la alternativa E ocurre algo similar a A y D, ya que el consumo diario por bus es de 238,29 kWh que resultaría en un SOC menor a lo recomendado, lo que obliga a utilizar un período de recarga entre los dos recorridos que esta alternativa dispone.

En función de las necesidades de recarga de los buses en cada una de las alternativas se puede comenzar a realizar una programación preliminar de horarios de carga.



Fig. 5.1: Programación preliminar de horario de carga]

En la figura 5.1 se hace una superposición de los distintos horarios de las distintas alternativas para obtener un perfil inicial de horarios de carga. Este horario estaría dado por dos bloques:

- Bloque 1: Desde las 10:10 hasta las 14:00 (Ventana de 3 horas y 50 minutos)
- Bloque 2: Desde las 18:10 hasta las 5:30 del siguiente día (Ventana de 11 horas y 20 minutos).

La gráfica de la figura 5.1 es solo una referencia de horarios y no indica la potencia necesaria en cada uno de ellos.

5.1.2. Escenarios a Estudiar

Link Service S.A adquirió un total de 16 buses Eléctricos Zhong Tong, que entrarán en servicio por grupos en tres fechas distintas:

- Mayo 2022: Ingresan los primeros 2 buses al servicio.
- Agosto 2022: Se integrarán 3 nuevos buses dejando un total de 5 en servicio.
- Enero 2024: Llegan los últimos 11 buses, completando el total de 16 buses considerados inicialmente.

Para el desarrollo de los siguientes puntos del informe consideraremos dos casos. Uno con 5 buses funcionando y otro con 16 buses. El caso de 2 buses no se considerará debido a que al iniciar ese período la electrolinera no estaría funcionando y las recomendaciones de consumo no serían de utilidad.

5.1.2.1. Consumo casos con 5 buses

Para este caso se estudiará el consumo de los buses donde cada uno cumpla con uno de las alternativas mencionadas anteriormente, ya que refleja de manera más adecuada el funcionamiento que tendrán en la realidad. Los valores de consumo para un día, un mes y un año se ven en la tabla 5.4. Estos valores se obtuvieron sumando el consumo de cada uno de los recorridos para obtener el dato diario y en para los datos mensuales y anuales se multiplicaron por 30 y 365 respectivamente.

Tabla 5.4: Consumo para opciones con 5 buses en funcionamiento

Consumo diario (kWh)	976
Consumo mensual (kWh)	29.285
Consumo Anual (MWh)	360

5.1.2.2. Consumo casos con 16 buses

Para el caso de 16 buses se considerará la siguiente distribución de alternativas:

- 4 buses cumplan con Alternativa A.
- 3 buses cumplan con Alternativa B.
- 3 buses cumplan con Alternativa C.
- 3 buses cumplan con Alternativa D.
- 3 buses cumplan con Alternativa E.

Se seleccionaron de tal forma de dejar equilibradas las distintas alternativas y que el consumo total se acercara a lo que ocurrirá en operación real. Los valores obtenidos se ven en la tabla 5.5.

Tabla 5.5: Consumo para opciones con 16 buses en funcionamiento

Consumo diario (kWh)	3.196
Consumo mensual (kWh)	95.892
Consumo Anual (MWh)	1.170

Al igual que en el caso de 5 buses, en este caso se multiplicaron los valores de consumo de cada recorrido para obtener el consumo total de energía en distintos periodos para el funcionamiento de 16 buses.

Estos datos serán utilizados para obtener costos económicos de consumo con cada una de las tarifas eléctricas y programaciones disponibles.

5.2. Consumo instalaciones Link Service

Del capítulo de Contextualización del Tema, sección Contexto Consumo Eléctrico Link Service S.A. se puede obtener información general del consumo eléctrico que tiene Link Service S.A. en cada uno de los últimos 12 meses del año. Esta información a pesar de ser valiosa para poder estudiar los datos de consumo, es poco específica, por lo que se decidió realizar mediciones detalladas para así poder analizar de manera más minuciosa tanto el consumo de energía como la demanda potencia en las instalaciones.

5.2.1. Mediciones Consumo eléctrico detallado

Para realizar las mediciones y obtener un perfil de demanda diario, el instrumento utilizado es un "Power Quality Analyzer KEW 6315" de la marca Kyoritsu como el de la figura 5.2a, que permite medir Corriente, Voltaje, Potencia, Contenido Armónico, forma de onda, entre otras variables eléctricas.



Fig. 5.2: Imágenes de Referencia elementos de medición KEW [elaboración propia]

Para poder realizar las mediciones se identificaron los rangos de corriente y voltaje permitidos por el instrumento. Revisando el manual [33] se obtiene que posee dos rangos tensión permitidas, que son 600 y 1000 V con una frecuencia entre 40 y 70 Hz, la diferencia entre los dos es principalmente las tolerancias de sobre voltaje permitidas. En este caso se medirá la red trifásica a la que está conectada Link Service S.A que es nominalmente 380 V, por lo que no hay inconvenientes para realizar la conexión del equipo. La medición del Voltaje se realiza a través de pinzas tipo caimán como las de la figura 5.2b

El rango de corriente permitido para la medición depende principalmente del modelo de sensor de corriente toroidal que se utilice, que en este caso es "MODEL 8125" que puede medir una corriente máxima de 500 A alternos. El interruptor principal de Link es de 400 A de tal forma que la corriente es considerablemente menor al límite señalado en las especificaciones del sensor de corriente toroidal, por lo que se podría utilizar para realizar las mediciones sin problema.

Se revisó el tablero principal ubicado en la entrada del recinto de Link Service S.A que se

aparece en la figura 5.3a, para así analizar los posibles puntos de conexión del instrumento para medir de forma completa el consumo de las instalaciones. Se seleccionaron los cables que entran al interruptor principal de 400 A que se ve en la figura 5.3b que está conectado al tendido eléctrico para medir la corriente mediante los sensores de corriente toroidales, mientras que el voltaje se mide conectando las pinzas a las barras que están aguas abajo del interruptor tal como se ve en la figura 5.3c.

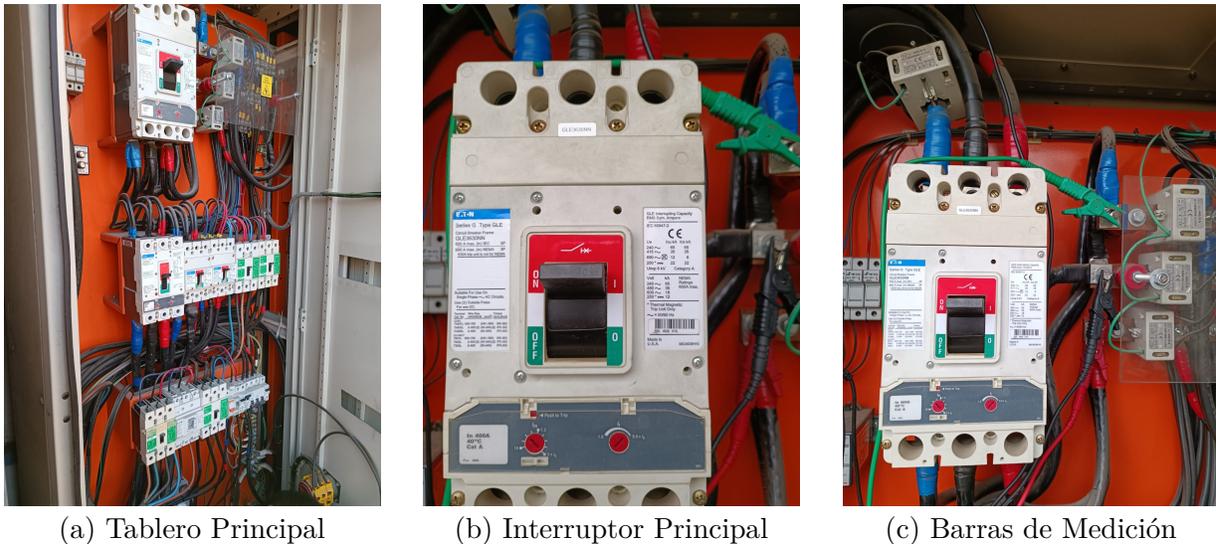


Fig. 5.3: Imágenes Tablero Link Service S.A [elaboración propia]

Una vez instalado el medidor se inició la medición el día miércoles de 25 de mayo a las 17:08 horas finalizándola el miércoles 8 de junio a las 09:15 horas, completando así 13 días y 16 horas donde quedaron registros de distintas variables eléctricas cada 10 segundos. Todos los datos se almacenan en una tarjeta SD para luego ser visualizados en el software "KEW Windows V2".

Una vez se cargan los datos en el computador y se abren a través del software asociado al instrumento, este mostrará una serie de datos y gráficas de todas las variables eléctricas indicadas anteriormente tal como se ve en la figura 5.4.

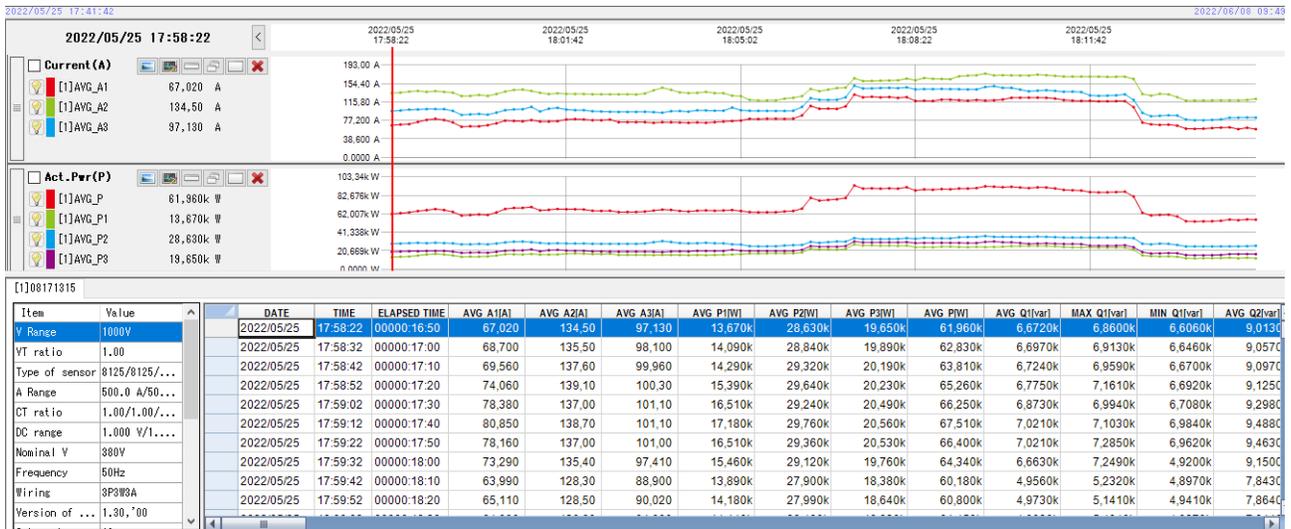


Fig. 5.4: Pantalla de inicio software KEW Windows

Con los datos obtenidos podemos inicialmente graficar la potencia instantánea que se midió cada 10 segundos, para así identificar si existe algún tipo de patrón de consumo de manera de poder ver si los cálculos y análisis a realizar son aplicables a un periodo más grande que el de medición.

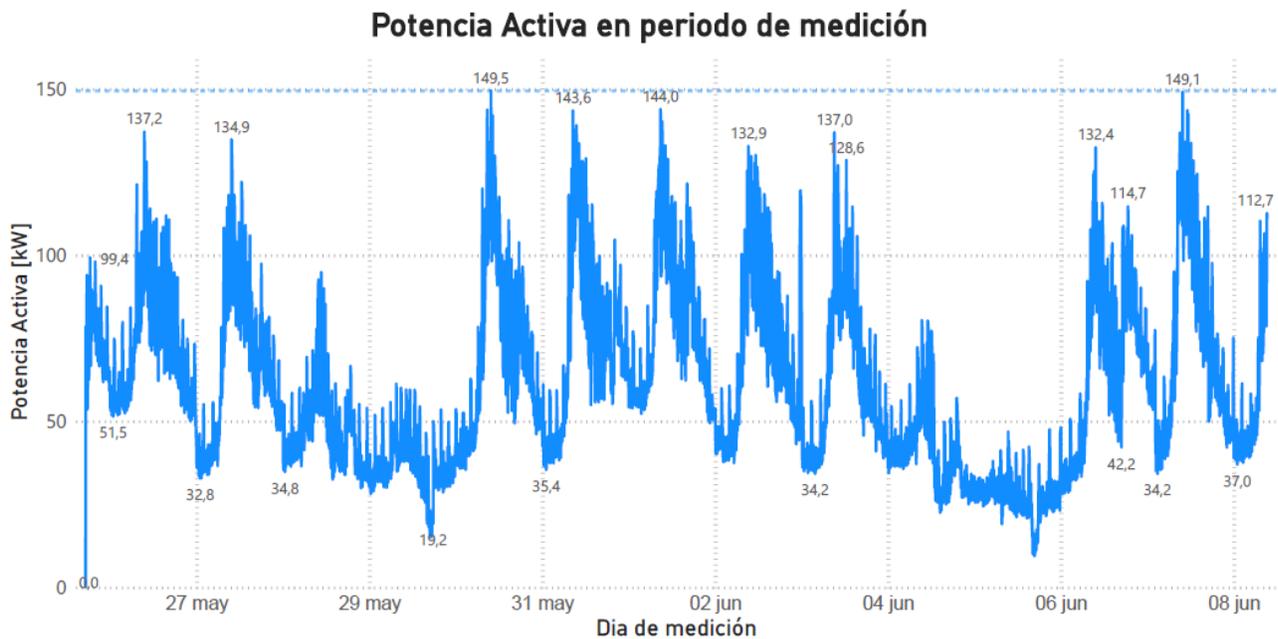


Fig. 5.5: Potencia Instantánea Activa en periodo de medición

En la gráfica 5.5 se puede ver que existe un claro patrón de consumo de potencia entre lunes y viernes, con valores máximos que se marcan principalmente en la mañana y mínimos que se

producen durante la noche. El fin de semana el consumo se reduce considerablemente marcando un valor instantáneo máximo el sábado en la mañana, ya que hay una jornada laboral en el terminal y luego baja y se mantiene durante lo que queda de fin de semana.

Revisando los datos por día podremos determinar los valores de potencia instantánea activa, aparente y consumo de energía dentro y fuera de HP. Los días 25 de mayo y 8 de junio no se consideraran dentro de estos análisis ya que no se tienen mediciones de las 24 horas.

