



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

INTRODUCCIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA A LA RED
DE METRO SANTIAGO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

ALBERTO HERNÁN BAEZA BARRERA

PROFESOR GUÍA:
CARLOS BENAVIDES FARÍAS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
WILLIAMS CALDERÓN MUÑOZ
JORGE AMAYA ARRIAGADA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el proyecto FONDEF IT15 I 10.085, a cargo del Centro de Energía y Centro de Modelamiento Matemático.

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: ALBERTO HERNÁN BAEZA BARRERA
FECHA: 2019
PROF. GUÍA: CARLOS BENAVIDES FARIÁS

INTRODUCCIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA A LA RED DE METRO SANTIAGO

Al evaluar el desempeño eléctrico que tiene un tren a lo largo de una línea ferroviaria, es posible observar que se producen picos de potencia eléctrica durante la aceleración. Estos picos se producen durante un corto periodo de tiempo, sin embargo, repercuten directamente en los pagos por el suministro eléctrico. Este problema se ha solucionado de diferentes formas, entre las cuales se encuentran la optimización de las bitácoras de trenes y la introducción de sistemas de almacenamiento de energía. Este último método se ha ido posicionando en los últimos años debido a los decrecientes precios de los sistemas de almacenamiento.

Dado el contexto anterior, en el presente estudio se estudiará la factibilidad técnica y económica de introducir sistemas de almacenamiento de energía en la línea 4 del metro de Santiago. La utilización de estos tienen como objetivo disminuir los costos asociados al pago por potencia, energía eléctrica y emisiones de gases de efecto invernadero. Además, se busca dotar a la línea de metro de un respaldo de energía, el cual pueda asistir al suministro eléctrico en contingencias. Este estudio se realiza en el marco del Proyecto FONDEF IT15 I 10.085, el cual está a cargo del Centro de Energía y el Centro de Modelamiento Matemático.

La metodología utilizada consiste en realizar simulaciones de la dinámica de un tren, para luego utilizar estos resultados en la cuantificación del recorte de potencia para diferentes tipos de tecnologías. Después, esta información es utilizada en conjunto con las características de la línea y los trenes, simulando el desempeño eléctrico de los diferentes escenarios durante un año. Finalmente, utilizando el costo de los sistemas de almacenamiento de energía, los costos del suministro eléctrico y los costos asociados a la emisión de gases de efecto invernadero, se realiza una evaluación económica social, midiendo la rentabilidad y el valor actual neto de los proyectos.

Producto de la evaluación de los tipos de tecnologías de almacenamiento de energía, se selecciona el litio-titanato (LTO) y níquel-metal hidruro (Ni-MH) para el estudio, disponiendo los módulos de almacenamiento de energía a bordo de los trenes. En promedio se obtiene que el tamaño del sistema de almacenamiento de energía por tren es de 180 [kWh], con una potencia de carga/descarga máxima de 2.423,3 [kW].

El estudio arroja que la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía permiten una reducción en promedio del 29,4 % de la potencia máxima desarrollada por la línea, y por consecuencia, una reducción del consumo promedio de energía eléctrica en un 30,2 %. De este modo, se consiguen ahorros en el uso del suministro eléctrico, y en los costos asociados a los gases de efecto invernadero. Finalmente al evaluar económicamente los proyectos en un horizonte de 10 años, se obtiene que todos ellos son socialmente rentables, obteniendo valores actuales netos desde los 7,9 hasta los 12,9 MMUSD.

“Gracias a la vida, que me ha dado tanto...”

Agradecimientos

Mis padres han sido una fuente inagotable de consejos, experiencias y aliento. Ellos me han apoyado en cada momento de esta sinuosa vida, la cual nadie tiene una receta correcta para vivirla. La admiración que siento por ambos es indescriptible, y por ende, les doy el mayor de mis agradecimientos. Luego, quiero hablarle a mis hermanos, quienes llegaron para entregarme su increíble sabiduría. Ambos me han enseñado que la felicidad, las risas y las idioteces son las cosas que quedan al final del día, y que la vida hay que tomarla de la forma más liviana posible.

Quiero agradecer a Carlos Benavides, mi profesor guía, por confiar en este mecánico y por guiarme en este trabajo de investigación. Este proceso, gracias a sus consejos, fue bastante fructífero y me voy agradecido por los conocimientos que he adquirido gracias a usted. De la misma manera, quisiera agradecer tanto al profesor Williams Calderón como al profesor Jorge Amaya, por el apoyo brindado en estos meses de trabajo, en donde gracias a ellos, he conseguido un estudio que cumple las expectativas de todos los involucrados. A modo macro, quiero dar las gracias también al Centro de Energía y al Centro de Modelamiento Matemático por financiar este proyecto a través del FONDEF IT15 I 10.085.

Me gustaría hacer algunas menciones honrosas a quienes durante este proceso universitario se han convertido en gente importante para mi: Mariana, Mauricio, Peter, Tamara, Charlie, Chalo, Pepino, Melissa, Niño Diego, Pez, Machine, Arturo y Clau. Toda esta gente ha llegado a mi vida a mostrarme cuan valiosa es la amistad, y que en la universidad y la vida, el camino es cuantiosamente más importante que la meta. Gracias a todos ellos y espero que sigan las noches de bailes de fornite, karaokes, improvisaciones, podcasts, catanes, trivias de sopas y viajes. Mención especial y agradecimiento infinito a la última persona importante que llegó en mi estadía en la universidad, la Chini. Gracias por acompañarme en este proceso de crecimiento, en donde siempre has tenido un tiempo, dentro de tu apretada agenda, para escucharme e instarme a desafiarme aún más. A por estos días, acabas de comenzar el mismo proceso que yo estoy terminando, y espero devolverte la mano de la misma manera.

La vida, el azar y el apoyo de quienes me rodean, me han dado oportunidades de conocer gente y lugares que nunca pensé en conocer. Producto de aquello, tengo otros amigos que si bien no son de la universidad, son a causa de ella. Entre ellos están Manana, Andrea, Sandro, Pablo, Jose, Rosso, Caro, Alessandra, Adiam, Marzia, Mafalda y Cabezón. Estoy muy contento de poder contarlos como mis amigos. Aún más, dar gracias también a aquellos amigos y amigos/primos que han estado presentes durante toda o gran parte de mi existencia. Gracias por estar siempre apañando Tavi, Krisstian, Mati, Naim, Camilo y Astorga.

Tabla de Contenido

Índice de Tablas	x
Índice de Ilustraciones	xii
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivo general	2
1.1.2. Objetivos específicos	2
1.2. Alcances	2
2. Antecedentes	4
2.1. Estado del Arte	4
2.1.1. Proyecto OSIRIS (Optimal Strategy to Innovate and Reduce energy consumption In urban rail Systems)	4
2.1.2. Estudio de Integración de Inyección de Energía Renovable en Metro de Santiago	5
2.1.3. Estudios y casos sobre la incorporación de frenos regenerativos y almacenamiento de energía en sistemas ferroviarios	5
2.2. Metro de Santiago	7
2.2.1. Línea 4	7
2.3. Modelación de la dinámica de un tren	8
2.3.1. Modelo Quasi-Dinámico longitudinal de un tren	9
2.3.2. Ecuaciones de movimiento	13
2.3.3. Fases de la marcha de un tren	15
2.3.4. Maneras, estrategias y tácticas de conducción	17
2.4. Almacenamiento de energía	18
2.4.1. Tecnologías de almacenamiento de energía	18
2.4.2. Tipos de aplicaciones de sistemas de almacenamiento de energía en trenes	21
2.4.3. Estrategia de recortes de picos de potencia	24
2.5. Modelo de gestión de energía de Metro	27
3. Metodología	29
3.1. Modelación y simulación de la dinámica de un tren en una línea de metro	29
3.1.1. Modelación y cálculos de la dinámica del tren	30
3.1.2. Método para la caracterización del tren y la línea en la simulación	36
3.2. Selección del tipo de aplicación y tecnología del sistema de almacenamiento de energía	38

3.2.1.	Selección del tipo de aplicación	38
3.2.2.	Selección de tecnología de almacenamiento de energía	40
3.3.	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía	42
3.4.	Modelación y simulación del sistema de almacenamiento a bordo en un tren a lo largo de una línea	45
3.4.1.	Estructura general de la simulación	46
3.4.2.	Modelo de recorte de potencia	47
3.4.3.	Degradación del sistema de almacenamiento de energía para un tren	47
3.5.	Simulación de escenarios de almacenamiento de energía para la línea ferroviaria	47
3.5.1.	Descripción general de la simulación	47
3.5.2.	Definición de bitácoras de trenes para los diferentes escenarios	50
3.5.3.	Cálculo de la energía eléctrica consumida anualmente	52
3.5.4.	Cálculo de la degradación anual del sistema de almacenamiento de energía	53
3.6.	Evaluación económica	53
3.6.1.	Consideraciones generales de la evaluación económica	53
3.6.2.	Costos	54
3.6.3.	Beneficios	55
3.6.4.	Flujo de Caja	57
4.	Resultados	58
4.1.	Simulación quasi-dinámica de un tren	58
4.1.1.	Velocidades máximas entre estaciones	58
4.1.2.	Velocidad	59
4.1.3.	Aceleración	61
4.1.4.	Esfuerzo de Tracción	62
4.1.5.	Esfuerzo de Frenado	64
4.1.6.	Potencia de Tracción	66
4.1.7.	Potencia eléctrica demandada al tercer riel	68
4.1.8.	Potencia Eléctrica disponible para Recuperación	69
4.1.9.	Energía demandada al tercer riel	71
4.1.10.	Energía eléctrica disponible para la recuperación	72
4.2.	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía	73
4.2.1.	Dimensionamiento en función de la resiliencia de la línea	73
4.2.2.	Dimensionamiento en función del tamaño del sistema de almacenamiento de energía	74
4.3.	Simulación de los escenarios de almacenamiento de energía para un tren	76
4.3.1.	Escenario Gigacell	76
4.3.2.	Escenario Altairnano	80
4.3.3.	Escenario Toshiba SciB TM	83
4.3.4.	Energía demandada al tercer riel en función del sistema de almacenamiento de energía	89
4.3.5.	Energía eléctrica almacenada proveniente desde los frenos regenerativos en función del sistema de almacenamiento de energía	89
4.4.	Simulación de los escenarios de almacenamiento de energía para la línea 4 del metro de Santiago.	90
4.4.1.	Caso Base	90
4.4.2.	Caso Gigacell	97

4.4.3.	Caso Altairnano	107
4.4.4.	Caso SciB	116
4.4.5.	Energía consumida desde las sub-estaciones rectificadoras	124
4.4.6.	Potencias máximas inyectadas por las sub-estaciones rectificadoras	125
4.4.7.	Degradación anual del sistema de almacenamiento de energía	125
4.4.8.	Degradación anual del sistema de almacenamiento para la flota de trenes	127
4.5.	Evaluación Económica	127
4.5.1.	Costos	127
4.5.2.	Beneficios	128
4.5.3.	Indicadores de rentabilidad	129
5.	Discusión	131
5.1.	Simulación quasi-dinámica de un tren	131
5.2.	Simulación de los escenarios de almacenamiento de energía para un tren	133
5.3.	Simulación de los de los escenarios de almacenamiento de energía para la línea 4 del Metro	134
5.4.	Evaluación Económica	136
5.5.	Trabajos Futuros	137
	Conclusiones	138
6.	Bibliografía	140
	Anexos	144
A.	Características generales del recorrido de la línea 4	145
B.	Cálculo de la degradación anual del sistema de almacenamiento de energía	147
B.1.	Determinación del ciclaje del sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo	148
B.2.	Determinación del ciclaje anual para el conjunto de trenes	148
B.3.	Cálculo de la degradación anual del sistema de almacenamiento de energía para la flota de trenes	151
C.	Especificaciones técnicas de las tecnologías de almacenamiento de energía	152
C.1.	30-K6 Gigacell - Kawasaki (Ni-MH)	152
C.2.	24V 70 Ah Battery module - Altairnano (LTO)	154
C.3.	Toshiba <i>SciBTM</i>	154
D.	Flujos de Caja	155
D.1.	Escenario <i>Gigacell</i>	156
D.2.	Escenario <i>Altairnano</i>	157
D.3.	Escenario <i>Toshiba SciB</i>	158

Índice de Tablas

2.1. Desaceleraciones para trenes según su uso	17
2.2. Características principales de las diferentes aplicaciones de almacenamiento de energía[1].	22
2.3. OBESS desarrollados y comercializados por fabricantes internacionales [2] . .	23
2.4. OBESS desarrollados y comercializados por fabricantes internacionales[2]. . .	24
3.1. Propiedades y métodos de la <i>Clase Tren</i>	37
3.2. Propiedades y métodos de la <i>Clase Línea</i>	38
3.3. Eficiencias del sistema de almacenamiento de energía[3]	40
3.4. Especificaciones técnicas para el módulo de batería Toshiba SCiB™ (LTO) .	41
3.5. Especificaciones técnicas para el módulo de batería Altairnano 24V 70Ah (LTO)	41
3.6. Especificaciones técnicas para el módulo de batería Kawasaki 30-K6 GIGA-CELL (Ni-MH)	42
3.7. Campos de datos tabla bitácora de trenes	49
3.8. Número de trenes en función del horario del día, el mes del año y el tipo de día, para cada día típico.	51
3.9. Headway del sistema en función del horario del día, el mes del año y el tipo de día, para cada día típico.	51
3.10. Horarios de inicio y término para los diferentes	51
3.11. Horario de funcionamiento del metro según el tipo de día.	51
3.12. Campos de datos de tabla para la creación de bitácora de trenes	52
3.13. Cantidad de días para cada día típicos para el año 2017	52
3.14. Precios de los diferentes tecnologías de almacenamiento de energía	54
4.1. Velocidades máximas para los tramos entre estaciones de línea 4 de Santiago	58
4.2. Consumos energéticos entre estaciones para un tren AS02 en la línea 4 de Santiago	71
4.3. Energía eléctrica disponible para la recuperación en función del trayecto . . .	72
4.4. Resultados para el tiempo, potencia máxima y energía máxima consumida en condiciones de resiliencia, en función de la velocidad	73
4.5. Eficiencias de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía	73
4.6. Potencia y energía mínima de los sistemas de almacenamiento de energía para funciones de resiliencia por tren.	74
4.7. Dimensiones y volumen del módulo <i>30-K6 Gigacell</i>	74
4.8. Detalles técnicos del paquete de módulos de batería <i>Altairnano 24 70Ah</i> . .	74
4.9. Detalles técnicos del paquete de módulos de batería <i>Toshiba SciB™</i>	75

4.10. Características de los paquetes de módulos de baterías según el tipo de almacenamiento de energía	75
4.11. Energía demandada al tercer riel en función del sistema de almacenamiento de energía	89
4.12. Energía eléctrica almacenada proveniente desde los frenos regenerativos	90
4.13. Consumo de energía desde las sub-estaciones rectificadoras en función del día típico y del caso de almacenamiento simulado	124
4.14. Energía anual inyectada a la línea para los diferentes escenarios simulados	125
4.15. Potencias máximas desarrolladas por la línea para fines de costos, en función del día típico y del caso de almacenamiento	125
4.16. Degradación anual para una flota de trenes en función de la tecnología de almacenamiento de energía	127
4.17. Costos del sistema de almacenamiento de energía	127
4.18. Costos de instalación de los sistemas de almacenamiento de energía	128
4.19. Ahorros por reducción de energía consumida	128
4.20. Ahorros por reducción de potencia máxima desarrollada	128
4.21. Costos anuales en electricidad y ahorros para los diferentes escenarios de simulación	129
4.22. Emisiones anuales de gases de efecto invernadero	129
4.23. Costos anuales de las emisiones de gases de efecto invernadero	129
4.24. Indicadores de rentabilidad de los escenarios de simulación	130
A.1. Características generales del recorrido de la línea 4 - Tramo entre Estación Tobalaba y Plaza de Puente Alto	145
A.2. Características generales del recorrido de la línea 4 - Tramo entre Estación Plaza de Puente Alto y Tobalaba	146
B.1. Horas de operación por tren para cada periodo del día, y para los diferentes días típicos.	150
B.2. Detalle de los tiempos totales de operación de la flota de trenes	150
B.3. Tiempo anual de operación de los trenes para cada día típico	150

Índice de Ilustraciones

2.1. Diagrama de la red de Metro	8
2.2. Diagrama de cuerpo libre para un tren genérico	10
2.3. Diagrama de Esfuerzo de Tracción en función de la velocidad para el sistema de transporte de Bangkok [3].	12
2.4. Diagrama de Esfuerzo de Frenado en función de la velocidad de un tren del sistema de transporte de Bangkok [3]	12
2.5. Perfiles de velocidades típicos para la marcha de un tren	16
2.6. Diagrama de frenado mediante la distancia crítica de frenado	17
2.7. Diagrama de Ragone para tecnologías de almacenamiento de energía[4]	19
2.8. Aplicaciones de sistemas de almacenamientos en el sector ferroviario	22
2.9. Funcionamiento del SESS	23
2.10. Flujo de potencia durante la operación de un tren equipado con OBESS	24
2.11. Flujo de potencia durante la operación de un tren equipado con OBESS	25
2.12. Diagrama de flujo del algoritmo de carga del OBESS	26
2.13. Diagrama de flujo del algoritmo de descarga del OBESS	27
2.14. Representación nodal de línea de tracción DC	28
2.15. Circuito equivalente del suministro de la potencia de tracción DC	28
3.1. Etapas del estudio	29
3.2. Diagrama de Flujo de la simulación quasi-dinámica de un tren para un tramo.	35
3.3. Diagrama de Flujo de la simulación quasi-dinámica de un tren a lo largo de una línea.	36
3.4. Diagrama de bloques del sistema de almacenamiento de energía a bordo de un tren, sistema traccionador y servicios auxiliares	39
3.5. Disposición del OBESS Gigacell en tren SWIMO	44
3.6. Módulo de baterías Gigacell bajo un asiento del tren SWIMO	44
3.7. Altura de las estaciones sobre el nivel del mar en función de la distancia recorrida	46
3.8. Diagrama de flujo del modelo de recorte de potencia	48
3.9. Funcionamiento del SESS	49
3.10. Diagrama de flujo de la simulación de una línea usando el <i>modelo de gestión de energía de metro</i>	50
4.1. Velocidad de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobaraba y Plaza de Puente Alto.	59
4.2. Velocidad de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobaraba.	60

4.3. Velocidad de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón.	60
4.4. Aceleración de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba - Plaza de Puente Alto.	61
4.5. Aceleración de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto - Tobalaba.	61
4.6. Aceleración de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón.	62
4.7. Esfuerzo de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto.	63
4.8. Esfuerzo de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba.	63
4.9. Esfuerzo de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón.	64
4.10. Esfuerzo de frenado de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto.	65
4.11. Esfuerzo de frenado de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba.	65
4.12. Esfuerzo de frenado de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza Egaña y Los Orientales.	66
4.13. Potencia de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto.	66
4.14. Potencia de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba.	67
4.15. Potencia de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón.	67
4.16. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto.	68
4.17. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba.	68
4.18. Potencia eléctrica demandada a las sub-estaciones por un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón.	69
4.19. Potencia eléctrica disponible para recuperación de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto.	69
4.20. Potencia eléctrica disponible para recuperación de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba.	70
4.21. Potencia eléctrica disponible para recuperación de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón.	70
4.22. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Gigacell).	76
4.23. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Gigacell).	77
4.24. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón (Caso Gigacell).	77
4.25. Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Gigacell).	78

4.26. Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Gigacell).	78
4.27. Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón (Caso Gigacell).	79
4.28. Estado de carga del sistema de almacenamiento <i>Gigacell</i> en función de tiempo, para el trayecto <i>Tobalaba-Plaza de Puente Alto</i>	79
4.29. Estado de carga del sistema de almacenamiento <i>Gigacell</i> en función de tiempo, para el trayecto <i>Plaza de Puente Alto-Tobalaba</i>	80
4.30. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Altairnano).	80
4.31. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Altairnano).	81
4.32. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón (Caso Altairnano).	81
4.33. Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Altairnano).	82
4.34. Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Altairnano).	82
4.35. Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón (Caso Altairnano).	83
4.36. Estado de carga del sistema de almacenamiento <i>Altairnano</i> en función de tiempo, para el trayecto <i>Tobalaba-Plaza de Puente Alto</i>	84
4.37. Estado de carga del sistema de almacenamiento <i>Altairnano</i> en función de tiempo, para el trayecto <i>Plaza de Puente Alto-Tobalaba</i>	84
4.38. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Toshiba SciB TM).	85
4.39. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Toshiba SciB TM).	85
4.40. Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón (Caso Toshiba SciB TM).	86
4.41. Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Toshiba SciB TM).	86
4.42. Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Toshiba SciB TM).	87
4.43. Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón (Caso Toshiba SciB TM).	87
4.44. Estado de carga del sistema de almacenamiento <i>Toshiba SciB</i> en función de tiempo, para el trayecto <i>Tobalaba-Plaza de Puente Alto</i>	88

4.45. Estado de carga del sistema de almacenamiento <i>Toshiba SciB</i> en función de tiempo, para el trayecto <i>Plaza de Puente Alto-Tobalaba</i>	88
4.46. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día laboral típico del mes de Enero (Caso Base).	91
4.47. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico del mes de Enero (Caso Base).	91
4.48. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día laboral típico del mes de Febrero (Caso Base).	92
4.49. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico del mes de Febrero (Caso Base).	92
4.50. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).	93
4.51. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).	93
4.52. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico en los meses de Enero y Febrero (Caso Base).	94
4.53. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en los meses de Enero y Febrero (Caso Base).	95
4.54. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).	95
4.55. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).	96
4.56. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico en los meses de Enero y Febrero (Caso Base).	96
4.57. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en los meses de Enero y Febrero (Caso Base).	97
4.58. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).	98
4.59. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).	98
4.60. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Enero (Caso Gigacell).	99
4.61. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Enero (Caso Gigacell).	99
4.62. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Febrero (Caso Gigacell).	100

4.63. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Febrero (Caso Gigacell)	101
4.64. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)	101
4.65. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)	102
4.66. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Gigacell)	102
4.67. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Gigacell)	103
4.68. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)	104
4.69. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)	104
4.70. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)	105
4.71. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Gigacell)	106
4.72. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)	106
4.73. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)	107
4.74. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Enero (Caso Altairnano).	108
4.75. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Enero (Caso Altairnano).	108
4.76. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Febrero (Caso Altairnano).	109
4.77. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Febrero (Caso Altairnano)	109
4.78. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)	110

4.79. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)	111
4.80. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Altairnano)	111
4.81. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Altairnano)	112
4.82. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)	112
4.83. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)	113
4.84. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)	114
4.85. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Altairnano)	114
4.86. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)	115
4.87. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)	115
4.88. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Enero (Caso SciB).	116
4.89. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Enero (Caso SciB).	117
4.90. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Febrero (Caso SciB).	117
4.91. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Febrero (Caso SciB)	118
4.92. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)	119
4.93. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)	119
4.94. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso SciB)	120

4.95. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso SciB)	120
4.96. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)	121
4.97. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)	122
4.98. Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)	122
4.99. Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso SciB)	123
4.100 Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)	123
4.101 Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)	124
B.1. Ciclaje del sistema de almacenamiento para el caso Altairnano.	149
C.1. Especificaciones técnicas 30-K6 Gigacell - Kawasaki (Ni-MH)	152
C.2. Especificaciones técnicas 24V 70 Ah Battery module - Altairnano (LTO) . .	153
C.3. Especificaciones técnicas Toshiba <i>SciBTM</i>	154

Capítulo 1

Introducción

La necesidad de un sistema de transporte eficiente y sustentable se ha convertido en una real necesidad en estos días. Esto se puede ver reflejado en el espíritu de Metro, quienes tienen como misión el “Garantizar, como empresa protagonista del transporte público integrado, una experiencia de viaje segura y confiable, con eficiencia y sostenibilidad, contribuyendo a una mejor ciudad.”[5]. Es así como este año, el Gobierno de Chile ha anunciado que a partir del año 2018 un 76 % de la energía utilizada por Metro provendrá de Energías Renovables No convencionales (ERNC).

En esta vía, durante el último tiempo distintas entidades se han preocupado de investigar al respecto, desarrollando así modelos y estrategias, que ayuden a comprender y a optimizar el consumo de energía en los sistemas ferroviarios urbanos. En esta vía, el Centro de Modelamiento Matemático y el Centro de Energía, ambas entidades parte de la Universidad de Chile, han trabajado en conjunto con instituciones internacionales en el desarrollo de modelos que predigan el comportamiento de las diferentes variables involucradas en el movimiento del tren. El Centro de Energía ha trabajado además con el Centro de Investigación de Energía Solar, pudiendo determinar los beneficios que tendría la inyección de energía solar en estaciones, producto de la disposición de placas fotovoltaicas en las líneas y estaciones.

Por otro lado, el uso de sistemas de almacenamiento de energía, y frenos regenerativos dentro de sistemas ferroviarios ha ido en aumento durante el último tiempo, teniendo varios casos en donde modelos han sido aplicados a situaciones reales, obteniendo beneficios tanto en el consumo de energía, como en la disminución de la huella de carbono [6, 7, 8, 9, 10, 11]. Sin embargo, la sinergia entre estos elementos de innovación tecnológica aún no ha sido alcanzada. La incorporación de estos elementos a una línea ferroviaria, puede significar un aumento en la resiliencia de la línea, disminuyendo los tiempos del corte del suministro, y por ende, aumentando la confiabilidad. Lo anterior, en conjunto con la baja acelerada de los costos de las baterías en los últimos años[12], tornan atractiva esta área del conocimiento.

Es por esto, que este trabajo de título busca dilucidar y cuantificar los beneficios de la incorporación de diversos escenarios de almacenamiento de energía, en el contexto de la recuperación de energía a través de frenos, todo esto enmarcado en el Metro de Santiago. Además, se busca también estudiar los costos y beneficios tanto en la reducción de potencia,

como de energía y/o la reducción de cortes del suministro, pudiendo de esta manera, entregar un servicio con una mayor confiabilidad y disponibilidad de funcionamiento.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

El objetivo general del presente estudio es analizar la factibilidad técnica y económica de introducir sistemas de almacenamiento de energía a la línea 4 del Metro de Santiago.

1.1.2. Objetivos específicos

- Simular el comportamiento de un tren a lo largo de la línea 4, obteniendo como resultado las curvas de velocidad, potencia en función del tiempo, y energía consumida en el trayecto.
- Modelar el comportamiento de un sistema de almacenamiento de energía genérico, el cual integre la reutilización de energía proveniente de los frenos regenerativos.
- Simular diferentes escenarios de almacenamiento de energía, utilizando distintos tipos de tecnologías y arreglos, obteniendo de este modo información de la potencia demandada a la línea.
- Simular la demanda agregada de potencia y calcular la energía que consume la línea 4 durante un periodo de tiempo, pudiendo de esta manera contrastar los escenarios de almacenamiento de energía con la situación actual.
- Realizar una evaluación económica que permita cuantificar los costos y beneficios de los escenarios de almacenamiento de energía, considerando que existe una reducción de pago por potencia, energía, emisiones de gases de efecto invernadero y un incremento de la confiabilidad del sistema, al disminuir los tiempo de corte del suministro eléctrico.

1.2. Alcances

Los alcances de esta memoria comprenden que:

- El estudio esta contextualizado en la línea 4 del metro de Santiago.
- El análisis técnico comprende el estudio del comportamiento del almacenamiento de energía, así como la factibilidad de situar la tecnología en donde se requiera.
- La simulación del conjunto de trenes se realiza mediante el modelo de gestión de energía en Metro.

- El análisis económico se realizará en base a la valorización de la energía, potencia requerida y costos de implementación, en un horizonte común entre las diferentes tecnologías.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Estado del Arte

Para contextualizar, se presenta primeramente un barrido por diferentes estudios realizados, y sus resultados a nivel macro, con la intención de esclarecer el estado del arte de los modelos de sistemas ferroviarios.

2.1.1. Proyecto OSIRIS (Optimal Strategy to Innovate and Reduce energy consumption In urban rail Systems)

El Centro de Modelamiento Matemático de la Universidad de Chile (CMM), durante el periodo comprendido entre Enero del 2012 y Marzo del 2015, participó en el desarrollo del proyecto OSIRIS (Optimal Strategy to Innovate and Reduce energy consumption In urban rail Systems)¹[13]. En este proyecto participaron 17 entidades, entre universidades y empresas, que en su mayoría son europeas. Este proyecto tuvo como resultado el desarrollo de diversos modelos como:

- Modelo de curvas eficientes de velocidad
- Modelo de fuerzas y tracción
- Modelo de balance de energía
- Modelo del interior del carro
- Modelo termal

Estos modelos se validaron por empresas de renombre en la industria del desarrollo de tecnología relacionada al transporte².

¹Traducción al español: Estrategia óptima para innovar y reducir el consumo de energía en los sistemas ferroviarios urbanos

²Siemens, Aiston, Ansaldo, entre otras.

2.1.2. Estudio de Integración de Inyección de Energía Renovable en Metro de Santiago

En el año 2014, un equipo conformado por investigadores del Centro de Energía de la Universidad de Chile (CE) y del Centro de Investigación de Energía Solar (SERC)³ realizan un estudio de la integración de energía solar en la planificación y operación de transportes urbanos, tomando el caso del Metro de Santiago realizado por el CMM. La inyección de energía solar se considera a través de la generación de energía mediante celdas fotovoltaicas, dispuestas en estaciones y vías del tramo del Metro de Santiago, ya estudiado por el CMM.

Este estudio da como resultado que la instalación de las celdas fotovoltaicas podrían colaborar desde 63 a 170 [GWh] de energía al año, recuperando la inversión efectuada entre 5 y 7 años, lo cual implica que este proyecto podría ser capaz de proporcionar entre el 16 y 43% de la demanda total de la matriz de metro, reduciendo así entre el 15 y 40% de las emisiones de CO_2 . Cabe mencionar, que dado el contexto actual del Metro de Santiago, y su amplio uso de energías renovables en su operación, las cifras de reducción de las emisiones de CO_2 estimadas en ese entonces, pueden diferir de las actuales.

Este estudio fue sustentado gracias a un fondo al desarrollo científico y tecnológico, entregado por el Gobierno de Chile.

2.1.3. Estudios y casos sobre la incorporación de frenos regenerativos y almacenamiento de energía en sistemas ferroviarios

2.1.3.1. Metro de París

La aplicación de una Micro-Red en corriente continua, con la idea de poder hacer uso de la energía recuperada por frenos regenerativos, fue implementada en la línea 13 del Metro de París. Esta energía recuperada se utiliza para satisfacer la demanda energética de sistemas auxiliares de la red de Metro, como lo es la iluminación y escaleras mecánicas, así como también para proveer de energía a buses y vehículos eléctricos. No se incorpora la utilización de energía solar. Este caso es abordado en [14].

2.1.3.2. Sistema de transporte de Pennsylvania

La utilización de un sistema de almacenamiento de energía en el sistema de transporte administrado por la Autoridad de transporte del Sudeste de Pennsylvania (SEPTA)⁴ es estudiada en [15]. Producto de este estudio, se obtiene que la introducción de sistemas de almacenamiento que funcionen en paralelo con los sistemas tradicionales, pueden ayudar a reducir en un 10% la demanda de energía. La energía almacenada proviene de los frenos regenerativos, y no se considera la inyección de energía solar.

³Solar Energy Research Center

⁴Southastern Pennsylvania Transportation Authority

2.1.3.3. Optimización de partidas y paradas de los trenes de Metro

En [16], se propone una optimización para las partidas y paradas de los trenes de Metro, la cual trae como consecuencia una reducción del consumo de energía, debido a la utilización de la energía recuperada por parte de los frenos regenerativos. El modelo fue aplicado en el Metro de Beijing y se obtuvieron disminuciones de un 7 % en la energía utilizada. Este modelo se basa solo en una optimización de la coordinación de trenes, y no se incluye almacenamiento de energía ni inyección de energías renovables no convencionales.

2.1.3.4. Sistema de almacenamiento de energía y condensadores

La incorporación de sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías de Litio-ion (Li-ion) en líneas de Metro, en conjunto con la utilización de frenos regenerativos y condensadores, es estudiado en [17]. Este tipo de arreglo, que fue modelado en MATLAB, trae consigo reducciones de energía de un 30 %. Tampoco se analiza la incorporación de inyección de energía solar a la matriz energética.

2.1.3.5. Reemplazo de trenes a Diésel por trenes eléctricos con sistema de Batería Eléctrica de unidades múltiples en Dar es Salaam, Tanzania

En [10], se estudia la incorporación de baterías eléctricas de múltiples unidades, frenos regenerativos, y puntos de carga en estaciones estratégicas, como opción para dejar de lado los trenes que funcionan en base a Diésel. Se encuentra que el consumo de combustible y la producción de dióxido de carbono se reduce en un 86.67 % y 64.96 % respectivamente.

2.1.3.6. Sistema de acumulación de carga rápida (ACR) de Construcciones y Auxiliar de Ferrocarriles S.A. (CAF)

El ACR de CAF es un sistema de almacenamiento a bordo de un tranvía. Es utilizado para acumular la energía de frenado con un ahorro de energía de hasta el 30 %, y un sistema de carga rápida en paradas. En este momento existen dos tipos de tecnologías: Evodrive y Freedrive.

El Evodrive es un sistema de acumulación de energía embarcado que se basa en el uso de supercondensadores, permitiendo almacenar la energía recuperada por los frenos, y de esta manera aumentando la eficiencia del tren. Sin embargo, debido a la madurez de la tecnología de supercondensadores, hasta el momento sólo es posible recorrer una distancia de hasta 100[m]. Esto se debe que los supercondensadores poseen una densidad energética menor a que la mayoría de las baterías. El equipamiento del ACR Evodrive cuenta de un convertidor DC/DC, el cual otorga el control de carga y descarga del supercondensador, y de un módulo de supercondensador.

Por otro lado el Freedrive, es un sistema de acumulación de energía a bordo, que además

de utilizar los supercondensadores, utiliza baterías, aumentando de esta forma el rango de operación a 1400 [m]. La idea detrás del Freedrive se plantea que la combinación de estas dos tecnologías, permite que se pueda almacenar una gran cantidad de energía, gracias a las baterías, y que además, se pueda disponer de una gran potencia y una carga rápida, gracias a los supercondensadores. El equipamiento del ACR Freedrive cuenta al igual que el Evodrive con un convertidor DC/DC, pero la diferencia radica en que este posee 4 módulos de supercondensadores y 1 módulo de baterías.

2.2. Metro de Santiago

Metro S.A. es una empresa pública que forma parte del Sistema de Empresas (SEP), la cual fue creada por la Corporación de Fomento a la producción (CORFO), y que es dependiente del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo. El principal inversor de esta institución es el Estado de Chile, agrupando un total de 22 compañías [18]. Junto con responder a las obligaciones de ser una empresa SEP, Metro se rige por las normas de las sociedades anónimas abiertas. El negocio principal de Metro es la operación y construcción del sistema ferroviario urbano en la ciudad de Santiago, abarcando mas del 60 % de todos los viajes realizados por el transporte público en la Región Metropolitana.

Al día de hoy, y después de 42 años de operaciones interrumpidas, Metro tiene en funcionamiento 5 líneas y 118 kilómetros de recorrido, siendo el segundo metro más extenso de Latinoamérica y el 25° a nivel mundial. Diariamente por la red de Metro se trasladan más de 2,5 millones de personas, teniendo presencia en 23 comunas del Gran Santiago. Se espera que al 2027, Metro pueda poseer un trazado de 175 kilómetros en su red, pudiendo llegar a 31 comunas y beneficiando a 6.1 millones de habitantes.

En la Figura 2.1 se presenta la red ferroviaria que posee actualmente, con su líneas y estaciones correspondientes. En particular para este estudio, se centra la atención en la línea 4.

2.2.1. Línea 4

La línea 4 se comienza a construir el año 2002, teniendo como objetivo conectar la comuna de Providencia con Puente Alto. En el año 2005 se inauguran dos tramos de esta línea, entre Tobalaba y Grecia, y entre Vicente Valdés y Plaza de Puente Alto. Posteriormente, en el año 2006 se añaden las estaciones Los Presidentes, Quilín, Las Torres, Macul y Vicuña Mackenna. Finalmente, en el año 2009 se agrega la estación San José de la Estrella, completando de esta manera un total de 23 estaciones y con una extensión de 24,7 kilómetros.

En cuanto a las características generales de la línea, se tiene que su electrificación se realiza mediante la alimentación de 750[Vcc] por un tercer riel. Este voltaje continuo se logra mediante las subestaciones de rectificación, las cuales son alimentadas en 20[kV_{AC}]. El control de tráfico de los trenes se realiza de manera automática, al igual que la conducción de estos.

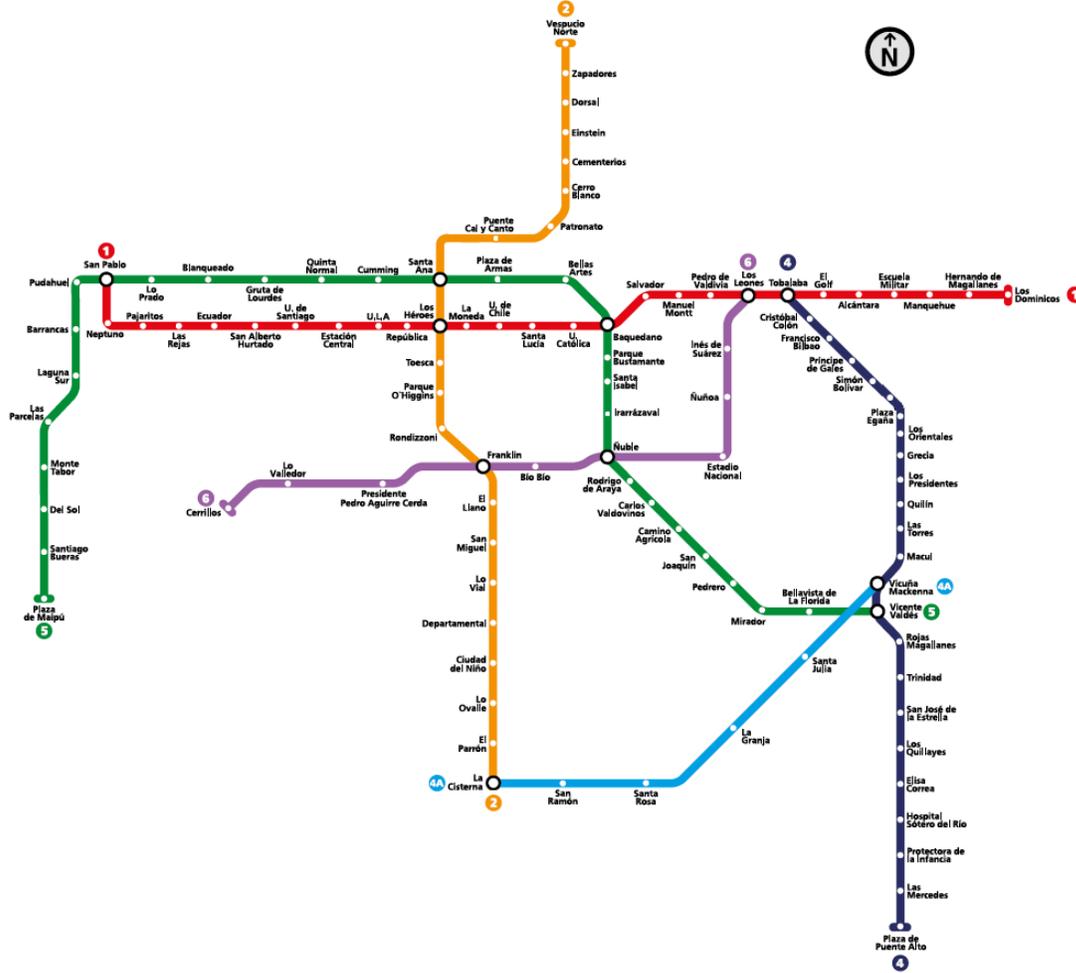


Figura 2.1: Diagrama de la red de Metro

Los trenes utilizados en esta línea son los Alstom AS02 y el sistema de rodados es sobre acero [19].