Fecha	Dia de la semana	Fuera de Hora Punta			Dentro de Hora Punta			Energía Total Dia (kWh)
		S(kVA)	P(kW)	E(kWh)	S(kVA)	P(kW)	E(kWh)	
26 de Mayo	Jueves	142,9	137,2	150,87	97,44	93,36	263,02	1771,7
27 de Mayo	Viernes	141,6	134,9	1338,60	96,97	92,92	260,44	1599,04
28 de Mayo	Sábado	99,42	94,95	968,62	70,72	66,68	178,89	1147,52
29 de Mayo	Domingo	66,48	61,33	743,68	58,05	53,60	140,56	884,24
30 de Mayo	Lunes	157,1	149,5	141,85	100,6	96,62	276,25	1694,72
31 de Mayo	Martes	149,8	143,6	1473,6	107,6	104,7	305,83	1779,41
1 de Junio	Miércoles	148,6	144,0	1611,86	104,0	99,72	282,62	1894,48
2 de Junio	Jueves	138,9	132,9	1410,91	93,27	87,82	258,18	1669,09
3 de Junio	Viernes	144,2	137,0	1291,47	84,03	77,80	221,29	1512,76
4 de Junio	Sábado	85,51	80,48	836,2	62,78	57,06	146,810	983,01
5 de Junio	Domingo	52,01	48,23	546,54	50,84	47,64	110,54	657,08
6 de Junio	Lunes	139,2	132,4	1289,4	118,8	114,7	301,58	1590,98
7 de Junio	Martes	153,1	149,1	1528,32	97,53	92,99	242,17	1770,49

Tabla 5.6: Potencia y energía dentro y fuera de hora punta

En la tabla 5.6 podemos notar que la potencia más alta registrada es de 149,5 kW el día lunes 30 de mayo. El valor de energía más alto consumido en un día es 1894,48 kWh, marcado el día 1 de Junio. A pesar de que los valores recién nombrados son útiles, lo más importante a considerar son los valores en HP, ya que serán de utilidad en los capítulos de Opciones tarifarias y Almacenamiento energético.

5.2.2. Posible consumo electrolinera

Tal como se indicó anteriormente el proyecto de Copec Voltex la electrolinera en Rancagua considera la instalación de 10 cargadores Infypower EXP180K2-FD DC FAST de 150 kW de potencia máxima y una conexión a la red eléctrica de potencia conectada de 2 MVA a través de dos transformadores que se deben instalar. Con estos valores de potencia y los horarios de carga establecidos en el sub capítulo de buses en operación podemos diseñar el perfil de consumo de energía y potencia que tendrá la electrolinera en cada uno de los casos de consumo establecidos anteriormente.

5.2.2.1. Caso 5 buses en funcionamiento

Al utilizar la electrolinera para cargar 5 buses de manera simultánea o en distintos horarios del día se tendría que tener disponible 5 cargadores, para los cuales la potencia máxima que se podría llegar a demandar sería de 750 kW. La energía mensual a considerar en este caso es 29,25 MWh, ya que lo más probable es que los buses funcionen con diferentes alternativas de recorridos según lo indicado por la oficina de digitación de Link Service S.A.

5.2.2.2. Caso 16 buses en funcionamiento

En el caso de tener 16 buses en funcionamiento con diferentes alternativas de recorrido y fuera necesario cargar los 10 buses en simultáneo a la máxima potencia disponible, se tendría una demanda de potencia máxima de 1500 kW en algún momento del día. La energía consumida de manera mensual se podría considerar en 95,89 MWh que es la cantidad que se obtuvo al usar los datos de cálculos de la opción de Alternativas distribuidas, ya que es lo que más se acerca a la coordinación de recorridos que se usara realmente.

Para las dos cantidades de buses detalladas anteriormente, se indicó la demanda máxima de potencia que se podría tener en un determinado momento al cargar los buses a la máxima potencia disponible. Estas demandas se pueden optimizar para así reducir los costos económicos asociados a este factor.

5.3. Opciones Eléctricas Tarifarias

Actualmente Link Service S.A cuenta con la tarifa AT 3 Presente en punta con los siguientes cargos.

- Cargo fijo mensual independiente si existe consumo o no.
- Cargo por Uso del Sistema de Transmisión que se cobra por la cantidad de energía consumida en kWh.
- Cargo por Servicio Público también depende de la cantidad de energía consumida.
- Cargo por energía
- Cargo por demanda máxima de potencia leída que se obtiene comparando la potencia más alta leída en el mes con el promedio de las dos mas altas de los últimos doce meses.
- Recargo por lectura en baja tensión de consumos de clientes en alta tensión que está asociado a las perdidas por transformación y equivale a un 3,5 % del costo de energía y potencia.
- Arriendo de medidor correspondiente a \$1724 mensuales.

Tal como se indicó anteriormente, las dependencias de Link Service S.A están conectadas a CGE Distribución en el Sector Tarifario Rancagua stxe-1-a. La página Web de la distribuidora entrega el listado de tarifas para todos los sectores tarifarios del país, en el caso de Rancagua Stxe-1-a la tarifa en alta tensión de interés en el mes de mayo 2022 tienen los siguientes valores:

- Tarifas AT-2 y AT-3.

Adm. de Servicio		T. de Electricidad		Electricidad consumida		
CFM AT-2 (\$/cliente)	CFM AT-3 (\$/cliente)	CUST (\$/kWh)	CFSP (\$/kWh)	CE (\$/kWh)	CPP (\$/kW)	CPPP (\$/kW)
1.046,93	1.594,16	22,251	0,508	84,507	10.460,8	8.272,6

- CFM: Cargo fijo mensual
- CUST: Cargo por uso del sistema de transmisión

- CFSP: Cargo fijo por servicio público
 - CE: Cargo por Energía
 - CCP: Cargos por compras de potencia
 - CPP: Cargo por potencia presente en punta
 - CPPP: Cargo por potencia parcialmente presente en punta
 - IE: Inyección de energía
- Tarifas AT-4.1, AT-4.2 y AT-4.3.

Adm. de Servicio			T. de Electricidad		Electricidad consumida		
CFM AT-4.1 (\$/cliente)	CFM AT-4.2 (\$/cliente)	CFM AT-4.3 (\$/cliente)	CUST (\$/kWh)	CFSP (\$/kWh)	CE (\$/kWh)	CPDM (\$/kW)	CPDM-HP (\$/kW)
1.046,93	1.594,16	1.617,48	22,251	0,508	84,507	3.030,5	7.430,3

- CPDM: Cargo por demanda máxima de potencia contratada o suministrada
- CDM-HP: Cargo por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta

Además, por el concepto de inyección de energía hacia la red también existe un cargo asociado, que tiene un valor de 71,01 (\$/kWh).

Cabe indicar que todos los valores indicados en las tablas ya incluyen su IVA correspondiente, a excepción del cargo fijo mensual que está exento de IVA. Con los cargos asociados a cada tarifa ya en conocimiento, podemos calcular los costos para cada uno de los casos que se pueden presentar y así poder seleccionar la mejor alternativa tarifaria.

Para los cálculos de costos eléctricos de las instalaciones de Link Service S.A consideraremos el valor de potencia instantánea más alto medido con el instrumento "Power Quality analyzer" que se debe obtener de la tabla 5.6 y para la energía consideraremos el promedio de los consumos de los últimos doce meses que se obtendrá de los valores que aparecen en la tabla 4.8.

- Potencia máxima considerada por mes: 149,5 kW
- Energía considerada por mes: 38.270 kWh

5.3.1. Caso base

Consideraremos como caso base el consumo actual de Link Service S.A con la tarifa AT-3 (Actual) y sin considerar el uso la futura electrolinera. Para este caso el costo asociado a una factura promedio es:

Cargo	Costo
Adm. de Servicio (\$)	\$1.594,19
Cargo por Uso de sistema de Transmisión (\$/kWh)	\$851.546
Cargo por Uso de sistema Público (\$/kWh)	\$19.441
Cargo por Energía (\$/kWh)	\$3.234.083
Cargo por Potencia Presente en Punta (\$/kW)	\$1.563.890
Total(\$)	\$5.670.554

Tabla 5.7: Calculo Costo Energía eléctrica Link Service S.A con Tarifa AT-3

Respecto al costo total, dependerá en gran parte del consumo de energía por el mes, ya que para la potencia presente en punta considera el valor más alto al comparar la potencia medida en el mes con el promedio de las dos más altas en meses con hora punta de los últimos 12 meses, de tal forma que aunque se demande una potencia más baja en un respectivo mes, de igual forma se considerará el promedio de las medidas más altas, manteniendo el costo respecto a este ítem.

5.3.2. Caso Consumo Link Service S.A con Tarifa AT-4

Se calculara cuál sería el costo por electricidad si se tuviera la tarifa AT-4.3. En este caso se seguirá considerando los valores de energía y potencia detallados en el caso anterior, pero además se considerará una potencia en hora punta igual al máximo valor medido con el "Power Quality analyzer" que es 114,7 kW y que se ve en la tabla 5.6. Este valor se considerará el mayor de los últimos 12 meses de manera que se pueda aplicar al comparar con el resto de los meses con HP. Esta suposición es bastante cercana a la realidad, ya que el mes de junio que es uno de los que tiene mayor consumo de energía junto con Julio y Agosto.

Cargo	Costo
Adm.de Servicio (\$)	1.617,48
Cargo por Uso de sistema de Transmisión (\$/kWh)	\$851.546
Cargo por Uso de sistema Público (\$/kWh)	\$19.441
Cargo por Energía (\$/kWh)	\$3.234.083
Cargo por demanda máxima de potencia contratada o suministrada (\$/kW)	\$453.060
Cargo por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta (\$/kW/mes)	\$852.255
Total (\$)	\$5.412.002

Tabla 5.8: Calculo Costo Energía eléctrica Link Service S.A con Tarifa AT-4

Considerando el costo de energía con la tarifa AT3, tan solo con solicitar el cambio de tarifa a la opción AT-4.3 se podría conseguir un ahorro de aproximadamente un 4,6 %. Este cambio se debe realizar avisando a la distribuidora antes del 1 de Marzo del 2022, ya que el 31 de mismo mes es el término de la tarifa.

5.3.3. Caso Consumo de Electrolinería con Tarifa AT3

Recordando el capítulo de Posible Consumo de Electrolinería se tienen los valores de potencia y energía que implican el funcionamiento de los cargadores para distintas cantidades de buses. Estos valores están en la tabla 5.9. En este caso solo se calculará el costo asociado al funcionamiento de la electrolinería para cargar 5 y 16 buses, sin considerar el consumo de las instalaciones actuales de Link.

Tabla 5.9: Potencia y Energía para recarga de 5 y 16 buses en un mes

	5 buses	16 buses
Consumo mensual de Energía (kWh)	29.285	95.892
Potencia Máxima Demandada (kW)	750	1500

Para las cantidades nombradas en la tabla 5.9, considerando la tarifa actual de Link Service S.A. que es la AT3 con potencia presente en punta, los costos asociados a la recarga de buses se puede ver en la tabla 5.10.

Cargo	Costo 5 buses	Costo 16 buses
Adm. de Servicio (\$)	\$1.594,19	\$1.594,19
Cargo por Uso de sistema de Transmisión (\$/kWh)	\$593.724	\$1.944.114
Cargo por Uso de sistema Público (\$/kWh)	\$14.877	\$48.713
Cargo por Energía (\$/kWh)	\$2.395.220	\$7.843.007
Cargo por Potencia Presente en Punta (\$/kW)	\$7.723.275	\$15.446.550
Total(\$)	\$10.728.690	\$25.283.978

Tabla 5.10: Calculo Costo Energía eléctrica Link Service S.A con Tarifa AT-3

Comparando los costos totales a pagar para cada una de las cantidades de buses mencionadas se puede notar que en este caso gran parte del costo total está asociado al pago por potencia presente en punta, por lo que es la variable que se debe intentar optimizar de forma de reducir los costos que implican cargar estos buses.

5.3.4. Caso Tarifa AT-4.3 con consumo de electrolinera

La tarifa AT4 está diseñada principalmente para clientes que tengan la capacidad de gestionar su consumo de manera de reducir la potencia demandada en hora punta, para obtener así beneficios a través de tarifas diferenciadas de potencia dentro y fuera de hora punta. La idea en

este caso sería gestionar la carga de los buses reduciendo o eliminando la demanda de potencia en hora punta.

En este caso se volverán a calcular los costos asociados a la recarga de 5 y 16 buses, manteniendo el consumo de energía en cada caso, pero reduciendo la potencia dentro de hora punta a la mitad del valor que se tenía considerado en la tabla 5.9. Así los valores con los que se realizan los cálculos son:

Tabla 5.11: Potencia y Energía para recarga de 5 y 16 buses en un mes

	5 buses	16 buses
Consumo mensual de Energía (kWh)	29.285	95.892
Demanda Máxima de Potencia en Hora punta(kW)	375	750
Demanda Máxima de Potencia fuera de Hora punta(kW)	750	1500

Al realizar esta reducción de demanda de potencia, se obtienen los costos de la tabla 5.12.

Cargo	Costo 5 buses	Costo 16 buses
Adm. de Servicio (\$)	\$1617,48	\$1617,48
Cargo por Uso de sistema de Transmisión (\$/kWh)	\$593.724	\$1.944.114
Cargo por Uso de sistema Público (\$/kWh)	\$14.877	\$48.713
Cargo por Energía (\$/kWh)	\$2.395.220	\$7.843.007
Cargo por demanda máxima de potencia contratada o suministrada (\$/kW)	\$2.272.875	\$4.545.750
Cargo por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta (\$/kW)	\$2.786.363	\$5.450.400
Total(\$)	\$8.003.514	\$19.833.602

Tabla 5.12: Calculo Costo Energía eléctrica para electrolinera con reducción de potencia en HP

Se puede ir incluso más a fondo con la optimización del sistema de carga y eliminar totalmente la recarga de buses en HP, así nos quedaríamos con los valores de potencia y energía de la tabla 5.13.

Tabla 5.13: Potencia y Energía para recarga de 5 y 16 buses en un mes

	5 buses	16 buses
Consumo mensual de Energía (kWh)	29.285	95.892
Demanda Máxima de Potencia en Hora punta(kW)	0	0
Demanda Máxima de Potencia fuera de Hora punta(kW)	750	1500

Con esta eliminación de demanda de potencia en hora punta, los costos asociados a la recarga de los buses es lo que se ve en la tabla 5.14.

Cargo	Costo 5 buses	Costo 16 buses
Adm. de Servicio (\$)	\$1617,48	\$1617,48
Cargo por Uso de sistema de Transmisión (\$/kWh)	\$593.724	\$1.944.114
Cargo por Uso de sistema Público (\$/kWh)	\$14.877	\$48.713
Cargo por Energía (\$/kWh)	\$2.395.220	\$7.843.007
Cargo por demanda máxima de potencia contratada o suministrada (\$/kW)	\$2.272.875	\$4.545.750
Cargo por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta (\$/kW)	\$0	\$0
Total(\$)	\$5.278.314	\$14.383.202

Tabla 5.14: Calculo Costo Energía eléctrica para electrolinera con reducción de potencia en HP

Con los datos de costos asociados a la recarga de buses para las distintas opciones que se detallaron previamente, se puede realizar cálculos que nos entreguen de forma cuantitativa los

beneficios que implica la reducción o eliminación potencia para recargar los buses dentro de hora punta.