2.3. Modelación de la dinámica de un tren

Los modelos de la dinámica del tren son generalmente divididos en longitudinales, laterales y verticales. Los modelos longitudinales son aquellos que intentan predecir las fuerzas comprendidas en el problema, así como la relación que existe entre velocidad, distancia y tiempo. Los modelos laterales son aquellos que combinan la interacción de la fuerza riel-rueda con la fuerza centrípeta en los diferentes elementos que componen el vehículo, siendo el estudio de estabilidad en el plano lateral, el principal objetivo de este tipo de modelación. Los modelos verticales son los que se utilizan con el fin de estudiar la estabilidad del tren en plano vertical durante su operación[20].

A continuación se introducen los conceptos de dinámica, quasi-dinámica, quasi-estática y estática, para explicar la filosofía que se utiliza para construir el modelo. En un modelo

dinámico, cada uno de los elementos que componen un sistema físico (masas, resortes, inercias, etc.) son tomados en cuenta minuciosamente de modo de obtener resultados precisos en la descripción de un sistema físico. En un modelo estático, sólo se toman en cuenta las fuerzas estáticas. Por ejemplo, mientras un tren desciende sobre una cuesta, el peso del tren genera fuerzas longitudinales sin consideración del movimiento dinámico. En este caso, se dejan de lado las posibles implicancias que pueda tener la inercia del sistema de carros. Por otro lado, en un modelo quasi-estático, se aplica una estimación de las fuerzas dinámicas longitudinales. Finalmente, en un modelo quasi-dinámico, se intenta tomar en cuenta algunos fenómenos que ocurren durante la operación del tren. Este modelo trata de dar cierta estimación de las fuerzas dinámicas, usualmente mediante un método empírico.

2.3.1. Modelo Quasi-Dinámico longitudinal de un tren

Teniendo en cuenta los objetivos del presente estudio, el modelo longitudinal quasi-dinámico es el que se ajusta de mejor manera a este caso. Un modelo longitudinal permite que se pueda obtener información del movimiento del tren a lo largo de la vía, mientras que la ventaja de un modelo quasi-dinámico es que se pueden incluir las fuerzas dinámicas de manera aproximada, sin tener que describir detalladamente el problema. Por otro lado, este tipo de modelación es el más utilizado en estudios de similares características[3, 21]. Este tipo de modelación, adopta las siguientes consideraciones:

1. Los vagones de cada vehículo son rígidos.
2. Controles de alineación son despreciados.
3. Dos vagones adyacentes son conectados por acopladores rígidos.
4. Los esfuerzos dinámicos de tracción y frenado son representados por segmentos de curvas polinómicas para cada rango de velocidad en interés.
5. Cada vehículo posee un grado de libertad.
6. Todos los vagones dentro de un mismo tren, poseen la misma aceleración.

Teniendo estas consideraciones sobre la modelación, el desempeño del movimiento de un tren eléctrico es calculado en base a las leyes del movimiento de Newton, en donde se toman en cuenta las fuerzas involucradas, las restricciones de velocidad, los modos de operación, entre otros factores [3]. La fuerza neta aplicada al tren se observa en la Ecuación 2.1, en donde M_{eff} corresponde a la masa efectiva del tren y α a la aceleración.

$$F = M_{eff}\alpha \tag{2.1}$$

Tal como se menciona, el movimiento del tren se ve condicionado por las fuerzas presentes, las cuales pueden ser de oposición o de tracción. Estas fuerzas se pueden observar en la Figura 2.2.

Aplicando la segunda ley de Newton, el movimiento del tren en función de fuerzas de oposición y de tracción se expresa en la Ecuación 2.2, en donde F_T corresponde al esfuerzo de tracción y F_R a las fuerzas de resistencia al movimiento del tren.

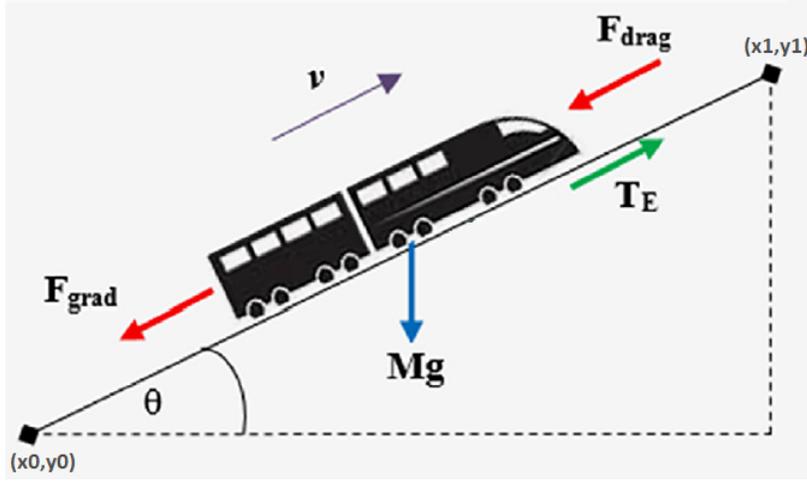


Figura 2.2: Diagrama de cuerpo libre para un tren genérico

$$F = F_T - F_R = M_{eff}\alpha \quad (2.2)$$

A continuación, se presentan los elementos que se toman en cuenta al describir el comportamiento del tren mediante la segunda ley de Newton.

2.3.1.1. Fuerzas de resistencia F_r

Al considerar la dinámica del tren existen fuerzas asociadas a la oposición del movimiento, entre las cuales se deben considerar las fuerzas de resistencia al rodado y de resistencia aerodinámica. La totalidad de estas fuerzas puede ser representada por una ecuación unificada, denominada "Ecuación de David"[22][21]. La ecuación genérica de David se observa en la Ecuación 2.3, donde $v[m/s]$ corresponde a la velocidad del vehículo y los coeficientes $A[N]$, $B[Ns/m]$ y $C[Ns^2/m^2]$ son las constantes llamadas coeficientes de David, las que dependen del tipo y características del equipo tractor.

$$F_r(v) = A + Bv + Cv^2 \quad (2.3)$$

Los coeficientes se pueden obtener mediante datos empíricos y fórmulas ajustadas para diferentes tipos de operación[23].

2.3.1.2. Fuerzas en gradiente F_{grad}

La fuerza en gradiente corresponden a la componente del peso del tren que actúa a lo largo de una ruta que posee pendiente. De la Figura 2.2 se puede observar que la fuerza en gradiente queda determinada por la Ecuación 2.4[10], en donde $M[kg]$ representa la masa del tren, $g[m/s^2]$ la constante de gravitación ($9,81 [m/s^2]$), y (x_0, y_0) y (x_1, y_1) los puntos de inicio y fin de la trayectoria del tren respectivamente.

$$\begin{aligned}
F_{grad} &= Mg \sin \theta \\
&= Mg \sin \left(\arctan \left(\frac{y1 - y0}{x1 - x0} \right) \right)
\end{aligned}
\tag{2.4}$$

2.3.1.3. Esfuerzo de tracción F_T

El tren mediante el uso de sus motores genera un esfuerzo de tracción, el que cumple la función de suplir las fuerzas de oposición, además de otorgar la fuerza necesaria para producir una aceleración positiva cuando se requiera. El esfuerzo de tracción se define por tres variables características de cada tren[23]:

- Velocidad máxima del vehículo.
- Fuerza de tracción limitada por la adherencia.
- Fuerza de tracción a potencia constante.

En la Figura 2.3, se observa una curva de esfuerzo de tracción en función de la velocidad, para un tren del sistema de transporte de Bangkok[3]. La forma de esta curva es la habitual para los trenes, se caracteriza porque a bajas velocidades se utiliza el máximo esfuerzo de tracción, teniendo como restricción el límite de adherencia de las ruedas con el carril. Luego, se suministra torque constante hasta que a cierta velocidad se abandona este comportamiento. Una vez abandonado este régimen, se comienza a desarrollar una potencia constante. De esta manera, el esfuerzo de tracción empieza a comportarse de manera inversamente proporcional a la velocidad, debido a que la potencia es proporcional al producto entre la velocidad y el esfuerzo de tracción.

2.3.1.4. Esfuerzo de frenado F_{brake}

Dado que los motores del tren corresponden a máquinas eléctricas rotativas, estos poseen la dualidad motor/generador. De esta forma, cuando se necesite entrar en régimen de frenado, es posible que los motores funcionen como generadores de energía, teniendo implicancia directa la disminución de velocidad del tren. Además de este tipo de frenado eléctrico, los trenes poseen frenos del tipo mecánico, los cuales apoyan el funcionamiento de los frenos anteriormente nombrados.

En la Figura 2.4 se pueden observar las curvas de esfuerzo de frenado eléctrico y mecánico, para un tren del sistema de transporte de Bangkok [3].

2.3.1.5. Masa Efectiva del tren M_{ef}

La inercia rotacional de los elementos rodantes en el tren deben tomarse en cuenta, de modo que se pueda calcular de manera apropiada la aceleración del tren [3]. Esto es hecho

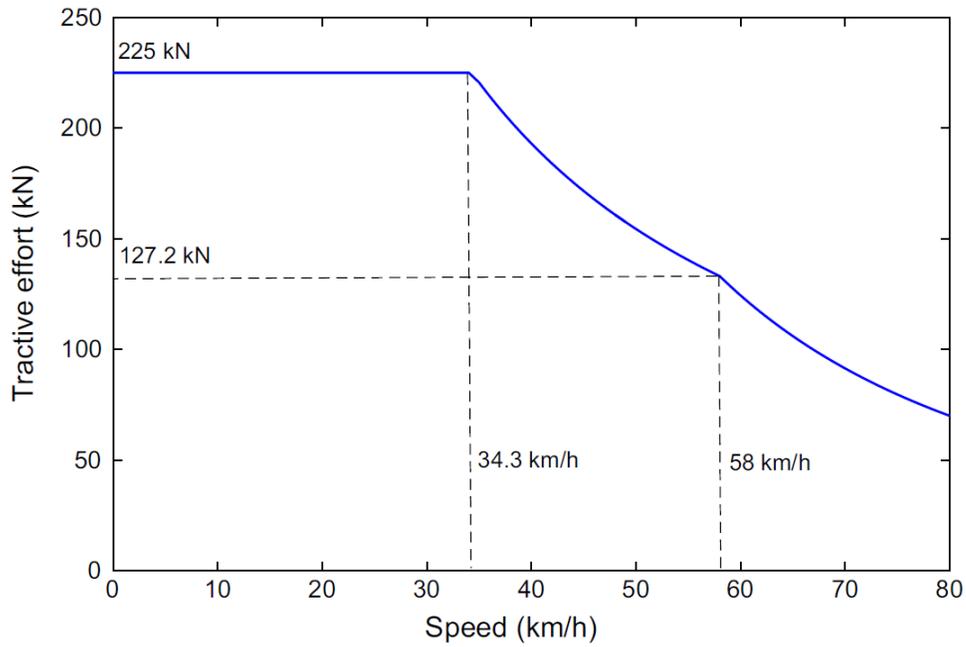


Figura 2.3: Diagrama de Esfuerzo de Tracción en función de la velocidad para el sistema de transporte de Bangkok [3].

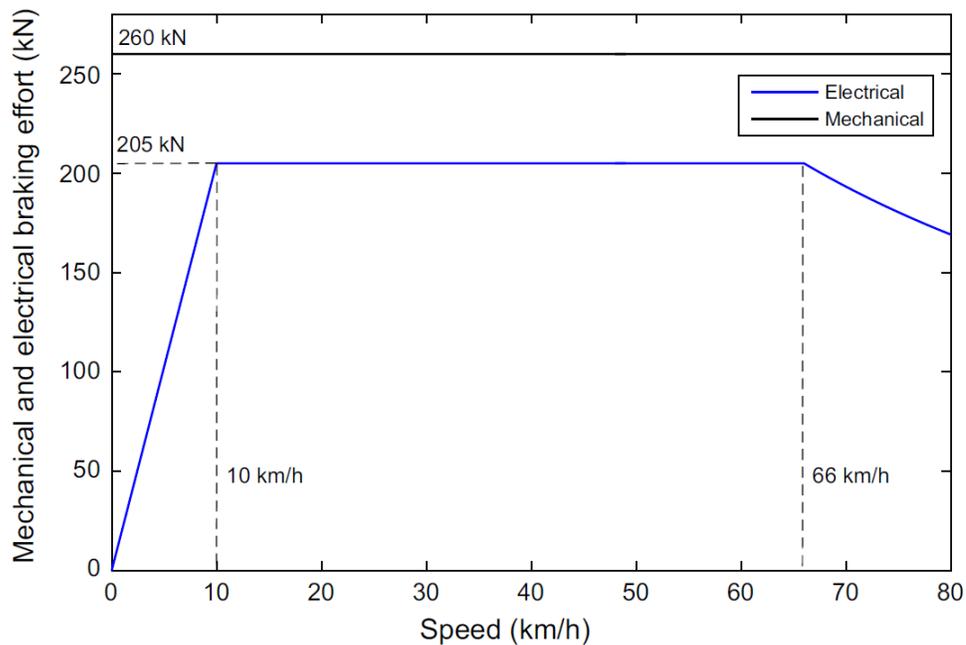


Figura 2.4: Diagrama de Esfuerzo de Frenado en función de la velocidad de un tren del sistema de transporte de Bangkok [3]

usualmente mediante la introducción de un parámetro λ_w llamado tolerancia a la rotación. Este es expresado como una fracción de la masa de tara del tren [24], lo que se expresa en la Ecuación 2.5.

$$\lambda_w = \frac{M_{inercial}}{M_t} \quad (2.5)$$

Además, dentro de la masa efectiva del tren debe ser considerado también la carga de pasajeros M_F . Finalmente, la masa efectiva del tren queda dada por la Ecuación 2.6, en donde M_t corresponde a la masa de tara del tren.

$$M_{ef} = M_t(1 + \lambda_w) + M_F \quad (2.6)$$

2.3.2. Ecuaciones de movimiento

Una vez conocidas las fuerzas que intervienen en el problema del movimiento del tren, y de cómo estas dependen del tipo y características del tipo de tren, se puede condensar esta función en una sólo expresión, la cual se observa en la Ecuación 2.7.

$$F_T(v) - F_r(v) - F_{grad} - F_{brake} = M_{ef}\alpha \quad (2.7)$$

La ecuación mostrada anteriormente se debe resolver, con el fin de conocer el comportamiento del tren. La resolución analítica de esta ecuación suele ser compleja, debido a que las fuerzas son dependientes de la velocidad. Sin embargo, la resolución de la Ecuación 2.7 puede ser discretizada por incrementos de tiempo, distancia o velocidad, lo cual disminuye su complejidad [23]. A continuación, se presentan las tres formas de posibles resoluciones de la Ecuación 2.7 [25]:

2.3.2.1. Incremento de tiempo

Sean $a[m/s^2]$, $v[m/s]$, $s[m]$ y $t[s]$ variables que denotan la aceleración, velocidad, posición y tiempo de un tren, respectivamente. Por definición, tenemos lo siguiente:

$$v = \int a dt = \lim_{\Delta t_i \rightarrow 0} \sum_i \bar{a}_i \Delta t_i \quad (2.8)$$

$$s = \int v dt = \lim_{\Delta t_i \rightarrow 0} \sum_i \bar{v}_i \Delta t_i \quad (2.9)$$

$$\bar{a}_i = \frac{a_{i+1} - a_i}{2} \quad (2.10)$$

$$\bar{v}_i = \frac{v_{i+1} - v_i}{2} \quad (2.11)$$

En donde \bar{a}_i y \bar{v}_i corresponden al promedio de aceleración en el incremento de tiempo Δt_i . Asumiendo que la fuerza neta en t_i es función de la velocidad, la dinámica del tren puede ser determinada por las siguientes ecuaciones:

$$\bar{a}_i \approx a_i = \frac{F_i}{M_{ef}} \quad (2.12)$$

$$v_{i+1} = v_i + a_i(t_{i+1} - t_i) \quad (2.13)$$

$$s_{i+1} = s_i + \bar{v}_i(t_{i+1} - t_i) \quad (2.14)$$

2.3.2.2. Incremento de distancia

Si la variable independiente de integración es $s[m]$, luego $t[s]$ y $v[m]$ pueden ser expresadas como:

$$t = \int \frac{ds}{v} = \lim_{\Delta s_i \rightarrow 0} \sum_i \frac{\Delta s_i}{\bar{v}_i} \quad (2.15)$$

$$v = \int \frac{ads}{v} = \lim_{\Delta s_i \rightarrow 0} \sum_i \frac{\bar{a}_i \Delta s_i}{\bar{v}_i} \quad (2.16)$$

Si la distancia de incremento Δs_i es suficientemente pequeña, luego \bar{a}_i se asume como una constante. Considerando que el promedio de la aceleración durante Δs_i puede ser calculado mediante la fuerza en s_i . Luego, la dinámica del tren es descrita a través de las siguientes expresiones:

$$\bar{a}_i \approx a_i = \frac{F_i}{M_{ef}} \quad (2.17)$$

$$\bar{t}_{i+1} = t_i + \frac{s_{i+1} - s_i}{\bar{v}_i} \quad (2.18)$$

$$v_{i+1} = v_i + \frac{a_i(s_{i+1} - s_i)}{\bar{v}_i} = v_i + \frac{2a_i(s_{i+1} - s_i)}{v_{i+1} + v_i} \Rightarrow v_{i+1} = \sqrt{v_i^2 + 2a_i(s_{i+1} - s_i)} \quad (2.19)$$

2.3.2.3. Incremento de velocidad

Si la variable de integración es $v[m/s]$, dadas las definiciones matemáticas y físicas se tiene que:

$$t = \int \frac{dv}{a} = \lim_{\Delta v_i \rightarrow 0} \sum_i \frac{\Delta v_i}{\bar{a}_i} \quad (2.20)$$

$$s = \int v dv = \lim_{\Delta v_i \rightarrow 0} \sum_i \frac{\bar{v}_i \Delta v_i}{\bar{a}_i} \quad (2.21)$$

Del mismo modo, si Δv_i es suficientemente pequeño, luego \bar{a}_i puede ser considerado como una constante. Se define \bar{F}_i como el promedio de la fuerza durante el cambio de velocidad en Δv_i . Así, la dinámica del tren puede ser calculada a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\bar{a}_i = \frac{F_i}{M_{ef}} \quad (2.22)$$

$$t_{i+1} = t_i + \frac{v_{i+1} - v_i}{\bar{a}_i} \quad (2.23)$$

$$s_{i+1} = s_i + \frac{\bar{v}_i(v_{i+1} - v_i)}{\bar{a}_i} = s_i + \bar{v}_i(t_{i+1} - t_i) \quad (2.24)$$

2.3.3. Fases de la marcha de un tren

Los trenes para realizar el desplazamiento entre las diferentes estaciones, poseen un perfil de velocidades, el cual está compuesto típicamente por cuatro fases: aceleración, velocidad crucero, marcha inercial y frenado. Estas etapas pueden ser observadas en la Figura 2.5. Este perfil de velocidad depende de las fuerzas comprometidas en el movimiento y de las restricciones de tiempo, aceleración y velocidad que puedan existir para los trenes a modelar.

A continuación, se detallan las fases que se experimentan en la velocidad de un tren:

2.3.3.1. Aceleración

Esta fase tiene la misión de llevar el tren desde el reposo hasta la velocidad máxima que tiene como objetivo para el trayecto designado. En esta etapa la aceleración es positiva, y se obtiene mediante la resolución de las ecuaciones de movimiento, en donde se ven implicadas las fuerzas de tracción y oposición. La finalización de esta etapa ocurre cuando se alcanza la velocidad objetivo.

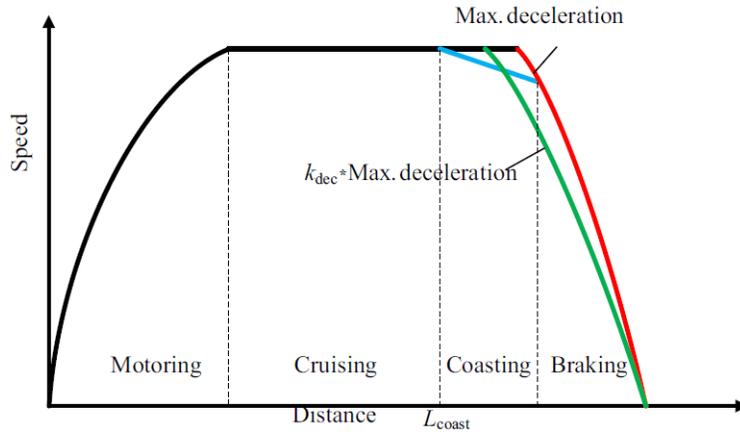


Figura 2.5: Perfiles de velocidades típicos para la marcha de un tren

2.3.3.2. Velocidad Crucero

Una vez que la velocidad máxima para el trayecto es alcanzada, se continúa operando a esta velocidad. Como consecuencia de que la velocidad se mantiene constante, se tiene que la aceleración es nula, o en otras palabras, las fuerzas de tracción se igualan a la de oposición. En esta fase dependiendo del gradiente, puede suceder que deban utilizarse los frenos para cumplir la condición anterior. Del mismo modo, los motores, cuando es necesario, deben suplir la tracción necesaria para que el movimiento posea una aceleración nula. Esta tracción se ve condicionada por el diagrama de esfuerzos de tracción para el tren estudiado.

2.3.3.3. Marcha inercial

Luego de mantener la velocidad constante por un cierto tiempo, se deja de intervenir el movimiento el tren, ya sea mediante la tracción o el frenado, para que este siga un movimiento inercial. Este tipo de movimiento, dependiendo de la topografía de la línea, puede poseer diferentes aceleraciones.

2.3.3.4. Frenado

Esta fase del perfil de velocidad tiene la misión de poder desacelerar el movimiento del tren, de tal manera que su velocidad sea nula al llegar a la estación. Al realizar los cálculos no se usa toda el esfuerzo de frenado disponible para el tren, dado que no es cómodo y seguro para los pasajeros. En [26] se señalan algunos parámetros máximos y típicos para el frenado en los diferentes usos que desarrollan los trenes. Estos parámetros se observan en la Tabla 2.1.

Al utilizar la resolución de las ecuaciones de movimiento mediante el método detallado en la sección 2.3.2.1, se utiliza el método detallado en [3] para determinar cuándo se debe entrar en el modo de frenado. Este método determina la Distancia Crítica de Frenado (DCF), asumiendo que la aceleración durante el frenado es constante. La Figura 2.6 muestra la

Tabla 2.1: Desaceleraciones para trenes según su uso

Tipo	Desaceleración [m/s^2]
Frenado de servicio en trenes suburbanos	0,525
Frenado de servicio en trenes de pasajeros	0,375
Frenado de servicio en trenes de carga	0,225
Frenado máximo en trenes suburbanos	0,7
Frenado máximo en trenes de pasajeros	0,5
Frenado máximo en trenes de carga	0,3

evolución de la velocidad del tren en función de la distancia recorrida, una vez que se alcanza la distancia crítica de frenado.

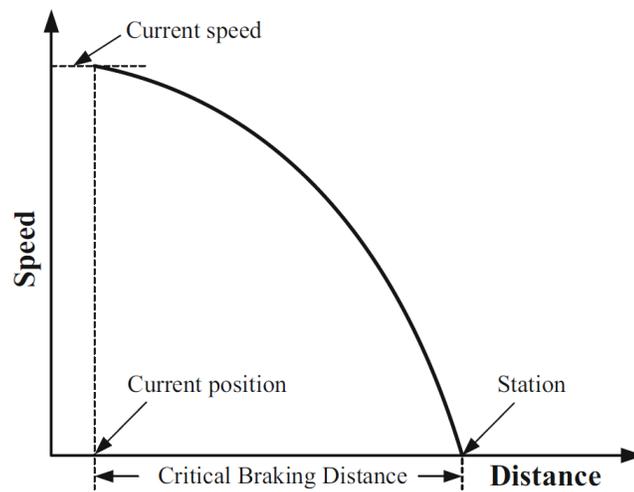


Figura 2.6: Diagrama de frenado mediante la distancia crítica de frenado

Por otro lado, el control operacional del frenado, utilizando este método, se aplica solamente cuando la distancia crítica de frenado es alcanzada. La distancia crítica de frenado se obtiene mediante la Ecuación 2.25, en donde v corresponde a la velocidad en un intervalo dado y α_{dec} es la desaceleración utilizada para frenar el tren. Esta desaceleración se obtiene desde la Tabla 2.1, en donde se utiliza el parámetro para el frenado de servicio para trenes suburbanos.

$$DCF = -0.5 \frac{v^2}{\alpha_{dec}} \quad (2.25)$$

2.3.4. Maneras, estrategias y tácticas de conducción

Según [23], actualmente existen dos grandes estrategias de control de la conducción de un tren, dependiendo del objetivo que se desea cumplir. A continuación, se detallan ambas estrategias.

2.3.4.1. Conducción operativa

Esta estrategia de conducción se caracteriza por minimizar los tiempos de viajes del tren, sin tener en cuenta el ahorro de energía. Cabe destacar que el uso de la conducción operativa es útil al comparar los ahorros de energía con otros perfiles de velocidad.

Para llevar a cabo esta estrategia, el perfil de velocidades solamente posee tres fases: aceleración, velocidad crucero y frenado.

2.3.4.2. Conducción eficiente

La conducción eficiente, a diferencia de la conducción operativa, busca que la utilización de energía sea mínima, dentro del rango de acción que se tiene con las restricciones. Esta reducción de la utilización de energía, tiene externalidades positivas que van desde la reducción de costos por energía, hasta la reducción de gases de efecto invernadero.

Este tipo de conducción hace uso de todas las fases del perfil de velocidad detallados en la sección 2.3.3.

2.4. Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía en aplicaciones eléctricas puede traer dos grandes beneficios para los sistemas eléctricos. Primero, puede mejorar el desempeño económico y técnico de las redes eléctricas de potencia, incrementando la confiabilidad y, potencialmente, disminuyendo costos, mientras que permiten una mayor penetración de fuentes de energías intermitentes como la solar y eólica. Segundo, estos permiten una potencial transición desde un transporte basado en combustibles fósiles hasta uno que pueda ser sustentado mediante electricidad [27].

A continuación, se procede a detallar algunas tecnologías de almacenamiento de energía, las cuales son usadas comúnmente en aplicaciones relativas al transporte.

2.4.1. Tecnologías de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía se seleccionan comúnmente en función de dos parámetros: Energía y Potencia específica. La combinación de estos dos elementos dan como resultado una amplia gamma de aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía, sin embargo, también existen otros elementos a tener en consideración como lo es la seguridad, temperatura, ciclo de vida, entre otros. En la Figura 2.7 se muestra un diagrama de Ragone para diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, el cual señala la densidad específica de potencia [W/kg] y la densidad específica de energía [Wh/kg], para cada una de estas. En particular, se puede observar las baterías de Níquel-hidruro metálico (Ni-MH), las baterías de ion de litio (Li-Ion), las baterías de plomo y ácido (Lead-acid) y otro tipo de tecnología de

almacenamiento de energía llamado supercondensadores. En esta figura se puede ver además que en la medida que se desee poseer mejores características para la aceleración de vehículos eléctricos, es necesario poseer una mejor potencia específica, mientras que cuando el objetivo es recorrer un tramos más largo, es necesario poseer una mayor energía específica.

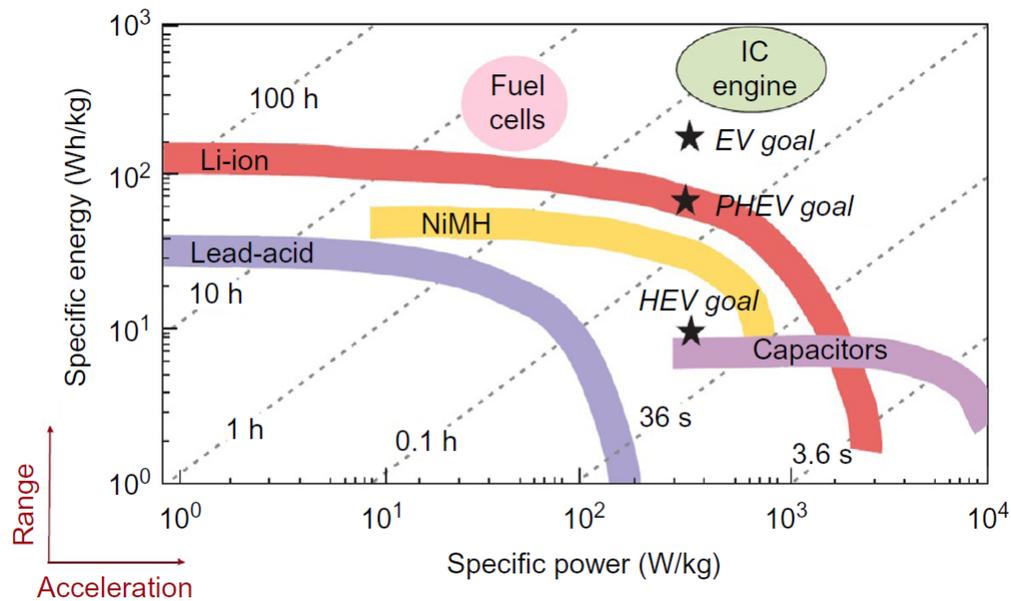


Figura 2.7: Diagrama de Ragone para tecnologías de almacenamiento de energía[4]

A continuación, se procede a describir las tecnologías de almacenamiento mencionadas anteriormente:

2.4.1.1. Batería Lead-acid

Este fue el primer tipo de batería recargable y su desarrollo fue en 1860. A pesar de lo anterior, esta batería aún sigue manteniendo una posición bastante competitiva con sus pares, sobre todo en áreas relacionadas con la movilidad y aplicaciones estacionarias. El formato de este tipo de tecnología se presenta tanto en el tipo inundado, como en el tipo sellado.

Tanto la potencia como la energía de estas baterías dependen del tamaño y forma de los electrodos. De este modo, al aumentar la superficie de contacto de los electrodos, es posible obtener mayores potencias.

Este tipo de tecnología se caracteriza además por un bajo costo, potencia media, y la facilidad que ofrece para su reciclaje. En cuanto a sus desventajas, se tiene que la capacidad disponible de la batería disminuye en la medida que se descarga con una mayor potencia. Debido a esto, este tipo de tecnología ha sido desplazada gradualmente por las baterías Ni-MH y Li-Ion.

2.4.1.2. Batería Ni-MH

Este tipo de batería es comercializada desde los 90's en Japón, y las aplicaciones que son posibles debido a sus características abarcan desde los autos eléctricos hasta artículos electrónicos. Este tipo de tecnología fue desarrollada usando una combinación de aleaciones de almacenamiento de hidrógeno y tecnologías de baterías [28].

Las baterías NiMH son amigables con el medio-ambiente, y por la misma razón su demanda ha aumentado sustancialmente en los últimos años debido al interés que existe en la sustentabilidad.

Debido a la baja resistencia interna de estas baterías, permiten una carga y descarga rápida, presentando a la vez buenas características asociadas para su energía específica, lo cual trae consigo una gran versatilidad en sus aplicaciones.

Por otro lado, dado que el electrolito usado en esta batería es a base de agua, se elimina el riesgo de incendio [29], entregando una gran seguridad en su operación. Otro aspecto que colabora en la seguridad que entregan estas baterías, es que ésta mantiene un nivel de temperatura bajo durante su operación. Lo anterior, en conjunto a la excelente estabilidad termal, hacen que este tipo de tecnología no posea restricciones en su instalación.

2.4.1.3. Batería Li-Ion

Las baterías de iones de litio han aparecido como un acumulador emergente, las que poseen múltiples beneficios desde el punto de vista técnico como lo es su bajo peso, pequeño tamaño y alta densidad específica de energía. Estas baterías están constituidas por un electrodo positivo, un electrodo negativo y un separador llamado electrolito. Cabe mencionar que esta tecnología abarca varias sub-categorías de almacenamientos de energía, los cuales se diferencian en los elementos constituyentes de sus electrodos[30].

Estas baterías son utilizadas por millones de personas alrededor del mundo en sus teléfonos celulares, notebooks, cámaras y otros tipos de dispositivos eléctricos. Esto se debe a que el litio es el más liviano de los metales, y el que posee el mayor potencial electroquímico, lo cual entrega grandes cantidades de energía por unidad de peso[4].

Todas estas características, en conjunto con las altas eficiencias, su longevo ciclo de vida, la rápida carga y descarga, posicionan a esta tecnología como uno de los mejores candidatos para enfrentar desafíos como la electro-movilidad.

2.4.1.4. Supercondensador

Los supercondensadores son dispositivos que almacenan energía mediante una doble capa electroquímica. A diferencia de las baterías, esta tecnología presenta una densidad específica de potencia significativamente mayor, lo que se encuentra acompañado de una densidad específica de energía considerablemente menor[31]. Es por esta razón que generalmente se

utilizan sistemas híbridos de baterías y supercondensadores, los cuales presentan altas densidades específicas para la energía y para la potencia.

Este tipo de tecnología puede realizar rápidas cargas y descargas, poseyendo además largos ciclos de vida[32].

Las aplicaciones de este tipo de tecnología se utilizan generalmente en la asistencia de la tracción de los trenes durante la subida de cuevas y para el almacenamiento de la energía proveniente de los frenos regenerativos.

2.4.1.5. Volantes de inercia

Este tipo de tecnología de almacenamiento de energía utiliza el momento de inercia de una masa rotacional ubicada en un rotor, en donde se almacena energía cinética.

Existen volantes de inercia para un amplio rango de velocidades angulares, y en la medida que se busquen mayores velocidades, su costo igualmente aumenta.

En cuanto a los beneficios de este tipo de almacenamiento de energía se encuentra su largo ciclo de vida, su bajo costo, el bajo tiempo de respuesta, lo amigable que es con el medio ambiente y su alta eficiencia, pudiendo llegar hasta un 80 %. La principal desventaja de los volantes de inercia es el costo de mantenimiento[31].

2.4.2. Tipos de aplicaciones de sistemas de almacenamiento de energía en trenes

Desde el punto de vista de la aplicación de los sistemas de almacenamiento de energía en el sector ferroviario, podemos separar los distintos tipos en dos categorías: Tecnologías de almacenamiento de energía a bordo (OBESS) y tecnologías de almacenamiento estacionarias (SESS). En la Figura 2.8 es posible observar imágenes típicas de ambos tipos de aplicación de almacenamiento de energía en trenes.

A continuación, se detallarán las características de ambos tipos de aplicaciones:

2.4.2.1. OBESS

Las tecnologías OBESS son aquellas que se instalan dentro del tren, y por ende la capacidad para almacenar energía y la potencia que deben desarrollar son menores a las SESS [31]. Aún así, este tipo de tecnología debe ser capaz de satisfacer la demanda de potencia y energía durante los picos de potencia que se producen en la partida de los trenes.

El modo de funcionamiento de este tipo de tecnología se basa en la acumulación de la energía regenerada durante el proceso de frenado, en donde se carga el dispositivo de acumulación del OBESS. Cuando el tren demanda energía para la tracción, esta energía puede



(a) OBESS



(b) SESS

Figura 2.8: Aplicaciones de sistemas de almacenamientos en el sector ferroviario

ser extraída desde el dispositivo de acumulación o desde la red eléctrica. Lo anterior puede ser observado en la Figura 2.10. De este modo implementar OBESS en trenes tiene 3 principales beneficios: reducción del consumo de energía, reducción de los picos de potencia y operación libre de catenaria si es que se desea.

En la Tabla 2.2 se puede observar una comparación entre ambas aplicaciones de almacenamiento de energía, en donde se puede concluir que la mejor opción desde el punto de vista de costos de infraestructura es OBESS[1]. Además, usando esta tecnología se evitan flujos no deseados de potencia, los cuales traen consigo una disminución en la eficiencia debido a pérdidas óhmicas.

En cuanto a los diferentes tipos de tecnologías para la acumulación de energía que se utilizan para esta aplicación, se tienen mayormente a las baterías y los supercondensadores. Mientras las baterías ofrecen una densidad de energía mayor, los supercondensadores muestran deficiencias en esta propiedad. Sin embargo, la densidad de potencia en las baterías es baja, mientras que en los supercondensadores es mayor. Por otro lado, la esperanza de vida en términos de ciclos es mucho menor en baterías que en los supercondensadores. Dadas estas propiedades, es que actualmente se desarrollan proyectos en donde existe la integración de ambos tipos de tecnologías.

Tabla 2.2: Características principales de las diferentes aplicaciones de almacenamiento de energía[1].

Tecnología/Característica	Costo Infraestructura	Costo del Ciclo de Vida	Recuperación de Energía	Seguridad	Dependencia con el Proveedor
SESS	Media	Media	Alta	Alta	Baja
OBESS	Baja	Media	Alta	Alta	Baja

En la Tabla 2.3 se puede observar un listado de algunos OBESS desarrollados y comer-

cializados en la actualidad, en donde se puede observar que las tecnologías ocupadas son en base a baterías y supercondensadores.

Tabla 2.3: OBESS desarrollados y comercializados por fabricantes internacionales [2]

Nombre del producto	Manufacturador	Tipo de Tecnología	Aplicaciones en tres urbanos
Mitrac TM Energy Saver	Bombardier	EDLC	LRV en Mannheim (2003-2007), Rhein-Neckar-Verkehr tramway (2013-)
Toshiba SCiB TM	Toshiba	LTO	Metro de Tokio , Japón (2016-), Buses en Kawasaki, Japón (2012-).
Altairnano 24V 70Ah	Altairnano	LTO	Trenes híbridos en Dar es Salaam, Tanzania (2017)
30-K6 Gigacell	Kawasaki	Ni-MH	Trenes livianos en Sapporo, Japón (2008-)

2.4.2.2. SESS

Los sistemas estacionarios de almacenamiento de energía son una elección popular para las transmisiones industriales, y para las distribuciones de potencia en varios países. Este tipo de tecnología se realiza instalando uno o más sistemas de almacenamiento de energía, en los costados de las vías.

El uso de SESS puede suponer una reducción de los picos de demanda que ejercen los trenes durante un periodo de tiempo, además, este tipo de aplicación permite incrementar el número de vehículos disponibles en la línea, sin tener que mejorar los sistemas de alimentación eléctrica. Por otro lado, y a diferencia que los OBESS, ofrecen sistemas con altas densidades de potencia y energía al mismo tiempo. Finalmente, cabe mencionar que el hecho de implementar un solo SESS permite que todos los vehículos de la línea, puedan hacer usufructo de él. En cuando a las desventajas que presenta, se tiene que su capacidad depende de la distancia que existe entre el SESS y el tren (Esto no toma en cuenta las pérdidas debido a la transmisión). Además, su implementación e integración en proyectos ferroviarios puede traer problemas de factibilidad, dado que se necesita poseer un espacio al costado de la vía, lo cual requerir de cambios de infraestructura y por ende, mayores costos.

El funcionamiento del SESS se puede observar en la Figura 2.9, en donde el tren se presenta en dos modos de operación: modo de carga y modo de descarga. Cuando en la línea se produce un sobre voltaje, el SESS se carga utilizando el excedente de energía, por otro lado, cuando una baja en el voltaje es detectada, el SESS entrega la energía almacenada. Producto de esto, los SESS también poseen otra ventaja la cual radica en la estabilización del voltaje en la línea.

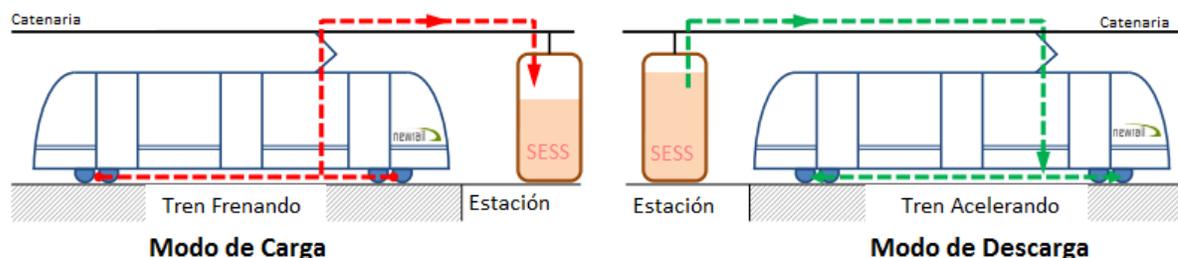


Figura 2.9: Funcionamiento del SESS

En la Tabla 2.4 se puede observar un listado de algunos SESS desarrollados y comercializados en la actualidad, en donde se puede concluir que es una tecnología madura debido a

que se han realizado proyectos desde hace más de 10 años.

Tabla 2.4: OBESS desarrollados y comercializados por fabricantes internacionales[2].

Nombre del producto	Manufacturador	Tipo de Tecnología	Aplicaciones en tres urbanos
Sitras SES	Siemens	EDLC	Metro de Madrid, España (2003-), Sistema de transporte público de Colonia, Alemania (2003-)
PowerBridge	Piller Powe Systems	Volante de Inercia	Metro de Hannover, Alemania (2004-), Metro de Rennes, Francia (2010-)
Gigacell BPS	Kawasaki	NiMH	Proyecto piloto en el sistema de transporte público de Nueva York, USA (2002)
B-Chop	Hitachi	Li-on	Sistema de transporte Kobe, Japón(2007-), Metro Macau, China (En Construcción)

2.4.3. Estrategia de recortes de picos de potencia

La reducción de los picos de potencia durante la aceleración de un tren es alcanzada al controlar la carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía a bordo (OBESS). Los flujos de potencia mientras el tren frena y acelera, son mostrados en la Figura 2.10.

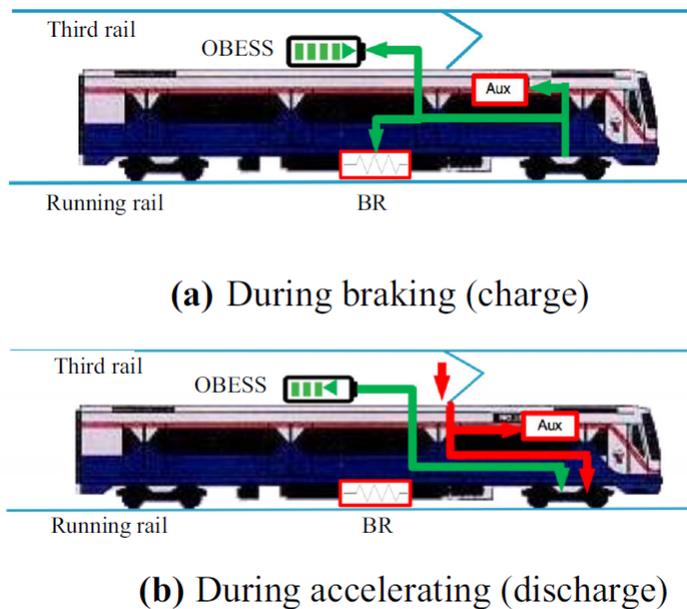


Figura 2.10: Flujo de potencia durante la operación de un tren equipado con OBESS

La carga y descarga del OBESS depende de la demanda de potencia demandada por el tren y del Estado de Carga (SOC) del OBESS [3]. Cuando el tren está frenando, el OBESS se recargará solamente si este no se encuentra totalmente cargado, de otra manera la energía de los frenos regenerativos será disipada en los resistores de frenado. Cuando el tren se encuentra acelerando, la potencia requerida para los servicios auxiliares es demandada de la red eléctrica a través del tercer riel, mientras que la potencia para la tracción del tren se demanda también del OBESS si es que el criterio de descarga de alcanza. Esto significa que el pico de potencia producido por la tracción del tren es compensado por la energía almacenada en el OBESS. El diagrama de flujo del modelo de gestión de la energía se puede observar en la Figura 2.11.

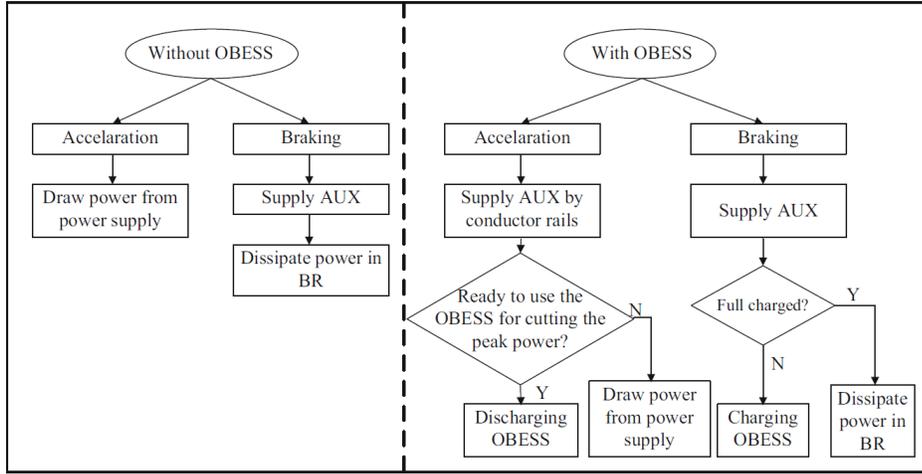


Figura 2.11: Flujo de potencia durante la operación de un tren equipado con OBESS

A continuación se detallan los algoritmos de carga y descargas para la reducción de los picos de potencia.

2.4.3.1. Algoritmo de carga

El algoritmo de carga comienza al verificar si el tren se encuentra frenando. Si es el caso, la potencia del frenado regenerativo (P_{reg}) puede ser calculada mediante la Ecuación 2.26, en donde F_{brake} corresponde al esfuerzo de frenado eléctrico y η_{charge} es la eficiencia de carga.

$$P_{reg} = F_{brake} \times v \times \eta_{charge} \quad (2.26)$$

La eficiencia de carga puede ser calculada mediante la Ecuación 2.27, en donde η_{motor} corresponde a la eficiencia de conversión eléctrica mecánica del motor, η_{gear} es la eficiencia de la reducción del motor, η_{inv} es la eficiencia del inversor de corriente DC/AC y η_{ESS} es la eficiencia del sistema de almacenamiento de energía.

$$\eta_{charge} = \eta_{motor} \times \eta_{gear} \times \eta_{inv} \times \eta_{ESS} \quad (2.27)$$

Por otro lado, la eficiencia del sistema de almacenamiento de energía queda determinada mediante la Ecuación 2.28, en donde $\eta_{chopper}$ es la eficiencia del convertidor DC/DC y η_{qe} es la eficiencia del almacenamiento de energía.

$$\eta_{ESS} = \eta_{chopper} \times \eta_{qe} \quad (2.28)$$

Finalmente, la energía almacenada en el OBESS (E_{ESS}) puede ser calculada por la Ecuación 2.29, en donde $E_{ESS}(t)$ y $E_{ESS}(t + \Delta t)$ corresponden a la energía almacenada en t y en $t + \Delta t$ respectivamente, siendo Δt el intervalo de tiempo o discretización del problema.

$$E_{ESS}(t + \Delta t) = E_{ESS}(t) + P_{reg}\Delta t \quad (2.29)$$

Cabe mencionar que la energía proveniente de los frenos regenerativos no es devuelta a la red, dado que cuando el OBESS está completamente cargado, la energía es disipada en los resistores. El diagrama de flujo del algoritmo, se puede observar en la Figura 2.12.

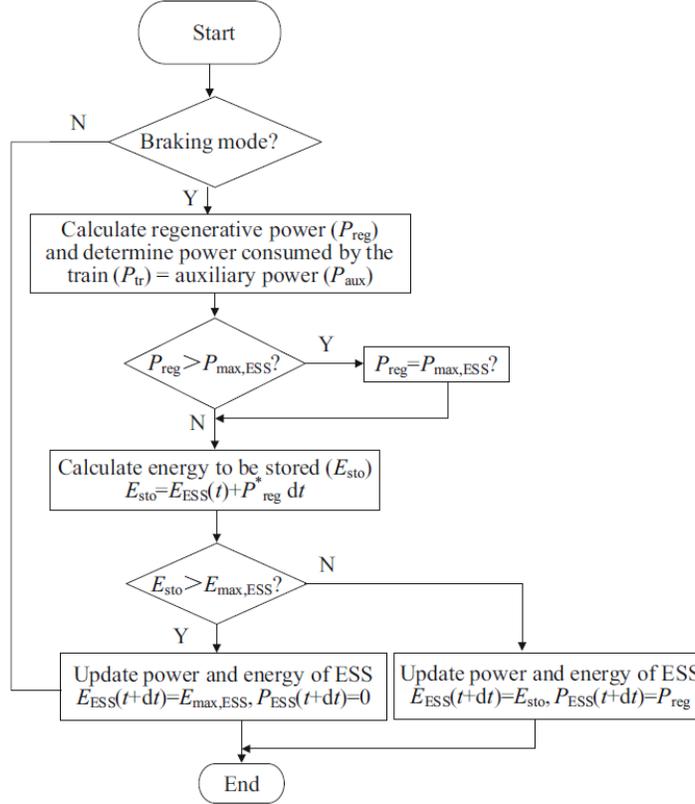


Figura 2.12: Diagrama de flujo del algoritmo de carga del OBESS

2.4.3.2. Algoritmo de descarga

El algoritmo de descarga comienza verificando si el tren se encuentra en el modo de aceleración. La potencia de tracción durante la aceleración del tren es entregada desde la sub-estación mediante el tercer riel, y desde el OBESS si es que el criterio de descarga del OBESS es alcanzado. La potencia comienza a ser descargada desde el OBESS cuando su estado de carga (SOC) es mayor que el límite mínimo y la potencia requerida por el tren es mayor que la diferencia entre el pico estimado de potencia (P_{peak}) y la máxima potencia de descarga permitida para el OBESS ($P_{dis,max}$). Esta condición se expresa en la Ecuación 2.30, en donde P_{tr} es la diferencia entre el pico de potencia y la potencia máxima de descarga del OBESS.

$$P_{tr} \geq P_{peak} - P_{dis,max} \quad (2.30)$$

Las potencia y energía descargada desde el OBESS son calculadas mediante las Ecuaciones 2.31 y 2.32, siendo P_T la potencia utilizada para la tracción del tren, P_{aux} la potencia de los servicios auxiliares, P_{start} la potencia a la cual se comienza a descargar el OBESS y $\eta_{discharge}$ la eficiencia del OBESS. En la Figura 2.13 se puede observar el diagrama de flujo del algoritmo de descarga del OBESS.

$$P_{dis}(t + \Delta t) = \frac{P_T(t + \Delta t) + P_{aux} - P_{start}}{\eta_{discharge}} \quad (2.31)$$

$$E_{ESS}(t + \Delta t) = E_{ESS}(t) - (P_{dis}(t + \Delta t)\Delta t) \quad (2.32)$$

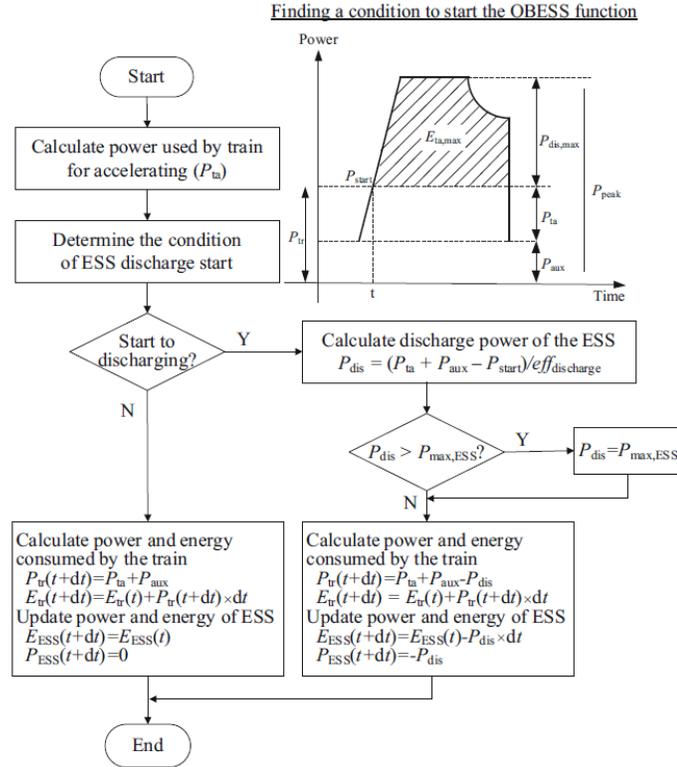


Figura 2.13: Diagrama de flujo del algoritmo de descarga del OBESS

2.5. Modelo de gestión de energía de Metro

El *Centro de Energía* posee un modelo que permite la simulación del funcionamiento de la red de metro, incluyendo la características de las redes, los parámetros de simulación y la bitácora de los trenes que se encuentran en funcionamiento en la línea a estudiar. Este modelo se encuentra constituido bajo la estructura de tablas de datos, las cuales pueden ser almacenadas en un servidor MySQL, archivos de excel o en formato csv.

Este modelo realiza una representación nodal de la línea de tracción DC de los trenes. Un Nodo es definido como un conjunto de elementos de la línea de tracción DC que, para un

mismo tiempo, en una misma posición de la línea, comparten un conjunto de vías no vacío. En la Figura 2.14 se presenta un ejemplo de diferentes configuraciones de nodos.

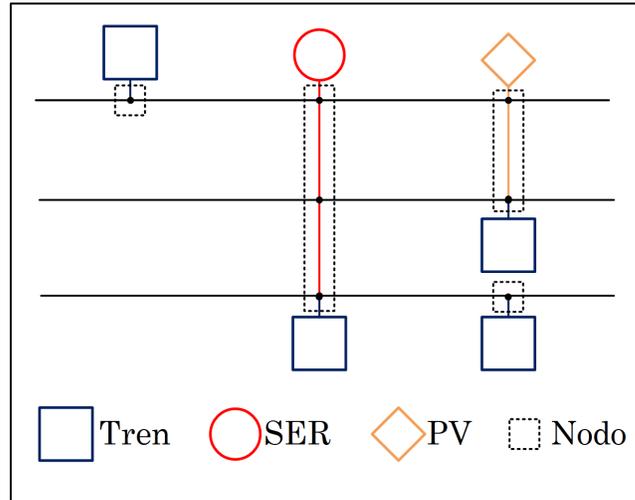


Figura 2.14: Representación nodal de línea de tracción DC

Una vez que se verifican los nodos que caracteriza el problema para un intervalo dado, se construye la matriz de admitancia de la red eléctrica, la cual debe cumplir las ecuaciones nodales de Kirchhoff. De forma general, las ecuaciones se pueden combinar en un sistema de ecuaciones no lineales, pudiendo formar un diagrama de circuito equivalente del problema, como se muestra en la Figura 2.15.

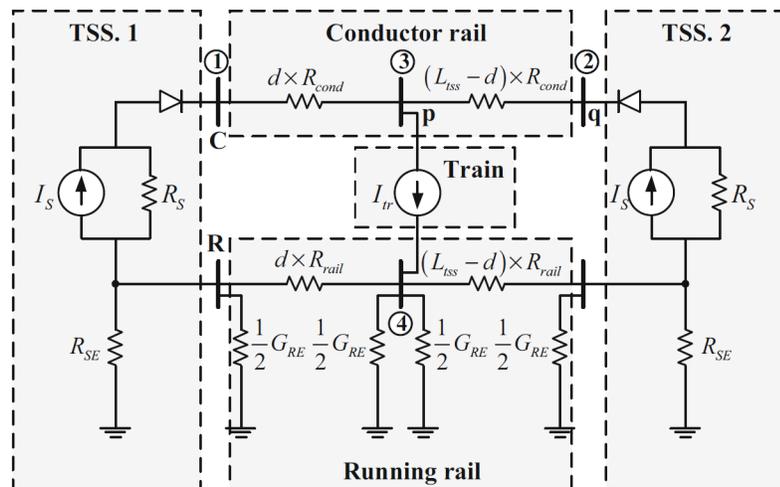


Figura 2.15: Circuito equivalente del suministro de la potencia de tracción DC

Este problema luego es resuelto usando el método de Newton-Raphson, o de forma iterativa. De los resultados de la solución de este problema, es posible desprender la potencia de la línea, y por ende, la energía utilizada.

En el caso de este estudio, al modelo se le proveerán datos sobre los trenes, como lo es la posición, velocidad, aceleración y potencia para un tiempo dado.

Capítulo 3

Metodología

En el presente capítulo, se detalla la manera en que se lleva a cabo este estudio. En general, se señala la información que es necesaria para caracterizar el problema, los procedimientos a utilizar para la obtención de nueva información, el análisis que se le debe realizar a los datos obtenidos y las herramientas comprometidas.

Las tareas más generales que se realizan en este estudio se observan en la Figura 3.1. A continuación, se procede a detallar cada uno de estos pasos.

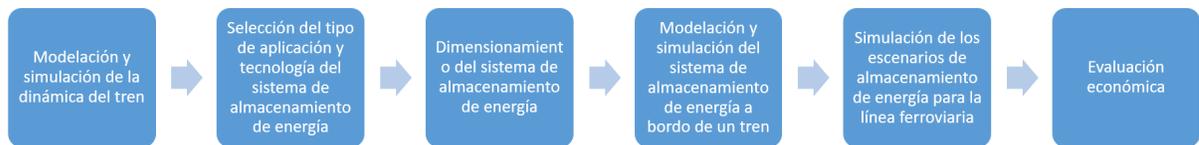


Figura 3.1: Etapas del estudio

3.1. Modelación y simulación de la dinámica de un tren en una línea de metro

La modelación de la dinámica del tren es el primer paso para realizar el estudio de toda una red de trenes. Para ello es necesario definir primeramente la filosofía que se adoptara para modelar este problema. Luego, es menester caracterizar del tren a modelar, lo cual sirve como información de entrada para el modelo que describe el movimiento del tren. Por otro lado, es necesario definir las características de la línea a modelar, de modo de realizar una integración del movimiento del tren en la misma.

Una vez definidas las propiedades del modelo, es necesario aplicar una estrategia para la resolución del problema, lo cual se encuentra estrechamente ligado al tipo de discretización a utilizar. Dada la discretización del problema, se deben definir las etapas que comprenden el movimiento del tren entre estaciones (Aceleración, Velocidad Crucero, Frenado, Estático), lo cual tiene relación con las propiedades de la línea (distancia entre estaciones y la veloci-

dad máxima permitida en el trayecto) y con las propiedades del tren (Esfuerzo de tracción, Aceleración máxima de frenado, Esfuerzo de frenado eléctrico).

En el caso de este estudio, no se cuenta con las velocidades máximas permitidas para los trayectos, pero si se poseen los tiempos entre en las estaciones. Así, la obtención de las velocidades máximas se obtiene al realizar diferentes simulaciones con el modelo para el tren, para cada una de las estaciones, en donde la velocidad máxima escogida para cada trayecto entre estaciones corresponde a aquella que tenga como resultado un tiempo igual al que se posee.

Una vez definida la modelación y los parámetros de la simulación, es posible realizar simulaciones para los diferentes trayectos de la línea, pudiendo de esta manera obtener información relevante del problema como lo es la velocidad, aceleración, esfuerzo de tracción y esfuerzo de frenado que desarrolla el tren en función del tiempo. Utilizando los datos obtenidos producto de la simulación, es directo calcular la potencia mecánica que requiere el tren, siendo posible también calcular la potencia eléctrica que demanda el tren al tercer riel. Del mismo modo, el cálculo de la potencia de regeneración disponible se hace posible mediante el esfuerzo de frenado eléctrico. Finalmente, usando estos datos al integrarlos en el tiempo, es posible calcular la energía utilizada por el tren en cada tramo, así como la energía disponible para regenerar mediante los frenos.

Los resultados de esta sección son relevantes para establecer el caso base del movimiento del tren, en donde podremos observar los picos de potencia que se quieren recortar y la energía utilizada por el tren. Cabe mencionar que esta simulación se debe realizar para el trayecto de ida y de vuelta del tren.

A continuación, se procede a detallar lo anteriormente mencionado, exponiendo de manera secuencial los procedimientos desarrollados para realización de este modelo.

3.1.1. Modelación y cálculos de la dinámica del tren

Los pasos a realizar para la modelación de la dinámica de un tren y para el posterior cálculo de valores interesante para el estudio, como lo es la potencia mecánica, se describen a continuación:

3.1.1.1. Elección del tipo de modelación y solución de la ecuación de movimiento

La modelación quasi-dinámica longitudinal de un tren es el tipo de filosofía escogida para desarrollar esta primera parte del estudio. Esta modelación es descrita extensamente en la Sección 2.3.1, y se escoge porque permite estudiar el comportamiento del tren a lo largo de una línea, pudiendo predecir las fuerzas comprometidas en el movimiento de este, y como se relacionan con otras variables como lo son la velocidad, tiempo y distancia.

El movimiento del tren, se basa en la aplicación de la segunda ecuación de movimiento de Newton. De este modo, la Ecuación 2.7 es la que reina este modelo. La resolución de esta

Ecuación se puede realizar de diferentes formas, tal como se muestra en la Sección 2.3.2, sin embargo, en el caso de este estudio se toma el tiempo como la variable independiente (Véase Sección 2.3.2.1). Al hacer uso de la resolución de la ecuación de movimiento mediante incrementos de tiempo, la coordinación entre el movimiento del tren y las restricciones de la línea se puede realizar de una manera más directa.

$$F_T(v) - F_r(v) - F_{grad} - F_{brake} = M_{ef}\alpha \quad (2.7)$$

3.1.1.2. Caracterización de las fuerzas y propiedades del tren

Una vez adoptada la forma en que se resuelve la Ecuación 2.7, es necesario suministrar la información correspondiente al comportamiento de las fuerzas. Las fuerzas de tracción, frenado y de resistencia al movimiento son intrínsecas al tren que se estudia, y por ende, son valores empíricos (Véase Sección 2.3.1.3, 2.3.1.4 y 2.3.1.1). De modo que esta información sea más accesible a la hora de realizar las simulaciones, es recomendable parametrizar las curvas en funciones que dependan de la velocidad. Otro parámetro que es intrínseco del tren y del caso a estudiar es la masa efectiva del tren (Véase Sección 2.3.1.5), el cual se utiliza para dar cuenta de los efectos inerciales de las masas rotatorias presentes. Finalmente, las fuerzas de gradiente presentes en el problema, y dado a que se ha asumido que el tren corresponde a un solo volumen rígido, se caracterizan mediante la Ecuación 2.4. Esta fuerza variará en función del gradiente presente en el instante de simulación. Cabe mencionar que los gradientes están condicionados por la topología de la línea. Los gradientes se pueden obtener mediante la determinación de las alturas de las estaciones, y la distancia entre estaciones. En particular, en el presente estudio se utiliza *Google Earth*, para la obtención de esta información.

$$\begin{aligned} F_{grad} &= Mg \sin \theta \\ &= Mg \sin \left(\arctan \left(\frac{y1 - y0}{x1 - x0} \right) \right) \end{aligned} \quad (2.4)$$

3.1.1.3. Definición de fases de marcha del tren

El paso siguiente en la modelación es la definición de las fases de la marcha del tren. En la Sección 2.3.3 se nombran y se detallan estas fases. En particular en este estudio, se utilizan 3 fases: Aceleración, Velocidad Crucero y Frenado. Además, se incluye también las fases de Control y Detención, las cuales ocurren entre la fase de Aceleración y Velocidad Crucero, y Entre Frenado y Aceleración respectivamente. A continuación se detallan las características y la implementación de estas fases en términos de programación:

Aceleración

Cuando el tren se encuentra en la fase de aceleración, este desarrolla el máximo esfuerzo de tracción disponible para la velocidad que posee en el periodo. Esta información es obtenida a partir de la curva de esfuerzo de tracción, la cual se encuentra en función de la velocidad. Además, el esfuerzo de frenado durante esta fase es nulo, debido a que el objetivo de esta etapa es alcanzar en el menor tiempo posible la velocidad máxima de operación en el trayecto de la línea. De este modo, una de las condiciones críticas para que el tren pueda encontrarse dentro de esta fase es que su velocidad sea menor a la velocidad máxima permitida en el tramo. En el caso que el tren supere esta velocidad, el tren entra en la fase de control.

Control

El objetivo de esta fase o estado del tren es que este pueda retomar la velocidad máxima permitida en la línea. Dependiendo del caso, la velocidad objetivo se puede alcanzar de diferentes formas, lo cual se condiciona principalmente por el gradiente del tramo a recorrer. Puede darse el caso, que la solución sea traccionar el tren en menor medida, dejar de hacerlo o incluso frenar.

Velocidad Crucero

Una vez que el estado de control ha alcanzado el objetivo de velocidad, se pasa a la fase de Velocidad Crucero. En esta fase dependiendo de la topología, y al igual que en el control, puede que se necesite traccionar, frenar o hacer nada para mantener la velocidad constante. De este modo, en esta fase la velocidad es igual a la velocidad máxima permitida en el tramo, y su aceleración es nula.

Frenado

En la Sección 2.3.3.4 se detalla bastamente la fase de frenado, y en particular, se introduce el concepto de distancia crítica de frenado. La DCF se define mediante la Ecuación 2.6, la cual determina distancia máxima a la que un tren puede frenar, utilizando una tasa de desaceleración α_{dec} y una velocidad inicial v . En la Tabla 2.1 se estipula que la desaceleración de servicio para trenes suburbanos es de $0,525[m/s^2]$, por ende, este valor será el utilizado en este modelo. Una vez que la diferencia entre el largo del trayecto entre estaciones y la DCF es alcanzada, se pasa a la etapa de Frenado.

Cuando se alcanza la etapa de Frenado, se calcula nuevamente la tasa de desaceleración en función de la velocidad que posee el tren, y la distancia que resta para llegar a la próxima estación. Una vez adoptada la nueva aceleración, se calcula el esfuerzo de frenado necesario para alcanzar el objetivo. Si el esfuerzo de frenado eléctrico no alcanza, se complementa con el mecánico. Al momento en que la posición del tren se posiciona en el lugar de la próxima estación, o cuando su velocidad es nula, el tren entra al estado de Detención.

En el estado de Detención, el tren se mantiene con velocidad, y aceleración nula, hasta que se complete el tiempo de detención. Esta información es rescatada desde el objeto creado para la línea.

3.1.1.4. Cálculos relacionados a la dinámica del tren

Durante el transcurso del tren en la línea es necesario realizar cálculos de variables relevantes para el estudio, como lo son las potencias. A continuación se detalla el cálculo efectuado para la estimación de cada una de ellas:

Potencia de tracción eléctrica

La potencia eléctrica que se demanda al tercer riel debido a la tracción del tren se ve condicionada por la presencia de tres elementos presentes en la tracción del tren: El variador de frecuencia, la reducción del motor, y el motor en sí. La potencia de tracción eléctrica demandada al tercer riel se observa en la Ecuación 3.1, en donde, $\eta_{v\text{v}\text{v}\text{f}}$, η_{reductor} y η_{motor} son las eficiencias del variador de frecuencia, la reducción y el motor.

$$P_{el} = \frac{P_{mec}}{\eta_{v\text{v}\text{v}\text{f}} \cdot \eta_{\text{reductor}} \cdot \eta_{\text{motor}}} = \frac{F_T \cdot v}{\eta_{v\text{v}\text{v}\text{f}} \cdot \eta_{\text{reductor}} \cdot \eta_{\text{motor}}} \quad (3.1)$$

Potencia de frenado eléctrico

La potencia eléctrica de frenado se ve condicionada por los mismos elementos que la potencia eléctrica de tracción. A su vez, la cuantificación de esta potencia es de suma importancia, dado que es la energía que se puede recuperar mediante los frenos, si es que se dispone de algún sistema de almacenamiento de energía, o si es que la línea es receptiva. La potencia de frenado eléctrico es posible calcularla mediante la Ecuación 3.2.

$$P_{brake} = F_{brake} \cdot v \cdot \eta_{v\text{v}\text{v}\text{f}} \cdot \eta_{\text{reductor}} \cdot \eta_{\text{motor}} \quad (3.2)$$

Potencia eléctrica demandada al tercer riel

Debido a que dentro del funcionamiento del tren se poseen otros consumos aparte de la tracción (La calefacción de los carros y la iluminación, por ejemplo), es necesario incorporarlos dentro del modelo. Para ello, se introduce el concepto de *Potencia de Servicios Auxiliares*, P_{aux} . El uso de esta potencia adicional, se integra al modelo mediante la Ecuación 3.3, en donde P_{riel} corresponde a la potencia que demanda el tren al tercer riel.

$$P_{riel} = \frac{P_{mec}}{\eta_{vvvf} \cdot \eta_{reductor} \cdot \eta_{motor}} + P_{aux} = \frac{F_T \cdot v}{\eta_{vvvf} \cdot \eta_{reductor} \cdot \eta_{motor}} + P_{aux} \quad (3.3)$$

La potencia que se demanda al tren al tercer riel tiene una gran importancia para este estudio, dado que corresponde a la variable que nos ayudará a comparar el desempeño de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía tanto en la reducción de los picos de potencia, como en el consumo de energía. Cabe mencionar que lo antes expuesto es solamente válido para el análisis de un tren aislado, y no para un conjunto de trenes.

Para el cálculo del desempeño energético de un tren, basta integrar los resultados que se puedan obtener desde la Ecuación 3.3. En particular para este estudio, se utiliza la *Integración Numérica Trapezoidal*.

3.1.1.5. Estructura de la simulación quasi-dinámica de un tren para un trayecto

La manera en que se estructura la simulación de un tren para un tramo se presenta en la Figura 3.2. En esta se puede observar la forma en que converge la información del tren y del tramo, las fases de marcha del tren, generando así la simulación quasi-dinámica de un tren para un trayecto dado.

3.1.1.6. Cálculo de las velocidades máximas entre estaciones

Para el presente modelo, uno de los parámetros importantes corresponde a la velocidad máxima entre estaciones. La importancia de este valor radica en que es el punto de comparación que tiene el modelo para determinar en la fase de operación que se debe encontrar el tren.

En el caso de este estudio, este valor se encuentra implícito dentro de la bitácora de trenes, dado que solo se encuentran los tiempos que el tren emplea para desplazarse entre estaciones. Para la obtención de la velocidad máxima, el método empleado consiste en la iteración de la simulación quasi-dinámica de un tren (Véase Figura 3.2) para cada uno de los tramos que posee la línea, tanto de ida como para la vuelta, modificando la velocidad máxima que se tiene como objetivo para cada iteración. El valor a obtener de estas simulaciones es el tiempo que tarda el tren en llegar de una estación a otra, para que luego pueda ser comparado con los valores de la bitácora. Si para algún tramo entre estaciones no existiera una coherencia entre los valores obtenidos y los de la bitácora, se amplía el rango de velocidades, o se realiza una discretización más pequeña entre los valores de las velocidades que dan como resultado tiempos más cercanos al tiempo objetivo. De este modo, una vez que se obtengan todos los valores para los diferentes tramos, los valores de las velocidades máximas se almacenan en el objeto creado para la línea.

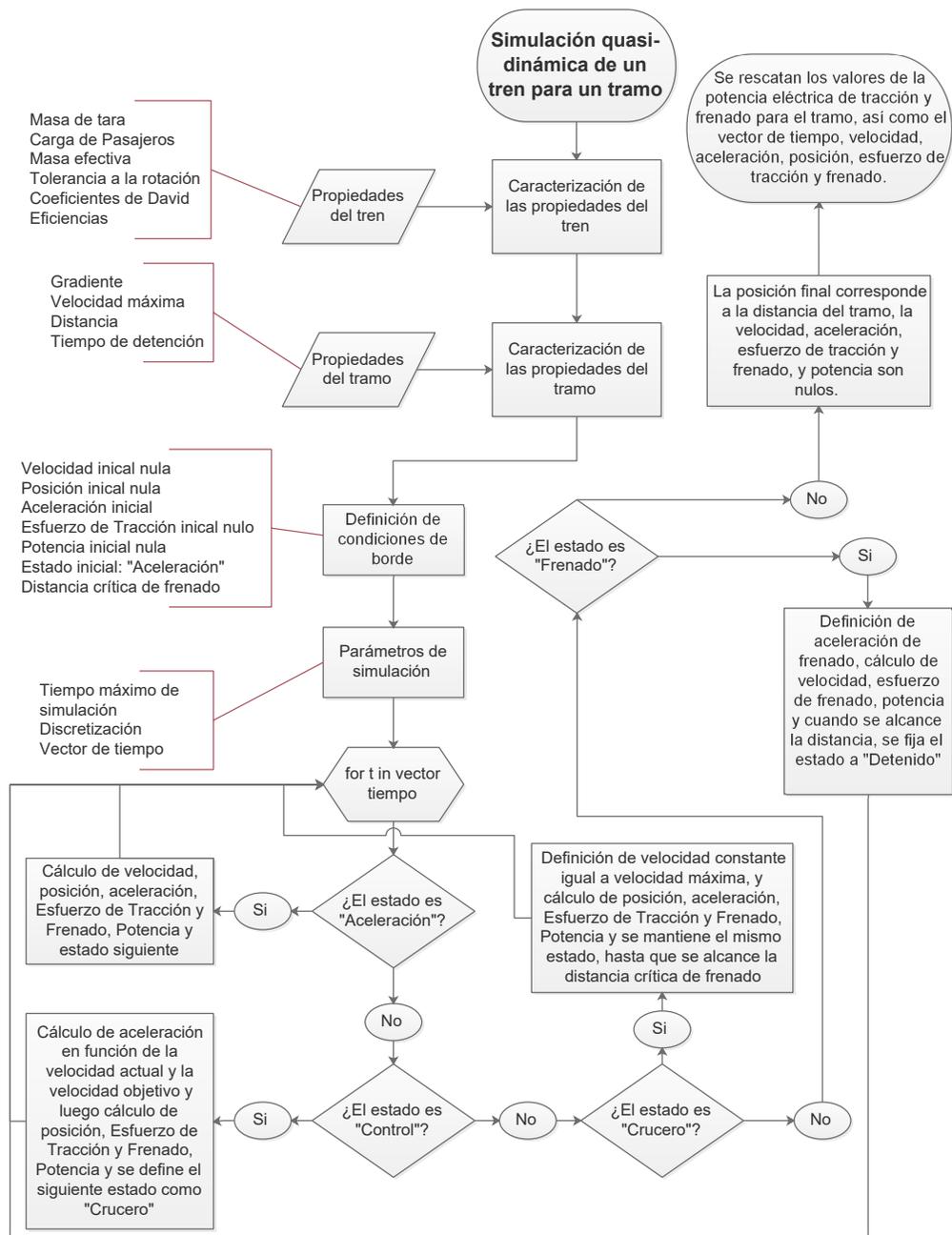


Figura 3.2: Diagrama de Flujo de la simulación quasi-dinámica de un tren para un tramo.

3.1.1.7. Estructura de la simulación quasi dinámica de un tren a lo largo de una línea

La estructura de la simulación quasi-dinámica de un tren a lo largo de una línea es lo que se presenta en la Figura 3.3. En ella se puede observar que las propiedades y parámetros de la línea son imperantes en la obtención de resultados. Además, se puede observar que existe una iteración la cual se realiza para cada tramo entre las estaciones, y la cual utiliza la simulación quasi-dinámica de un tren para un tramo, lo cual ha sido detallado en la Sección 3.1.1.5. La información obtenida para cada iteración es luego almacenada de manera individual para los tramos, así como en conjunto para la línea.

Dadas las características de este estudio, uno de los resultados relevantes de esta simulación es la Potencia eléctrica que se demanda al tercer riel a lo largo de la línea, dado que este es la variable que se desea modificar con los sistemas de almacenamiento de energía, y será el caso base para el posterior contraste de los resultados.

Cabe mencionar que esta simulación debe ser realizada para ambos sentidos de la línea, debido a que no son análogos producto de las diferencias de gradiente que existen al recorrer la vía.

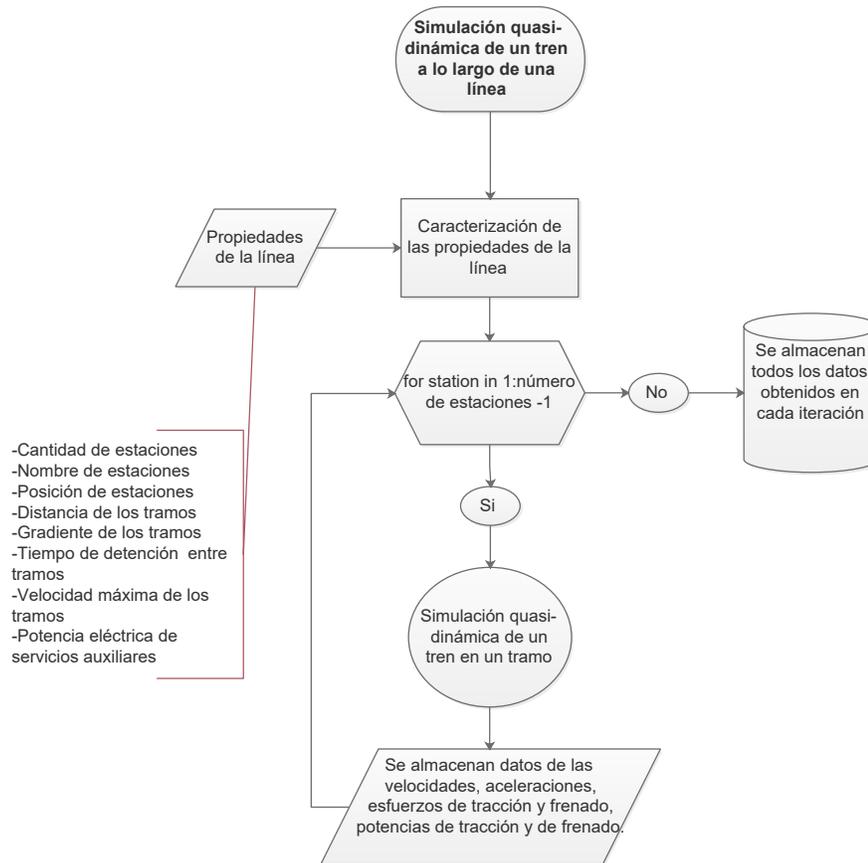


Figura 3.3: Diagrama de Flujo de la simulación quasi-dinámica de un tren a lo largo de una línea.