En el caso de 5 buses se tiene que:

- Al reducir a la mitad demanda potencia en hora punta para la recarga de buses el costo respecto a la situación en que se carga los buses a máxima capacidad en hora punta se reduce en:

$$(5.3) \quad \text{Descuento}(\%) = \frac{\$10728690 - \$8003514}{\$10728690} 100\% = 25,4\%$$

- Al eliminar totalmente la demanda potencia en hora punta para la recarga de buses el costo respecto a la situación en que se carga los buses a máxima capacidad en hora punta se reduce en:

$$(5.4) \quad \text{Descuento}(\%) = \frac{\$10728690 - \$5278314}{\$10728690} 100\% = 50,8\%$$

En el caso de 16 buses se tiene que:

- Al reducir a la mitad demanda potencia en hora punta para la recarga de buses el costo respecto a la situación en que se carga los buses a máxima capacidad en hora punta se reduce en:

$$(5.5) \quad \text{Descuento}(\%) = \frac{\$25283978 - \$19833602}{\$25283978} 100\% = 21,6\%$$

- Al eliminar totalmente la demanda potencia en hora punta para la recarga de buses el costo respecto a la situación en que se carga los buses a máxima capacidad en hora punta se reduce en:

$$(5.6) \quad \text{Descuento}(\%) = \frac{\$25283978 - 4383202}{\$25283978} 100\% = 43,1\%$$

Con los porcentajes obtenidos en las ecuaciones 5.3.4, 5.3.4, 5.3.4 y 5.3.4 se puede notar que con tan solo reducir la demanda de potencia en hora punta, eligiendo una tarifa eléctrica adecuada se puede reducir hasta en un 50% el costo de recarga de los buses eléctricos. Al aumentar el número de buses, este porcentaje de reducción se va disminuyendo debido a que una parte importante del costo total depende de la energía y el cargo de este no varía en función de la hora del día en que se consuma.

5.4. Generación Fotovoltaica

Se realizó un contacto con la empresa fotovoltaica Sunroof para evaluar la implementación de un techo solar en la zona donde se instalaran los cargadores de los buses eléctricos. Esta empresa trabaja basándose en el modelo de negocio Energy Service Company (ESCO), que consiste en que la empresa realiza la inversión inicial para la implementación de un proyecto de eficiencia energética o ERNC, en este caso un sistema fotovoltaico y luego firmar con el cliente un contrato donde le paga a la empresa mediante el ahorro generado tras la implementación[34].

En este caso la propuesta de Sunroof consiste en un contrato por 4 periodos consecutivos de 5 años que asegure que el total de la energía generada por los paneles será consumida y pagada a Sunroof a un costo definido previamente.

Los paneles que utiliza esta empresa son del fabricante Canadian Solar modelo HiKu6 monocristalino PERC de 550 W. Las características de estos paneles son:

Parámetro	Valor
Potencia	550 W
Eficiencia Maxima	21,5 %
Tipo de Celda	Monocristalino
Dimensiones	2261 X 1134 X 35 mm

Tabla 5.15: Datos panel Canadian solar 550 W[11]

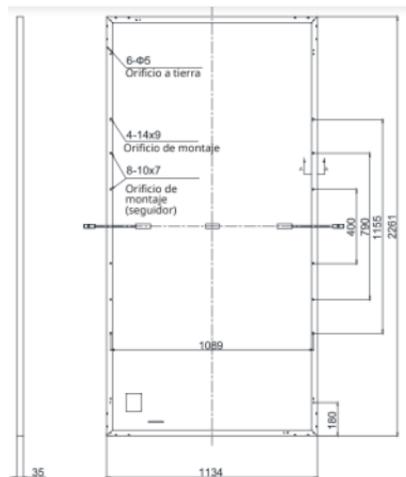


Fig. 5.6: Dimensiones panel Canadian Solar 550 W[11]

El techo de la zona de carga podría tener dimensiones de 10 metros por 120 metros aproximadamente de manera de cubrir la fundación de los cargadores y de manera parcial los buses, priorizando la parte de los buses en la que se encuentra el puerto de carga.

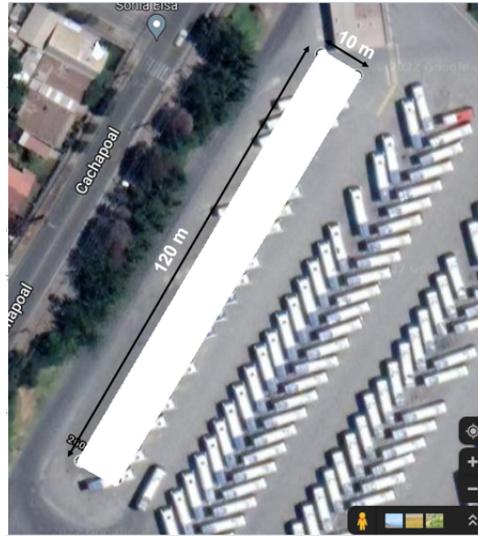


Fig. 5.7: Imagen de referencia medidas posible techo solar en zona de carga

Sin entrar en detalles de inclinación, posicionamiento y separación entre placas se podrían instalar de manera preliminar tres corridas de 90 paneles, con un total de 270 paneles. Considerando que la potencia peak por panel es de 550 W, considerando la totalidad de paneles la potencia máxima disponible sería 148,5 kWp.

5.4.1. Explorador Solar

Utilizando la plataforma del explorador solar del Ministerio de Energía, se puede obtener una simulación de la generación por hora, día y mes en una cierta zona del país, indicando la cantidad de paneles y potencia peak instalada. En este caso se seleccionó la zona de Rancagua donde está ubicado el terminal de Link Service S.A, lugar donde se puede realizar la instalación del sistema fotovoltaico.

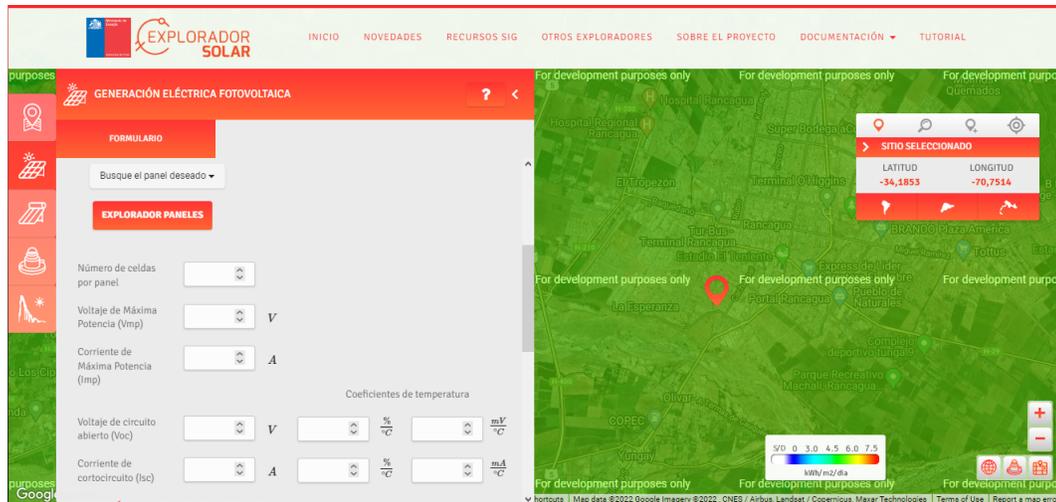


Fig. 5.8: Interfaz de usuario Explorador Solar

Se puede elegir entre indicar la potencia peak instalada o ingresar los distintos parámetros de los paneles para que la plataforma realice los cálculos. En este caso se ingresaron los siguientes parámetros que corresponden a los de los paneles con los que trabaja la empresa Sunroof:

- Numero de celdas por panel: 144
- Voltaje de Máxima Potencia (Vmp): 41,7 V
- Corriente de Máxima Potencia (Imp): 13,2 A
- Voltaje de circuito abierto (Voc): 49,6 V
- Coeficientes de temperatura Voc: -0,26 %/°c
- Corriente de cortocircuito (Isc): 14 A
- Coeficientes de temperatura Isc: 0,05 %/°c
- Numero total de paneles: 270

Luego la página tiene la opción de optimizar los ángulos de inclinación y AZIMUT que permitan generar la mayor cantidad de energía posible por panel, que en este caso nos indica que es 27° de inclinación y -9° AZIMUT. Para finalizar la configuración de la plataforma debemos incluir la eficiencia del inversor que en el caso de la marca SMA es cercana a un 98 % y el factor de Pérdidas del sistema fotovoltaico que el manual del explorador solar define en un valor del 14 % [35]. Con estos datos la plataforma realiza las simulaciones entregándonos los diferentes resultados.

- Generación total diaria: 613,91 kWh
- Generación total anual: 224.078 kWh
- Factor de Planta: 17,0%

La gráfica de energía generada en las distintas horas del día y durante todos los meses año es se ven en la figura 5.9a y 5.9b respectivamente:



(a) Energía generada en el día



(b) Energía generada por mes

Fig. 5.9: Proyección de generación fotovoltaica Plataforma Explorador Solar

Tal como se indicó, el modelo de negocio de Sunroof consiste en realizar la inversión inicial mediante la instalación de los paneles solares para luego actuar como un nuevo distribuidor de energía eléctrica, que vende la energía generada en los paneles al cliente e inyecta lo no consumido a la red de tal forma de reducir los costos de la boleta eléctrica con el distribuidor. La tarifa que aplica esta empresa consiste en sumar todos los cargos de la tarifa AT.4-3 que dependen de la energía consumida con IVA incluido, que son “cargo por energía”, “cargo por uso de sistema de transmisión” y “cargo por uso de sistema público”, y al valor que resulta de esa suma se le aplica un descuento de 20% como se explica en la figura 5.10.

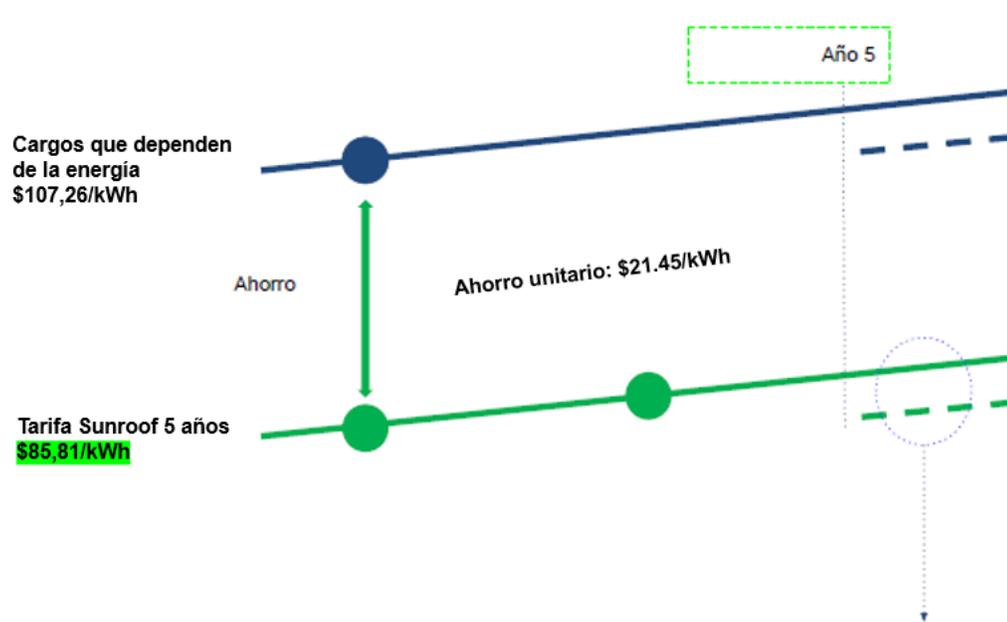


Fig. 5.10: Gráfica explicación tarifa reducida Sunroof

Los valores que se consideraran para el cálculo del costo de energía por kWh para la tarifa AT-4.3 son los del mes de mayo 2022 entregados por la página de CGE Distribución y que se ven en la tabla 5.16:

Cargo	Valor por kWh
Cargo por energía	\$84,507
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$22,251
Cargo por servicio público	\$0,508
Suma de cargos asociados a Energía por kWh	\$107.266

Tabla 5.16: Cargos asociados a energía Tarifa AT.4-3

De esta forma el costo por kWh que cobraría Sunroof el primer mes considerando el 20 % de descuento indicado en la propuesta de Sunroof es 85,81 \$/kWh.

Además, la propuesta de Sunroof indica que aproximadamente el 30 % de la energía generada será inyectada a la red reduciendo así el costo asociado en la boleta eléctrica, por lo que del total de energía generada en cada momento se debe considerar solo el 70 % como consumo fotovoltaico de Link Service S.A. De esta forma si se implementara el techo solar, el consumo de Link Service S.A quedaría dado por la suma del consumo que se paga a CGE y la totalidad

de la energía generada por los paneles de Sunroof, menos el descuento por inyección de energía a la red.

Para conocer el impacto económico que tendría la implementación de este proyecto, se considerara el consumo de energía del último año por mes indicado en la figura 4.8, para así descontar la energía generada por mes que se ve en la figura 5.9b, de forma de conocer el ahorro que implicaría tener el sistema de generación. Para todos los cálculos de costo se considerara la potencia fuera de HP 142,9 kW y dentro de HP como 114,4 kW, ya que el contrato pide que se debe utilizar la tarifa AT-4.3 y esta cobra por separado ambos valores de potencia a distintos cargos.

En la tabla 5.17 están los valores que se consideraran de manera mensual para calcular el impacto que tiene la implementación del sistema fotovoltaico en costos asociados a electricidad. Se definirá que indica los valores de cada columna de la tabla 5.17.

- La energía consumida CGE indica el total de kWh que se consumió desde la red de distribución dentro del mes.
- La energía consumida FV indica el total de energía que se consumió desde lo generado por el sistema fotovoltaico dentro del mes.
- La energía FV inyectada es lo que inyecta el sistema fotovoltaico a la red eléctrica de distribución. Esta se obtiene de la diferencia entre la energía generada por los paneles, menos la energía consumida que se obtuvo del sistema fotovoltaico.
- El costo total por electricidad considerando el sistema fotovoltaico se obtiene considerando los siguientes elementos:
 - Costos asociados a la boleta CGE que incluye el cargo fijo, los cargos dependientes de la energía consumida y de la demanda de potencia dentro y fuera de HP.
 - Costo por energía consumida de la generación fotovoltaica de Sunroof al costo indicado en la tabla 5.16.
 - Descuento por energía inyectada a la red desde la generación fotovoltaica por Sunroof a los 71,01(\$/kWh) indicados en la tarifa de CGE Distribución.