3.1.2. Método para la caracterización del tren y la línea en la simulación

La modelación Quasi-Dinámica de la dinámica longitudinal de un tren en este estudio se realiza mediante el software *MATLAB R2017b*, en el cual se programa basado en el paradigma llamado *Programación orientada a los objetos (POO)*[33]. En contraste con otras técnicas de programación, esta se caracteriza por ser una red de objetos que interactúan, teniendo cada uno de ellos su propio estado. De este modo, podemos tener elementos como la *Línea* y el *Tren*, los cuales poseen sus propias propiedades que se actualizan según el algoritmo o método que se tenga en funcionamiento. La unidad mínima en la POO es el *Objeto*, el cual

es caracterizado por las siguientes tres propiedades: estado, comportamiento e identificación.

Los *Objetos* son derivados desde una *Clase*, la cual es una plantilla que consiste en un conjunto de variables y funciones. En el caso de MATLAB, las variables y las funciones de las *Clases* son llamadas *Properties* y *Methods*. Un ejemplo de una *Clase* puede ser el conjunto de *Automóviles*, en donde un *Objeto* de este conjunto puede ser un modelo en específico. Este modelo posee a su vez propiedades (cilindrada, peso, etc.), un estado (detenido, acelerando, etc.), y un comportamiento (función de rendimiento de combustible en función de la velocidad) que lo hacen diferente del resto.

Para la aplicación de la POO en este contexto, se procede a crear primeramente la *Clase Tren*. Esta clase posee un conjunto de propiedades y métodos que caracterizan a todos sus elementos. En la Tabla 3.1 se pueden observar las propiedades y elementos que caracterizan esta *Clase*. Dentro de las propiedades, existen aquellas que son intrínsecas de los *Objetos* (Por ejemplo, masa y velocidad máxima), así como aquellas que almacenan su comportamiento (Por ejemplo, velocidad y aceleración). Por otro lado, dentro de los métodos tenemos una función, la cual determina el cálculo de la masa efectiva en función de la masa de tara, carga de pasajeros y tolerancia a la rotación (Véase Ecuación 2.6). Finalmente, el *Constructor* corresponde a un método que permite importar propiedades desde un archivo externo, en este caso *CSV*, el cual sirve para la creación de un objeto. En particular en este estudio, se crea el *Objeto tren4*, el cual posee las características de un tren típico de 6 vagones de la Línea 4 del Metro de Santiago.

Tabla 3.1: Propiedades y métodos de la *Clase Tren*

Clase Tren
Propiedades
Masa de tara
Masa de pasajeros
Tolerancia a la rotación
Masa efectiva
Velocidad máxima
Aceleración máxima de frenado
Coefficientes de David
Velocidad
Aceleración
Esfuerzo de Tracción
Esfuerzo de Frenado
Potencia
Potencia demandada al tercer riel
Estado
Eficiencias
Métodos
Cálculo de la masa efectiva
Constructor

En cuanto a la caracterización de las propiedades y métodos de la línea de trenes, se procede a crear la *Clase Línea*. Dentro de las propiedades, se almacenan tanto las características de la línea, como los estados y comportamientos que presenta un tren en el transcurso de su movimiento en una determinada línea. En cuanto a los métodos, y del mismo modo que en la anterior clase descrita, se procede a crear un *Constructor*. En particular, con el constructor

se importan las propiedades que presenta la línea 4 del Metro de Santiago.

Tabla 3.2: Propiedades y métodos de la *Clase Línea*

Clase Línea
Propiedades
Número de Estaciones
Nombre de Estaciones
Posición de las estaciones
Distancia entre estaciones
Tiempo entre estaciones
Altura de la estación
Gradiente entre estaciones
Tiempo de detención
Velocidad máxima entre estaciones
Potencia
Energía utilizada
Velocidad
Aceleración
Esfuerzo de tracción
Esfuerzo de frenado
Posición del tren
Vector de tiempo
Potencia demandada al tercer riel
Voltaje de la línea
Potencia de servicios auxiliares
Potencia máxima desarrollada
Estado del tren
Potencia ESS
Potencia de Recuperación de energía
Métodos
Constructor

Luego de caracterización tanto de la línea como del tren, mediante las herramientas detalladas anteriormente, se procede calcular el movimiento del tren.

3.2. Selección del tipo de aplicación y tecnología del sistema de almacenamiento de energía

3.2.1. Selección del tipo de aplicación

En el sector ferroviario existen diferentes tipos de aplicaciones de sistemas de almacenamiento de energía (Véase Sección 2.4.2), los cuales poseen propiedades y características que son adecuadas para diferentes casos. Es por esto, que en esta sección se comienza escogiendo el tipo de aplicación, ya sea OBESS o SESS.

En particular en este estudio, se opta por el sistema de almacenamiento “A bordo (OBESS)”. Esta decisión se sustenta en que este tipo de tecnología posee un menor costo de infraestructura, debido a que se instalan de manera unitaria en cada uno de los trenes, y no es

necesario intervenir una línea que ya se encuentra construida. Por otro lado, al utilizar este tipo de tecnología se consigue una mejor eficiencia del sistema, debido a que se evitan las pérdidas óhmicas relacionadas con la transmisión de la energía.

Al utilizar OBESS, se tiene la configuración del sistema de almacenamiento de energía toma la forma que se puede observar en la Figura 3.4, la cual considera los siguientes elementos:

- Sistema de almacenamiento de energía (ESS)
- Convertidor bidireccional DC-DC para el ESS
- Cargas auxiliares
- Convertidor VVVF para los motores de tracción.
- Motor traccionador y reductores o engranajes.

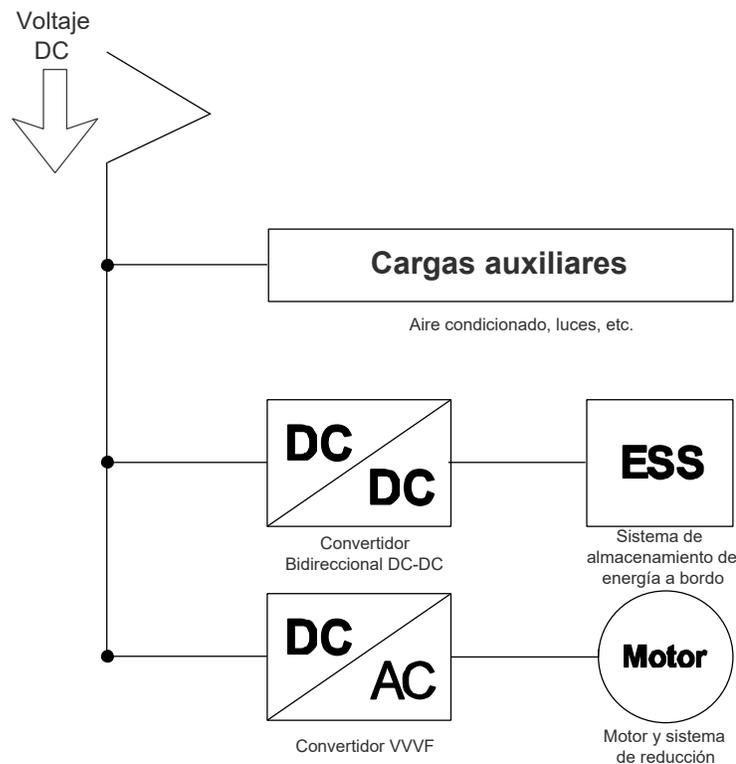


Figura 3.4: Diagrama de bloques del sistema de almacenamiento de energía a bordo de un tren, sistema traccionador y servicios auxiliares

De los elementos que se consideran en la configuración del sistema de almacenamiento de energía, el convertidor bidireccional DC-DC, el convertidor VVVF, el motor traccionador y el reductor, son comunes para todos los sistemas de almacenamiento. Las eficiencias de estos elementos se presentan la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Eficiencias del sistema de almacenamiento de energía[3]

Atributo	Valor
Eficiencia convertidor bidireccional DC-DC, $\eta_{chopper}$	0,95
Eficiencia convertidor VVVF, η_{VVVF}	0,98
Eficiencia motor, η_{motor}	0,88
Eficiencia reductor, $\eta_{reductor}$	0,98

3.2.2. Selección de tecnología de almacenamiento de energía

En la Sección 2.4.1, se señalan diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento de energía que se ajustan al presente estudio, los cuales corresponden a baterías Li-Ion, baterías Ni-MH, baterías Lead-Acid y los supercondensadores. Si bien las baterías lead-acid son un buen candidato, estas se descartan por el impacto que tienen al medio ambiente. Por otro lado, los supercondensadores al tener una baja densidad específica de energía se descargan, debido a que no podrán realizar funciones de resiliencia. Los sistemas de almacenamiento de energía a estudiar corresponden a:

- Baterías Ni-MH
- Baterías Li-Ion

Por otro lado, en la Sección 2.4.2, en donde se detallan las características de los tipos de aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía, se muestran algunos casos de OBESS desarrollados y comercializados por fabricantes internacionales (Véase Tabla 2.3). Con la intención de realizar el estudio con artículos presentes en el mercado internacional, estos casos de OBESS desarrollados serán los escenarios que se modelan. Las tecnologías de almacenamiento de energía a modelar por ende son:

- 30-k6 Gigacell (Kawasaki) - Ni-MH
- Altairnano 24V 70Ah (Altairnano) - Li-Ion (LTO)
- Toshiba *SciBTM* (Toshiba) - Li-Ion (LTO)

A continuación se detalla cada una de las tecnologías escogidas:

3.2.2.1. Toshiba SCiBTM (LTO)

SCiBTM es una batería recargable manufacturada por Toshiba, la cual corresponde a un tipo de batería de iones de litio. En esta batería se utilizan nanocristales de titanato de litio en la superficie del ánodo, otorgándole de esta manera la posibilidad de realizar cargas y descargas rápidas.

Esta batería posee una vida que excede los 15.000 ciclos de carga y descarga, teniendo además una carga rápida y corrientes de entrada y salida comparables a los condensadores.

Por otro lado, la batería posee un rango del estado de carga que va desde el 0 % al 100 %.

Esta batería es comercializada en diversos formatos cómo lo son las celdas, módulos y sistemas. Dado el contexto del modelo, se opta por los módulos, los cuales están constituidos por un conjunto de celdas.

Las especificaciones técnicas de esta batería se detallan en el Anexo C.3, y se presenta un resumen en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Especificaciones técnicas para el módulo de batería Toshiba SCiB™ (LTO)

Atributo	Valor
Voltaje nominal	27,6 [V]
Capacidad típica	40 [Ah]
Energía hasta la descarga	1,1 [kWh]
Potencia de carga/descarga	8,55 [kW]
η_{qe}	0,9
DOD	100 %
Ciclos de vida, 100 % DOD	15.000
Dimensiones	190 [mm] x 360 [mm] x125 [mm]
Peso	14 [kg]

3.2.2.2. Altairnano 24V 70Ah (LTO)

Alterinano comercializa un módulo de batería recargable de iones de litio, la cual al igual que la tecnología anterior, presenta titanato de litio en su ánodo. Esta batería posee un ciclo de vida alto, la cual alcanza los 25000 ciclos con una profundidad de descarga del 100 %, no necesitando mantenimiento en la duración de este.

Las especificaciones técnicas de esta batería se detallan en el Anexo C.2, y se presenta un resumen en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Especificaciones técnicas para el módulo de batería Altairnano 24V 70Ah (LTO)

Atributo	Valor
Voltaje nominal	24 [V]
Capacidad típica	67,4 [Ah]
Energía hasta la descarga	1,62 [kWh]
Potencia de carga/descarga	29,45 [kW]
η_{qe}	0,9
DOD	100 %
Ciclos de vida, 100 % DOD	25.000
Dimensiones	279.1 [mm] x 158.6 [mm] x 303.2 [mm]
Peso	28 [kg]

3.2.2.3. Kawasaki 30-K6 GIGACELL (Ni-MH)

30-K6 GIGACELL es una batería de níquel-metal hidruro que es comercializada por Kawasaki. Esta batería se presenta como una buena opción en aplicaciones en donde se necesiten cargas y descargas rápidas, tal como sucede en los trenes. Además, puede ser utilizada para estabilizar la electricidad producida por fuentes de generación renovable tales como las provenientes de la energía solar y eólica.

La durabilidad de la batería en cuanto a su ciclo de vida es alta, debido a que está diseñada para que pueda soportar todo tipo de ciclos, como lo son los ciclos de carga y descarga rápido, en cortos periodos de tiempo.

Esta batería no posee ni plomo, ni mercurio, ni cadmio, siendo esta tecnología de almacenamiento una de las más amigables con el medio ambiente.

Las especificaciones técnicas de esta batería se detallan en el Anexo C.1, y se presenta un resumen en la Tabla 3.6. Dentro de los valores presentados en la Tabla 3.6, el ciclo de vida es el único valor que no se encuentra por datos del proveedor, sin embargo, en [34] presentan un tabla para los ciclos de vida de las baterías de Ni-MH en función de la profundidad de descarga. De este modo, se interpola los ciclos de vida entre los valores para una profundidad de descarga del 80 % y el 100 %, obteniendo el valor requerido.

Tabla 3.6: Especificaciones técnicas para el módulo de batería Kawasaki 30-K6 GIGACELL (Ni-MH)

Atributo	Valor
Voltaje nominal	36 [V]
Capacidad típica	141 [Ah]
Energía hasta la descarga	5,1 [kWh]
Potencia de carga/descarga	126 [kW]
η_{qe}	0,98[28]
DOD	90 % [28]
Ciclos de vida, 90 % DOD	9.000
Dimensiones	1.287 [mm] x 218 [mm] x350 [mm]
Peso	248 [kg]

3.3. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía

En la sección anterior se han seleccionado las tecnologías y el tipo de aplicación que se utiliza en el presente estudio para los sistemas de almacenamiento de energía, sin embargo, el tamaño de los diferentes sistemas de almacenamiento aún no se han definido.

La importancia del dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento de energía radica en que dependiendo del tamaño, es posible cumplir en mayor o en menor medida las caracte-

terísticas que brindan los sistemas de almacenamiento de energía a bordo. Cabe mencionar que los beneficios que se buscan con los sistemas de almacenamiento de energía son tres:

- Recorte de los picos de potencia durante la aceleración del tren.
- Disminución de la energía utilizada por el tren en la tracción, durante su funcionamiento.
- Conceder cierta autonomía o resiliencia a la línea, de modo que pueda operar cuando no exista suministro eléctrico, lo cual puede suceder en situaciones de emergencia.

Estos tres beneficios u objetivos corresponden también a la directrices del dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía. Además, cada uno de estos se ven condicionados por los otros, debido a restricciones en la potencia máxima a desarrollar.

En el caso hipotético de que el suministro eléctrico de la línea de metro pueda verse afectado, la posición más lejana que puede quedar un tren de alguna estación es en el punto medio entre dos estaciones, y por ende, si se quisiera llegar a una estación, este escenario sería el más demandante de energía. Además, se debe tener consideración que no todos los trayectos entre estaciones consumen la misma cantidad de energía, por ende, el caso crítico que puede darse bajo alguna contingencia es que un tren pueda quedar detenido en el punto medio del tramo de mayor consumo energético. Es por esto por lo que se utiliza este caso para dimensionar los OBESS. Para ello, primeramente es necesario estimar el consumo energético que experimentan los trenes para trayecto que realizan en la línea, tanto para la ida como para la vuelta. Esto es posible realizarlo mediante el modelo quasi-dinámico de los trenes.

Una vez identificado el tramo de mayor consumo energético, se debe optar por un régimen de funcionamiento del tren para estas ocasiones. Dado a que el sistema de resiliencia será utilizado solamente bajo circunstancias puntuales, no es necesario que el tren opere con los mismos parámetros utilizados en sus viajes comunes. Dado esto, es necesario definir una velocidad a la cual el tren pueda funcionar, y que su comportamiento eléctrico en términos de potencia y energía no sea muy demandante. Una vez escogida la velocidad de operación, se procede a evaluar el trayecto con la velocidad escogida con el modelo quasi-dinámico de trenes, obteniendo de esta manera información relativa a la potencia eléctrica desarrollada en el trayecto, y por ende, la energía consumida. Los resultados que servirán como parámetros de diseño para el dimensionamiento de los OBESS serán la potencia máxima desarrollada ($P_{resiliencia}^{MAX}$) y la energía máxima consumida ($E_{resiliencia}^{MAX}$).

Luego, es necesario considerar otros parámetros dentro del dimensionamiento, los cuales son relativos a las propiedades de la batería. como lo son las eficiencias, y las restricciones de carga de la batería. En la Ecuación 3.4, se presenta la forma en que se calcula la potencia mínima que tiene que cumplir el sistema de almacenamiento de energía, de modo de poder otorgarle a línea una mayor resiliencia (P_{OBESS}^{MIN}). Además, se incluyen los términos η_{ESS} y F_{aging} , los cuales corresponden a la eficiencia del sistema de almacenamiento de energía, y al factor de envejecimiento, el cual actúa como un factor de seguridad, de modo de poder asegurar el funcionamiento de la batería durante todo su ciclo de vida, a pesar del envejecimiento[35]. El valor utilizado para el factor de envejecimiento es 1.25[36].

$$P_{OBESS}^{MIN} = \frac{P_{resiliencia}^{MAX}}{\eta_{ESS}} \cdot F_{aging} \quad (3.4)$$

Una vez abordado el problema desde el punto de vista de la potencia, es necesario luego controlar otro parámetro como lo es la energía mínima que debe tener el OBESS. En la Ecuación 3.5, se presenta la manera de calcular la energía mínima que necesita el OBESS para los fines de resiliencia. A diferencia de la Ecuación 3.4, en esta ecuación se agrega la profundidad de descarga máxima (DOD^{MAX}) que permite el sistema de almacenamiento de energía, de este modo, se contabiliza aquella fracción de la batería que no puede ser utilizada por el sistema de almacenamiento de energía. Finalmente, es necesario hacer notar que tanto la Ecuación 3.4, como la ecuación 3.5, debe ser calculada para cada sistema de almacenamiento de energía que se desee simular.

$$E_{OBESS}^{MIN} = \frac{E_{resiliencia}^{MAX}}{\eta_{ESS} \cdot DOD^{MAX}} \cdot F_{aging} \quad (3.5)$$

Una vez calculada la potencia y la energía mínimas requeridas por el OBESS, es necesario definir el tamaño de los módulos de los sistemas de almacenamiento de energía, de modo que sea factible su instalación dentro del tren. Como no existe información relativa a las dimensiones del tren AS02 de la línea 4 del metro, se toma como ejemplo a los trenes livianos *SWIMO*, los cuales utilizan las baterías Gigacell para el almacenamiento de energía. En la Figura 3.5 y 3.6, se puede observar en la forma que están dispuestas las baterías bajo el asiento de los pasajeros. Cabe mencionar, que este tipo de disposición solamente se puede utilizar con tecnologías de almacenamiento que posean altos estándares de seguridad, de modo que se salvaguarde la integridad del pasajero. Dado todo lo anterior, se define al módulo de baterías Gigacell como la referencia para las dimensiones de los otros módulos de baterías. Además, se define que estos módulos de baterías solamente se encontrarán posicionados bajos los asientos de los carros traccionadores, los cuales en el caso de los trenes AS02 son 4.

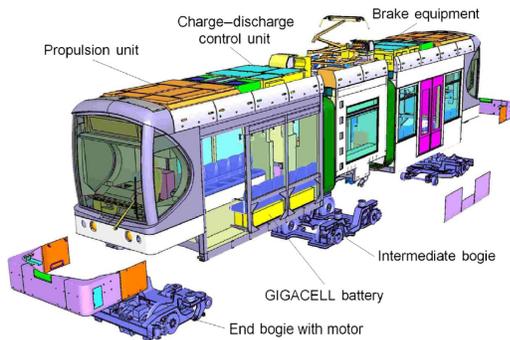


Figura 3.5: Disposición del OBESS Gigacell en tren SWIMO



Figura 3.6: Módulo de baterías Gigacell bajo un asiento del tren SWIMO

Una vez que se han definido los tamaños de los módulos, y que estos sean similares a las dimensiones del ejemplo utilizado, la cantidad de módulos de batería a utilizar queda determinado por la Ecuación 3.6, en donde N_{pack_i} es la cantidad de paquetes de módulos de

almacenamiento de energía necesarios para un tren que utiliza el sistema de almacenamiento de energía i , $P_{pack_i}^{MAX}$ corresponde a la potencia de descarga máxima del paquete de módulos de almacenamiento de energía i , y $N_{pack_{carro}}$ es el número de paquetes de módulos que se consideran por cada carro traccionador. Esta ecuación permite que el sistema de almacenamiento de energía dimensionado, cumpla las restricciones de potencia y energía que se necesitan para la resiliencia de la línea.

$$N_{pack_i} = \max \left\{ \left[\frac{P_{OBESS_i}^{MIN}}{P_{pack_i}^{MAX}} \right] + \left(N_{pack_{carro}} - \left(\left[\frac{P_{OBESS_i}^{MIN}}{P_{modulo_i}^{MAX}} \right] \% N_{pack_{carro}} \right) \right), \left[\frac{E_{OBESS_i}^{MIN}}{E_{pack_i}} \right] + \left(N_{pack_{carro}} - \left(\left[\frac{E_{OBESS_i}^{MIN}}{E_{pack_i}} \right] \% N_{pack_{carro}} \right) \right) \right\} \quad (3.6)$$

Dada la cantidad de paquetes de módulos definidos, es posible conocer la potencia de diseño máxima para la carga y descarga del OBESS, así como la capacidad de energía de diseño del mismo, lo cual se expresa en las Ecuaciones 3.7 y 3.8. Este último valor es fundamental para la estimación del costo del sistema de almacenamiento de energía.

$$P_{OBESS_i}^d = N_{pack_i} \cdot P_{pack_i}^{MAX} \quad (3.7)$$

$$E_{OBESS_i}^d = N_{pack_i} \cdot E_{pack_i} \quad (3.8)$$

Si bien los valores calculados por las Ecuaciones 3.7 y 3.8 permiten conocer la dimensión en términos de energía y potencia del OBESS, estos valores no son representativos para la operación de este, dado que estos valores corresponden a los valores de operación para el OBESS sobredimensionado por el factor de envejecimiento. Así, los valores de operación que se deben considerar para los escenarios de almacenamiento de energía son calculados mediante las Ecuaciones 3.9 y 3.10.

$$P_{OBESS_i}^{op} = \frac{P_{OBESS_i}^d}{F_{ageing}} \quad (3.9)$$

$$E_{OBESS_i}^{op} = \frac{E_{OBESS_i}^d}{F_{ageing}} \quad (3.10)$$

3.4. Modelación y simulación del sistema de almacenamiento a bordo en un tren a lo largo de una línea

Una vez escogidos y definidos los sistemas de almacenamiento de energía, se procede a simular su comportamiento para cada uno de los casos de almacenamiento. Para la modelación

de estos se debe adoptar una estrategia de recorte de los picos de potencia, lo cual tiene una implicancia directa en el modo en que se carga y descarga el sistema de almacenamiento (Véase Sección 2.4.3). Además, se debe tener en consideración todas las eficiencias implicadas en el funcionamiento del almacenamiento de energía, lo cual depende de la configuración adoptada. Finalmente, se calcula la degradación que presenta el sistema de almacenamiento a bordo en función del tiempo. A continuación, se detallan los pasos mencionados anteriormente:

3.4.1. Estructura general de la simulación

La información de entrada para este modelo proviene tanto de la simulación del modelo quasi-dinámico de un tren a lo largo de una línea (Véase Sección 3.1.1.7), como del dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento de energía. Lo anteriormente expuesto puede ser observado en la Figura 3.7, en donde se detallan las entradas, los procesos y las salidas de la simulación.

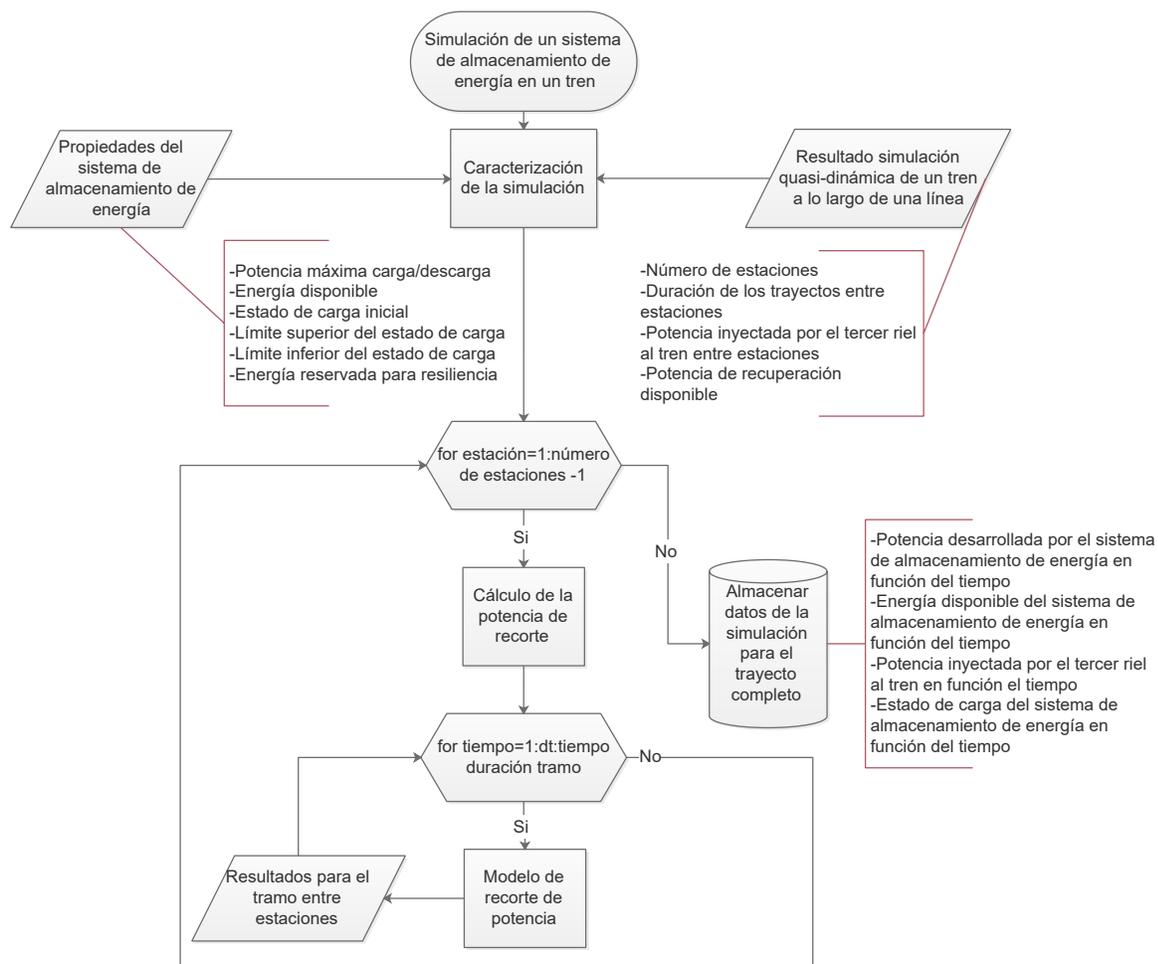


Figura 3.7: Altura de las estaciones sobre el nivel del mar en función de la distancia recorrida

El método para la caracterización del sistema de almacenamiento en la simulación es análogo a lo efectuado para el tren y para la línea de metro (Véase Sección 3.1.2), sin embargo,

en este caso existen tantos objetos como sistemas de almacenamiento se deseen estudiar, todos pertenecientes a la clase *Sistemas de Almacenamiento*.

3.4.2. Modelo de recorte de potencia

El modelo de recorte de potencia utilizado es el que se detalla en la Sección 2.4.3, el cual ha sido utilizado en [3] y [21]. El modelo se encuentra constituido por dos algoritmos, los cuales están asociados a la carga y a la descarga del sistema de almacenamiento de energía. El diagrama de flujo del modelo de recorte de potencia se presenta en la Figura 3.8, en donde se detalla el funcionamiento del modelo.

3.4.3. Degradación del sistema de almacenamiento de energía para un tren

Uno de los aspectos fundamentales al evaluar la factibilidad de los sistemas de almacenamientos de energía, es la vida útil de este. Este parámetro, determina la frecuencia a la cual se debe hacer un recambio del sistema de almacenamiento, y por ende, su valor tiene implicancias directas en los costos asociados a un proyecto. La vida útil de un sistema de almacenamiento de energía depende tanto de características intrínsecas de la tecnología de almacenamiento de energía, como de la aplicación y uso. De esta forma, parámetros y variables como la profundidad máxima de descarga de la tecnología de almacenamiento (DOD), ciclo de vida (CV), e información sobre la carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía según la aplicación, son factores que inciden directamente en la degradación.

En el Anexo B, se presenta un método desarrollado en el presente estudio para la cuantificación de la degradación de los sistemas de almacenamiento de energía, para un tren durante su recorrido en la línea en ambas direcciones. Los resultados de este método permiten encontrar una función lineal, la cual entrega resultados respecto al ciclaje del sistema de almacenamiento de energía.

3.5. Simulación de escenarios de almacenamiento de energía para la línea ferroviaria

3.5.1. Descripción general de la simulación

Para la modelación eléctrica de la línea, en donde se contempla el funcionamiento de todos los trenes, se utiliza el “Modelo de gestión de energía de Metro” (Véase Sección 2.5). Este modelo está diseñado para almacenar las características de las redes, los parámetros de simulación, y consumos de diferentes escenarios, así como los resultados de las simulaciones. Como se puede observar en la Figura 3.9, este modelo contempla tanto las propiedades de las

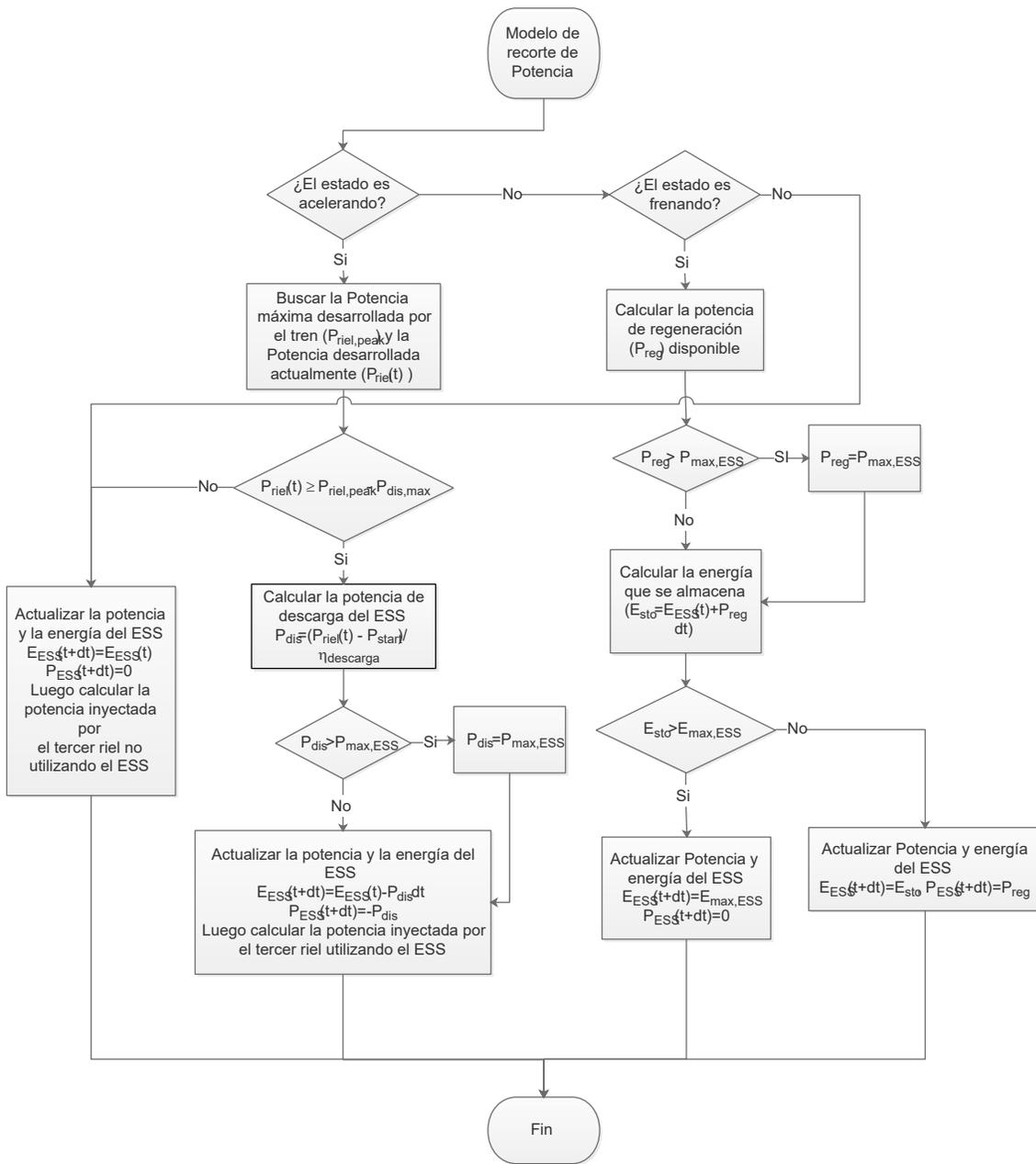


Figura 3.8: Diagrama de flujo del modelo de recorte de potencia

vías, trenes y sub-estaciones rectificadoras. Este modelo ha sido desarrollado por el *Centro de Energía*, quienes además han configurado todos sus parámetros y características, de modo de simular el funcionamiento de la *Línea 4*.

La única información que se varía para los diferentes escenarios de simulación es la bitácora de trenes y el periodo de simulación. En la Tabla 3.7 se presentan los datos que se incluyen dentro de la tabla para la bitácora, que recibe como entrada el modelo. Cabe mencionar que esta bitácora incorpora la información de todos los trenes presentes en la línea, para todo el periodo de simulación.

La generación de esta bitácora de trenes se realiza mediante la utilización de un *script* de

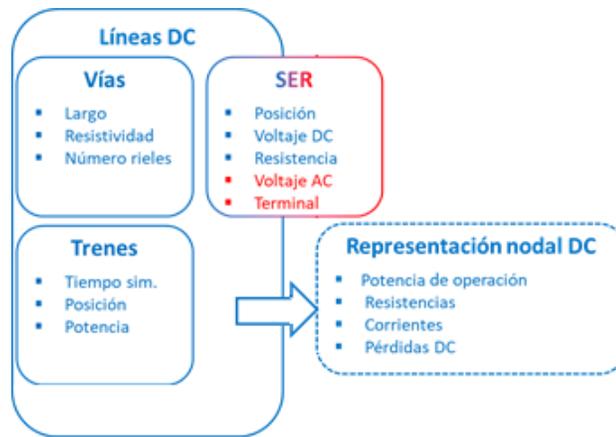


Figura 3.9: Funcionamiento del SESS

Tabla 3.7: Campos de datos tabla bitácora de trenes

Encabezado	Unidad
Tren ID	N/A
Línea ID	N/A
Fecha	N/A
Vía	N/A
Posición	[m]
Velocidad	[m/s]
Aceleración	[m/s ²]
Potencia	[W]

Python, desarrollado por el *Centro de Energía*. La información de entrada que se utiliza para la generación de la bitácora de trenes corresponde a la frecuencia y el número de trenes para las diferentes horas de funcionamiento, y los resultados de los escenarios de almacenamiento, en conjunto con los resultados del caso base. Cabe mencionar, que la información primordial en este último ítem es la potencia demandada por el tren al tercer riel. Una vez conformada la bitácora de trenes, esta se añade a la base de datos con que trabaja el modelo de gestión, para luego dar paso a la simulación de la línea. Esta simulación debe ser previamente configurada, en pos de que obtenga resultados dentro del periodo que se desee simular. Producto de la simulación, se obtiene la sumatoria de las potencias desarrolladas por las sub-estaciones rectificadoras. En la Figura 3.10 se puede observar un diagrama de flujo de lo detallado anteriormente. La figura representa la metodología que se utiliza para la simulación de un solo día, de este modo, se debe realizar la simulación mediante el modelo de gestión tantas veces como días se requieran simular.

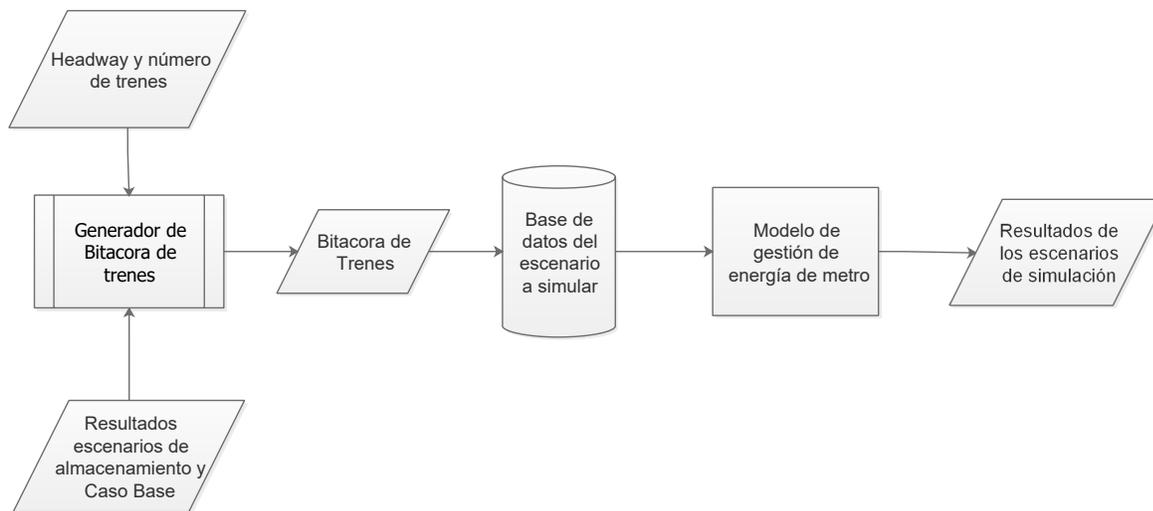


Figura 3.10: Diagrama de flujo de la simulación de una línea usando el *modelo de gestión de energía de metro*.

3.5.2. Definición de bitácoras de trenes para los diferentes escenarios

La definición de la bitácora de trenes posee dos pasos: Definición de Headway número de trenes y la incorporación de información relativa a los casos de almacenamiento y del caso base. A continuación se detallan ambos.