Mes	Energía consumida CGE	Energía FV consumida	Energía FV inyectada	Costo total por electricidad considerando sistema fotovoltaico
Enero	18339	18921	8109	\$5.114.832
Febrero	14076,7	16463,3	7055,7	\$4.416.141
Marzo	18484	16436	7044	\$4.899.388
Abril	26838,8	11981,2	5134,8	\$5.405.411
Mayo	31561,5	8578,5	3676,5	\$5.609.073
Junio	34042,9	7177,1	3075,9	\$5.752.070
Julio	36189,7	7370,3	3158,7	\$6.006.691
Agosto	34770,6	8849,4	3792,6	\$5.988.021
Septiembre	26234,9	11685,1	5007,9	\$5.311.271
Octubre	18953,2	14226,8	6097,2	\$4.745.363
Noviembre	18080,3	16779,7	7191,3	\$4.886.899
Diciembre	24799,8	18400,2	7885,8	\$5.778.464
Anual	302371,4	156868,6	67229,4	\$63.913.624

Tabla 5.17: Costos por electricidad al primer año al considerar la instalación de paneles

Ya conociendo el costo por energía que se debería pagar teniendo paneles solares, podemos realizar una comparación para calcular el ahorro que se producirá tras primer año de funcionamiento.

Costo por Electricidad CGE actual	Costo por electricidad con FV	Diferencia de costo
\$66.530.200	\$63.913.624	\$2.616.576

Tabla 5.18: Cargos asociados a energía Tarifa AT.4-3

Se debe considerar que el valor insertado en la columna “Costo por Electricidad CGE actual” de la tabla 5.18 se obtuvo de costos reales del último año con la tarifa actual que tiene Link Service S.A que es la AT-3 y de ahora en adelante los cálculos de consumo se realizarán con la tarifa AT-4.3 con los valores de potencia mencionados anteriormente.

5.4.1.1. Reducción de eficiencia de paneles solares

La ficha técnica de los paneles[11] indican que posee una garantía de rendimiento de potencia lineal de 25 años y además que la degradación tras el primer año es menor a un 2% y para los siguientes años la degradación es menor a un 0.55% anual, de tal forma que la si consideramos el peor de los casos, el rendimiento de los paneles en el tiempo seguiría los valores de la figura 5.11, considerando el año 0 como el de inicio del sistema fotovoltaico.

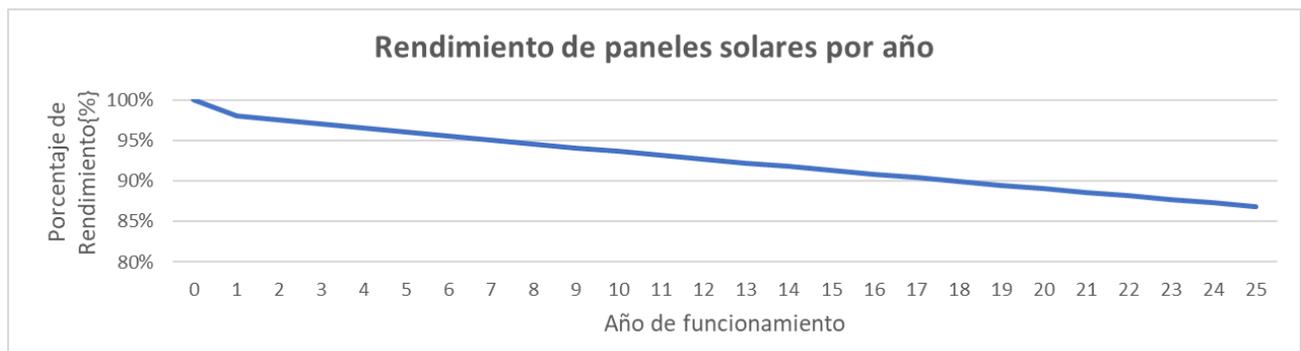


Fig. 5.11: Gráfica de rendimiento de paneles en el tiempo

Con esta gráfica podremos proyectar la generación de energía a lo largo de los años debido a la reducción de la eficiencia de los paneles.

Por parte del consumo de Link Service S.A se considerará que tanto la energía como la potencia dentro y fuera de HP se mantienen año a año. De igual forma, comprobando con la planilla excel del anexo Costo Solar-CGE se descubrió que no importa la tasa de aumento o disminución de energía y potencia medida que se considere, ya que la diferencia entre el costo con y sin paneles solares se mantiene.

5.4.1.2. Costos eléctricos a largo plazo

Post “Estallido Social” se utilizó un fondo de estabilización que permitiera congelar las tarifas eléctricas debido a la situación vivida en nuestro país. Esto, sumado a la situación de pandemia provoco que todas las proyecciones de costos marginales de electricidad de distintos informes realizados anterior a este periodo resultaran obsoletos, quedando en una situación de desconocimiento de lo que ocurrida en el futuro respecto a las tarifas eléctricas. Es por eso que en este caso se considerará que los costos marginales de electricidad se mantienen fijos a largo

plazo respecto al valor del mes de mayo del 2022, que fue el mes que considero para todo lo calculado previamente en este informe.

Para considerar los últimos sucesos ocurridos en materia energética en nuestro país, se considerará a futuro lo dispuesto en la Ley 21.472, de manera intentar ajustarse a la realidad que se vivirá a futuro a pesar de toda la incertidumbre y falta de información. Lo principal que se considerará de esa ley para lo que sigue en este informe, es agregar el cargo que va al fondo de estabilización de 2,8 (\$/kWh) que se cobrará a usuarios que registren un consumo mensual superior a 5.000 kWh, categoría en la que se encuentra Link Service.

Así mediante la plantilla Excel del anexo Costo Solar-CGE obtendremos los costos por electricidad anuales con y sin Generación Fotovoltaico (FV) desde el año 1 hasta el año 20 de funcionamiento, los valores que se pueden ver en la figura 5.12.

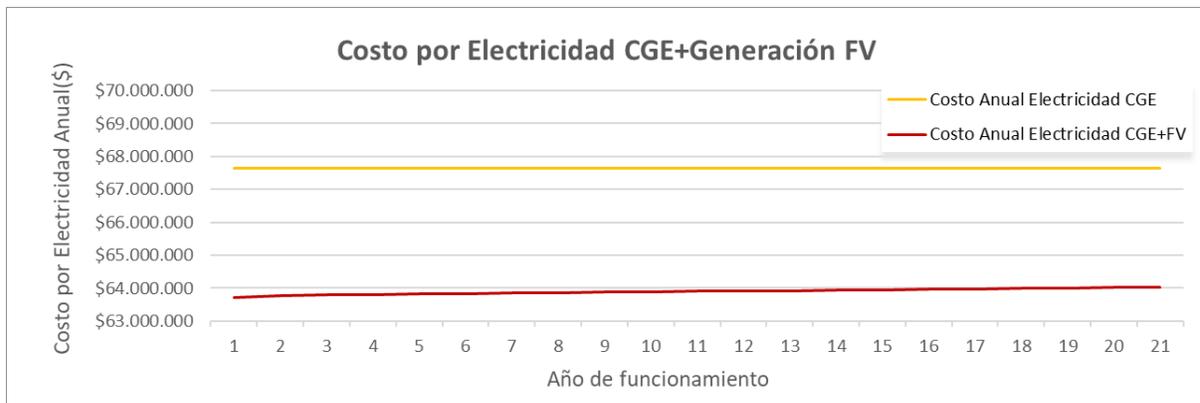


Fig. 5.12: Costos anuales con y sin Generación FV

Con Ambos costos se puede calcular el ahorro que se produciría por año al incluir paneles solares en el funcionamiento. Estos valores se ven en la gráfica de la figura 5.13.

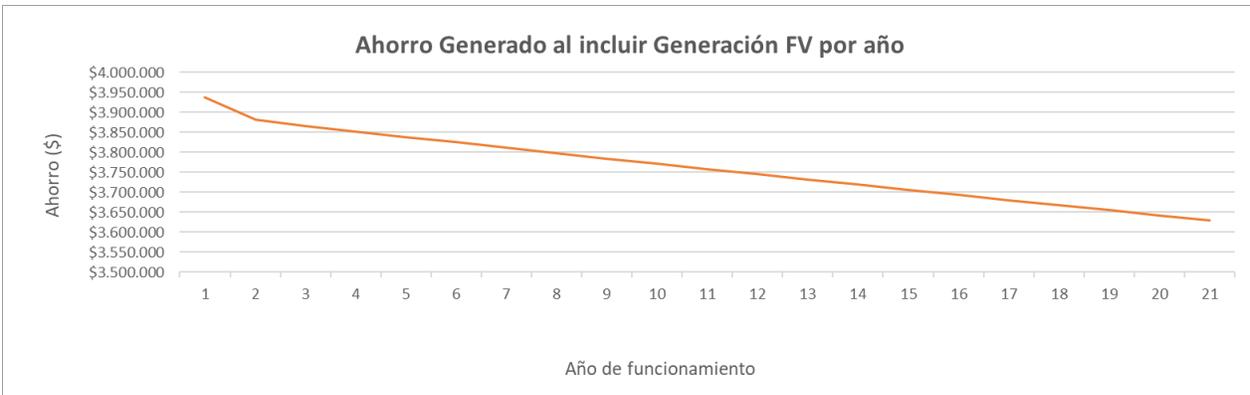


Fig. 5.13: Ahorro anual al incluir Generación FV

Se puede notar que la implementación del sistema de generación es recomendable desde el punto de vista económico a largo plazo, ya que aseguran siempre un ahorro de dinero sin tener que realizar una inversión inicial debido a las facilidades del modelo ESCO.

5.5. Almacenamiento Energético

Los sistemas de almacenamiento energéticos son elementos claves en la transición energética que se vive a nivel mundial, estos ofrecen múltiples beneficios como reducción de emisiones de carbono, fomento de uso de energías renovables y mejora en los costos asociados a electricidad. En este caso REM posee algunas baterías destinadas a buses eléctricos que se encuentran sin uso, por lo que surgió la idea de utilizarlas para evaluar proyecto de “Energy Storage” para el suministro de las instalaciones de Link Service S.A. Las baterías con las que se cuentan son packs de baterías del fabricante CATL de 105 kWh del tipo Litio Ferro-fosfato (LFP) con un voltaje nominal de funcionamiento aproximado de 600 V.

En este capítulo se definirán las topologías y equipos que son necesarios para llevar a cabo esta idea, de manera de poder evaluarlo desde el punto de vista técnico y económico para estudiar su factibilidad.

Partiendo por lo más básico, la idea del proyecto es utilizar Energy Storage que permita almacenar energía en las baterías y luego utilizarla en hora punta, para así reducir los costos asociados a la potencia demandada en ese rango horario. De manera inicial, tal como se ve en la figura 5.14 lo necesario para este sistema son las baterías y un inversor trifásico bidireccional que funcione como rectificador e inversor dependiendo del sentido del flujo de la potencia.

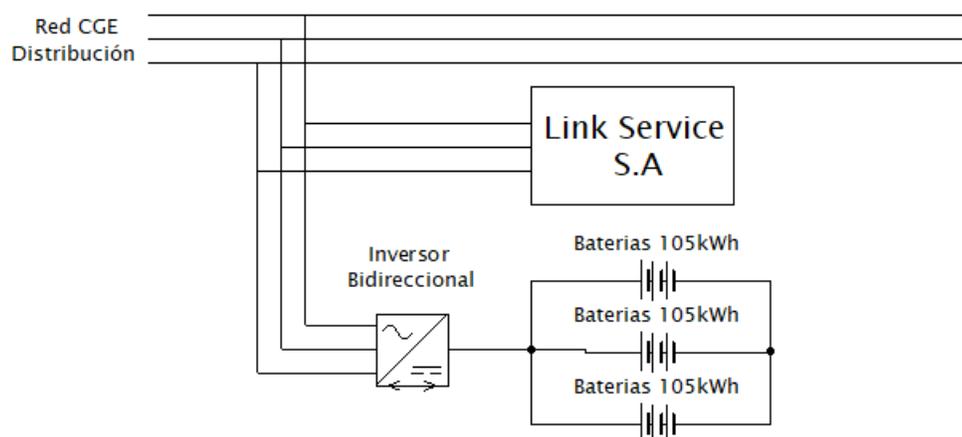


Fig. 5.14: Representación básica de Sistema de almacenamiento

En el periodo que esté fuera de hora punta, el consumo de Link Service S.A será suministrado por la red eléctrica de CGE Distribución, que además se utilizará para cargar las baterías. El

costo por demanda máxima leída en hora punta se paga durante todos los meses del año, de manera que para que este proyecto sea viable económicamente la inversión debe ser menor a lo que se ahorrara en una cierta cantidad de años.

5.5.1. Análisis Técnico

De manera inicial se indicó que los elementos necesarios para esta idea de proyecto eran las baterías y el inversor eléctrico. En esta sección se mostrará que se deben considerar algunos elementos extras para el correcto funcionamiento del sistema y se definirán algunas opciones para así poder realizar el análisis económico.

5.5.1.1. Inversor

El inversor es el elemento de principal de este proyecto debido a que permite rectificar la corriente trifásica entregada por la red de distribución para ser almacenada en las baterías y por otro lado realiza el proceso de convertir la corriente continua en alterna para suministrarla a las instalaciones de Link Service. Para poder seleccionar este equipo se necesitan considerar diferentes parámetros de manera que pueda funcionar correctamente y acoplarse con los demás equipos que estén presente en este sistema de almacenamiento. Los criterios a considerar son:

- El inversor debe ser bidireccional para que pueda convertir la corriente de alterna a continua y viceversa.
- Debe ser del tipo trifásico debido a que el consumo de Link Service esta conectado de esta forma.
- El rango de Voltaje DC debe calzar con el voltaje nominal de la batería.
- El Voltaje AC debe ser igual a 380 V que es el voltaje de la red eléctrica y que necesitan las instalaciones de Link Service.
- Debe estar diseñado para almacenamiento de energía o para uso híbrido con sistema fotovoltaico.

Las baterías con las que se cuentan son pack de 4 baterías de 154.56 V aproximadamente que se conectan en serie. Este conjunto cuenta con las características de la tabla 5.19

Parámetro	Valor
Tipo de batería (\$)	LFP
Rango de Voltaje de operación	480 - 700,08 V
Voltaje nominal de operación	618,24 V
Densidad energética por Pack	>155 Wh/kg
Energía nominal	105 kWh
Potencia Máxima	100 kW

Tabla 5.19: Datos Bateria CATL 105 kWh

Se realizó una búsqueda en internet de inversores que se adaptaran a esta necesidad, encontrando los siguientes dispositivos.

- **Sinexel PWS2-30M-EX** Este modelo de inversor es del fabricante Chino Sinexel Electric Co., Ltd con una potencia de 30 kW, posee las siguientes características:

Parámetro	Valor
Voltaje DC	150 - 750 V
Maxima DC Corriente	90 A
Potencia nominal	30 kW
Voltaje AC	400V±10 %
Corriente AC	216 A
Eficiencia máxima	97,30 %

Tabla 5.20: Datos Inversor Xinyuhua Storage bi-directional inverter 150 kW

Si bien la potencia de este inversor no cumple con el requerimiento de potencia de las instalaciones de Link, la hoja de especificaciones indica que permite la operación en paralelo de hasta 8 inversores, cada uno con una batería propia tal como se ve en la figura 5.15 y así se puede aumentar la potencia del sistema.

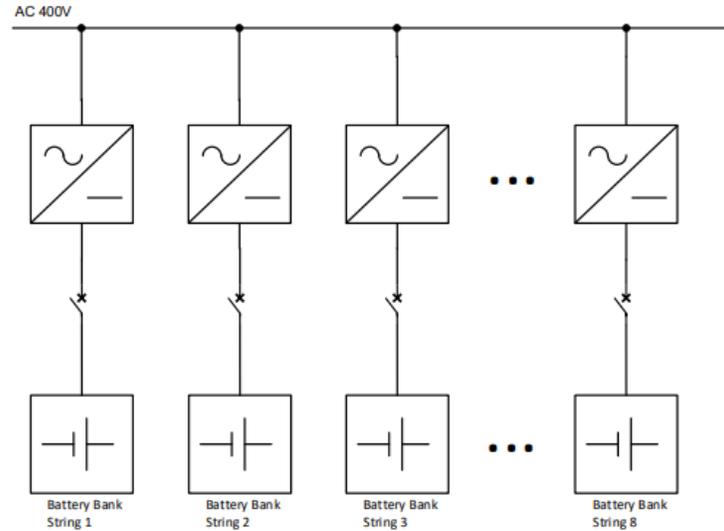


Fig. 5.15: Ejemplo conexión en paralelo inversores Sinexel PWS2-30M-EX

Esta opción puede ser recomendable para un prototipo de sistema de almacenamiento generalizado, en el que se pueda fraccionar la potencia entregada en función de las necesidades del usuario. La complejidad de un sistema así podría ser el control y comunicación con cada uno de los inversores para que puedan trabajar correctamente como conjunto. En el caso específico de este proyecto se deberían utilizar 4 inversores en paralelo para así tener una potencia de 120 kW que supera lo máximo medido en hora punta, este valor incluso puede llegar a 132 kW, ya que el equipo puede trabajar con 10% de sobrecarga.

- **Xinyuhua Storage bi-directional inverter 150 kW**

La otra opción encontrada es el inversor bidireccional de 150 kW del fabricante Xinyuhua que posee las siguientes características:

Parámetro	Valor
Voltaje DC	600 V (450 - 800 V)
Maxima DC Corriente	250 A
Potencia nominal	150 kW
Voltaje AC	380 V (330 V - 460 V)
Corriente AC	216 A
Eficiencia máxima	96,60 %

Tabla 5.21: Datos Inversor Xinyuhua Storage bi-directional inverter 150 kW

Para el uso de este inversor se tendría que conectar un conjunto de baterías en paralelo para lograr la capacidad de almacenamiento y la potencia demandada.

Además de estos dos inversores se buscaron y cotizaron otras opciones, que fueron descartadas principalmente por su elevado costo.

5.5.1.2. Elementos de comunicación, distribución y protección eléctrica

Detallando el diseño del sistema de almacenamiento de la figura 5.14 surgen nuevos elementos además del inversor y la batería que se ven en la figura 5.16.

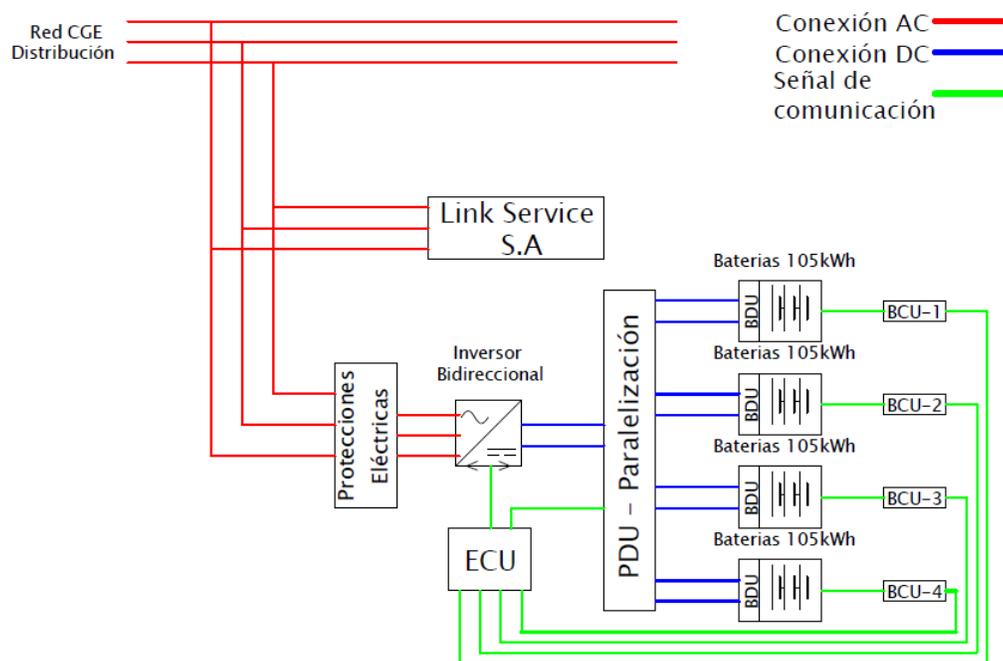


Fig. 5.16: Representación Detallada de Sistema de almacenamiento

Si bien el diseño y selección de los elementos que aparecen en la figura 5.16 no son objetivo de esta memoria de título, se detallarán sus funciones de manera de conocer la operación completa del sistema de almacenamiento y no ignorar elementos que son indispensables para el funcionamiento de este.

- Battery Control Unit (BCU)

La BCU es uno de los elementos que viene integrado en el empaquetamiento de la batería que realiza la función de gestión del sistema de baterías y comunicación con el sistema de control y otros componentes. La comunicación de este sistema se realiza a través de protocolo CAN

- Power Distribution Unit (PDU) de Paralelización.

Al conectar baterías en paralelo se pueden generar problemas de desequilibrio por la diferencia de impedancia y SOC entre cada una de ellas, lo que puede generar corrientes circulantes entre baterías, problemas con la confiabilidad y envejecimiento prematura de la capacidad de la batería [36]. Por este motivo se debe utilizar un equipo que permita conectar las baterías en paralelo manteniendo equilibradas las corrientes que entreguen cada una, de tal forma de evitar las corrientes circulantes y mal funcionamiento del conjunto.

- ECU: Es una unidad de control que está diseñada principalmente para administrar la operación de motores de vehículos eléctricos. En este caso por requisitos de REM se utilizará para controlar los elementos del sistema de almacenamiento.
- Protecciones eléctricas: Tal como se indicó en el marco teórico los sistemas de almacenamiento necesitan protecciones eléctricas, ya que se encuentran expuestos a altos valores de corriente y voltaje tanto en el lado AC como en el DC. En este caso para el lado DC el pack de baterías incluye fusibles y relés que actúan ante problema que detecten los sensores de temperatura o corriente. Además el inversor posee protecciones para el lado de corriente continua y alterna. En el caso específico de los dos inversores nombrados anteriormente, cuentan con las siguientes protecciones eléctricas:
 - Polaridad inversa
 - Cortocircuito
 - Sobretensión de la batería de CC
 - Subtensión de la batería de CC
 - Sobretensión de la red de CA
 - Subtensión de la red de CA
 - Falla de frecuencia de la red de CA
 - Sobrecorriente
 - Calentamiento excesivo
 - Limitación de corriente,
 - Protección del módulo IGBT.

Además de los elementos detallados se necesitan elementos de montaje, cableado, dispositivos de comunicación, entre otros elementos que no se especificaran.

5.5.2. Análisis Económico

Tal como ya se mencionó, la idea principal de implementar el Energy Storage es reducir o eliminar el consumo de hora punta por lo que la factibilidad depende de si el costo de la implementación es menor al ahorro por la reducción del consumo en HP.

Si se considera la opción de utilizar almacenamiento con el inversor de 150 kW, se podría eliminar completamente el consumo en hora punta, de esta forma la reducción de costo mensual en la factura de electricidad respecto al caso actual y considerando el cambio a Tarifa AT.4-3 se puede ver en la tabla 5.22

Se debe considerar que los cargos asociados al consumo de energía no variarían, dado que se seguirá utilizando la misma cantidad de energía, pero almacenándola fuera de hora punta y utilizándola en hora punta.

Cargo	Tarifa AT.3 (Actual)	Tarifa AT.4-3 con Almacenamiento de Energía
Adm.de Servicio (\$)	1.594,16	1617,48
Cargo por Uso de sistema de Transmisión (\$/kWh)	\$851.546	\$851.546
Cargo por Uso de sistema Público (\$/kWh)	\$19.441	\$19.441
Cargo por Energía (\$/kWh)	\$3.234.083	\$3.234.083
Cargo por potencia presente en punta(\$/kW/mes)	\$1.563.890	-
Cargo por demanda máxima de potencia contratada o suministrada (\$/kW)	-	\$453.060
Cargo por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta (\$/kW/mes)	-	0
Total	\$5.840.585	\$4.690.900

Tabla 5.22: Calculo Costo Energía eléctrica Link Service S.A con Tarifa AT-4

Considerando esta opción el ahorro económico mensual seria de aproximadamente \$1.149.686

en la factura de electricidad el primer mes. Con este valor se puede hacer una estimación del ahorro anual que implica la implementación del BESS.

El costo de cada uno de los inversores nombrados es el siguiente:

Inversor	Precio unitario (USD)	Precio Conjunto (USD)	Precio Final con IVA (USD)	Precio Final (\$)
Xinyuhua Storage bi-directional inverter 150 kW	13.500	13.500	16.065	16.650.000
4 inversores Sinexel PWS2-30M-EX 30 kW	5.000	20.000	23.800	23.800.000

Tabla 5.23: Precios inversores

Se consideró el valor del dólar en 1000 pesos chilenos (Valor aproximado al día 14 de Julio 2022) para los elementos que se cotizan en el extranjero.

De la figura 5.16 se ve que hay que considerar el costo de la PDU de Paralelización, ECU de Control, baterías, protecciones eléctricas y elementos auxiliares de funcionamiento e instalación. Para el caso de la PDU y ECU se consideraran los modelos utilizados por REM para la fabricación de buses, por lo que no se realizara una búsqueda de estos elementos. Los costos de estos elementos son:

Equipo	Precio unitario (USD)	Precio Conjunto (USD)	Precio Final con IVA (USD)	Precio Final (\$)
ECU	1.000	1.000	1.190	1.190.000
PDU	2.000	2.000	2.380	2.380.000

Tabla 5.24: Precios de ECU y PDU

No se considerará el costo de las protecciones para los cálculos de inversión inicial, ya que como se comentó anteriormente los inversores las incluyen.

Además de los equipos y materiales a utilizar para la implementación del sistema, se deben

considerar los costos de instalación y mantención que implica el funcionamiento de este mismo. Buscando proyectos similares se pudo obtener que valores aproximados asociados a estos ítem son:

- Costo de instalación se considerará como el 5% del costo de inversión[37].
- Costo de mantención se considerará como el 1,5% del costo de inversión por año[37].

Junto con todo lo anterior, el costo total del sistema de almacenamiento dependerá en gran parte del precio de las baterías a utilizar. Las opciones que se pueden utilizar son las siguientes:

- Baterías nuevas.
- Baterías usadas para segunda vida.

5.5.2.1. Caso Baterías nuevas

Los packs de baterías nuevas que están disponibles en este momento en REM tienen una capacidad de almacenamiento de 105 kWh, considerando que no pueden bajar del 20% del SOC se necesitarían 4 packs para asegurar el suministro completo en HP. El valor que se debe considerar es de 250\$USD/kWh, por lo tanto considerando que se utilizaran 4 pack baterías de 105 kWh, el costo total sería:

Equipo	Precio por kWh (USD)	Precio pack 105 kWh (USD)	Precio Conjunto (USD)	Precio Final con IVA (USD)	Precio Final (\$)
Bateria LPF 105 kWh nueva	250	26.250	105.000	124.000	124.000.000

Tabla 5.25: Precios de baterías nuevas

Con este valor se realizará la evaluación económica, para poder estudiar su factibilidad a través de dos indicadores de factibilidad de proyectos como lo es el VAN y el TIR.

El Valor Actual Neto (VAN) por un lado calcula la rentabilidad de un proyecto con resultado monetario, mientras que el Tasa Interna de Retorno (TIR) entrega un resultado en forma de porcentaje [38].

Los comandos “VNA” y “TIR” de Excel nos permiten calcular estos indicadores haciendo un flujo de caja para un determinado periodo. Además, tanto para el TIR como el VAN se debe indicar la Tasa de Descuento que permite saber el valor futuro que tendrá el dinero en la actualidad. El valor de esta tasa de descuento depende de muchas variables económicas como lo son la rentabilidad, tasa de interés, prima por riesgo, entre otros, elementos que se escapan de los alcances de esta memoria de título por lo que se estudiara con una tasa de un 10 % que es lo que la mayoría de este tipo de proyectos considera [39].

La vida útil de las baterías LFP para sistemas de almacenamiento difiere entre distintos documentos entre 10 y 15 años, por lo que se estudiarán ambos casos.

De esta forma, con la tabla del anexo, utilizando algunas herramientas de Excel se obtiene el VAN y el TIR para 10 y 15 años, considerando los tres casos de hidrología. Los resultados están en la tabla 5.26.

Años a Considerar	VAN	TIR
10 Años	\$-56,5M	-1 %
15 Años	\$-38.6M	-4 %

Tabla 5.26: VAN y TIR para uso de baterías nuevas para diferentes casos

Con los resultados de la tabla 5.26 se concluye que no es rentable utilizar baterías nuevas para el sistema de almacenamiento debido al alto costo de estas.

5.5.2.2. Análisis económico con proyección de costos de pack de baterías

El análisis de factibilidad económica demostró que en este momento considerar el uso de baterías nuevas puede no ser recomendable desde el punto de vista económico, ya que el proyecto no sería factible al finalizar la vida útil de las baterías por lo que se puede esperar que el costo de estas se reduzca para que pueda funcionar.

La empresa de investigación de transición energética BloombergNEF, realizó una investigación de los costos del litio y los otros elementos que componen el pack de la batería desde el 2013 hasta el 2018.