3.5.2.1. Headway y número de trenes

En el presente estudio se utilizan 7 días típicos a simular, los cuales se diferencian en la cantidad de trenes que se encuentran presente en la línea y el tiempo que existe entre la llegada de dos diferentes trenes a una misma estación, llamado *Headway*. Además, cada día típico es aplicado para un cierto periodo del año. En conjunto con lo anterior, dentro de un mismo día existen diferentes periodos de tiempo, en donde los dos parámetros mencionados anteriormente también varían. En el presente estudio se han utilizado 5 periodos los cuales corresponden a *Valle AM*, *Punta AM*, *Valle*, *Punta PM* y *Valle PM*. En las Tablas 3.8, 3.9 se muestran los parámetros a utilizar en la totalidad de las simulaciones de este estudio.

La definición de los horarios de inicio y de término de los diferentes periodos que se modelan a lo largo de un día, se pueden observar en la Tabla 3.10.

Otro aspecto para tener en consideración en las simulaciones es la definición del intervalo de tiempo durante el cual se ejecuta la simulación. En particular para este estudio, se definen los periodos de simulación de acorde a un aproximado del horario de apertura y de cierre de las estaciones de la *línea 4*, según el tipo día que se quiera simular. Lo anterior se puede observar en la Tabla 3.11.

Cabe mencionar, que toda la información relativa a los headway y el número de trenes es

Tabla 3.8: Número de trenes en función del horario del día, el mes del año y el tipo de día, para cada día típico.

Día típico	Tipo	Mes	Número de trenes				
			Valle AM	Punta PM	Valle	Punta PM	Valle PM
1	Laboral	Enero	22	22	18	22	22
2	Laboral	Febrero	20	22	16	22	20
3	Laboral	Marzo-Diciembre	22	24	18	24	22
4	Sábado	Enero-Febrero	10	10	8	10	8
5	Sábado	Marzo-Diciembre	12	14	10	10	10
6	Feriado	Enero-Febrero	-	10	10	12	12
7	Feriado	Marzo-Diciembre	-	8	8	8	8

Tabla 3.9: Headway del sistema en función del horario del día, el mes del año y el tipo de día, para cada día típico.

Día típico	Tipo	Mes	Headway[s]				
			Valle AM	Punta PM	Valle	Punta PM	Valle PM
1	Laboral	Enero	163	163	200	163	163
2	Laboral	Febrero	180	163	225	163	180
3	Laboral	Marzo-Diciembre	163	150	200	150	163
4	Sábado	Enero-Febrero	360	360	450	360	450
5	Sábado	Marzo-Diciembre	300	257	360	360	360
6	Feriado	Enero-Febrero	-	360	360	300	300
7	Feriado	Marzo-Diciembre	-	450	450	450	450

Tabla 3.10: Horarios de inicio y término para los diferentes

Periodo del día	Horario de Inicio	Horario de término
Valle AM	06:00:00	06:59:59
Punta AM	7:00:00	8:59:59
Valle	9:00:00	17:59:59
Punta PM	18:00:00	19:59:59
Valle PM	20:00:00	22:59:59

Tabla 3.11: Horario de funcionamiento del metro según el tipo de día.

Tipo de Día	Horario de Apertura	Horario de Cierre
Laboral	06:00:00	23:00:00
Sábado	06:30:00	23:00:00
Feriado	8:00:00	23:00:00

compartida en todos los escenarios de simulación. La diferencia que existe a la hora de conformar la bitácora de trenes entre escenarios de simulación es la potencia que es demandada por los trenes al tercer riel.

3.5.2.2. Incorporación de información de los casos de almacenamiento y del caso base

Para incorporar la información de las simulaciones de los casos de almacenamiento y del caso base, se hace necesaria la creación de dos tablas, una para cada vía, las cuales contengan la información de las simulaciones de los casos de almacenamiento y del caso base para un sólo tren. En la Tabla 3.7 se detallan los elementos que se deben incorporar en las tablas.

Tabla 3.12: Campos de datos de tabla para la creación de bitácora de trenes

Encabezado	Unidad
Tiempo	[s]
Vía	N/A
Posición	[m]
Velocidad	[m/s]
Aceleración	[m/s ²]
Potencia	[W]

3.5.3. Cálculo de la energía eléctrica consumida anualmente

Producto de la simulación de cada escenario se obtiene como resultado final, la potencia que desarrollan el conjunto de sub-estaciones rectificadoras (PSER) para cada día típico. Es por esto, que el cálculo de la energía anual inyectada a línea (EAI), bajo un escenario de simulación, se calcula a través de la suma de los productos entre las energías utilizadas durante cada día típico y la cantidad de días típicos que existen en un año para cada día típico. En la Ecuación 3.11 se puede apreciar lo mencionado anteriormente, y en la Tabla 3.13 se detalla la cantidad de días que hay por cada día típico para el año 2017.

$$EAI_i = \sum_{\text{dia}=1}^7 E_{\text{dia}_i} \cdot N_{\text{dia}} \quad (3.11)$$

Tabla 3.13: Cantidad de días para cada día típicos para el año 2017

Día Típico	Tipo de día	Mes	Cantidad de días
1	Laboral	Enero	19
2	Laboral	Febrero	20
3	Laboral	Marzo-Diciembre	208
4	Sábado	Enero-Febrero	8
5	Sábado	Marzo-Diciembre	43
6	Feriado	Enero-Febrero	10
7	Feriado	Marzo-Diciembre	57

3.5.4. Cálculo de la degradación anual del sistema de almacenamiento de energía

En la Sección 3.4.3, se detalla la forma en que se obtienen los resultados para la degradación de un sistema de almacenamiento de energía de un tren en función del tiempo, en donde se obtiene una relación lineal entre el ciclaje de un sistema de almacenamiento de energía y el tiempo. En el Anexo B, se presenta una extensión de esta relación, la cual permite ampliar la cantidad de trenes que se consideran en la degradación, y de esta forma obtener una degradación para el sistema completo de almacenamiento de energía en la línea, a pesar de que sean sistemas individuales.

Para la obtención de la degradación de los sistemas de almacenamiento de energía para un conjunto de trenes, se incluyen parámetros como lo son el número de trenes a utilizar, y el tiempo que funciona cada uno de estos en un año, además de los resultados obtenidos para la degradación del sistemas de almacenamiento de energía para un tren. De este modo, se obtiene la degradación anual del sistema completo de almacenamiento, permitiendo saber la frecuencia de renovación del sistema de almacenamiento de energía. Este valor, tiene repercusiones directas en los flujos de capitales durante la evaluación económica de los escenarios.

3.6. Evaluación económica

En esta sección se detalla la forma en que se evalúa la rentabilidad de los diferentes casos de almacenamiento de energía. Para ello, se hace uso del flujo de caja de los distintos escenarios, el cual contiene toda la información relevante tanto de los costos como de los ingresos de los distintos proyectos. De este modo, primeramente se explicitan las consideraciones tomadas para la realización de este.

3.6.1. Consideraciones generales de la evaluación económica

Las consideraciones que se utilizan para realizar el flujo de caja son las siguientes:

- El proyecto es evaluado en un horizonte de 10 años, dado que los costos y tipos de tecnologías de almacenamiento pueden variar sustancialmente en un periodo más largo.
- Las utilidades se ven afectas a un 27 % de impuestos, según lo estipulado por el Servicio de Impuestos Internos de Chile.
- Debido a que los costos y beneficios de los proyectos a evaluar tienen externalidades en la sociedad, se utiliza una *tasa social de descuento*. El valor que se utiliza corresponde a un 6 % [37], el cual es fijado por el Ministerio de Desarrollo Social.
- Los ingresos y egresos de caja ocurren a final de cada año, y el momento en que ocurre la inversión es en el año 0.

- Se consideran los ahorros debido a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El precio social de la tonelada equivalente del dióxido de carbono se obtiene desde [37].
- La moneda que se utiliza corresponde al dólar estadounidense (USD).

Una vez fijado el marco en donde se desarrolla la evaluación de los diferentes proyectos, se procede a definir la manera y los tipos de costos que se consideran.

3.6.2. Costos

Para los proyectos tendremos dos tipos de costos: Costos de Inversión y Costos de operación.

3.6.2.1. Costo de inversión

Los costos de inversión considerados en el presente estudio son los siguientes:

Costo del sistema de almacenamiento de energía

Cada sistema de almacenamiento de energía que se simule en las fases anteriores, tendrá una cierta capacidad de almacenamiento de energía, la cual se relaciona directamente con su costo asociado [38]. En la Ecuación 3.12, se puede observar la forma en que el costo del sistema de almacenamiento de energía para el proyecto i es calculado ($CostoESS_i$). Este costo depende netamente del número de trenes en donde se desee implementar la tecnología, así como de la capacidad de diseño del sistema de almacenamiento ($E_{OBESS_i}^d$), como también el costo por unidad de energía que caracteriza a cada tecnología (C_i). Finalmente, se incorpora un factor de balance de planta (F_{BoP}), el cual considera el costo los equipos que complementan el sistema de almacenamiento de energía, como lo es el convertidor DC/DC y el balance del equipo. El valor de este factor para este tipo de aplicaciones es de 1.5 según [38].

$$CostoESS_i = N_{trenes} \cdot E_{OBESS_i}^d [kWh] \cdot C_i [USD/kWh] \cdot F_{BoP} \quad (3.12)$$

Los precios por unidad de energía para los casos simulados, se presentan en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14: Precios de los diferentes tecnologías de almacenamiento de energía

Tecnología de almacenamiento	C_i [USD/kWh]
LTO	325[39]
Ni-Mh	400[40, 39]

Costo de instalación

En [41] señalan que el costo de instalación de un sistema de almacenamiento de energía, equivale al 5% de los costos de inversión. De este modo, el costo de instalación del sistema de almacenamiento i (CI_i), se expresa en la Ecuación 3.13.

$$CI_i = 0,05 \cdot CostoESS_i \quad (3.13)$$

Costo de mantención

Los tres sistemas de almacenamiento presentados no necesitan mantenimiento durante su operación [42, 43, 44]. Es por esto, que no existen costos asociados a la mantención de estos.

Costo de renovación de sistemas de almacenamiento

Cada sistema de almacenamiento posee su vida útil, y puede darse el caso que dentro del horizonte de evaluación se tenga que renovar ciertos elementos del sistema de almacenamiento. En general, los elementos que experimentan una menor vida útil dentro de los sistemas de almacenamiento de energía son las baterías, y es por esto que el costo de renovación del sistema de almacenamiento incluye los mismos elementos que la Ecuación 3.12, pero sin incluir el factor de balance de planta. Es por esto, que el costo de renovación queda determinado por la Ecuación 3.14, y debe aplicarse tantas veces como se degraden las baterías.

$$CostoRESS_i = N_{trenes} \cdot E_{OBESS_i}^d [kWh] \cdot C_i [USD/kWh] \quad (3.14)$$

3.6.3. Beneficios

En esta sección se detalla la forma en que se contabilizan los ingresos o ahorros de costos de los proyectos. En particular en este estudio se evaluarán los ahorros producidos por la implementación y desarrollo de los proyectos en el horizonte de evaluación escogido. Los ahorros de este proyecto se producen principalmente debido a la disminución del consumo de energía eléctrica, y de las potencias máximas desarrolladas. En menor parte, también existen ahorros debido a la disminución de la huella de carbono asociada al suministro eléctrico. A continuación, se detalla la metodología adoptada para el cálculo de los ahorros:

3.6.3.1. Ahorros relacionados al suministro eléctrico

Para establecer un punto de comparación con la situación actual, de modo de cuantificar los ahorros, se valoriza el suministro eléctrico para un año típico. Para ello se utiliza la potencia, y

por ende la energía, que desarrolla la línea del metro sin el uso de sistemas de almacenamiento de energía. La Ecuación 3.15 corresponde al costo anual en electricidad (CAE) para cualquiera de los casos a estudiar. Esta ecuación está conformada por la adición del Costo de Energía ($C_{energía}$) y el Costo de Potencia ($C_{potencia}$). Por un lado el costo en energía se calcula mediante el producto entre la energía utilizada en un día típico ($E_{día}$), la cantidad de días típicos igual a ese en un año (Nd) y el precio de la energía (PE). En segundo lugar, el costo de la potencia se calcula mediante el producto entre el precio de la potencia (PP) y la potencia máxima desarrollada por el conjunto de sub-estaciones rectificadoras, para cada mes del año. Cabe mencionar que la potencia que se considera en la evaluación de este costo corresponde a un promedio de la potencia instantánea en un intervalo de 15 minutos. El valor utilizado para el PE es de 100[USD/MWh][5], y el para el PP es de 7.388[USD/MW/mes], el cual corresponde al precio de la potencia para el nudo de *Cerro Navia*[45].

$$\begin{aligned}
 CAE_i &= C_{energía_i} + C_{potencia_i} \\
 &= \sum_{día=1}^7 Nd_{día} \cdot E_{día_i} [MWh] \cdot PE \left[\frac{USD}{MWh} \right] + \sum_{mes=1}^{12} PSE_{mes_i}^{MAX} [MW] \cdot PP \left[\frac{USD}{MW} \right]
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

Dado lo anterior, el ahorro que se contabiliza está compuesto por la diferencia entre el costo anual en electricidad del caso base, y el costo anual en electricidad de cualquiera de los casos de almacenamiento de energía.

3.6.3.2. Ahorros relacionados a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero

La relación que existe entre las emisiones anuales de gases de efecto invernadero (EAG) y la energía utilizada anualmente en la línea de metro (EAI), se puede observar en la Ecuación 3.16. En esta ecuación, se incluye el factor de emisión del metro de Santiago el cual corresponde a $0.378[tCO_2eq/MWh]$, siendo este valor el factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional. Las EAG se miden en toneladas de dióxido de carbono equivalente.

$$EAG_i = EAI_i \cdot EF_{metro} \tag{3.16}$$

En [37] se fija el precio social del carbono (PSC) en $32,5[USD/tonCO_2eq]$, y de este modo, el costo anual de emisiones de gases de efecto invernadero (CAG) se calcula mediante la Ecuación 3.17.

$$CAG_i = EAG_i \cdot PSC \tag{3.17}$$

Finalmente, los ahorros son calculados mediante la diferencia entre el costo anual de emisiones de gases de efecto invernadero y el sistema de almacenamiento de energía a evaluar.

3.6.4. Flujo de Caja

Con la idea de evaluar la rentabilidad de los diferentes proyectos, se realizan los flujos de caja de los proyectos, a los cuales se le aplican los indicadores del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

Capítulo 4

Resultados

4.1. Simulación quasi-dinámica de un tren

A continuación, se presentan los resultados de la simulación quasi-dinámica de los trenes de la línea 4 del metro de Santiago. Estos se presentan siguiendo el orden expuesto en la metodología, de modo que sigan una cadena lógica de sucesos.

4.1.1. Velocidades máximas entre estaciones

Los resultados para las velocidades máximas entre estaciones, para el recorrido de ida y de vuelta de los trenes AS02 en la línea 4 del metro de Santiago, se presentan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Velocidades máximas para los tramos entre estaciones de línea 4 de Santiago

Trayecto	Velocidad Máxima [m/s]	
	Ida	Vuelta
Tobalaba-Cristóbal Colón	18,7	13,0
Cristóbal Colón-Francisco Bilbao	12,7	12,5
Francisco Bilbao-Príncipe de Gales	15,3	12,2
Príncipe de Gales-Simón Bolívar	14,0	14,1
Simón Bolívar-Plaza Egaña	12,5	12,6
Plaza Egaña-Los Orientales	19,1	16,4
Los Orientales-Grecia	16,4	18,4
Grecia-Los Presidentes	18,0	20,0
Los Presidentes-Quilín	14,0	16,0
Quilín-Las Torres	20,0	13,0
Las Torres-Macul	16,1	17,5
Macul-Vicuña Mackenna	13,2	11,6
Vicuña Mackenna-Vicente Valdés	12,4	12,0

Continuación de la Tabla 4.1

Trayecto	Velocidad Máxima [m/s]	
	Ida	Vuelta
Vicente Valdés-Rojas Magallanes	17,5	15,4
Rojas Magallanes-Trinidad	15,4	17,3
Trinidad-San José de la Estrella	14,1	12,8
San José de la Estrella-Los Quillayes	18,0	17,4
Los Quillayes-Elisa Correa	17,0	18,4
Elisa Correa-Hospital Sótero del Río	12,6	14,6
Hospital Sótero del Río-Protectora de la Infancia	16,0	18,4
Protectora de la Infancia-Las Mercedes	18,3	17,3
Las Mercedes-Plaza de Puente Alto	16,1	17,0

4.1.2. Velocidad

En las Figuras 4.1 y 4.2 se muestran los resultados para las velocidades entre estaciones para ambas direcciones de la línea, las cuales están en función del tiempo. Además, en la Figura 4.3 se presenta el detalle de la curva de velocidad experimentada por los trenes para el Trayecto Tobalaba Cristóbal Colón. En particular en esta última figura es directo observar que el existen 4 fases muy definidas en el movimiento del tren: Aceleración, Velocidad Crucero, Frenado y Detención.

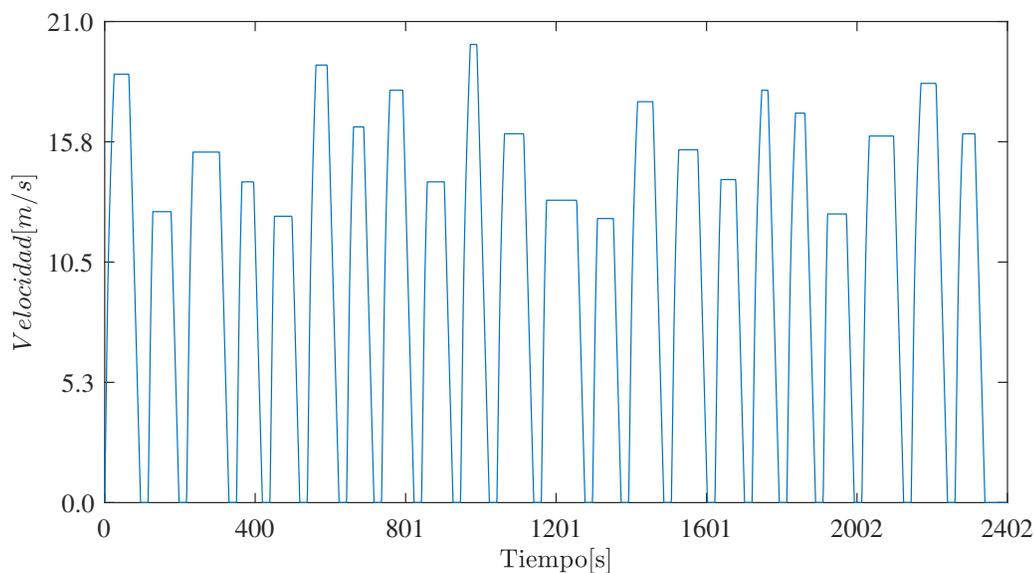


Figura 4.1: Velocidad de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto.

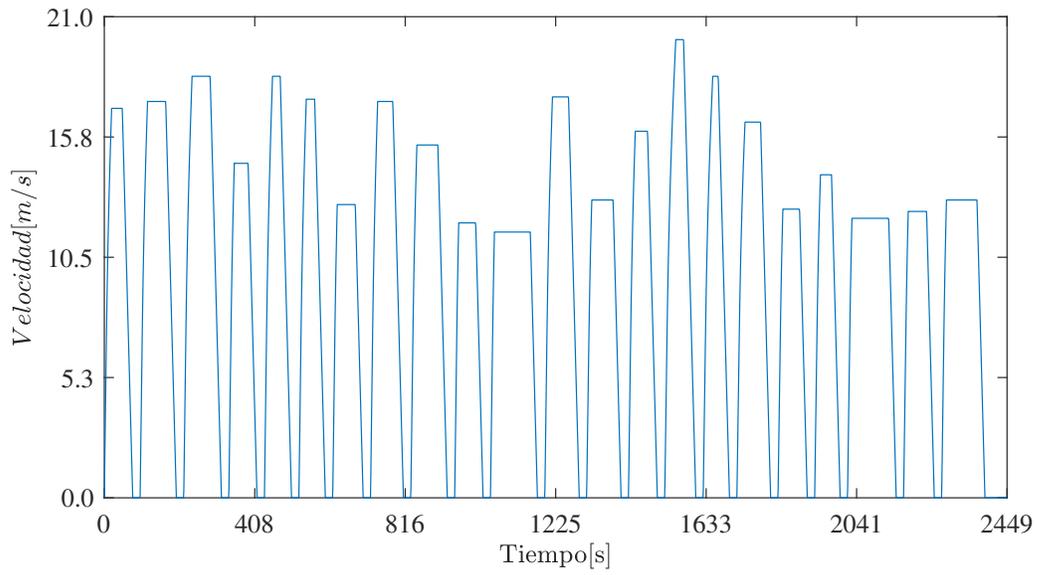


Figura 4.2: Velocidad de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobaraba.

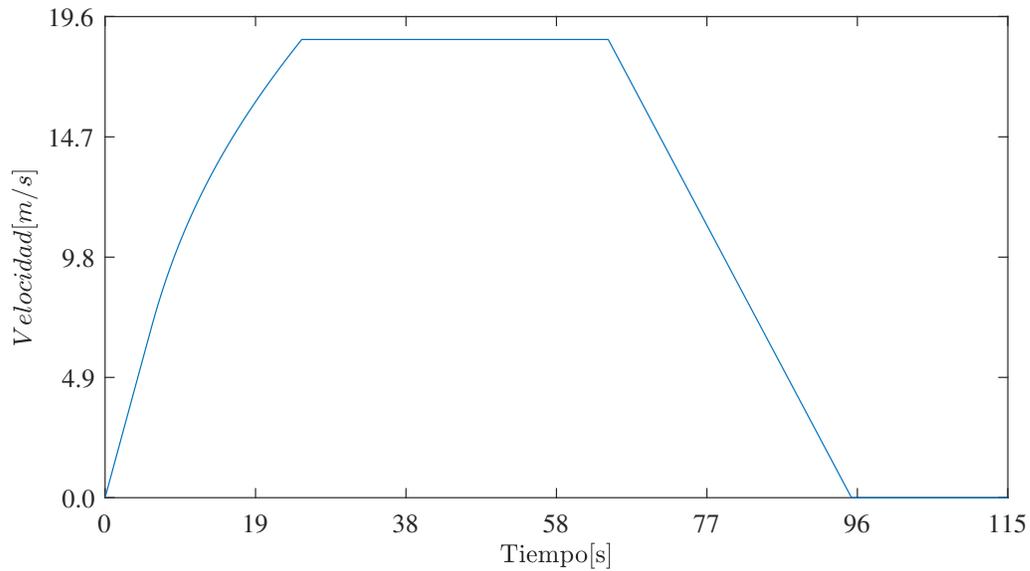


Figura 4.3: Velocidad de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobaraba y Cristóbal Colón.

4.1.3. Aceleración

En las Figuras 4.4 y 4.5 se muestran los resultados para las aceleraciones entre estaciones para ambas direcciones de la línea, las cuales están en función del tiempo. Además, en la Figura 4.6 se presenta el detalle de la curva de aceleración experimentada por los trenes para el Trayecto Tobalaba Cristóbal Colón. En esta figura se pueden observar los cambios de aceleración que experimenta el tren al realizar los cambios de marcha. Por ejemplo, existe un tramo en el cual la aceleración es nula, lo cual implica que los cambios de velocidad fueron nulos también, correspondiendo de esta manera esta fase a aquella en donde el tren posee velocidad crucero.

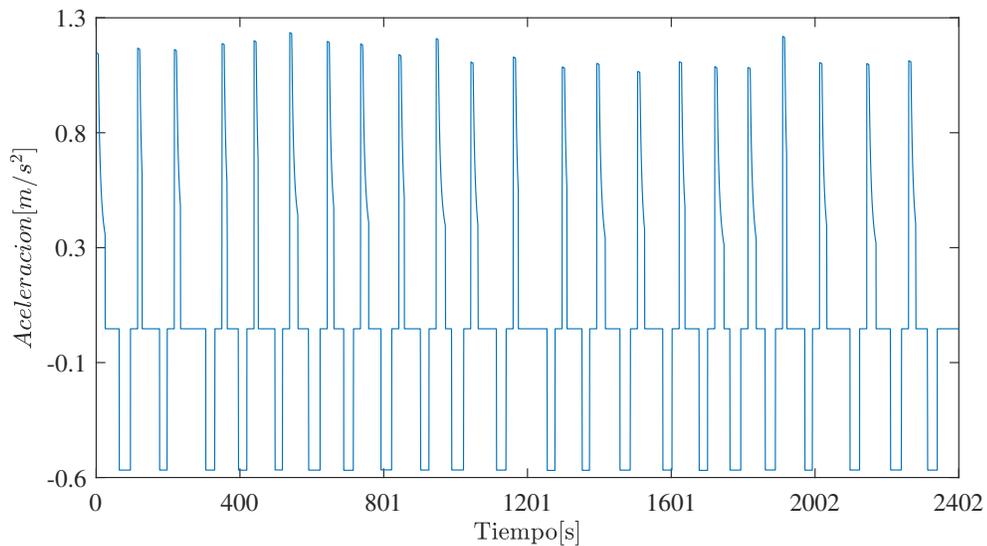


Figura 4.4: Aceleración de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba - Plaza de Puente Alto.

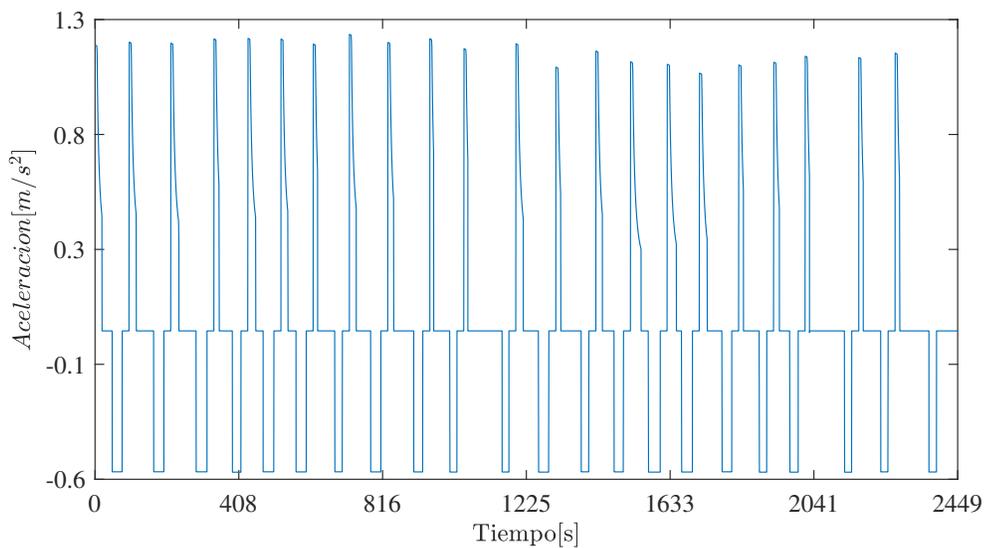


Figura 4.5: Aceleración de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto - Tobalaba.

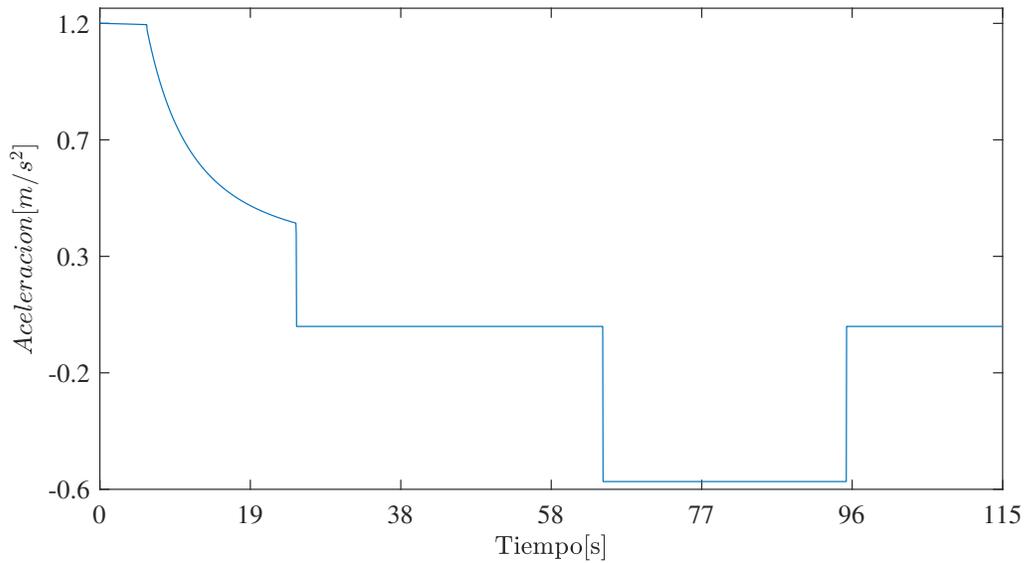


Figura 4.6: Aceleración de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón.

4.1.4. Esfuerzo de Tracción

En las Figuras 4.7 y 4.8 se muestran los resultados para el esfuerzo de tracción entre estaciones para ambas direcciones de la línea, los cuales están en función del tiempo. Además, en la Figura 4.9 se presenta el detalle de la curva de esfuerzo de tracción experimentada por los trenes para el Trayecto Tobalaba Cristóbal Colón. En esta figura se pueden observar dos fases del tren: Aceleración y Control. La primera parte de la figura, en donde se observan esfuerzos de tracción mayores, el tren acelera hasta alcanzar la velocidad máxima. Luego, el esfuerzo de tracción baja hasta solo una fracción de la magnitud que había desarrollado hasta ese momento, para luego continuar a un nivel constante un periodo de tiempo más. Esta segunda fase explica el estado de velocidad crucero del tren, dado que el gradiente entre las estaciones de Tobalaba y Cristóbal Colón es positivo, y por ende, para mantener una velocidad constante se necesita contrarrestar el efecto de la gravedad. Luego de estas dos fases no es directo diferencias las que quedan, debido a que el tren no recurre a la tracción para el funcionamiento de estas.

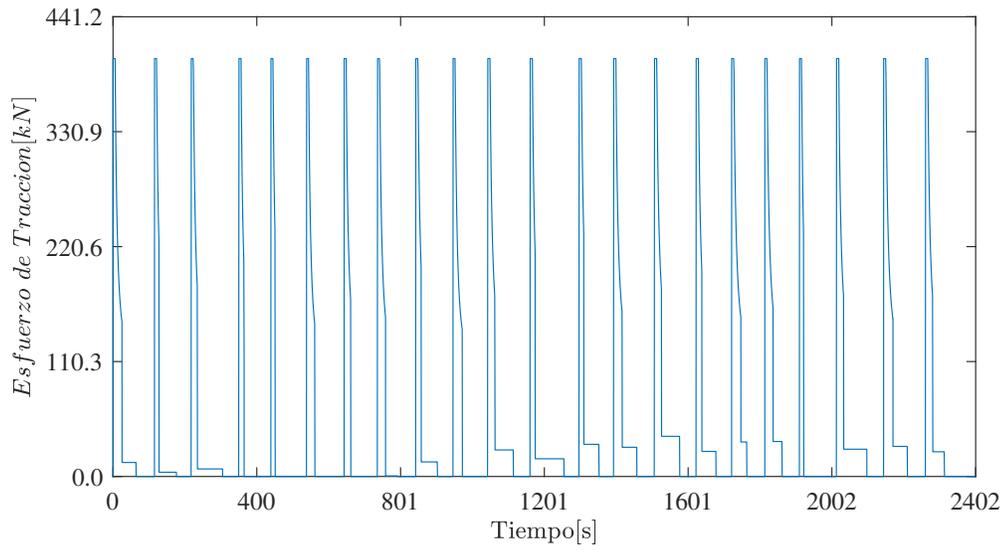


Figura 4.7: Esfuerzo de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto.

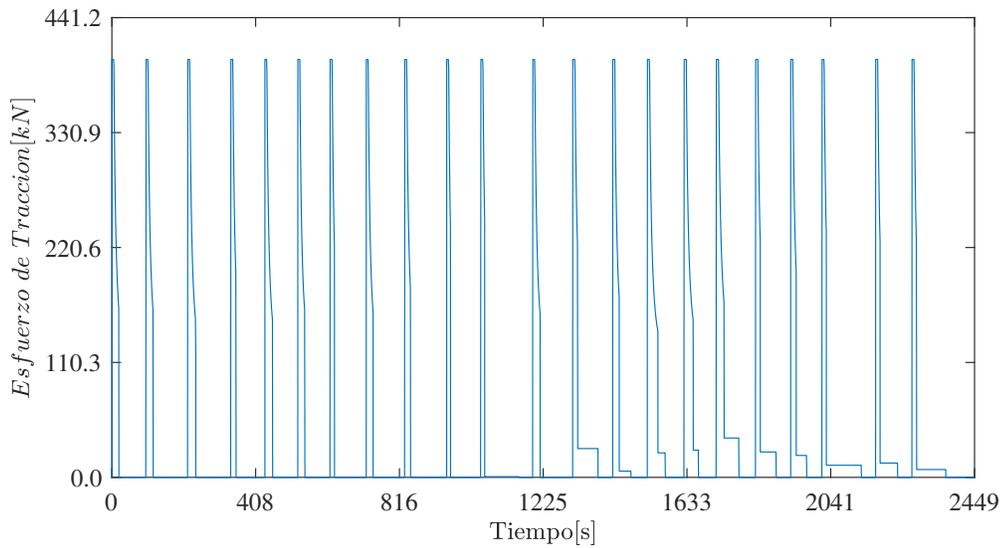


Figura 4.8: Esfuerzo de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba.

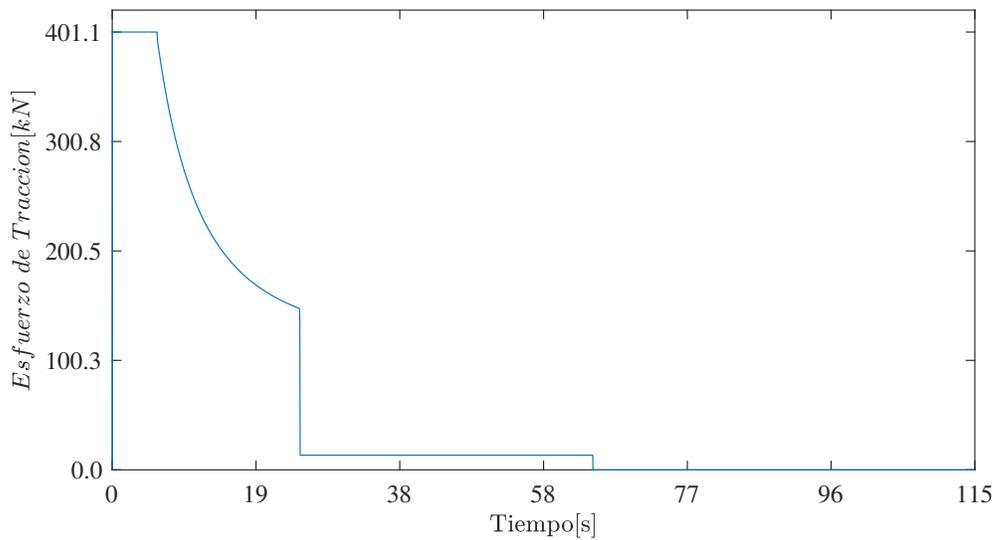


Figura 4.9: Esfuerzo de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón.

4.1.5. Esfuerzo de Frenado

En las Figuras 4.10 y 4.11 se muestran los resultados para el esfuerzo de frenado entre estaciones para ambas direcciones de la línea, los cuales están en función del tiempo. Además, en la Figura 4.12 se presenta el detalle de la curva de esfuerzo de frenado experimentada por los trenes para el Trayecto entre las estaciones Plaza Egaña y Los Orientales. En esta figura se pueden distinguir las cuatros fases del movimiento del tren, tanto por la existencia de información como por su defecto. En la primera sección se observa que no existe un esfuerzo de frenado, lo cual da cuentas del periodo en que el tren acelera. Luego, se ve un periodo de tiempo en el cual existe un pequeño esfuerzo de frenado ejecutado, lo cual da cuentas que el gradiente entre las dos estaciones es negativo, dado que se necesita hacer uso de los frenos para contrarrestar los efectos de la gravedad. Posteriormente, el esfuerzo de frenado aumenta de forma sustancial anunciando de esta manera el comienzo de la etapa de frenado, para finalmente decaer completamente.

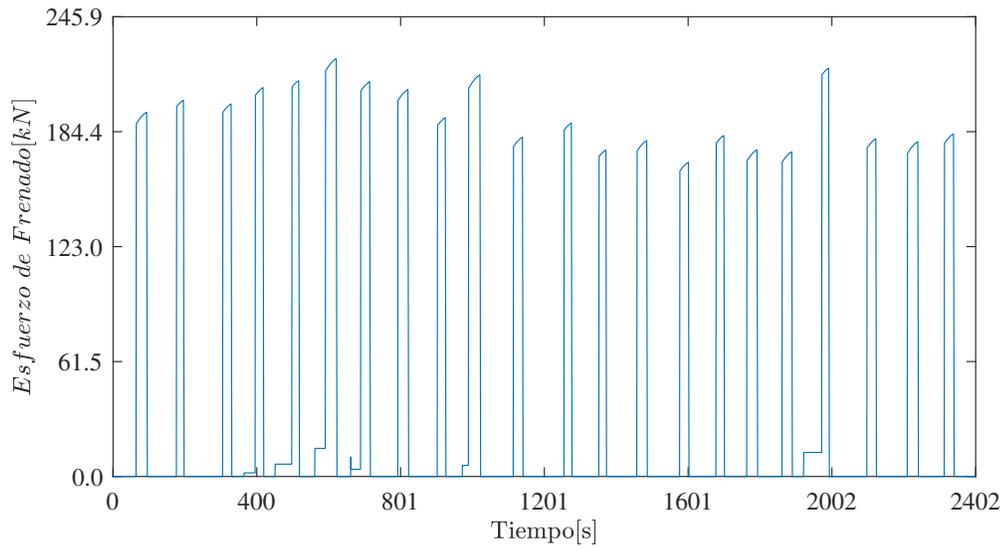


Figura 4.10: Esfuerzo de frenado de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto.

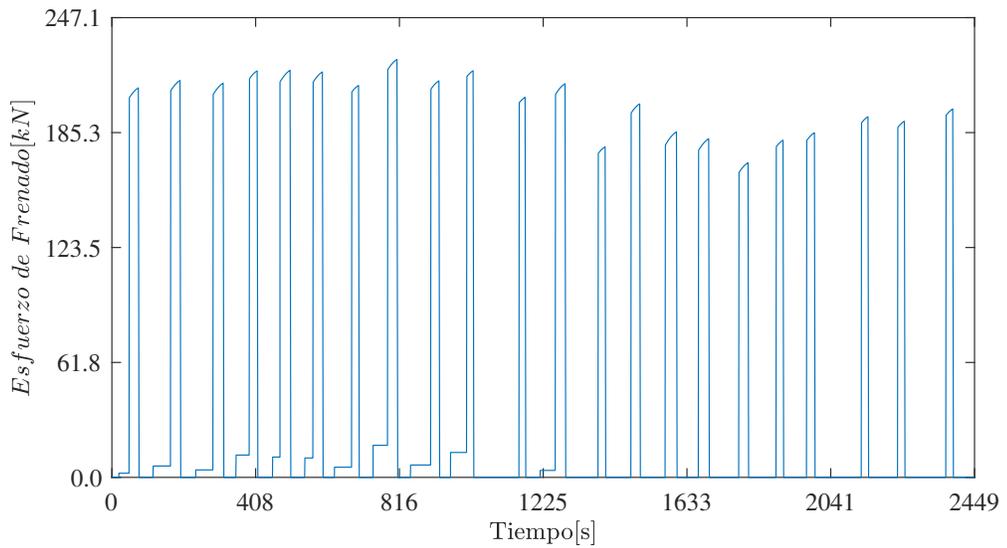


Figura 4.11: Esfuerzo de frenado de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba.

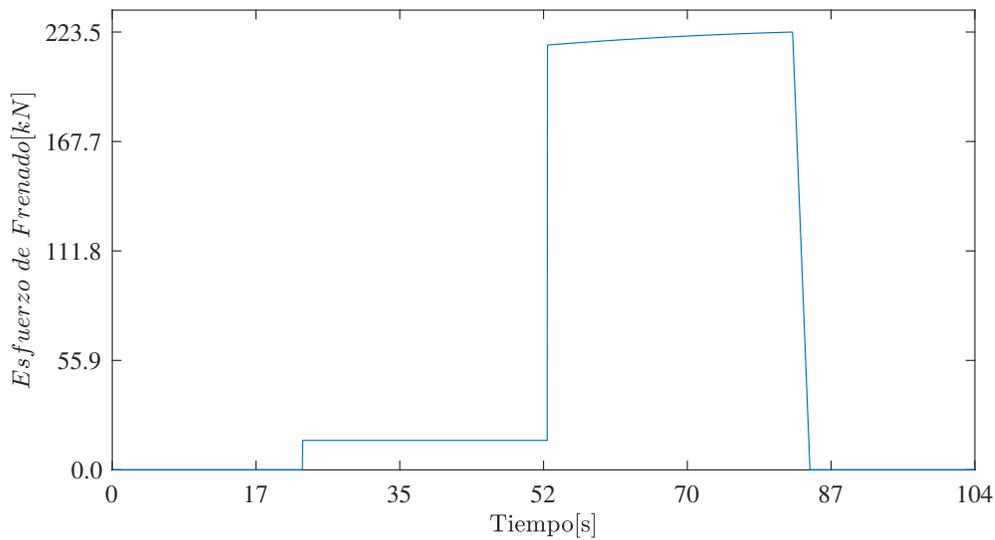


Figura 4.12: Esfuerzo de frenado de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza Egaña y Los Orientales.

4.1.6. Potencia de Tracción

En las Figuras 4.13 y 4.14 se muestran los resultados para la potencia de tracción de los trenes entre estaciones para ambas direcciones de la línea, los cuales están en función del tiempo. Además, en la Figura 4.15 se presenta el detalle de la curva de potencia de tracción experimentada por los trenes para el Trayecto entre las estaciones Tobalaba y Cristóbal Colón. En estas figuras, y en particular en la Figura 4.15, se pueden observar los picos que se producen debido a la tracción de los trenes. Estos picos de potencia se producen por los trenes durante la fase de aceleración, y desaparecen al ejercer el control de velocidad sobre los trenes.

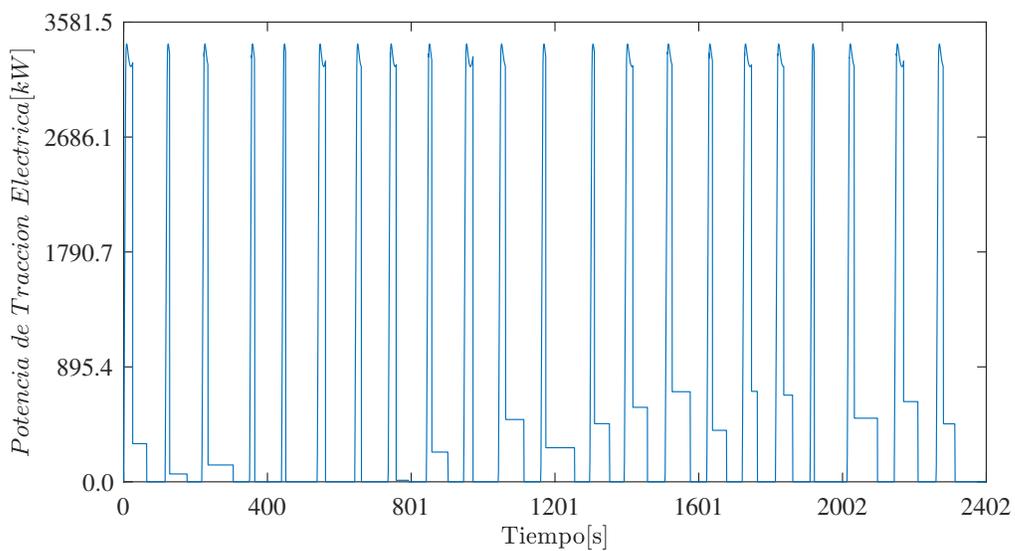


Figura 4.13: Potencia de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto.

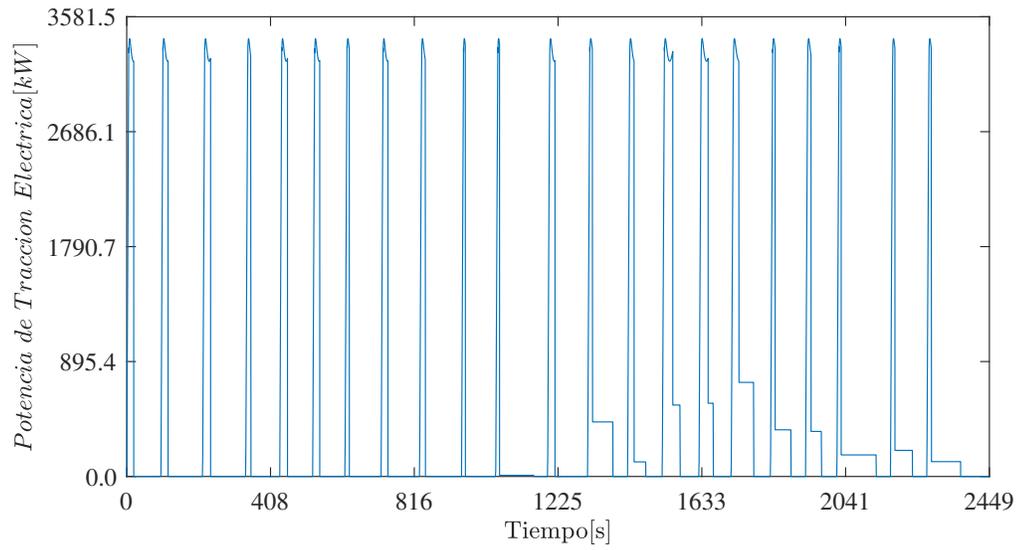


Figura 4.14: Potencia de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba.

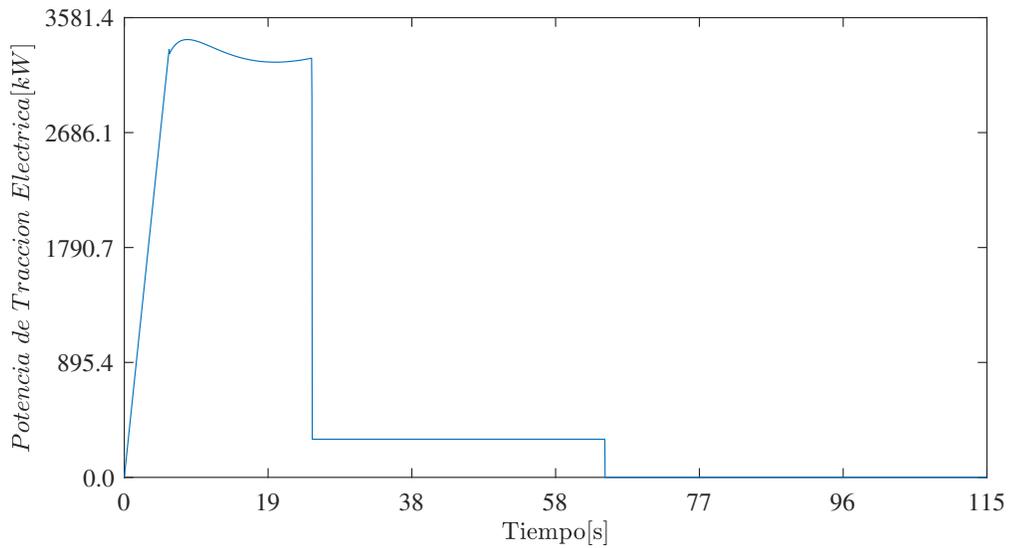


Figura 4.15: Potencia de tracción de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón.

4.1.7. Potencia eléctrica demandada al tercer riel

En las Figuras 4.16 y 4.17 se muestran los resultados para la potencia que demanda un tren al tercer riel para ambos sentidos de la línea, los cuales están en función del tiempo. Además, en la Figura 4.18 se presenta el detalle de la potencia que demanda un tren al tercer riel para el tramo entre las estaciones Tobalaba y Cristóbal Colón. A diferencia de la Figura 4.15, vemos que esta curva se encuentra desplazada en el eje de las ordenadas, lo cual se produce por la adición de la potencia que demandan los servicios auxiliares que se encuentran dentro del tren. Estos resultados son la base para la simulación de escenarios de almacenamiento de energía, debido a que la potencia inyectada por el tercer riel para el funcionamiento de un tren es una de las entradas de información, para la simulación de la línea completa.

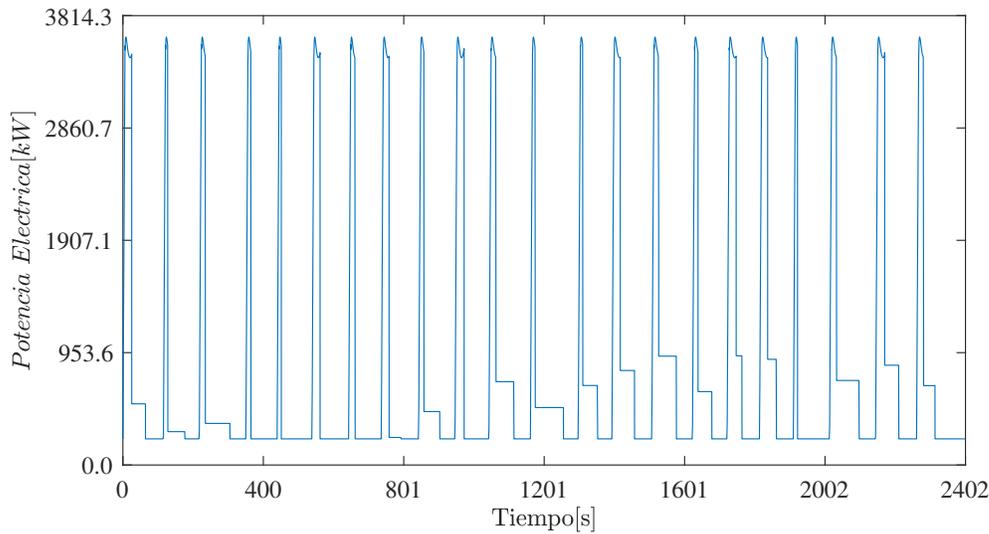


Figura 4.16: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto.

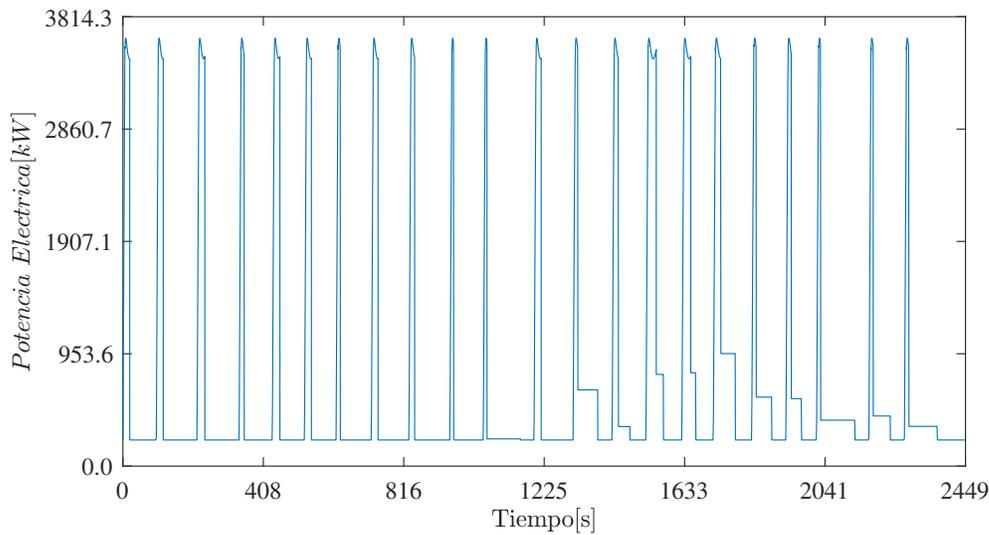


Figura 4.17: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba.

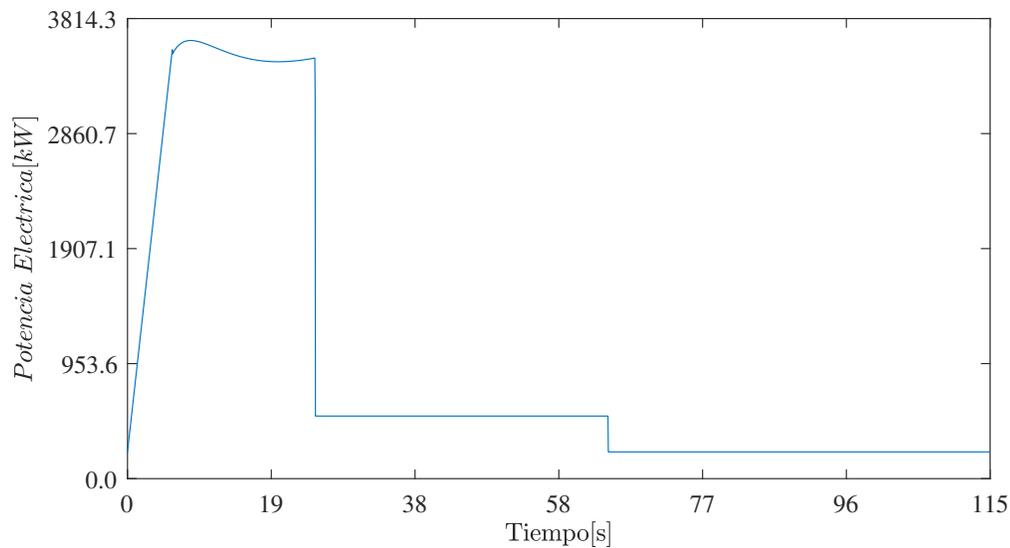


Figura 4.18: Potencia eléctrica demandada a las sub-estaciones por un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobaraba y Cristóbal Colón.

4.1.8. Potencia Eléctrica disponible para Recuperación

En las Figuras 4.19 y 4.20 se muestran los resultados para la potencia que producen los frenos regenerativos en los trenes entre estaciones para ambas direcciones de la línea, los cuales están en función del tiempo. Además, en la Figura 4.21 se presenta el detalle de la curva de potencia de regeneración, en donde se puede observar que la potencia de regeneración posee un comportamiento lineal decreciente. Cabe mencionar que la forma de esta curva puede variar para los diferentes tramos, debido a que existen casos en donde se requiere hacer uso de los frenos para controlar la velocidad del tren, lo cual depende directamente del gradiente del tramo.

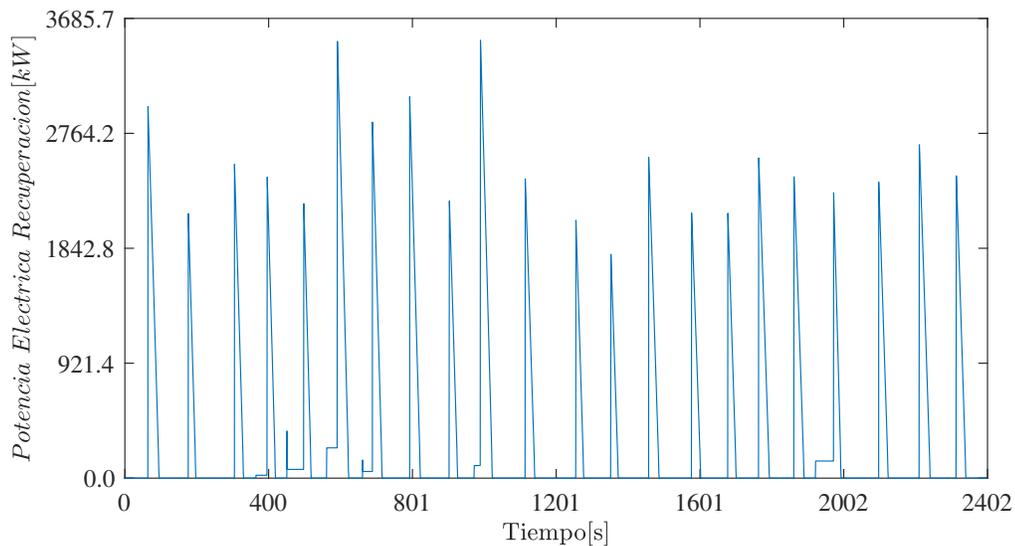


Figura 4.19: Potencia eléctrica disponible para recuperación de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobaraba y Plaza de Puente Alto.

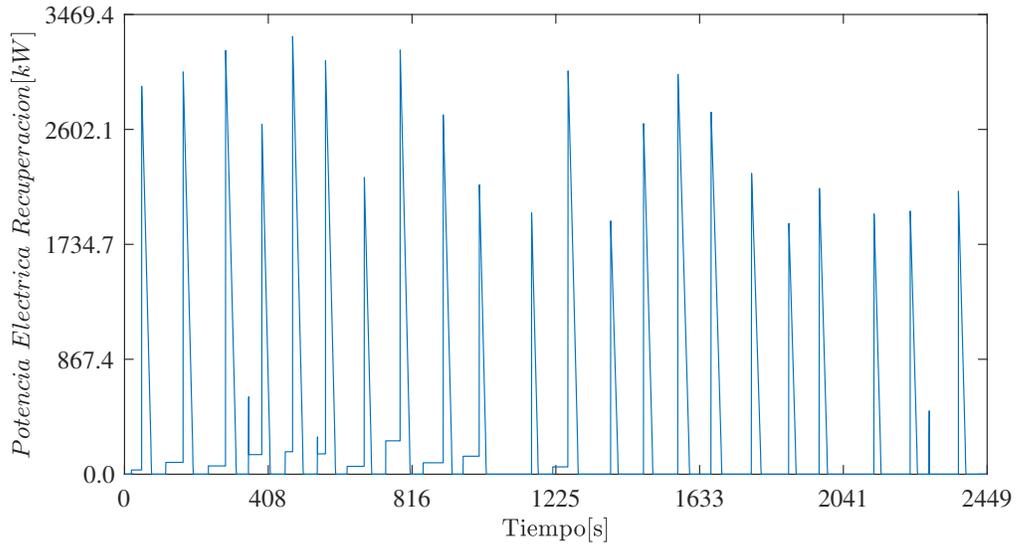


Figura 4.20: Potencia eléctrica disponible para recuperación de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba.

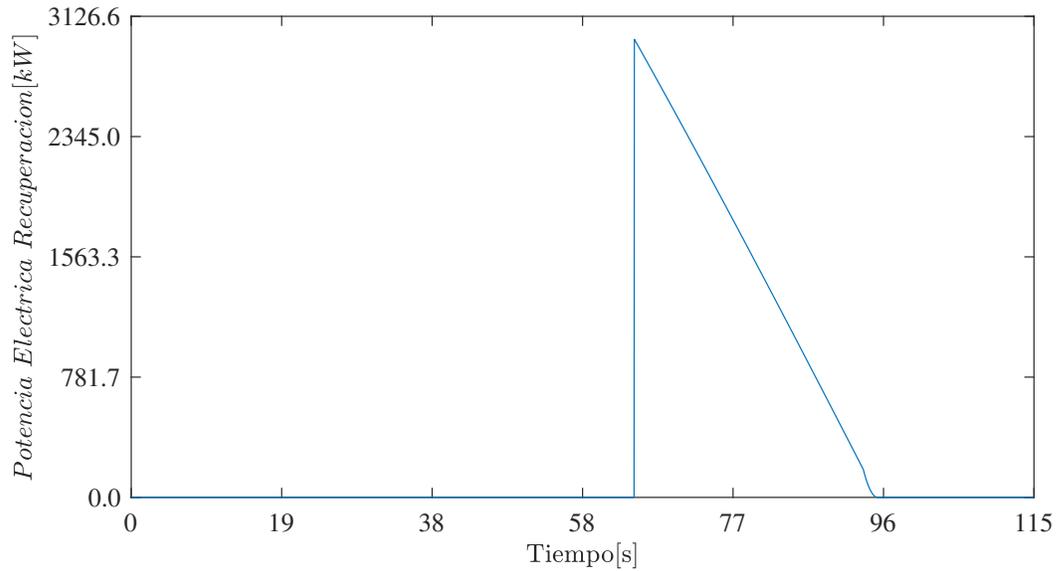


Figura 4.21: Potencia eléctrica disponible para recuperación de un tren en función del tiempo para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón.

4.1.9. Energía demandada al tercer riel

Al integrar los resultados presentados en la sección anterior con respecto al tiempo, es posible obtener el consumo energético que efectúan los trenes. Estos resultados se presentan en la Tabla 4.2, los cuales se detallan para cada uno de los tramos, así como para el desplazamiento completo que efectúa el tren a lo largo de la línea, en ambas direcciones. Tanto para el trayecto de ida, como para el de vuelta, se señalan con color rojo los consumos máximos energéticos efectuados por un tren, resultando ser el trayecto entre las estaciones Protectora de la infancia y las Mercedes, el de mayor consumo energético. Debido a que el actual estudio contempla dentro de sus objetivos un aumento de la resiliencia de la línea, el consumo máximo energético efectuado entre estaciones, es utilizado para estos fines.

Tabla 4.2: Consumos energéticos entre estaciones para un tren AS02 en la línea 4 de Santiago

Trayecto	Energía demandada [kWh]	
	Ida	Vuelta
Tobalaba-Cristóbal Colón	30,7	23,1
Cristóbal Colón-Francisco Bilbao	16,1	18,1
Francisco Bilbao-Príncipe de Gales	23,9	22,5
Príncipe de Gales-Simón Bolívar	16,1	20,2
Simón Bolívar-Plaza Egaña	14,5	20,1
Plaza Egaña-Los Orientales	25,0	32,8
Los Orientales-Grecia	20,2	28,9
Grecia-Los Presidentes	24,4	34,3
Los Presidentes-Quilín	20,6	21,4
Quilín-Las Torres	27,1	24,0
Las Torres-Macul	30,0	23,4
Macul-Vicuña Mackenna	24,4	16,7
Vicuña Mackenna-Vicente Valdés	20,6	13,5
Vicente Valdés-Rojas Magallanes	32,6	20,0
Rojas Magallanes-Trinidad	32,2	22,0
Trinidad-San José de la Estrella	22,4	15,1
San José de la Estrella-Los Quillayes	29,7	21,5
Los Quillayes-Elisa Correa	29,1	23,4
Elisa Correa-Hospital Sótero del Río	14,7	17,1
Hospital Sótero del Río-Protectora de la Infancia	32,6	25,7
Protectora de la Infancia-Las Mercedes	35,2	23,2
Las Mercedes-Plaza de Puente Alto	28,3	21,6
Total	550,4	488,8

4.1.10. Energía eléctrica disponible para la recuperación

En la Sección 4.1.8, se muestra la potencia que se encuentra disponible para la recuperación, al hacer uso de los frenos regenerativos. Al integrar esta información con respecto al tiempo, se contabiliza la energía que se encuentra disponible para la recuperación de energía. Estos resultados se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Energía eléctrica disponible para la recuperación en función del trayecto

Trayecto	Energía disponible [kWh]	
	Ida	Vuelta
Tobalaba-Cristóbal Colón	13,1	11,9
Cristóbal Colón-Francisco Bilbao	6,3	13,5
Francisco Bilbao-Príncipe de Gales	9,0	14,6
Príncipe de Gales-Simón Bolívar	8,1	10,5
Simón Bolívar-Plaza Egaña	7,3	15,2
Plaza Egaña-Los Orientales	17,7	13,7
Los Orientales-Grecia	11,3	7,5
Grecia-Los Presidentes	12,9	15,8
Los Presidentes-Quilín	7,3	11,1
Quilín-Las Torres	17,0	7,8
Las Torres-Macul	9,0	5,3
Macul-Vicuña Mackenna	6,3	13,1
Vicuña Mackenna-Vicente Valdés	5,2	5,8
Vicente Valdés-Rojas Magallanes	10,6	9,9
Rojas Magallanes-Trinidad	7,7	14,2
Trinidad-San José de la Estrella	7,0	11,8
San José de la Estrella-Los Quillayes	10,9	8,7
Los Quillayes-Elisa Correa	9,6	5,5
Elisa Correa-Hospital Sótero del Río	8,6	7,1
Hospital Sótero del Río-Protectora de la Infancia	8,9	5,6
Protectora de la Infancia-Las Mercedes	11,5	5,8
Las Mercedes-Plaza de Puente Alto	9,1	6,5
Total	214,2	221,0

4.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía

A continuación se muestran los resultados para el dimensionamiento de los sistemas de almacenamientos simulados:

4.2.1. Dimensionamiento en función de la resiliencia de la línea

Tal como se menciona en la Sección 3.3 de la metodología, la restricción más fuerte que se considera al dimensionar el sistema de almacenamiento de energía es que este pueda poseer cierta autonomía en casos de contingencia.

Para dimensionar en función de que el sistema cumpla con una autonomía o resiliencia, el primer paso consiste en identificar el tramo de mayor consumo energético, para que de este modo el sistema cumpla también en los tramos de menor consumo. La información relativa al consumo energético se muestra en la Tabla 4.2, en donde el trayecto entre las estaciones *Protectora de la infancia* y *Las Mercedes* es el que demanda una mayor cantidad de energía.

Luego, se simula el tren utilizando 3 diferentes velocidades, utilizando las condiciones estipuladas en la Sección 3.3. Así, los valores para la potencia eléctrica máxima desarrollada ($P_{resiliencia}^{MAX}$) y la energía máxima consumida ($E_{resiliencia}^{MAX}$) en condiciones de resiliencia son obtenidos. Estos valores se presentan en la Tabla 4.4. De las tres velocidades simuladas, se utiliza 3,5 [m/s] para las siguientes fases de este estudio.

Tabla 4.4: Resultados para el tiempo, potencia máxima y energía máxima consumida en condiciones de resiliencia, en función de la velocidad

Velocidad [m/s]	$P_{resiliencia}^{MAX}$ [kW]	$E_{resiliencia}^{MAX}$ [kWh]	Tiempo [s]
3,0	1.288,43	5,21	225,60
3,5	1.610,20	5,37	189,30
4,0	1.771,10	5,40	161,40

Luego, al usar la Ecuación 2.27, en conjunto con la información presente en la Tablas 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6, se calculan las eficiencias de los sistemas de almacenamiento de energía, lo cual se presenta en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Eficiencias de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía

Atributo	30-K6 Gigacell	Altairnano 24V 70Ah	Toshiba SciB™
Eficiencia del sistema de almacenamiento de energía η_{ESS}	0,93	0,86	0,86

Con las eficiencias de los sistemas de almacenamiento de energía, y utilizando las Ecuaciones 3.4 y 3.5, es posible obtener la potencia mínima y la energía mínima que deben tener los sistemas de almacenamiento de energía por tren, de modo de poder cumplir con las tareas de resiliencia. Estos resultados se presentan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Potencia y energía mínima de los sistemas de almacenamiento de energía para funciones de resiliencia por tren.

Atributo	Toshiba SciB™	Altairnano 24V 70Ah	30-K6 Gigacell
$P_{OBESS}^{MIN}[kW]$	2.354,17	2.354,17	2.161,99
$E_{OBESS}^{MIN}[kWh]$	7,85	7,85	8,01

4.2.2. Dimensionamiento en función del tamaño del sistema de almacenamiento de energía

Tal como se menciona en la metodología, para el dimensionamiento del OBESS en cuanto a tamaño, se utiliza como referencia la utilización de las baterías *30-K6 Gigacell* en los trenes SWIMO. De esta forma, los paquetes de módulos de baterías tanto para las baterías *Toshiba SciB™*, como para las *Altairnano 24 70Ah* deben poseer dimensiones similares a las del caso tomado como referencia. Las dimensiones del módulo de batería *30-K6 Gigacell* y su volumen se pueden observar en la Tabla 4.7. Se fija un total de 5 módulos baterías por cada carro traccionador, o en otras palabras, 5 asientos serán utilizados para disponer las baterías

Tabla 4.7: Dimensiones y volumen del módulo *30-K6 Gigacell*

Atributo	Valor
Largo	1.287 [mm]
Ancho	350 [mm]
Alto	218 [mm]
Volumen	98,2 [L]

Los detalles de los paquetes de módulos de baterías utilizadas, se presentan en las Tablas 4.8 y 4.9 respectivamente.

Tabla 4.8: Detalles técnicos del paquete de módulos de batería *Altairnano 24 70Ah*

Atributo	Valor
Número de módulos	4
Largo	1.328,8
Ancho	158,6 [mm]
Alto	279,1 [mm]
Volumen	58,8 [L]
Peso	112 [kg]
Potencia máx. carga/descarga	117,8 [kw]
Energía hasta la descarga	6,47 [kwh]

Luego, haciendo uso de la Ecuación 3.6 y de las características de las características de los paquetes de batería (Véase Tabla 3.4, 3.5 y 3.6), es posible obtener la cantidad de paquetes de módulos de baterías para cada tipo de tecnología de almacenamiento. Luego, mediante las Ecuaciones 3.7, 3.9, 3.8 y 3.10, es posible obtener las potencias máximas de carga/descarga de diseño y de operación, y la capacidad de energía de diseño y de operación de los sistemas de almacenamiento, respectivamente. Estos resultados, en conjunto con toda la información

Tabla 4.9: Detalles técnicos del paquete de módulos de batería *Toshiba SciB™*

Atributo	Valor
Número de módulos	14
Largo	1.330 [mm]
Ancho	250 [mm]
Alto	360 [mm]
Volumen	119,7[L]
Peso	196 [kg]
Potencia máx. carga/descarga	119,7 [kw]
Energía hasta la descarga	15,96 [kwh]

relevante de los dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento de energía, se presentan en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Características de los paquetes de módulos de baterías según el tipo de almacenamiento de energía

Atributo	Toshiba SciB™	Altairnano 24V 70Ah	30-K6 Gigacell
Número de packs por tren	280	80	20
Número de packs por carro traccionador	70	20	5
Largo	1.330 [mm]	1.328,8 [mm]	1.287 [mm]
Ancho	360 [mm]	279,1 [mm]	350 [mm]
Alto	250 [mm]	158,6 [mm]	218 [mm]
Volumen	119,7 [L]	58,8 [L]	98 [L]
Peso pack/ Peso OBESS	196 [kg]/3.920[kg]	248[kg]/2.240[kg]	248[kg]/4.960 [kg]
P_{OBESS}^d	2.394[kW]	2.356 [kW]	2.520[kW]
E_{OBESS}^d	309,1[kWh]	129,4 [kWh]	101,5[kWh]
P_{OBESS}^{op}	1.915,2[kW]	1884,8 [kW]	2.016[kW]
E_{OBESS}^{op}	247,3[kWh]	103,5[kWh]	81,2[kWh]

4.3. Simulación de los escenarios de almacenamiento de energía para un tren

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de los escenarios de almacenamiento de energía en los trenes AS02 de la línea 4 del metro de Santiago. Cabe mencionar, que en esta sección la simulación se realiza de manera aislada para cada tren, y que para un mejor entendimiento de las implicancias de estos sistemas de almacenamiento, los resultados se contrastan con los obtenidos en la Sección 4.1.7, y sirven de entrada para la simulación sistémica de la línea que se menciona en la Sección 3.4. Estos escenarios o casos de estudios se separan en función del sistema de almacenamiento de energía simulado.

4.3.1. Escenario Gigacell

4.3.1.1. Potencia eléctrica demandada al tercer riel

En las Figuras 4.22 y 4.23, se presentan la potencias desarrolladas demandadas por los trenes al tercer riel, haciendo uso del sistema de almacenamiento de energía *Gigacell*, para el trayecto Tobalaba-Plaza de Puente Alto y Plaza de Puente Alto respectivamente. Además, se incorpora la información relativa al caso base, de modo que se puedan contrastar ambos escenarios. De este modo, es posible observar el efecto que tiene el sistema de almacenamiento de energía en el recorte de los picos de potencia.

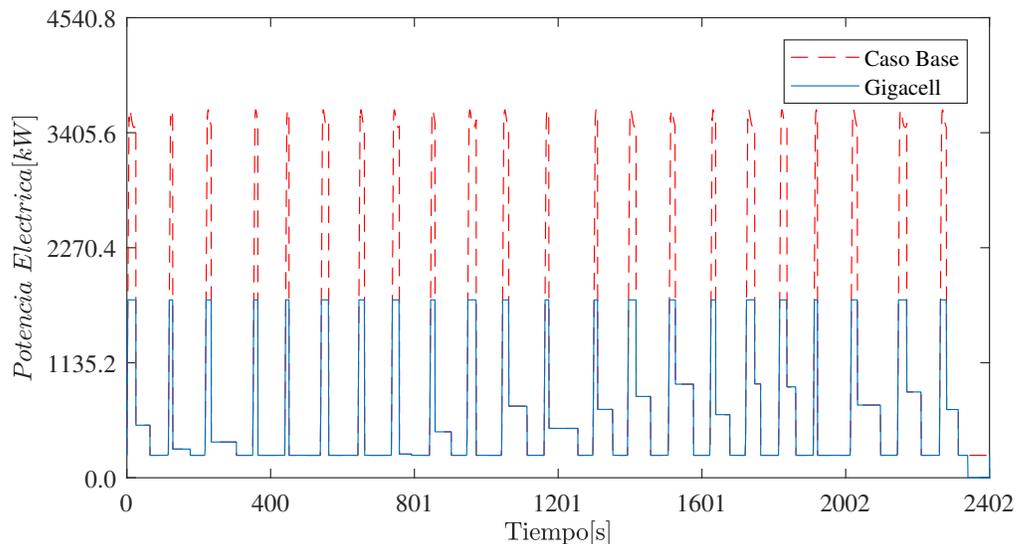


Figura 4.22: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Gigacell).

En la Figura 4.24, se puede observar de manera más clara la forma en que funciona la estrategia de recorte de picos de potencia, y en particular en el escenario Gigacell.

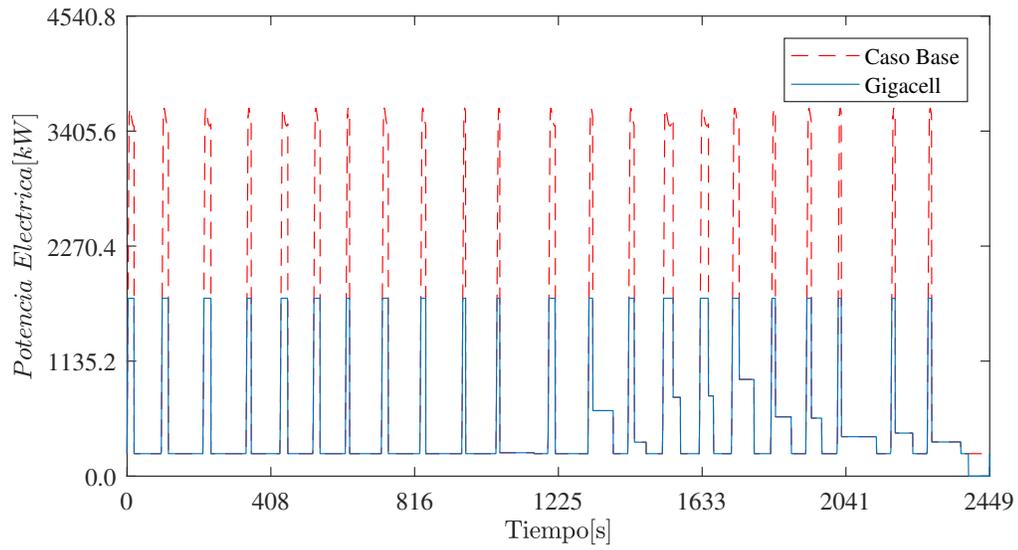


Figura 4.23: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Gigacell).

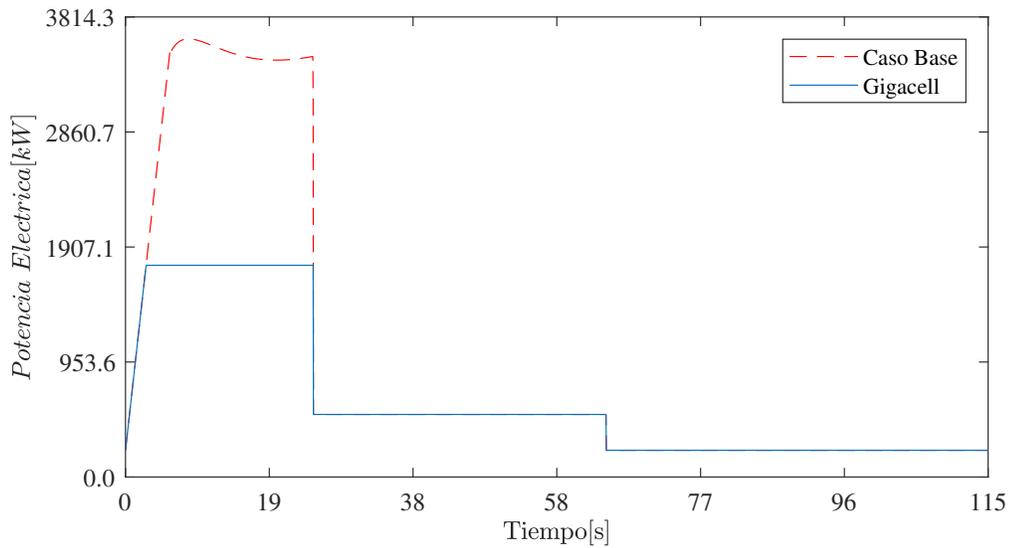


Figura 4.24: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón (Caso Gigacell).

4.3.1.2. Potencia desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía

En las Figuras 4.25 y 4.26, se presentan la potencias desarrolladas por el sistema de almacenamiento *Gigacell*, para el trayecto Tobalaba-Plaza de Puente Alto y Plaza de Puente Alto - Tobalaba respectivamente.