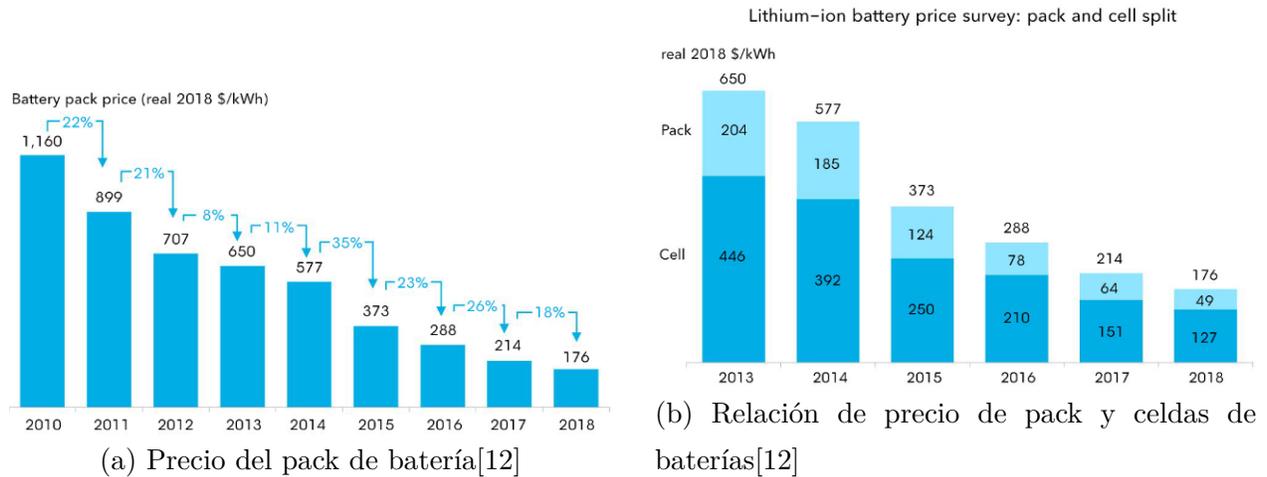


Fig. 5.17: Estudio de costos de componentes de batería periodo 2013-2018[12]

Con estos valores BloombergNEF entrego una proyección de los costos de los pack de baterías en dólares por kWh al año 2030.

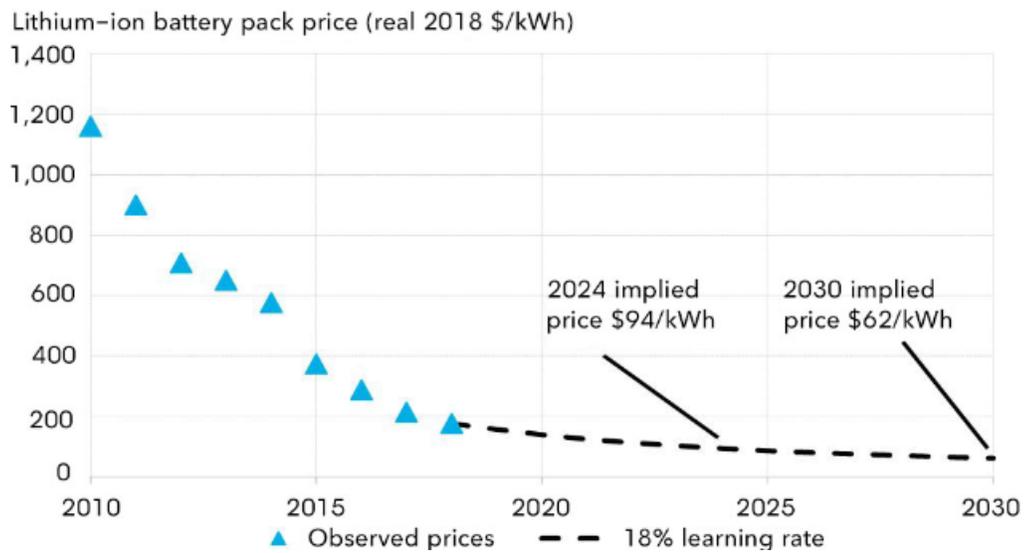


Fig. 5.18: Proyección costos de pack de batería al 2030[12]

Observando el gráfico de la figura 5.18 se pueden observar la proyección de costos de los pack de baterías. Se marcan dos costos a futuro que son el del año 2024 y 2030, indicados como 94 y 62\$USD/kWh, valores con los que se podría estudiar la factibilidad en ambos escenarios.

Equipo	Precio por kWh (USD)	Precio pack 105 kWh (USD)	Precio Conjunto (USD)	Precio Final con IVA (USD)	Precio Final (\$)
Batería LPF 105 kWh nueva con precio proyectado al 2024	94	9.870	39.480	46.981	46.981.000
Batería LPF 105 kWh nueva con precio proyectado al 2030	62	6.510	26.040	30.987	30.987.000

Tabla 5.27: Precios de baterías nuevas con precios proyectados por BloombergNEF

En la tabla 5.30 se puede revisar los resultados para la rentabilidad calculados con el precio de la batería proyectado al año 2024.

Años a Considerar	VAN	TIR
10 Años	\$13.5	15 %
15 Años	\$-31.4M	18 %

Tabla 5.28: VAN y TIR para uso de baterías nuevas para precio de baterías proyectado al 2024

Por otro lado en la tabla 5.29 se puede revisar los resultados para la rentabilidad calculados con el precio de la batería proyectado al año 2030. En esta caso solo se considerará 10 años como periodo del proyecto, debido a que después de eso se extiende del tiempo indicado en las proyecciones.

Años a Considerar	VAN	TIR
10 Años	\$28.0	23 %

Tabla 5.29: VAN y TIR para uso de baterías nuevas para precio de baterías proyectado al 2030

A partir de los datos de las tablas 5.30 y 5.29, se puede concluir que al reducirse el costo de las baterías según lo proyectado del 2024 hacia adelante, sería rentable la implementación de un sistema de almacenamiento de energía con baterías.

5.5.2.3. Caso Baterías usadas

Se considera que una batería LiFePO_4 (LFP) puede soportar más de 2500 ciclos de carga y descarga de aplicaciones de movilidad eléctrica, hasta llegar a un 80 % de capacidad inicial de la batería, con lo que se considera que la batería ya no es funcional para aplicaciones de electromovilidad[40]. Con el 80 % de capacidad, la batería puede seguir siendo utilizada para sistemas de almacenamiento de energía o sistemas de respaldo, este uso se le puede dar por cerca de 2000 ciclos, hasta que la batería llega a un 60 %. Esta etapa de uso de la batería se conoce como segunda vida y permite seguir utilizando las baterías hasta por 5 años, después de haber sido retirada de los vehículos con lo que se puede reducir aun más el impacto ambiental que tiene el uso de vehículos eléctricos.

Los buses actualmente cuentan con baterías LFP de 145kWh, de manera que al retirarlas de uso de electromovilidad podrían contar con 115kWh (%80) de capacidad aproximada. Considerando que no se recomienda bajar del 20 % delSOC, se tendría una energía disponible por pack de batería cercana a 87 kWh, por lo que se necesitarían 4 packs de baterías en ese estado para poder suministrar todo el consumo en HP.

Si bien las baterías que se extraen de los buses no tienen una inversión directa, se debe considerar el costo de reutilización que el "Global Sustainable Electricity Partnership" define como \$20USD/kWh[41]. Por lo tanto debemos considerar este valor como costo inicial al estudiar la factibilidad del sistema de almacenamiento con baterías de segunda vida.

Se realizan los cálculos de VAN y TIR a 10 años y 15 años para estudiar la factibilidad del proyecto de almacenamiento utilizando baterías de segunda vida que se extraigan de los buses. Se debe considerar que con la vida útil de 5 años para baterías reutilizadas, para el cálculo a 10 años se deberá realizar un cambio de baterías, mientras que para el cálculo a 15 años se deberá aplicar dos cambios de baterías.

Años a Considerar	VAN	TIR
10 Años	\$50.2	64 %
15 Años	\$64.5M	62 %

Tabla 5.30: VAN y TIR para uso de baterías nuevas para precio de baterías proyectado al 2024

Tal como se esperaba todos los casos con baterías de segunda vida tienen una rentabilidad positiva, debido a que la inversión por concepto de baterías es mucho más baja que al utilizar

baterías nuevas. La inversión económica inicial se recupera en corto plazo y el único elemento a considerar con precaución es el recambio que se le debe realizar a las baterías a los 5 años aproximadamente que va a generar una nueva inversión de capital.

6. Análisis de Resultados

Recopilaremos los resultados de todos los casos estudiados para así poder realizar una comparación entre todas las opciones de tarifas y opciones de suministro energético. Solo se considerará el mes inicial para cada una de las alternativas presentadas.

6.0.1. Caso Base

El caso base es la situación actual que tiene Link Service para sus instalaciones, considerando los datos de la subsección 5.3.1 con las siguientes condiciones:

- Tarifa AT3 Potencia presente en punta.
- Energía promedio mes: 38.270 kWh
- Potencia máxima: 149,5 kW

De esta forma el costo asociado a esa tarifa con esos consumos en el primer mes es:\$5.670.554.

6.0.2. Caso Base con Tarifa AT-4.3

En este caso, como ya se indico en la subsección 5.3.2 solo se realiza el cambio de tarifa de AT3 a AT-4.3 considerando que la potencia en hora punta es 114,7 kW. Así el costo asociado a este caso el primer mes es: \$5.412.002

6.0.3. Caso base con Tarifa AT-4.3 + Generación FV

Agregando Generación fotovoltaica a través de la instalación de Sunroof, se reducirá el costo asociado a energía. En este caso se considerarán las siguientes condiciones:

- Tarifa AT-4.3

- Energía FV Generada promedio del año: 18674,8 kWh/mes
- Energía promedio total consumida en el mes: 38.270 kWh
- Potencia máxima: 149,5 kW
- Potencia en HP: 114,4 kW

Con esos datos el costo asociado al primer mes es: \$5.212.256

6.0.4. Caso base con Tarifa AT-4.3 + Sistema de Almacenamiento

En el caso de tener un sistema de almacenamiento tendremos que considerar la potencia en hora punta igual a 0. De esta forma el costo mensual es: \$4.559.747

6.0.5. Caso base con Tarifa AT-4.3 + Sistema de Almacenamiento + Generación FV

Se podría dar incluso una situación en la que se disponga de un sistema de almacenamiento que elimine totalmente la potencia en hora punta y además un sistema de generación fotovoltaica que genere 18674,8 kWh/mes. En ese caso el costo por electricidad sería: \$4.362.230.

Con todos los valores obtenidos se obtiene la gráfica de la figura 6.1.

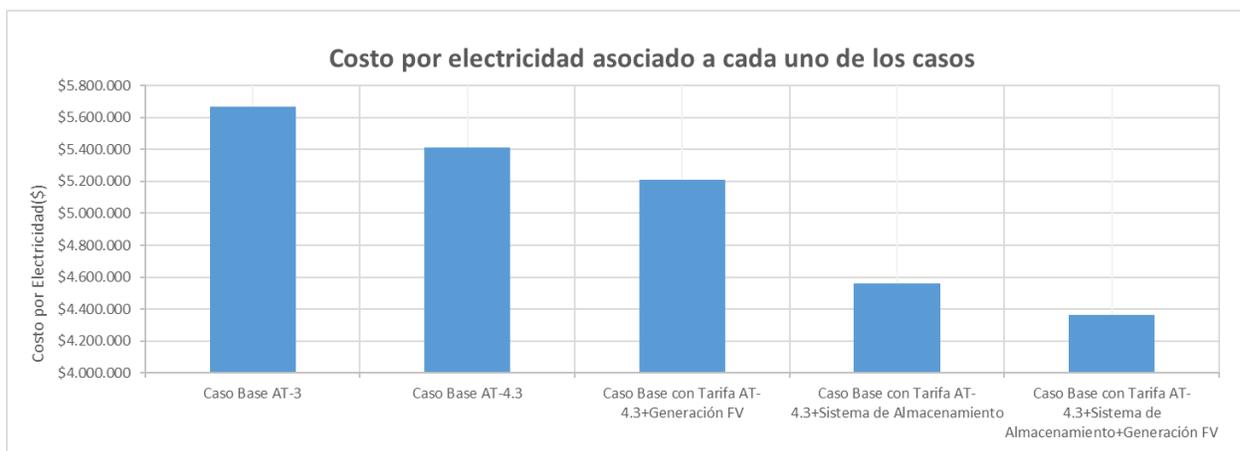


Fig. 6.1: Costo por electricidad asociado a cada uno de los casos

Se puede notar en la gráfica que tan solo con cambiar la tarifa el costo se reduce cerca de \$200.000. Luego al ir agregando otras alternativas de generación y almacenamiento el costo sigue bajando hasta llegar a una opción integrada que reúne lo mejor de todos los casos y así se llega a un ahorro de prácticamente \$1.400.000 en el mes considerado, lo que implica cerca de un 25 % de reducción de costos en electricidad por mes.

6.0.6. Caso Electrolinería con 16 buses tarifa AT-3

El caso más simple de funcionamiento de la electrolinería consiste en cargar los buses a cualquier hora del día sin considerar hora punta. En ese caso se debe considerar:

- Energía mensual por consumo de electrolinería: 95892 kWh
- Potencia Máxima: 1500 kW

De esta forma el costo asociado a este caso es: \$25.978.745

6.0.7. Caso Electrolinería con 16 buses tarifa AT-4.3 sin consumo en Hora Punta

Como ya se había indicado en la subsección 5.3.4, coordinando de manera correcta los recorridos y periodos de carga se puede eliminar el consumo en hora punta de parte de la electrolinería. Con ese cambio se logra llegar a un costo mensual de \$14.833.319 por cargar todos los buses.

6.0.8. Comparación final

Para realizar la comparación final se Considerara los casos de consumo de instalaciones actuales de link y electroterminal con tarifa AT-3. Por otro lado se sumará el uso del electroterminal sin demanda de potencia en HP y el caso de instalaciones de Link con tarifa AT.4-3 con sistema de generación y almacenamiento de energía.

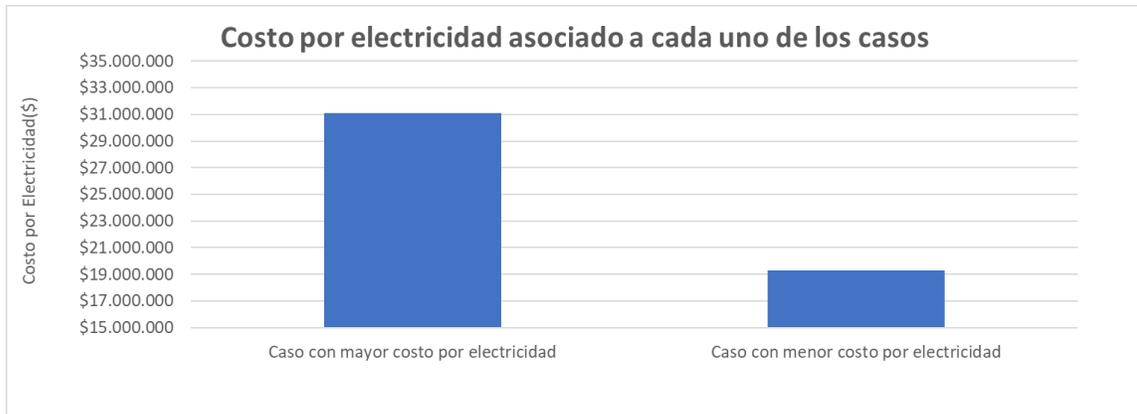


Fig. 6.2: Comparación costos por electricidad para peor y mejor caso

Con la gráfica de la figura 6.2 se puede visualizar de mejor manera que beneficios traen las distintas medidas de gestión energética que se pueden realizar en el futuro consumo de Link Service S.A. La diferencia mensual que puede provocar un uso y coordinación eficiente de la energía en este caso se refleja en cerca de 11 millones de pesos de ahorro mensuales con lo que se demuestra que la suma de distintas medidas son importantes para minimizar lo más posible el pago por electricidad.