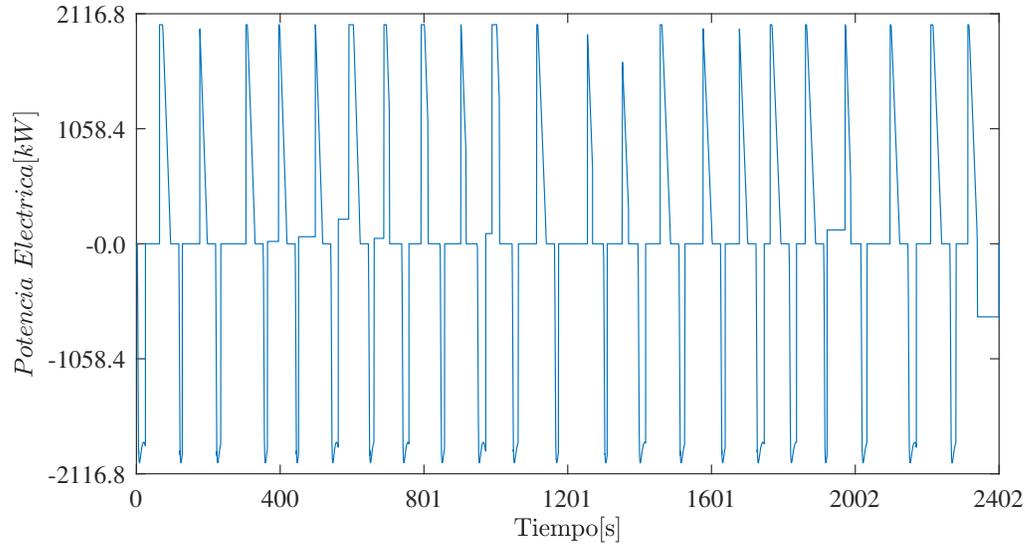


Figura 4.25: Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Gigacell).

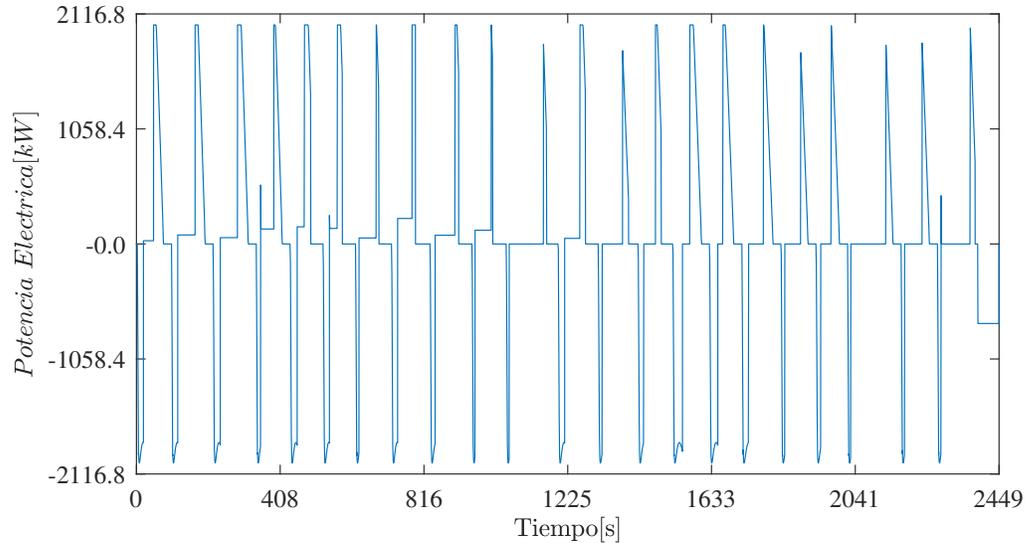


Figura 4.26: Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Gigacell).

En la Figura 4.27, se puede observar que la potencia desarrollada en la primera parte del gráfico es negativa, y posee la forma del pico de potencia recortado. La segunda parte del gráfico muestra una potencia positiva, la cual es producida debido a los frenos regenerativos. Esta potencia se encuentra recortada debido a que la potencia disponible para la recuperación de energía, es mayor que la potencia máxima que acepta el sistema de almacenamiento para la carga.

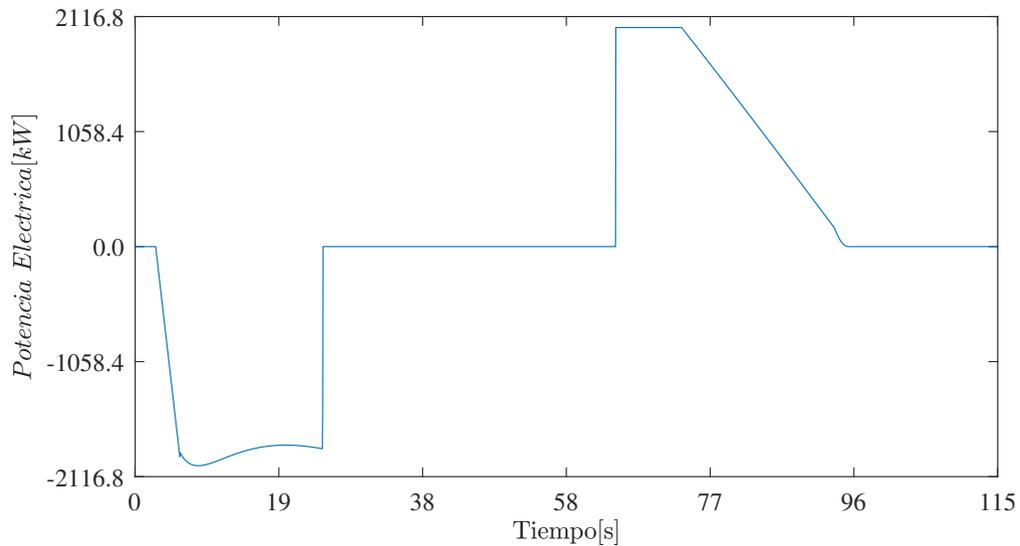


Figura 4.27: Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobaraba y Cristóbal Colón (Caso Gigacell).

4.3.1.3. Estado de carga del sistema de almacenamiento de energía

En las Figuras 4.28 y 4.29 se muestran los resultados para el estado de carga del sistema de almacenamiento *Gigacell*, en el trayecto entre *Tobaraba-Plaza de Puente Alto* y *Plaza de Puente Alto-Tobaraba* respectivamente. El estado de carga se expresa tanto en porcentaje, como en la cantidad de energía disponible. Cabe mencionar, que mediante las restricciones impuestas en el dimensionamiento, la batería dispone siempre de carga suficiente para funciones de resiliencia.

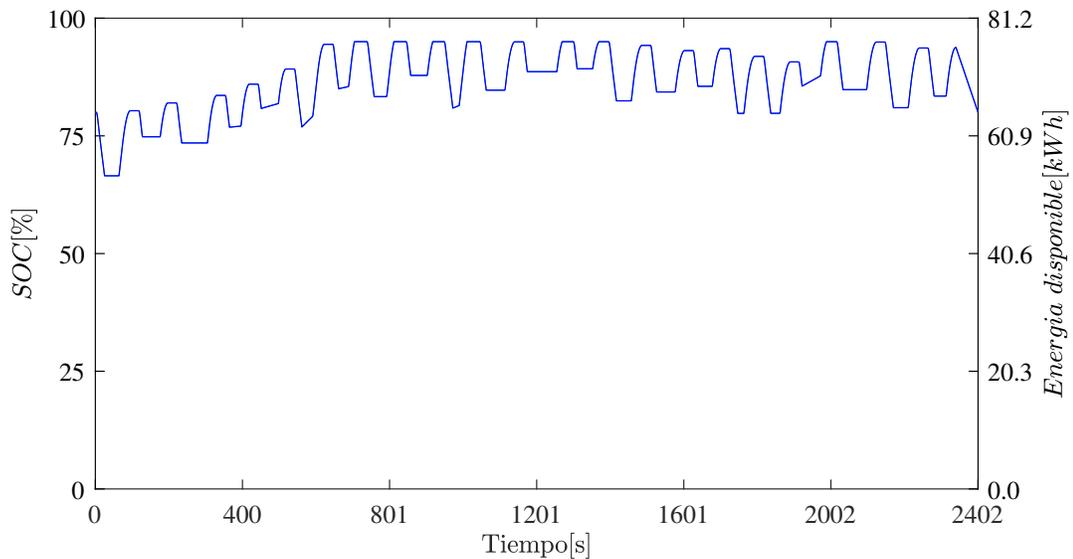


Figura 4.28: Estado de carga del sistema de almacenamiento *Gigacell* en función de tiempo, para el trayecto *Tobaraba-Plaza de Puente Alto*

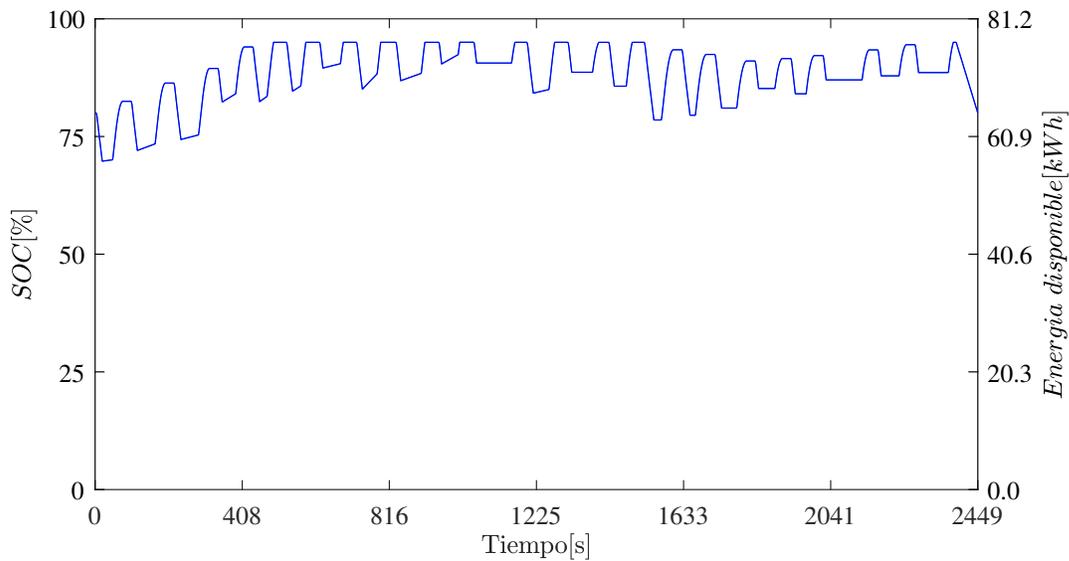


Figura 4.29: Estado de carga del sistema de almacenamiento *Gigacell* en función de tiempo, para el trayecto *Plaza de Puente Alto-Tobalaba*

4.3.2. Escenario Altairnano

4.3.2.1. Potencia eléctrica demandada al tercer riel

En las Figuras 4.30 y 4.31, se presentan la potencias desarrolladas demandadas por los trenes al tercer riel, haciendo uso del sistema de almacenamiento de energía *Altairnano*, para el trayecto Tobalaba-Plaza de Puente Alto y Plaza de Puente Alto respectivamente. Además, se incorpora la información relativa al caso base, de modo que se puedan contrastar ambos escenarios. De este modo, es posible observar el efecto que tiene el sistema de almacenamiento de energía en el recorte de los picos de potencia.

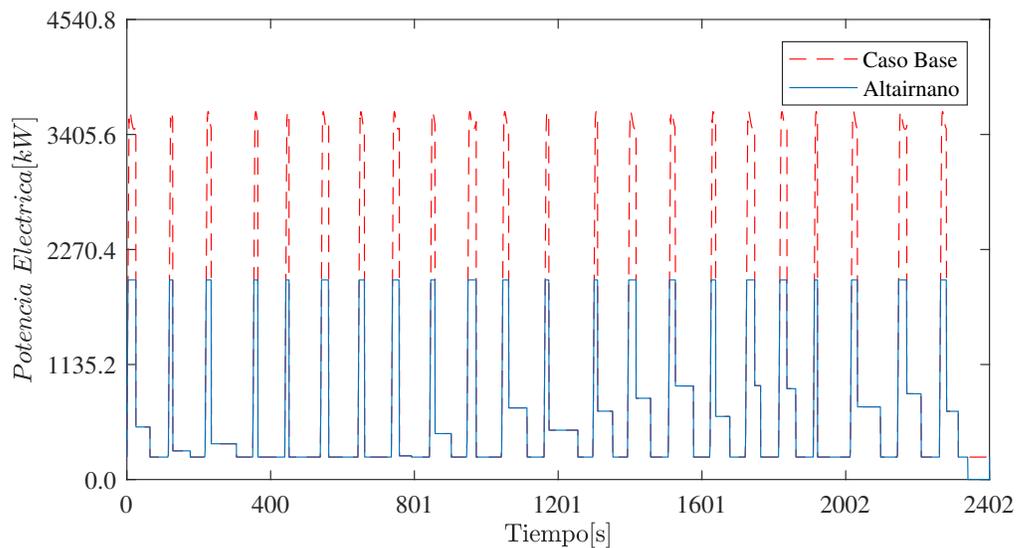


Figura 4.30: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Altairnano).

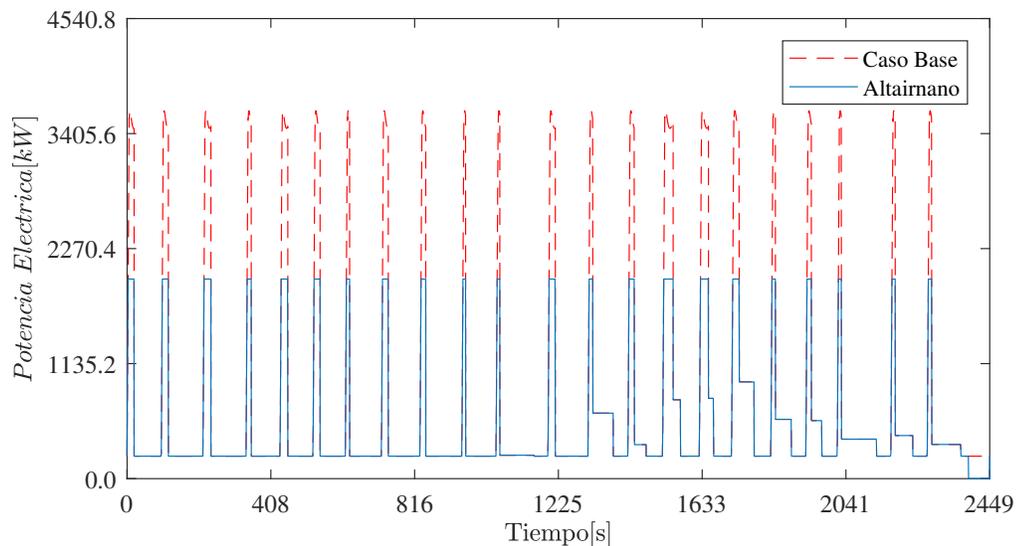


Figura 4.31: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Altairnano).

En la Figura 4.32, se puede observar de manera más clara la forma en que funciona la estrategia de recorte de picos de potencia, y en particular en el escenario Altairnano.

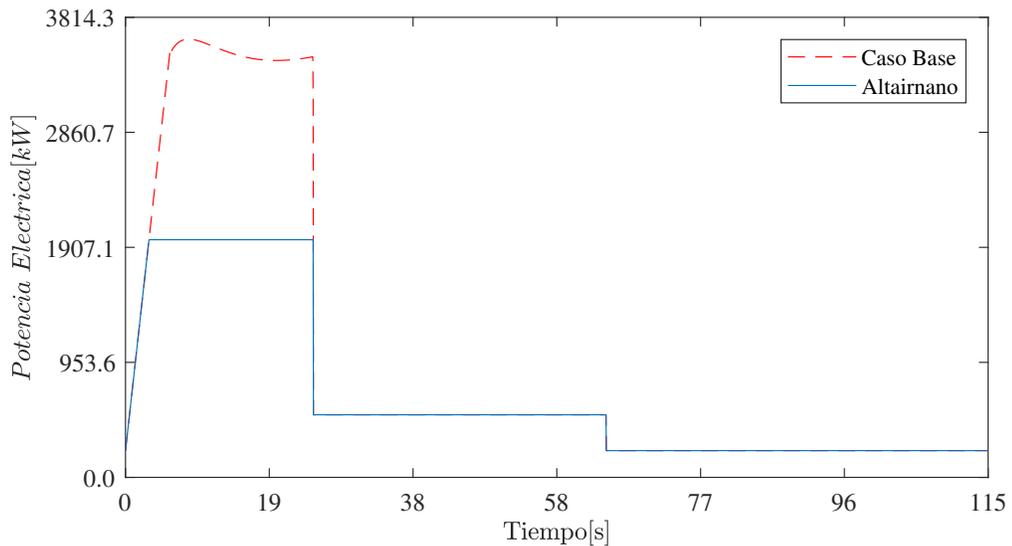


Figura 4.32: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón (Caso Altairnano).

4.3.2.2. Potencia desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía

En las Figuras 4.33 y 4.34, se presentan la potencias desarrolladas por el sistema de almacenamiento *Altairnano*, para el trayecto Tobalaba-Plaza de Puente Alto y Plaza de Puente Alto - Tobalaba respectivamente.

En la Figura 4.35, se puede observar que la potencia desarrollada en la primera parte del

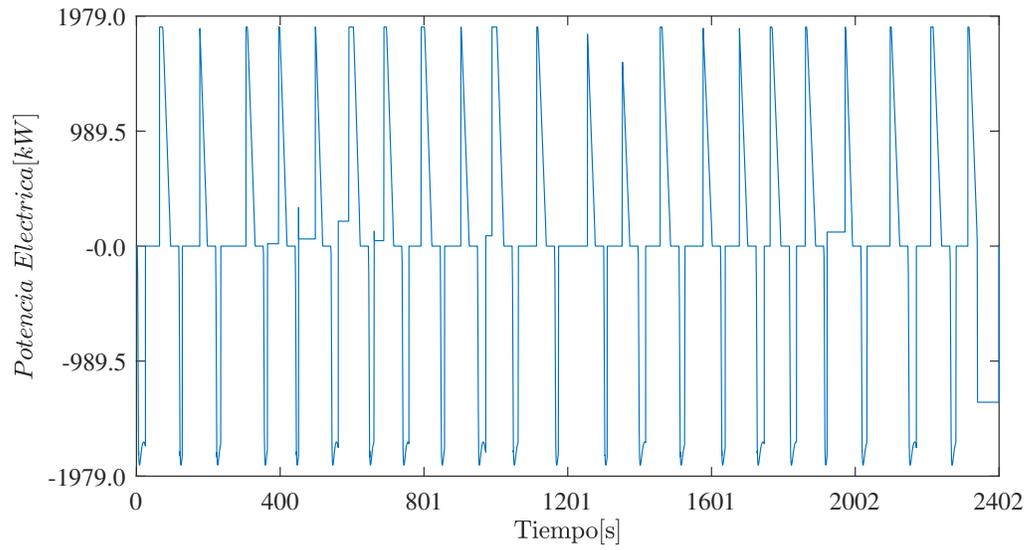


Figura 4.33: Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Altairnano).

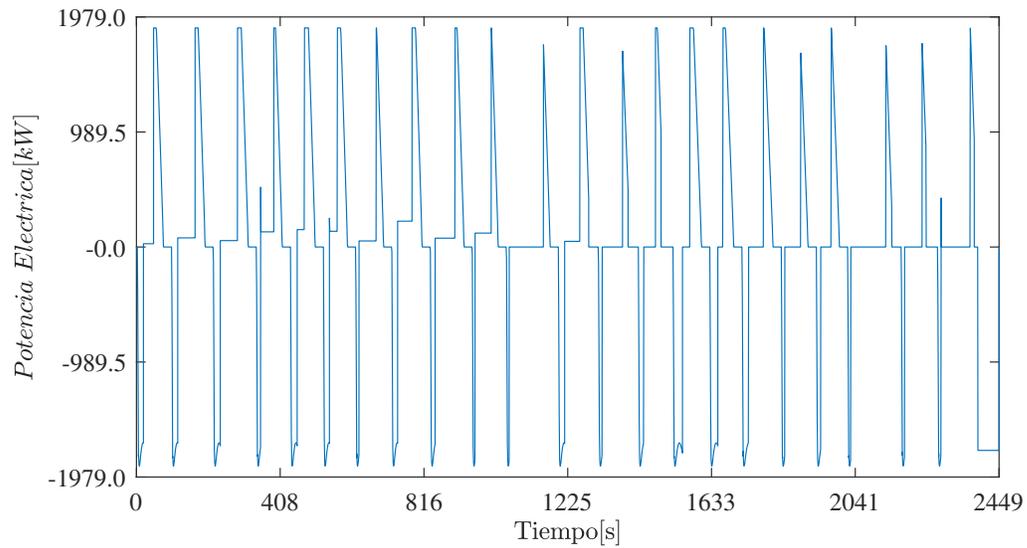


Figura 4.34: Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Altairnano).

gráfico es negativa, y posee la forma del pico de potencia recortado. La segunda parte del gráfico muestra una potencia positiva, la cual es producida debido a los frenos regenerativos. Esta potencia se encuentra recortada debido a que la potencia disponible para la recuperación de energía, es mayor que la potencia máxima que acepta el sistema de almacenamiento para la carga.

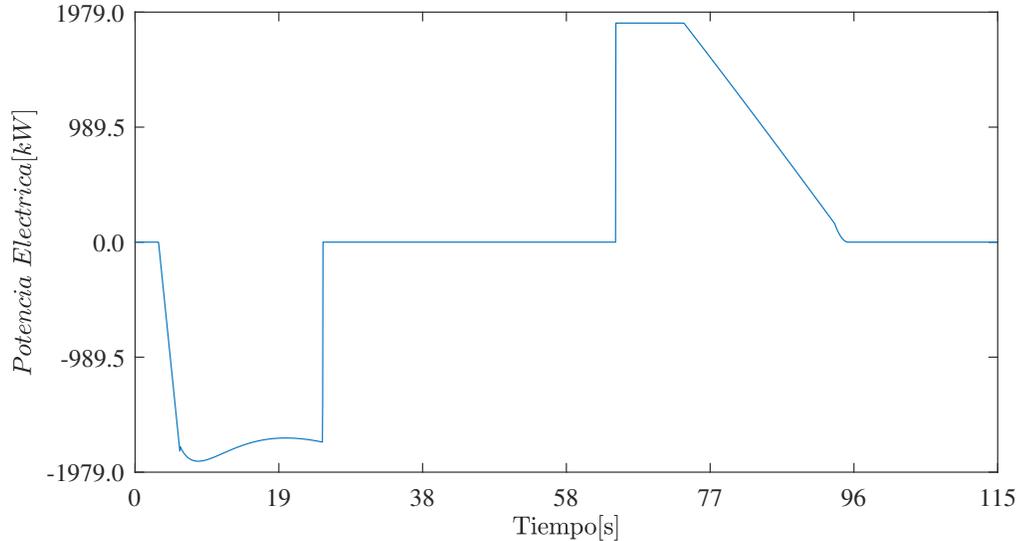


Figura 4.35: Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón (Caso Altairnano).

4.3.2.3. Estado de carga del sistema de almacenamiento de energía

En las Figuras 4.36 y 4.37 se muestran los resultados para el estado de carga del sistema de almacenamiento *Altairnano*, en el trayecto entre *Tobalaba-Plaza de Puente Alto* y *Plaza de Puente Alto-Tobalaba* respectivamente. El estado de carga se expresa tanto en porcentaje, como en la cantidad de energía disponible.

4.3.3. Escenario Toshiba SciB™

4.3.3.1. Potencia eléctrica demandada al tercer riel

En las Figuras 4.38 y 4.39, se presentan la potencias desarrolladas demandadas por los trenes al tercer riel, haciendo uso del sistema de almacenamiento de energía *Toshiba SciB™*, para el trayecto *Tobalaba-Plaza de Puente Alto* y *Plaza de Puente Alto* respectivamente. Además, se incorpora la información relativa al caso base, de modo que se puedan contrastar ambos escenarios. De este modo, es posible observar el efecto que tiene el sistema de almacenamiento de energía en el recorte de los picos de potencia.

En la Figura 4.40, se puede observar de manera más clara la forma en que funciona la estrategia de recorte de picos de potencia, y en particular en el escenario *Toshiba SciB™*.

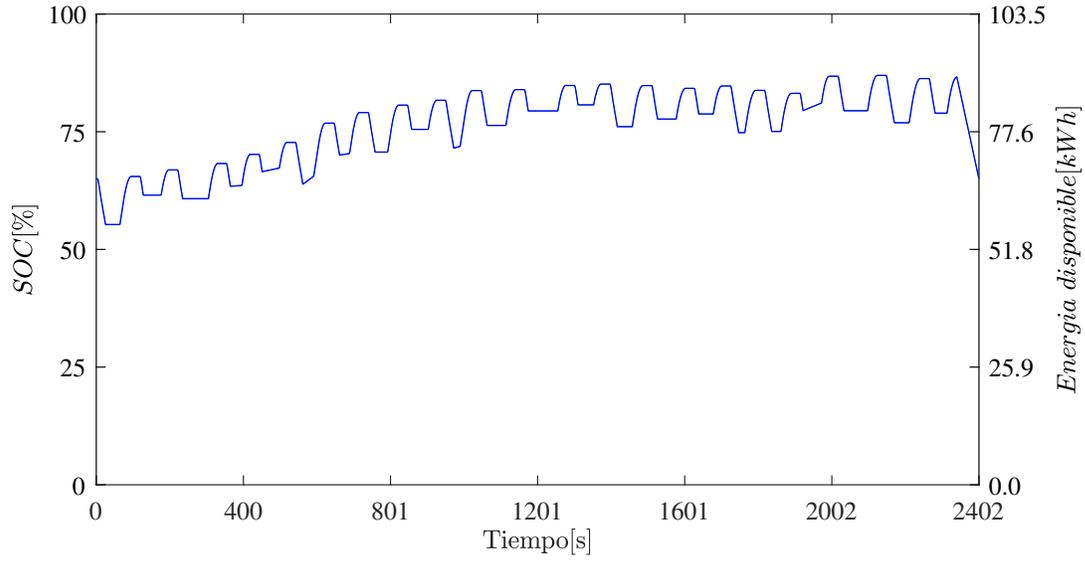


Figura 4.36: Estado de carga del sistema de almacenamiento *Altairnano* en función de tiempo, para el trayecto *Tobalaba-Plaza de Puente Alto*

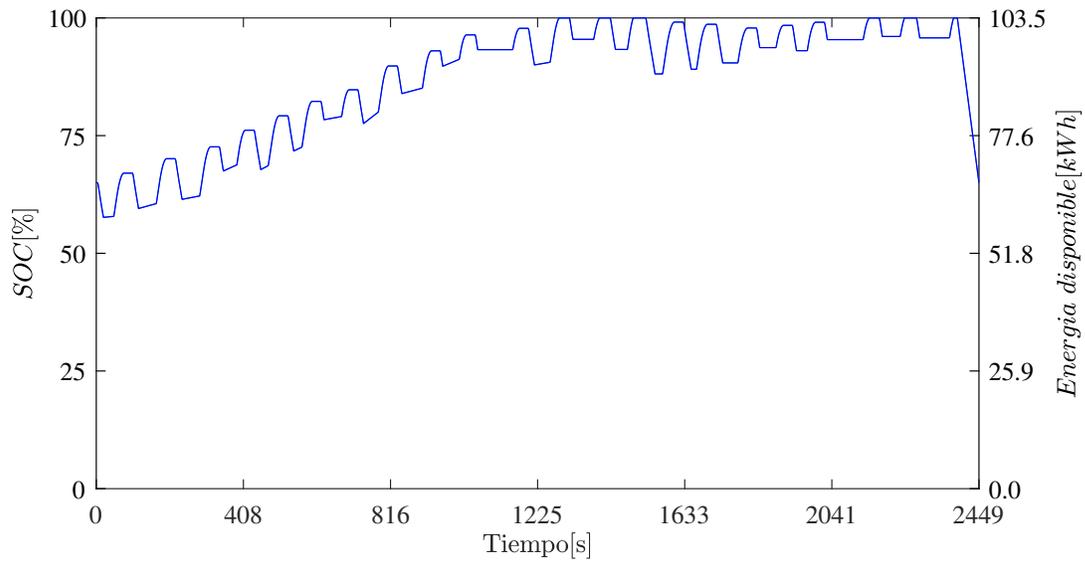


Figura 4.37: Estado de carga del sistema de almacenamiento *Altairnano* en función de tiempo, para el trayecto *Plaza de Puente Alto-Tobalaba*

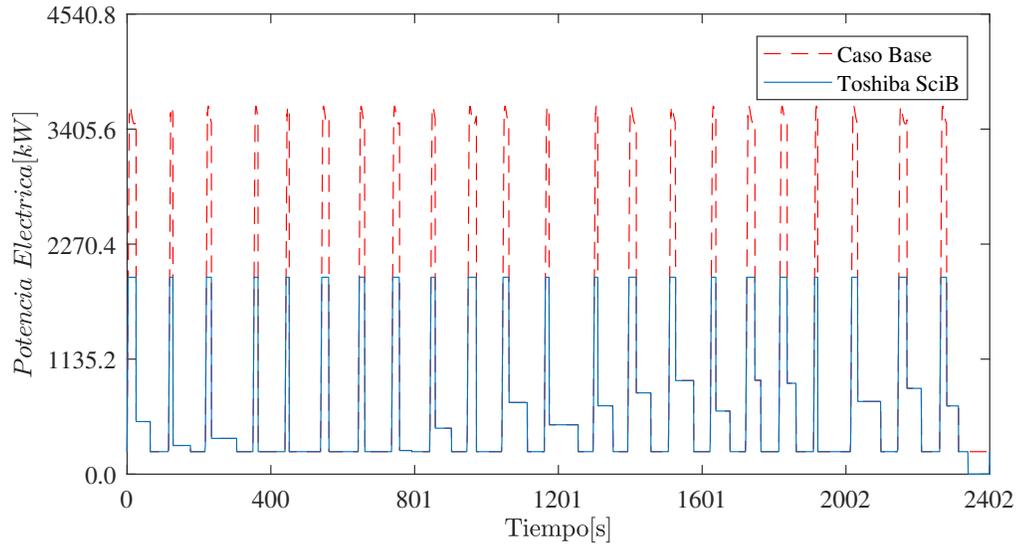


Figura 4.38: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Toshiba SciBTM).

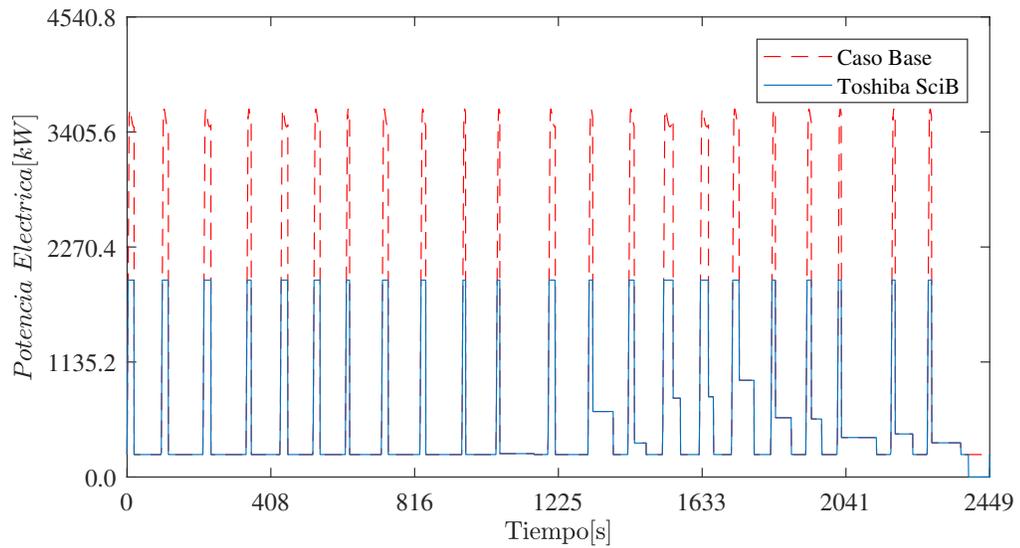


Figura 4.39: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Toshiba SciBTM).

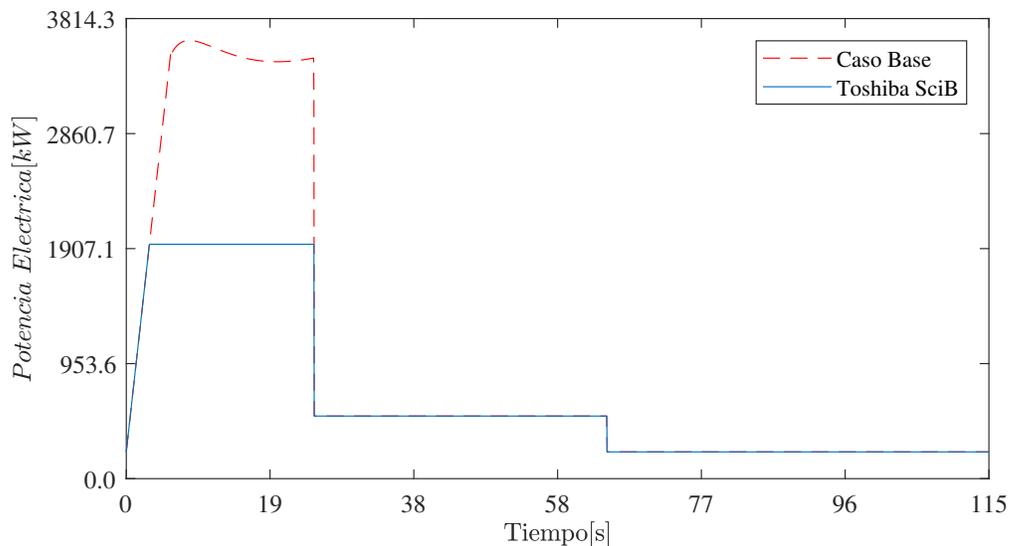


Figura 4.40: Potencia eléctrica demandada al tercer riel por un tren en función del tiempo, para el trayecto entre Tosalaba y Cristóbal Colón (Caso Toshiba SciBTM).

4.3.3.2. Potencia desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía

En las Figuras 4.41 y 4.42, se presentan la potencias desarrolladas por el sistema de almacenamiento *Toshiba SciBTM*, para el trayecto Tosalaba-Plaza de Puente Alto y Plaza de Puente Alto - Tosalaba respectivamente.

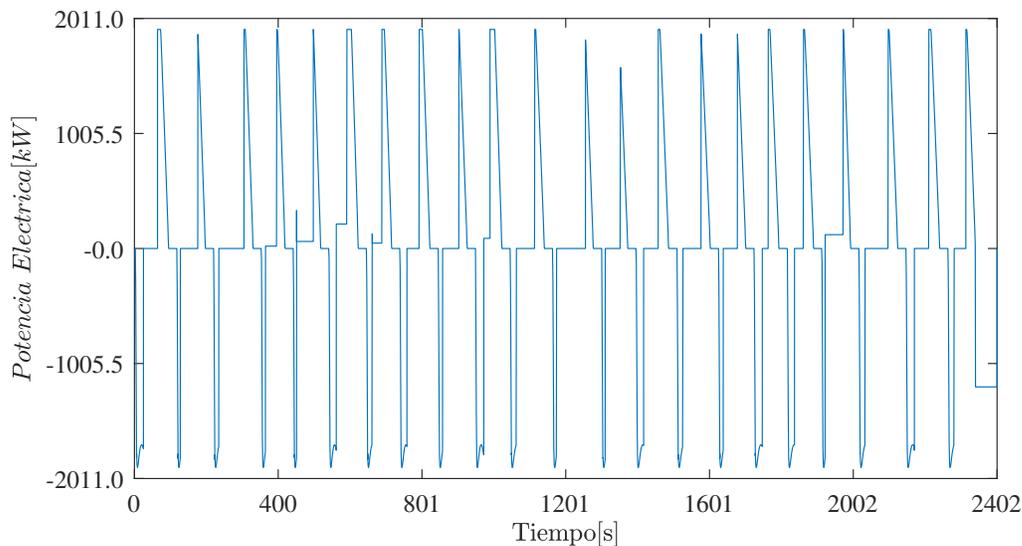


Figura 4.41: Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tosalaba y Plaza de Puente Alto (Caso Toshiba SciBTM).

En la Figura 4.43, se puede observar que la potencia desarrollada en la primera parte del gráfico es negativa, y posee la forma del pico de potencia recortado. La segunda parte del gráfico muestra una potencia positiva, la cual es producida debido a los frenos regenerativos. Esta potencia se encuentra recortada debido a que la potencia disponible para la recuperación

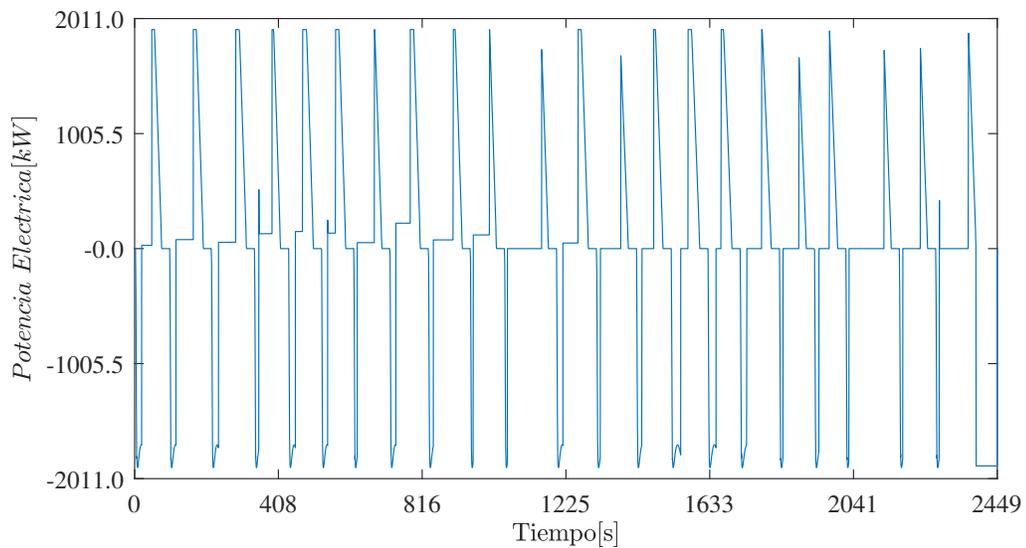


Figura 4.42: Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Plaza de Puente Alto y Tobalaba (Caso Toshiba SciB™).

de energía, es mayor que la potencia máxima que acepta el sistema de almacenamiento para la carga.