7. Conclusión

7.1. Conclusiones Generales

En la presente memoria de título se abordaron diferentes aspectos del actual y futuro consumo eléctrico de la empresa de transporte Link Service S.A.

El primer paso fue analizar el posible consumo de energía que tendrá el electroterminal que se instalará en el recinto de Link, donde se pudo concluir que con el actual modelo tarifario chileno no se puede lograr un ahorro económico por medio de una estrategia de consumo de energía, ya que el costo de esta variable es la misma durante todo el día y es imposible reducirlo dado que de este depende el funcionamiento de los buses eléctricos. Si se quiere lograr una reducción del costo asociado a la carga de los buses que operara la empresa de transporte, se debe optar por tener una programación de recorridos en los que no se necesite demanda de potencia en hora punta, dado que con esa consideración se puede lograr reducir en un gran porcentaje los costos asociados a electricidad por funcionamiento de los cargadores de Vehículos eléctricos.

El consumo eléctrico de las instalaciones actuales de Link Service S.A como talleres mecánicos, oficinas, camarines, entre otros lugares; es muy difícil reducirlo o modificarlo con medidas similares a las planteadas para el caso de la electrolinera, ya que en este depende de factores operacionales y humanos, que dificultarían en demasía una estrategia de eficiencia energética de ese tipo. La alternativa que se puede utilizar para esta situación es el recambio o inclusión de tecnologías energéticas como lo son la generación fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento.

La generación solar aporta directamente a reducir costos asociados al consumo de energía debido a que la opción fotovoltaica al ser generada en el mismo lugar evita algunos cobros asociados a la transmisión de energía. El modelo de negocio ESCO, que es el que tienen algunas empresas relacionadas a la eficiencia energética y las ERNC, permite realizar la implementación de sistemas de generación de energía con una inversión inicial a costo cero, ya que es la empresa instaladora la que ofrece el capital monetario con la condición de pagar de manera periódica esta inversión por medio del ahorro que implica tener los paneles solares en funcionamiento. Una de las desventajas que puede tener esta alternativa de financiamiento es el extenso periodo que duran estos contratos y que en un mercado eléctrico tan versátil que como el que tenemos hoy,

puede no ser ventajoso si en algún momento ocurre algún cambio de tarifas o costos eléctricos. De igual forma son más los beneficios que los riesgos que entrega este modelo de negocio, ya que si no hay grandes cambios en el mercado se reducirán los costos sin hacer nada más que disponer del espacio donde se instalaran los paneles solares.

Un correcto dimensionamiento y uso de un sistema de almacenamiento de energía puede reducir los costos relacionados con la potencia en hora punta, cargo que suele ser responsable de una gran parte del precio total de las facturas eléctricas. De momento para este caso no es recomendable la implementación de sistemas de almacenamiento con baterías nuevas debido al alto costo que mantienen al día de hoy. La opción de utilizar baterías de buses eléctricos fabricados por REM que ya no tengan la capacidad de almacenamiento suficiente para la aplicación de electromovilidad, surge como un gran oportunidad debido a que el costo de estas es sustancialmente menor al de un pack de baterías nuevo y además da la oportunidad de implementar economía circular sobre uno de los elementos más contaminantes del bus. Esto da espacio a un nuevo nicho de negocio basado en almacenamiento con baterías de segunda vida, que además de generar beneficios económicos, sigue con la misión de sobre aportar por medio de la economía circular a un mundo más sostenible.

7.2. Trabajo a Futuro

A partir de todo lo desarrollado en esta memoria de título surgieron los siguientes trabajos a futuro:

- Una vez este instalado el electroterminal y los buses en funcionamiento, se debe programar de mejor manera los recorridos, para así utilizar los buses eléctricos de manera plena sin demandar potencia en hora punta.
- Realizar cambio de tarifa a una que se adapte de mejor forma a los requerimientos de consumo de Link Service S.A.
- Diseñar e implementar sistema de almacenamiento con baterías de buses eléctricos que ya estén en estado de cumplir con su segunda vida útil.
- Investigar con detalle el proceso de reutilización de baterías para pasar de uso en electro-movilidad a aplicaciones de almacenamiento de energía.
- Diseño de Software y Hardware de PDU de paralelización para la conexión de baterías en diferentes estados.

Bibliografía

- [1] M. de Energía de Chile. (2015, Diciembre) Ley 20.805. [Online]. Available: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1074277>
- [2] M. de Energía. de Chile. (2018, Noviembre) Ley 21.118. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1125560&idParte=9968877>
- [3] M. de Energía de Chile. (2016, Julio) Ley 20.936. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1092695&f=2017-02-09>
- [4] S. S. Refaat, O. Ellabban, S. Bayhan, H. Abu-Rub, F. Blaabjerg, and M. M. Begovic. (2021) Energy storage systems as an enabling technology for the smart grid.
- [5] A. D. Bank. (2018, Diciembre) Handbook on battery energy storage system. [Online]. Available: <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/479891/handbook-battery-energy-storage-system.pdf>
- [6] L. Octavio, J. Legarda, J. Luis, and J. Duran-Gomez. (2016, Octubre) Diseño y pruebas experimentales de un prototipo de interfaz de potencia cd-ca para una turbina eólica. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/312085985_DISENO_Y_PRUEBAS_EXPERIMENTALES_DE_UN_PROTOTIPO_DE_INTERFAZ_DE_POTENCIA_CD-CA_PARA_UNA_TURBINA_EOLICA
- [7] C. Valdivia González. (2012, Diciembre) Factibilidad técnico-económica de la instalación de energía solar fotovoltaica en la comuna de pucón. [Online]. Available: <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2012/bmfciv146f/doc/bmfciv146f.pdf>
- [8] N.-A. Joan. (2008, Septiembre) Diseño y realización de un convertidor multinivel cc-cc-ca en cascada para la conexión a red eléctrica de sistemas fotovoltaicos. [Online]. Available: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/5805/Memoria.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [9] M. del Medio Ambiente de Chile. (2020) Capacitación iniciativas sustentables sistema solar fotovoltaico fpa 2020. [Online]. Available: <https://educacion.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/02/Capacitacion-Sistema-Solar-Fotovoltaico.pdf>

- [10] Imeon-Energy. (2020, Noviembre) Inversor solar. [Online]. Available: <https://imeon-energy.es/inversor-solar/>
- [11] CanadianSolar. (2021, Junio) Ficha técnica paneles solares hiku6 mono perc 530 w 550 w. [Online]. Available: <https://www.todosolarchile.cl/wp-content/uploads/2022/01/Ficha-t%C3%A9cnica-panel-solar-Canadian-Solar-540-watt.pdf>
- [12] BloombergNEF. (2019, Marzo) A behind the scenes take on lithium-ion battery prices. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/?sf99676771=1>
- [13] D. de Mantenimiento-Link-Service S.A. (2021, Diciembre) Informe pruebas bus zhong tong modelo lck6129h.
- [14] InfyPower-CoLta. (2021, Julio) Exp180k2-fd fast charger install and maintenance guideline.
- [15] D. Daniel. (2022, Marzo) Eficiencia energética: qué es y cuáles son sus beneficios para la empresa. [Online]. Available: <https://wenuwork.cl/eficiencia-energetica-que-es-y-cuales-son-sus-beneficios-para-la-empresa/>
- [16] A. Paz. (2018, Mayo) Dimensionamiento óptimo y análisis técnico económico de un sistema de almacenamiento de energía. [Online]. Available: <http://repositorio.ucv.cl/handle/10.4151/90647>
- [17] Generadoras de Chile. Sistemas de almacenamiento de energía. [Online]. Available: <http://generadoras.cl/tipos-energia/sistemas-de-almacenamiento-de-energia>
- [18] Departamento de Ingeniería Electrónica, Escuela de Ingenierías Industriales Universidad de Valladolid. (2016, Julio) Sistemas de almacenamiento de energía.
- [19] Sauer, Dirk Uwe and Fuchs, Georg and Lunz, Benedikt and Leuthold, Matthias. (2012, Junio) Technology overview on electricity storage - overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/299425278_Technology_Overview_on_Electricity_Storage_-_Overview_on_the_potential_and_on_the_deployment_perspectives_of_electricity_storage_technologies
- [20] Parada Pino, Matus Marcelo. (201, Noviembre) Aplicaciones técnicas y económicas de sistemas bess en parques eólicos y fotovoltaicos en el sistema eléctrico chileno. [Online]. Available: {<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/152522>},

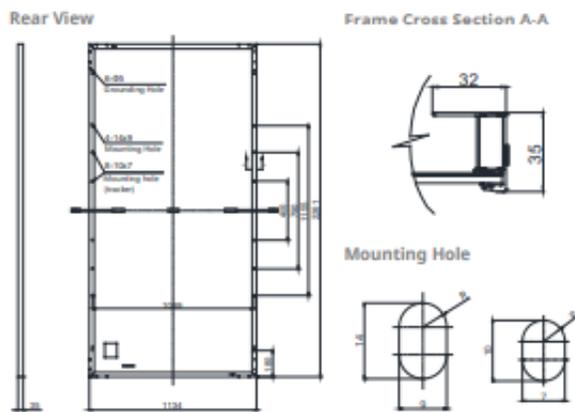
- [21] Littelfuse, Inc. (2018) Battery energy storage systems (bess) demand a comprehensive circuit protection strategy. [Online]. Available: https://www.littelfuse.com/~media/electrical/white-papers/littelfuse_industrial_energy_storage_white_paper.pdf?hsCtaTracking=f89b5d7d-dc45-45da-b050-163c4e72292e%7C0e32238a-e9e2-472d-8bb1-0b63c912af0d
- [22] Autosolar. (2022, Junio) Panel solar 280w policristalino. [Online]. Available: <https://autosolar.es/paneles-de-conexion-a-red/panel-solar-280w-policristalino>
- [23] Ministerio de Energía de Chile. (2017, Agosto) Decreto 11t. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1106886>
- [24] Comisión Nacional de Energía. (2017) Cargos por transmisión. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/cargos-de-transmision/>
- [25] C. N. de Energía. (2017) Cargo por servicio público. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/cargo-por-servicio-publico/>
- [26] CGE. Cge - concepto de facturación. [Online]. Available: <https://www.cge.cl/grandes-clientes/concepto-de-facturacion/#:%7E:text=Cargo%20Demanda%20M%C3%A1xima%20Le%C3%ADda%20de,en%20el%20per%C3%ADodo%20de%20HP.>
- [27] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2020) Instrucción Técnica RGR N°02/2020: Diseño Y Ejecución De Las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas A Redes De Distribución. [Online]. Available: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/11/RGR-N-02-2020-v5-1.pdf>
- [28] M. de Energía de Chile. (2012, Marzo) Ley 20.571. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1038211>
- [29] Solcor Chile. (2022, Junio) Net billing en chile para empresas. [Online]. Available: <https://www.solcorchile.com/net-billing-chile/>
- [30] Solcor Chile. (2022, Junio) Pmgd en chile. [Online]. Available: <https://www.solcorchile.com/pmgd/>
- [31] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2020, Junio) Instrucción técnica rgr n°06/2020. [Online]. Available: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/12/RGR-N-06-2020-v7.pdf>

- [32] Argue, Charlotte. (2020, Julio) What can 6,000 electric vehicles tell us about ev battery health. [Online]. Available: <https://www.geotab.com/blog/ev-battery-health/>
- [33] Kyoritsu Electrical Instruments Works, LTD. (2022, Agosto) Manual de Instrucciones KEW 6315. [Online]. Available: https://www.kew-ltd.co.jp/files/en/manual/6315_IM_92-2397%60_S_L.pdf
- [34] Tesla Energy. (2021) Modelo esco en chile. [Online]. Available: <https://teslaenergy.cl/modelo-esco-chile/>
- [35] Ministerio de Energía and Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile. (2016) Manual del usuario explorador solar. [Online]. Available: http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/doc/Manual_Explorador_Solar.pdf
- [36] La, Phuong-Ha and Choi, Sung-Jin. (2019) Synthesis of balancing topologies for parallel-connected battery cells by principle of duality. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8797272>
- [37] Naumann, Maik and Karl, Ralph and Truong, Cong and Jossen, Andreas and Hesse, Holger. (2015, Junio) Lithium-ion battery cost analysis in pv-household application. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215013235>
- [38] Barymont. (2022, Marzo) ¿Qué es el VAN y el TIR? Diferencias y usos de estos indicadores financieros. [Online]. Available: <https://www.barymont.com/pepepromedio/blog/que-es-el-van-y-el-tir-diferencias-y-usos>
- [39] D. Parada. (2018) Aplicaciones técnicas y económicas de sistemas bess en parques eólicos y fotovoltaicos en el sistema eléctrico chileno. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/152522/Aplicaciones-técnicas-y-económicas-de-sistemas-BESS-en-parques-eólicos-y-fotovoltaicos-en-el-sistema-eléctrico-chileno.pdf?sequence=1>
- [40] P. Cicconi, D. Landi, A. Morbidoni, and M. Germani. (2012). [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6348293/>
- [41] Global Sustainable Electricity Partnership. (2021) 2nd life batteries. [Online]. Available: https://www.globalelectricity.org/content/uploads/GSEP_SecondLifeBatteries.pdf

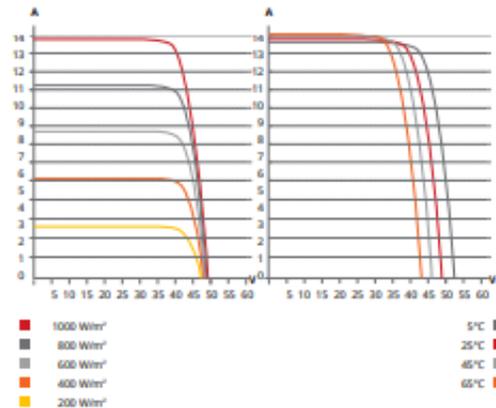
A. Anexos

A.1. Hojas de Datos

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6W-530MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Nominal Max. Power (Pmax)	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	12.96 A	13.02 A	13.08 A	13.14 A	13.20 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V
Short Circuit Current (Isc)	13.80 A	13.85 A	13.90 A	13.95 A	14.00 A
Module Efficiency	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	25 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Nominal Max. Power (Pmax)	397 W	401 W	405 W	409 W	412 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.38 A	10.42 A	10.47 A	10.52 A	10.55 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.1 V	46.3 V	46.5 V	46.7 V	46.9 V
Short Circuit Current (Isc)	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2261 x 1134 x 35 mm (89.0 x 44.6 x 1.38 in)
Weight	27.8 kg (61.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

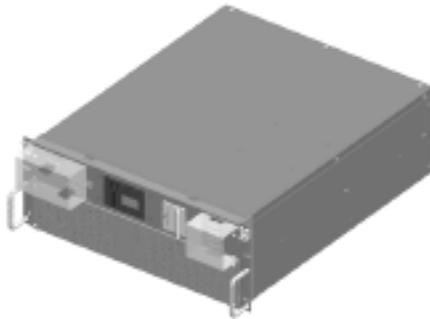
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Fig. A.1: Hoja de Datos Paneles Solares Canadian Solar

Type	XSX150KS
AC side parameter	
Rated capacity	150 kW
Overload	165 kW
On-grid charging mode	
Rated grid voltage	380 Vac
Grid voltage range	330~460Vac
Grid frequency	50Hz
Total harmonic distortion(THD)	<3%
Power factor	≥0.99
off-grid mode	
Rated output voltage	380 Vac
Output voltage accuracy	<3%
Output frequency	50Hz
Output overvoltage	>460 Vac
Output under-voltage	<330 Vac
DC voltage range	
Max DC power	165 kW
DC voltage range	450-800Vdc@600Vdc
Max DC current	250A
DC current ripple	<5%
System	
Max efficiency	96.6%
Temperature	-25~+60°C
Humidity	0~95%,non condensing
Noise	<50dB
Protection	Polarity inverse,short circuit,island efficiency,overheat,overload,ground fault protection
Cooling method	Forced cooling
Protect degree	IP20
Indication	Touching screen
Communication	RS485(MODBUS protocol)

Fig. A.2: Hoja de Datos Inversor Xinyuhua 150kW



- 30kW High power density
- Bi-directional Power Conversion System
- Grid-support functions
- Virtual Synchronous Generator (VSG) technology for parallel off-grid application



Specification

Utility-interactive Mode

Battery charge/discharge voltage	200V~750V (350~750V Full Power)
Battery charge/discharge current	90A Max
AC voltage	400V \pm 10%
AC current	42A
Nominal power	30kW
AC frequency	50Hz
AC PF	Listed: 0.8~1 leading or lagging (Controllable) Actual: 0.1~1 leading or lagging (Controllable)

Stand-alone Mode

Battery discharge voltage	200V~750V (350~750V Full Power)
Battery discharge current	90A Max
AC output voltage	400V(\pm 5% configurable)
AC output current	42A
Nominal AC output power	30kW(33kW max)
AC frequency	50Hz
AC output PF	Listed: 0.8~1 leading or lagging (Load-depend) Actual: 0.1~1 leading or lagging (Load-depend)
Overload Capability	105%~115% 10min; 115%~125% 1min; 125%~150% 200ms

Physical

Cooling	Forced air cooling with replaceable fan module
---------	--

Fig. A.3: Hoja de Datos Inversor Sinexcel 30 kW Parte 2

Noise	<65dB
Enclosure	IP20/NEMA1
Max elevation	3000m/10000feet (> 2000m/6500feet derating)
Operating temp.	-20°C to 60°C (De-rating over 45°C)
Humidity	0~95% (No condensing)
Size (W*H*D)	440*173*596mm
Weight	43kg
Installation	Rack-mounted
Other	
Peak efficiency	97.3%
CEC efficiency	96.5%
Protection	OTP, AC OVP/UVP, OFP/UFP, EPO, AC Phase Reverse, Fan/Relay Failure, OLP, GFDI, Anti-islanding
Configurable protection limits	Upper/Lower AC Voltage/Frequency limit, Battery EOD voltage.
AC connection	3-Phase+N+PE
Isolation	Non-isolation
Compliance	IEC62477-1:2012
	EN62477-1:2012+A11
	IEC62040-1-1: 2002
	EN62040-1-1:2003
	EN61000-6-2:2005
	EN61000-6-4:2007+A1
	AS/NZS 4777.2:2015
	AS 62040.1.1-2003
	VDE-AR-N 4105/08.11
E DIN VDE V 0124-100/10.13	
G59/3-2/09.15	

Fig. A.4: Hoja de Datos Inversor Sinexel 30 kW Parte 1

A.2. Tarifas Eléctricas

Empresa	Comuna	Sector Tarifario	Aéreo o Subterráneo	TARIFAS AT2 - AT3			TARIFAS AT4.1, AT4.2, AT4.3											
				Administración del servicio	Transporte de electricidad	Electricidad consumida	Administración del servicio	Transporte de electricidad	Electricidad consumida									
				Cargo fijo mensual AT2 (\$/cliente)	Cargo por uso del sistema de transmisión (\$/MWh)	Cargo por potencia presente en punta (\$/KWh/mes)	Cargo fijo mensual AT4.1 (\$/cliente)	Cargo fijo mensual AT4.2 (\$/cliente)	Cargo fijo mensual AT4.3 (\$/cliente)	Cargo por uso del sistema de transmisión (\$/MWh)	Cargo por servicio público (\$/KWh)	Carga por energía consumida (\$/KWh)	Carga por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta (\$/KWh/mes)					
CGE DISTRIBUCION	Pencalhue	STXE-14-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.832	10.081.6	7.977.4	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.832	2.900.9	7.180.7
CGE DISTRIBUCION	Penco	STXE-2-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.799	10.312.5	8.143.2	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.799	3.039.4	7.273.1
CGE DISTRIBUCION	Peñafuor	STXD-3-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	12.784	0.508	81.007	10.230.3	8.074.0	1.046.93	1.594.16	1.617.48	12.784	0.508	81.007	3.033.1	7.197.2
CGE DISTRIBUCION	Peñafuor	STXE-3-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.809	10.925.5	8.583.1	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.809	3.407.2	7.518.3
CGE DISTRIBUCION	Peraillo	STXE-4-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.817	10.448.3	8.240.6	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.817	3.120.9	7.327.4
CGE DISTRIBUCION	Peumo	STXE-1-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.818	10.296.4	8.131.6	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.818	3.029.7	7.266.7
CGE DISTRIBUCION	Pichilegua	STXE-1-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	73.791	10.301.1	8.135.1	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	73.791	3.023.6	7.266.5
CGE DISTRIBUCION	Pichilemu	STXE-6-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.792	10.476.3	8.260.7	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.792	3.137.7	7.338.6
CGE DISTRIBUCION	Pinto	STXE-26-A	Aéreo	1.123.98	1.594.16	20.274	0.508	81.776	10.139.2	8.018.8	1.123.98	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.776	2.935.4	7.203.8
CGE DISTRIBUCION	Pirque	STXD-1-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	12.784	0.508	76.438	10.229.8	8.073.7	1.046.93	1.594.16	1.617.48	12.784	0.508	76.438	3.032.8	7.197.0
CGE DISTRIBUCION	Puerto Varadero	STXE-20-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.801	10.091.1	7.984.2	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.801	2.906.6	7.184.5
CGE DISTRIBUCION	Puñuquén	STXE-6-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.833	10.435.2	8.231.2	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.833	3.113.0	7.322.2
CGE DISTRIBUCION	Portezuelo	STXE-26-A	Aéreo	1.123.98	1.594.16	20.274	0.508	81.778	10.166.3	8.038.2	1.123.98	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.778	2.951.7	7.214.6
CGE DISTRIBUCION	Pucón	STXE-2-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.801	10.304.7	8.137.6	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.801	3.034.7	7.270.0
CGE DISTRIBUCION	Puente Alto	STXD-3-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	12.784	0.508	81.003	10.245.1	8.094.7	1.046.93	1.594.16	1.617.48	12.784	0.508	81.003	3.042.0	7.203.1
CGE DISTRIBUCION	Pumahué	STXE-6-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.826	10.449.6	8.241.9	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.826	3.121.6	7.328.0
CGE DISTRIBUCION	Quinta de Tilcoco	STXE-1-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.803	10.312.5	8.143.2	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.803	3.039.4	7.273.1
CGE DISTRIBUCION	Quirihue	STXE-6-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.792	10.451.8	8.243.1	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.792	3.122.9	7.328.9
CGE DISTRIBUCION	Rancagua	STXE-1-A	Aéreo	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.790	10.297.7	8.132.6	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.790	3.030.5	7.267.2
CGE DISTRIBUCION	Rancagua	STXE-1-S1	Subt.1	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.790	13.647.3	10.536.4	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.790	5.040.2	8.607.1
CGE DISTRIBUCION	Rancagua	STXE-1-S2	Subt.2	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.790	10.297.7	8.132.6	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.790	3.030.5	7.267.2
CGE DISTRIBUCION	Rancagua	STXE-1-S3	Subt.3	1.046.93	1.594.16	20.274	0.508	81.790	13.647.3	10.536.4	1.046.93	1.594.16	1.617.48	20.274	0.508	81.790	5.040.2	8.607.1

Fig. A.5: Parte de las tarifas de junio 2022 CGE

A.3. Planillas Excel de Cálculos

T	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
		Año	Generación por año	consumo FV	Energía inyectada	Consumo CGE	Potencia	Potencia HP	Costo con paneles	Costo CGE	Carga fija mensual AT4.3 (\$/cliente)	Carga por uso del sistema de transmisión (\$/kWh)	Carga por servicio público (\$/kWh)	Carga por energía (\$/kWh)	Carga por demanda máxima de potencia contratada o suministrada	Carga por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta	Recargo por lectura en BT	Arriendo medidor(\$)	Inyección(\$/kWh)					
2	3	100%	0	224098	156869	67229.4	459240	142.9	114.4	562.870977	566.368959	1617.48	22.251	0.508	84.507	3.030.50	7.430.30	138.872	2102.73	71.014				
4	4	98%	1	219616.04	153731	65884.812	459699.24	143.0429	114.97	562.080424	565.477302	1593.2178	21.917235	0.50038	83.239995	2985.0425	7318.8455	136788.73	2071.1891	69.94879				
5	5	97%	2	218408.152	152886	65522.446	460158.94	143.18594	115.09	561.210776	564.543006	1568.9556	21.58347	0.49276	81.97179	2989.585	7307.391	134705.66	2039.6481	68.88358				
6	6	97%	3	217316.111	152121	65194.833	460619.1	143.32913	115.2	560.337676	563.606829	1544.6934	21.249705	0.48514	80.704485	2894.1275	7095.9365	132622.88	2008.1071	67.81837				
7	7	96%	4	216229.53	151361	64868.859	461079.72	143.47246	115.32	559.462277	562.668769	1520.4312	20.91594	0.47752	79.49568	2848.67	6984.482	130539.5	1976.5662	66.75316				
8	8	96%	5	215148.383	150604	64544.515	461540.8	143.61593	115.43	558.584577	561.738821	1496.169	20.582175	0.4699	78.168975	2808.2125	6873.0275	128456.42	1945.0253	65.68395				
9	9	96%	6	214072.641	149851	64221.792	462002.34	143.75955	115.53	557.704576	560.786984	1471.9068	20.24841	0.46238	76.90137	2757.755	6761.573	126373.35	1913.4843	64.62374				
10	10	95%	7	213003.278	149102	63900.683	462464.34	143.90331	115.66	556.832275	559.843254	1447.6446	19.914645	0.45466	75.633165	2717.2972	6650.1185	124290.37	1881.9434	63.55753				
11	11	94%	8	211937.566	148336	63581.18	462926.8	144.04721	115.78	555.957673	558.897629	1423.3824	19.58008	0.44704	74.36616	2666.84	6538.664	122207.19	1850.4024	62.49332				
12	12	94%	9	210877.58	147614	63263.274	463389.73	144.19126	115.9	555.090770	557.950106	1399.1202	19.247113	0.43942	73.098555	2621.3825	6427.2095	120124.12	1818.8615	61.42711				
13	13	94%	10	209823.192	146876	62946.958	463855.12	144.33545	116.01	554.161567	557.000681	1374.858	18.91335	0.4318	71.83095	2575.925	6315.755	118041.04	1781.3205	60.3619				
14	14	93%	11	208774.076	146142	62652.223	464316.97	144.47978	116.13	553.270062	556.049353	1350.958	18.579585	0.42418	70.563945	2530.4675	6204.3005	115957.96	1755.7796	59.29669				
15	15	93%	12	207730.206	145411	62319.062	464781.29	144.62426	116.24	552.376257	555.096118	1326.3336	18.24582	0.41656	69.29574	2485.01	6095.846	113874.88	1724.2386	58.23148				
16	16	92%	13	206691.555	144684	62007.466	465246.07	144.76889	116.36	551.480149	554.140873	1302.0714	17.912055	0.40894	68.028135	2439.5525	5961.3915	111791.81	1692.6977	57.16627				
17	17	92%	14	205658.097	143961	61697.429	465711.32	144.91366	116.48	550.574910	553.075866	1277.8092	17.57829	0.40132	66.76953	2394.095	7939.004	109708.73	1661.1567	56.10106				
18	18	91%	15	204629.806	143241	61388.942	466177.03	145.05837	116.59	552.891204	555.326559	1253.547	17.244525	0.3937	65.492923	2348.6375	7975.34	107625.65	1629.6158	55.03385				

Fig. A.6: Planilla excel utilizada para calculo de ahorro con paneles solares

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN – FACULTAD DE INGENIERÍA
RESUMEN DE MEMORIA DE TÍTULO

Departamento: Departamento de Ingeniería Eléctrica

Carrera: Ingeniería Civil Eléctrica

Nombre del memorista: Juan Pablo Barraza Pardo

Título de la memoria: Evaluación de alternativas de suministro eléctrico para instalaciones de Link Service S.A (Reborn Electric Motors)

Fecha de la presentación oral: 18 de Noviembre 2022

Profesor Guía : Dr. Luis García Santander

Profesor Revisor: Ph.D. Leonardo Palma Fanjul

MSc. Ricardo Repenning Bzdigian

Concepto:

Calificación:

Resumen (máximo 200 palabras)

<p>La presente memoria de título estuvo enfocada en el estudio de alternativas de suministro eléctrico, sistemas de almacenamiento y generación de energía, junto con estrategias de consumo para las actuales instalaciones de la empresa Link Service S.A y la futura electrolinera que se instalara en sus dependencias.</p>

<p>Partiendo por el consumo actual de Link Service S.A, se obtuvo que es totalmente recomendable desde el punto de vista económico cambiar de la tarifa actual que se tiene (AT-3) por la tarifa AT-4.3 para así reducir costos por concepto de potencia en hora punta.</p>

<p>Por el lado de la implementación del sistema fotovoltaico, resulta totalmente conveniente desde el punto de vista económico dado que la empresa que ofrece la instalación trabaja con un modelo ESCO, por lo que la inversión inicial es cero y luego la energía consumida de los paneles se pagaría un 20 % menos del valor de los cargos asociados a energía en la tarifa AT-4.3 de CGE Distribución.</p>
--

<p>Respecto al sistema de almacenamiento en base a Baterías se demostró que resulta conveniente económicamente al intentar reducir la demanda de potencia en hora punta utilizando un BESS pero con baterías de segunda vida, debido al alto costo actual del litio.</p>
--