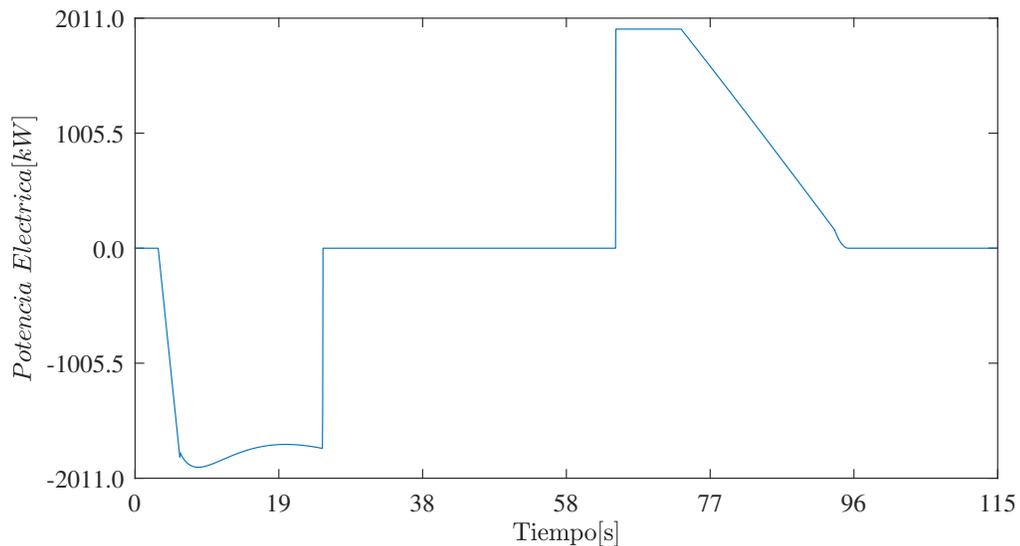


Figura 4.43: Potencia eléctrica desarrollada por el sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo, para el trayecto entre Tobalaba y Cristóbal Colón (Caso Toshiba SciB™).

4.3.3.3. Estado de carga del sistema de almacenamiento de energía

En las Figuras 4.44 y 4.45 se muestran los resultados para el estado de carga del sistema de almacenamiento *Toshiba SciB*, en el trayecto entre *Tobalaba-Plaza de Puente Alto* y *Plaza de Puente Alto-Tobalaba* respectivamente. El estado de carga se expresa tanto en porcentaje, como en la cantidad de energía disponible.

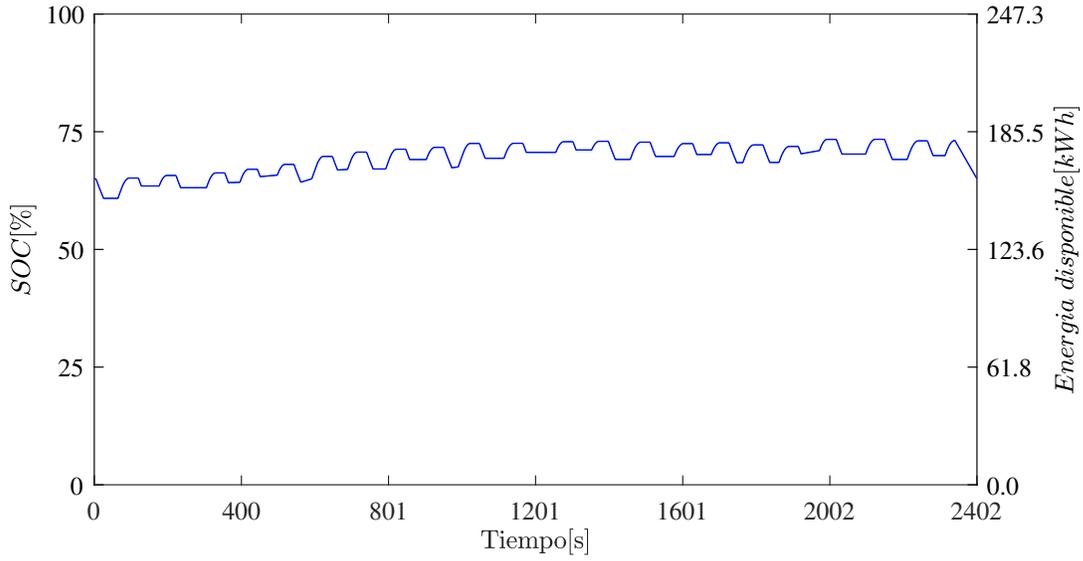


Figura 4.44: Estado de carga del sistema de almacenamiento *Toshiba SciB* en función de tiempo, para el trayecto *Tobalaba-Plaza de Puente Alto*

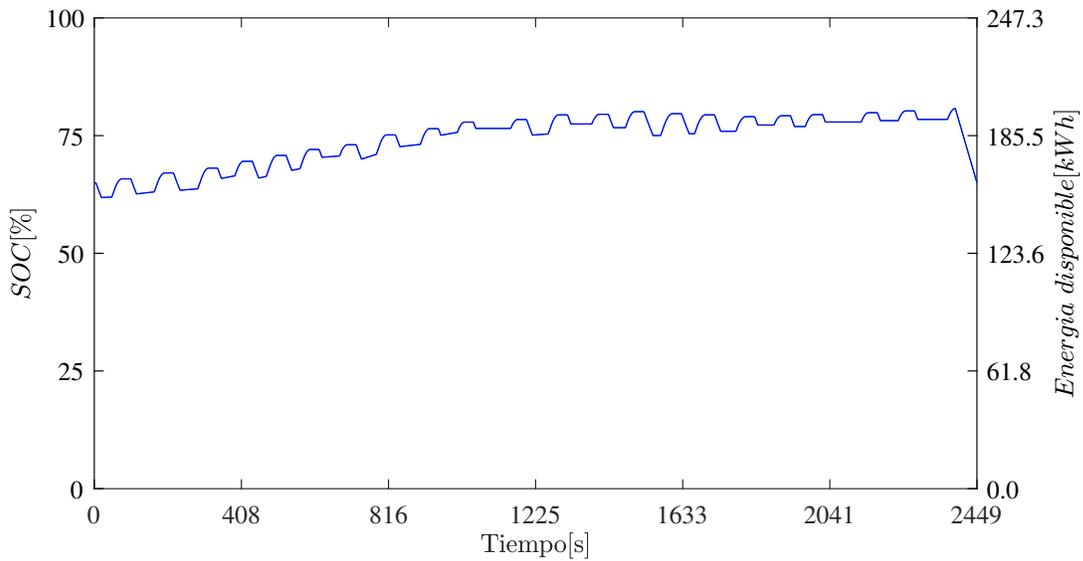


Figura 4.45: Estado de carga del sistema de almacenamiento *Toshiba SciB* en función de tiempo, para el trayecto *Plaza de Puente Alto-Tobalaba*

4.3.4. Energía demandada al tercer riel en función del sistema de almacenamiento de energía

En la Tabla 4.11 se presentan los resultados obtenidos para la energía que demanda un tren al tercer riel, en función del sistema de almacenamiento simulado. Estos resultados se presentan para cada uno de los tramos simulados.

Tabla 4.11: Energía demandada al tercer riel en función del sistema de almacenamiento de energía

Trayecto	Energía demandada al tercer riel [kWh]					
	Gigacell		Altairnano		SciB	
	Ida	Vuelta	Ida	Vuelta	Ida	Vuelta
Tobalaba-Cristóbal Colón	21,79	14,89	20,47	13,87	21,63	14,76
Cristóbal Colón-Francisco Bilbao	12,47	16,35	11,90	15,32	12,40	16,23
Francisco Bilbao-Príncipe de Gales	18,32	17,79	17,47	16,61	18,21	17,65
Príncipe de Gales-Simón Bolívar	11,71	12,44	11,03	11,72	11,63	12,36
Simón Bolívar-Plaza Egaña	11,14	15,72	10,60	14,57	11,07	15,58
Plaza Egaña-Los Orientales	16,91	14,65	15,70	13,63	16,76	14,52
Los Orientales-Grecia	14,01	11,57	13,07	11,01	13,89	11,50
Grecia-Los Presidentes	16,71	15,41	15,56	14,42	16,57	15,29
Los Presidentes-Quilín	15,90	14,63	15,18	13,81	15,81	14,53
Quilín-Las Torres	17,81	10,56	16,44	10,08	17,64	10,50
Las Torres-Macul	23,19	13,85	22,17	13,38	23,06	13,79
Macul-Vicuña Mackenna	20,29	16,34	19,64	15,27	20,21	16,21
Vicuña Mackenna-Vicente Valdés	16,84	19,84	16,24	19,19	16,77	19,76
Vicente Valdés-Rojas Magallanes	24,33	15,33	23,09	14,40	24,18	15,21
Rojas Magallanes-Trinidad	25,75	23,42	24,77	21,82	25,63	23,22
Trinidad-San José de la Estrella	17,40	19,79	16,64	18,43	17,31	19,62
San José de la Estrella-Los Quillayes	20,65	25,36	19,30	24,23	20,48	25,22
Los Quillayes-Elisa Correa	21,11	16,32	19,91	15,72	20,96	16,25
Elisa Correa-Hospital Sótero del Río	11,34	15,26	10,80	14,50	11,27	15,16
Hospital Sótero del Río-Protectora de la Infancia	25,88	19,11	24,87	18,56	25,76	19,04
Protectora de la Infancia-Las Mercedes	26,04	14,52	24,67	13,95	25,87	14,45
Las Mercedes-Plaza de Puente Alto	17,93	15,52	16,91	14,91	17,80	15,45
Total	407,53	358,68	386,44	339,41	404,92	356,30

4.3.5. Energía eléctrica almacenada proveniente desde los frenos regenerativos en función del sistema de almacenamiento de energía

En la Tabla 4.12 se presentan los resultados para la energía almacenada en los sistemas de almacenamiento de energía, proveniente de los frenos regenerativos. Esta información se detalla para los diferentes sistemas de almacenamiento de energía simulados, así como para todos los tramos pertenecientes a la línea 4.

Tabla 4.12: Energía eléctrica almacenada proveniente desde los frenos regenerativos

Trayecto	Energía demandada al tercer riel [kWh]					
	Gigacell		Altairnano		SciB	
	Ida	Vuelta	Ida	Vuelta	Ida	Vuelta
Tobalaba-Cristóbal Colón	11,23	10,33	10,57	9,73	10,65	9,80
Cristóbal Colón-Francisco Bilbao	5,84	11,62	5,53	10,95	5,53	11,02
Francisco Bilbao-Príncipe de Gales	8,20	12,26	7,74	11,54	7,77	11,63
Príncipe de Gales-Simón Bolívar	7,43	9,51	7,02	8,98	7,04	9,02
Simón Bolívar-Plaza Egaña	6,80	10,24	6,44	11,82	6,44	11,92
Plaza Egaña-Los Orientales	14,27	8,43	13,43	10,92	13,53	10,99
Los Orientales-Grecia	8,12	4,44	9,36	6,59	9,42	6,59
Grecia-Los Presidentes	9,48	8,10	10,32	12,66	10,40	12,74
Los Presidentes-Quilín	5,82	6,62	6,39	9,40	6,40	9,45
Quilín-Las Torres	11,46	3,74	12,68	6,89	12,79	6,90
Las Torres-Macul	8,33	3,58	7,88	4,69	7,90	4,69
Macul-Vicuña Mackenna	5,17	8,77	5,60	10,34	5,60	10,64
Vicuña Mackenna-Vicente Valdés	4,67	5,16	4,57	4,71	4,57	5,12
Vicente Valdés-Rojas Magallanes	9,57	7,57	9,03	6,94	9,07	8,44
Rojas Magallanes-Trinidad	7,13	12,11	6,76	11,41	6,76	11,49
Trinidad-San José de la Estrella	6,49	10,49	6,15	9,89	6,15	9,95
San José de la Estrella-Los Quillayes	9,84	8,12	9,29	7,68	9,33	7,69
Los Quillayes-Elisa Correa	8,87	5,17	8,38	4,89	8,41	4,89
Elisa Correa-Hospital Sótero del Río	7,66	6,60	7,57	6,25	7,58	6,25
Hospital Sótero del Río-Protectora de la Infancia	8,21	5,18	7,76	4,77	7,78	4,91
Protectora de la Infancia-Las Mercedes	10,30	5,38	9,71	4,09	9,77	5,10
Las Mercedes-Plaza de Puente Alto	8,40	5,22	7,94	4,39	7,96	5,71
Total	183,31	168,65	180,13	179,54	180,87	184,95

4.4. Simulación de los escenarios de almacenamiento de energía para la línea 4 del metro de Santiago.

A continuación, se entregan los resultados obtenidos de las inyecciones de potencia desde las sub-estaciones rectificadoras y los consumos de energía según el día típico, para cada escenario simulado. Además, se presentan las degradaciones anuales de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía.

4.4.1. Caso Base

Las inyecciones de electricidad desde las sub-estaciones rectificadoras para los diferentes días típicos, enmarcados en el escenario en donde no existe un sistema de almacenamiento de energía, se presentan a continuación:

4.4.1.1. Día Laboral

Enero

En la Figura 4.46 se puede observar la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de las hora, para un día laboral típico del mes de Enero.

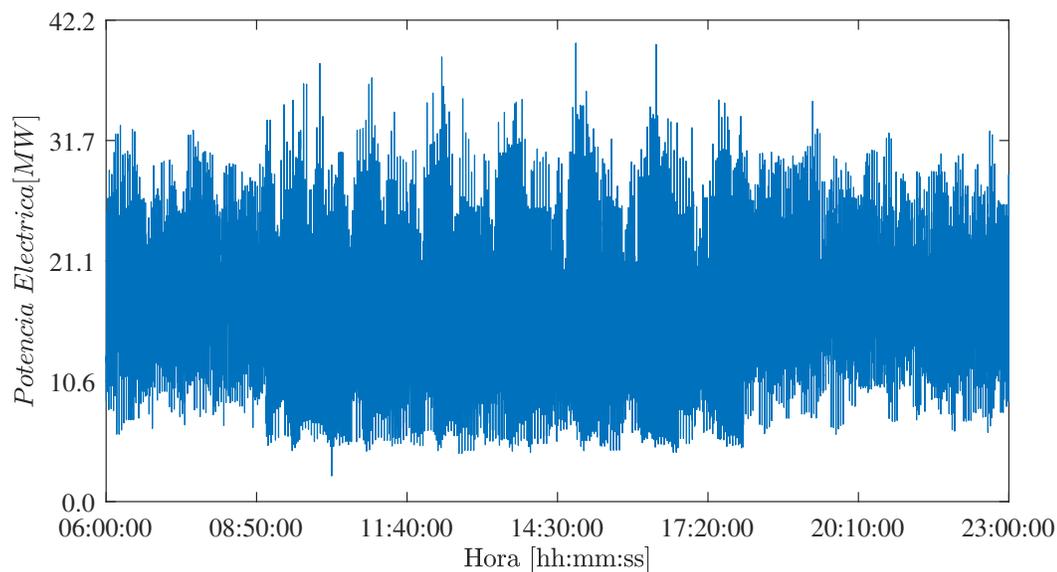


Figura 4.46: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día laboral típico del mes de Enero (Caso Base).

El promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, es posible observarlo en la Figura 4.47.

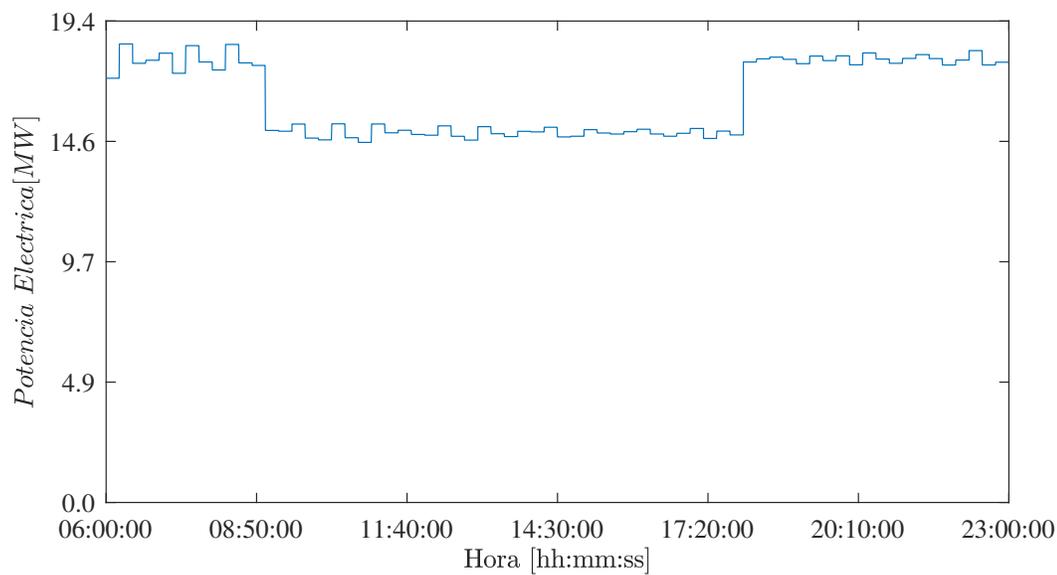


Figura 4.47: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico del mes de Enero (Caso Base).

Febrero

En la Figura 4.48 se puede observar la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de las hora, para un día laboral típico del mes de Febrero.

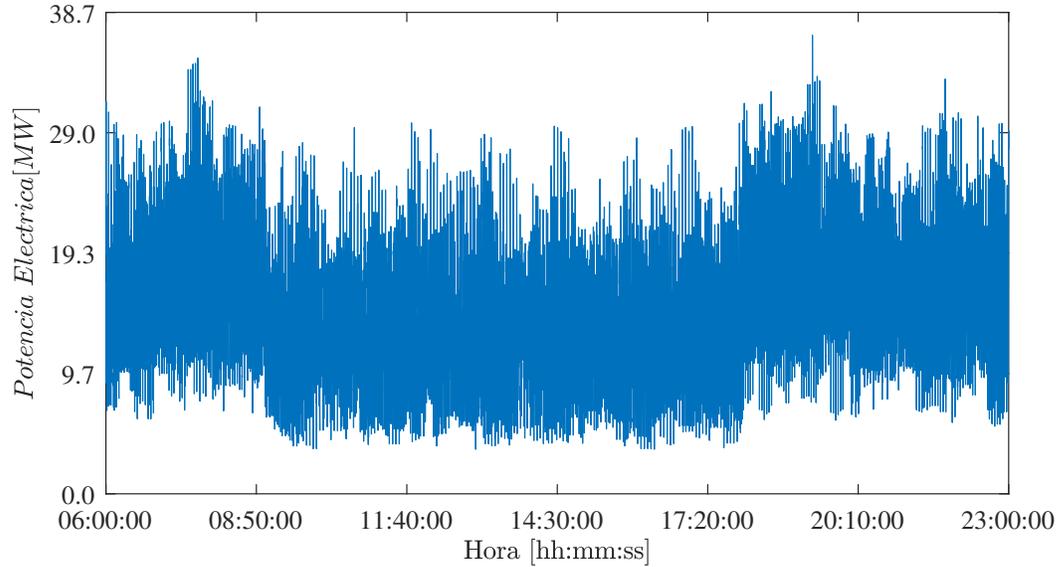


Figura 4.48: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día laboral típico del mes de Febrero (Caso Base).

El promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, es posible observarlo en la Figura 4.49.

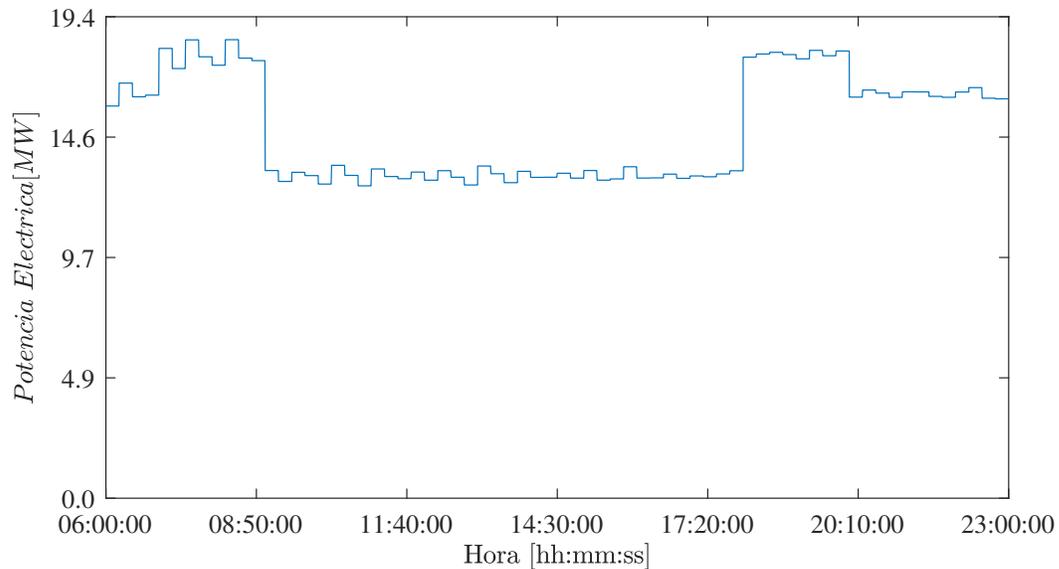


Figura 4.49: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico del mes de Febrero (Caso Base).

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.50 se puede observar la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de las hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre.

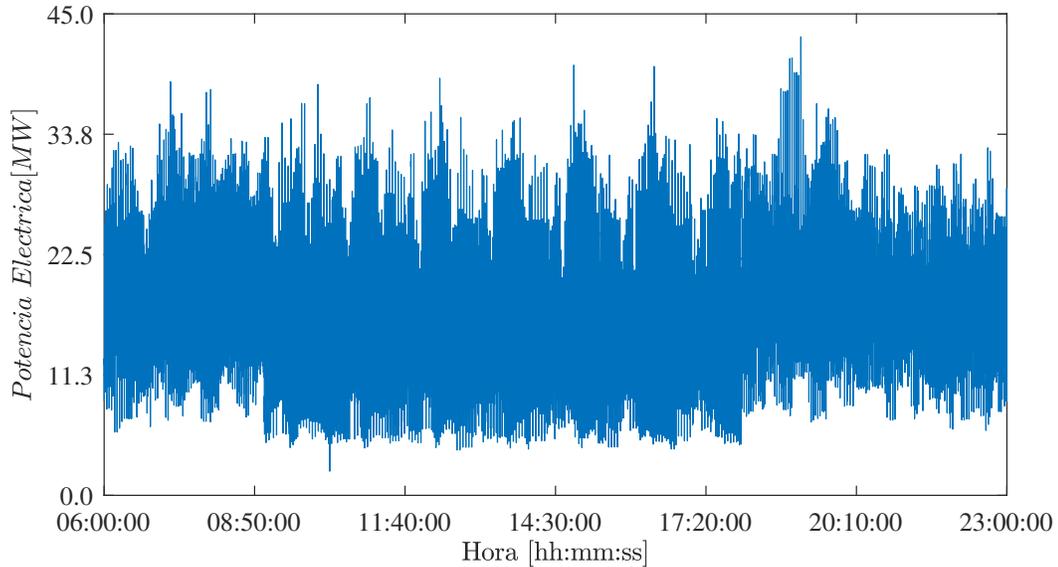


Figura 4.50: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).

El promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, es posible observarlo en la Figura 4.51.

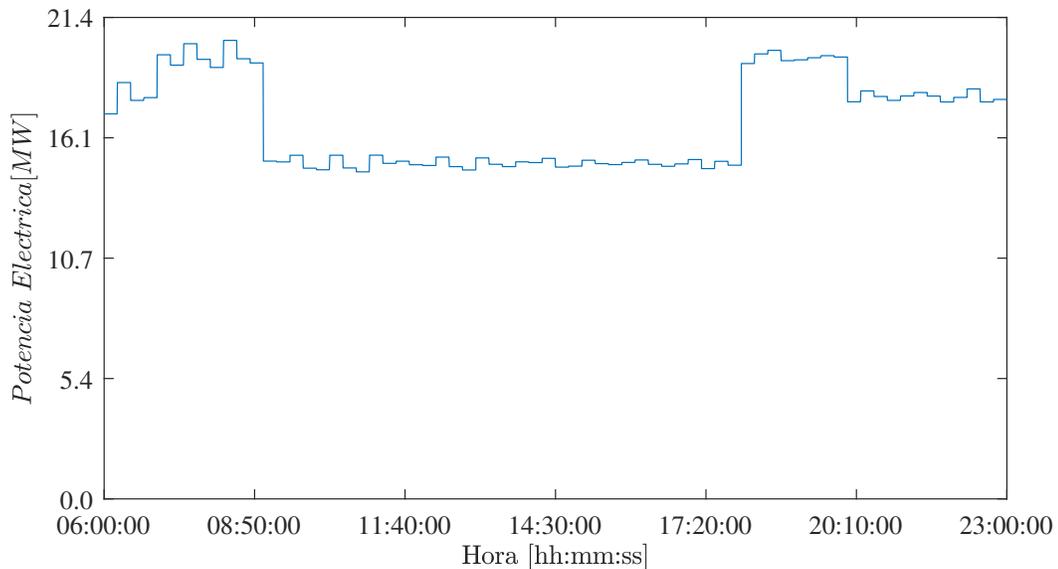


Figura 4.51: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).

4.4.1.2. Día Sábado

Enero-Febrero

En la Figura 4.52 se puede observar la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de las hora, para un día Sábado típico en los meses de Enero y Febrero.

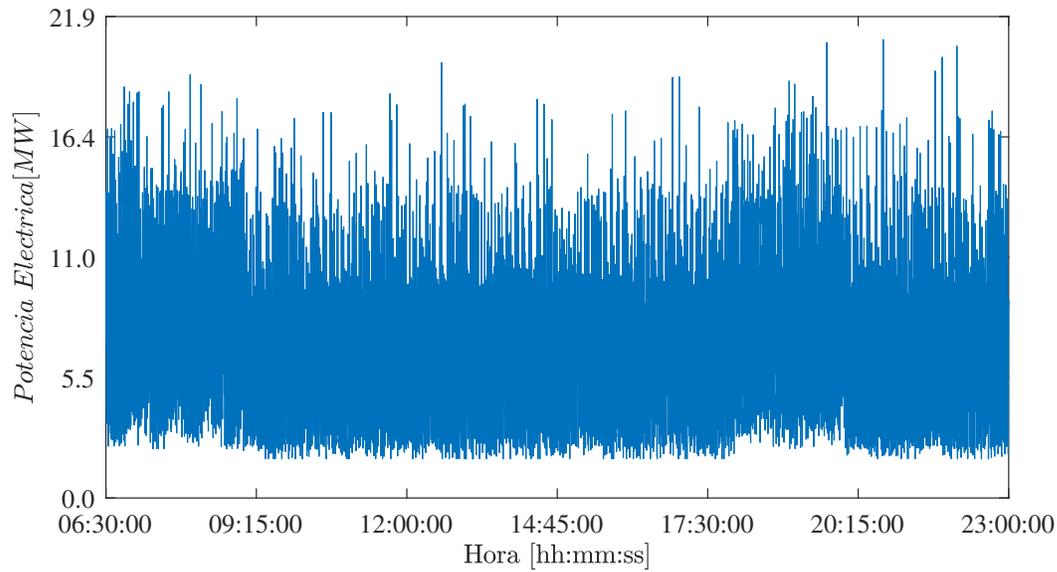


Figura 4.52: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico en los meses de Enero y Febrero (Caso Base).

El promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, es posible observarlo en la Figura 4.53.

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.54 se puede observar la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de las hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre.

El promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, es posible observarlo en la Figura 4.55.

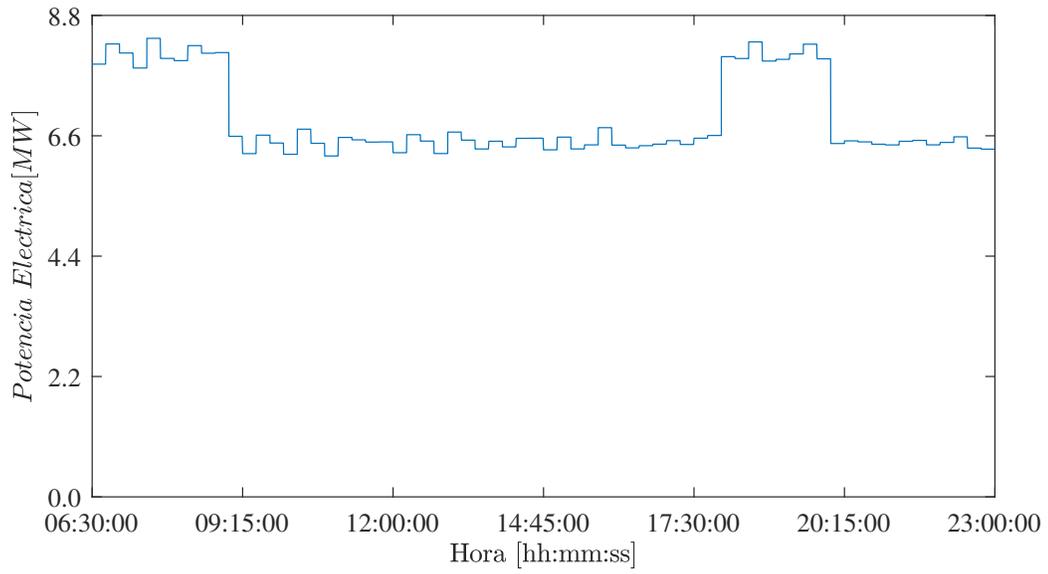


Figura 4.53: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en los meses de Enero y Febrero (Caso Base).

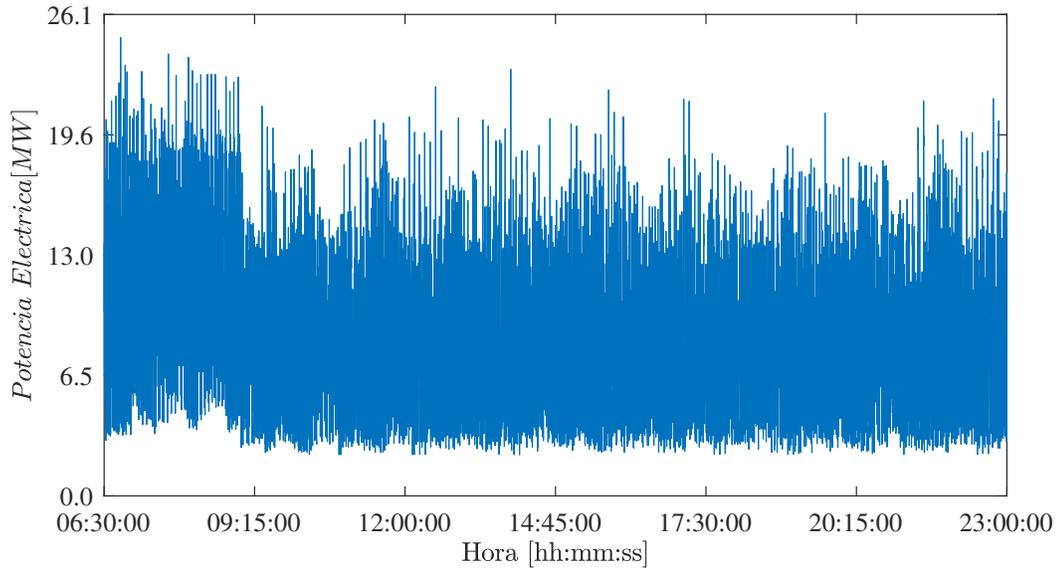


Figura 4.54: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).

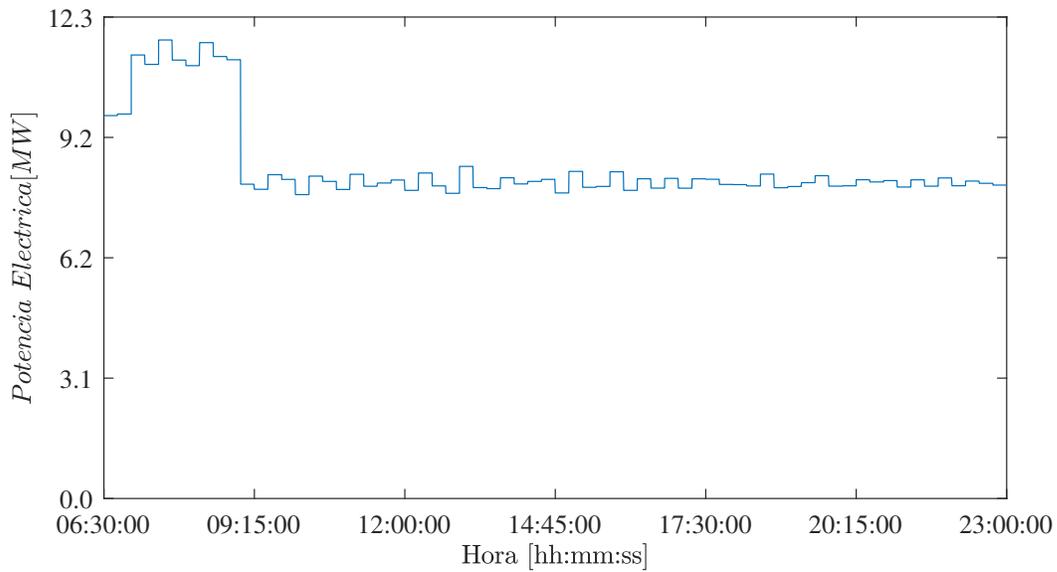


Figura 4.55: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).

4.4.1.3. Día Feriado

Enero-Febrero

En la Figura 4.56 se puede observar la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de las hora, para un día Feriado típico en los meses de Enero y Febrero.

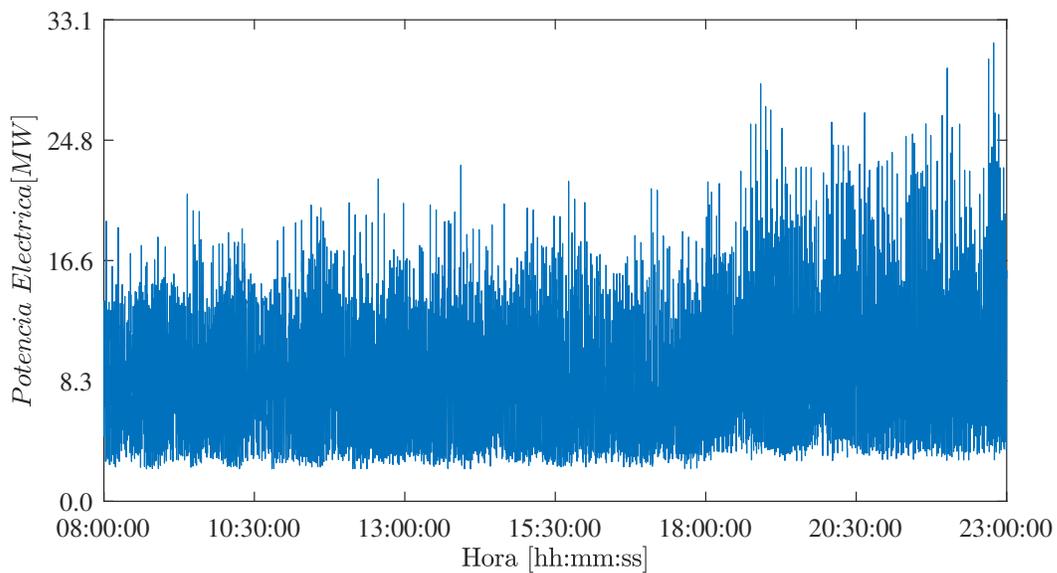


Figura 4.56: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico en los meses de Enero y Febrero (Caso Base).

El promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, es posible observarlo en la Figura 4.57.

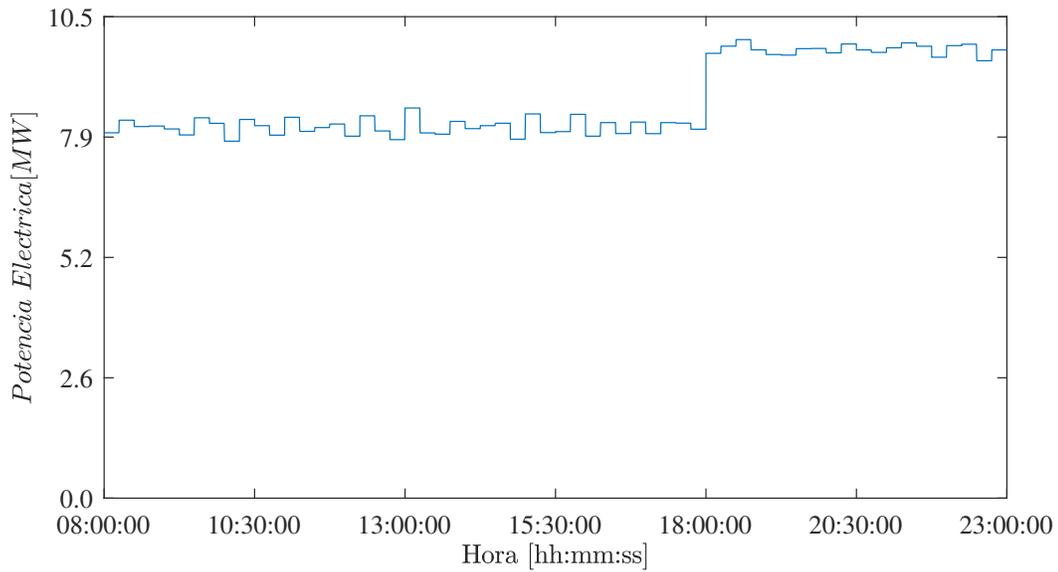


Figura 4.57: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en los meses de Enero y Febrero (Caso Base).

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.58 se puede observar la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de las hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre.

El promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, es posible observarlo en la Figura 4.59.

4.4.2. Caso Gigacell

A continuación, se exponen los resultados de las simulaciones para los distintos días típicos, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*.

4.4.2.1. Día Laboral

Enero

En la Figura 4.60, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Laboral del mes de Enero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*.

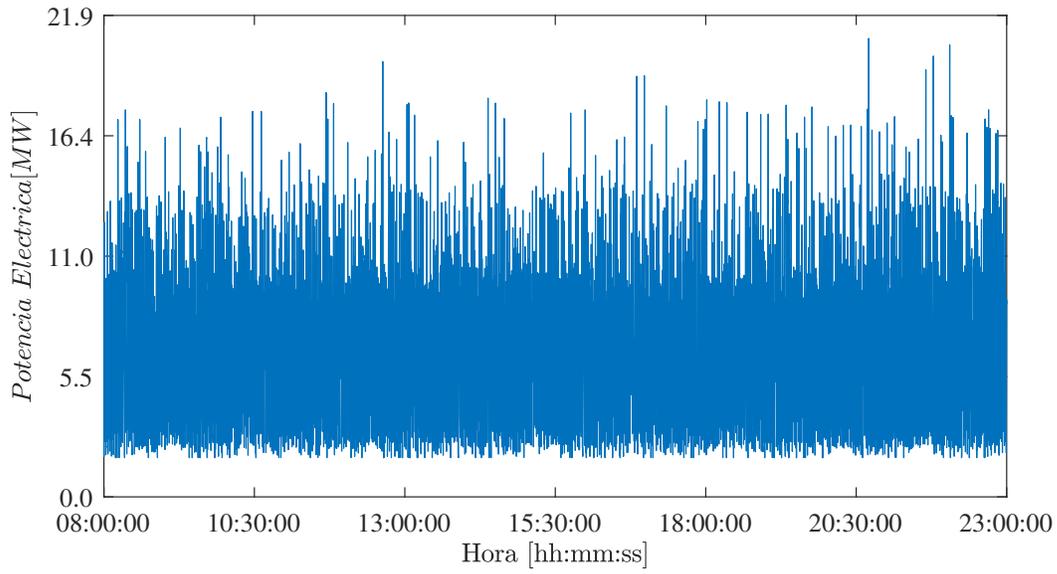


Figura 4.58: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).

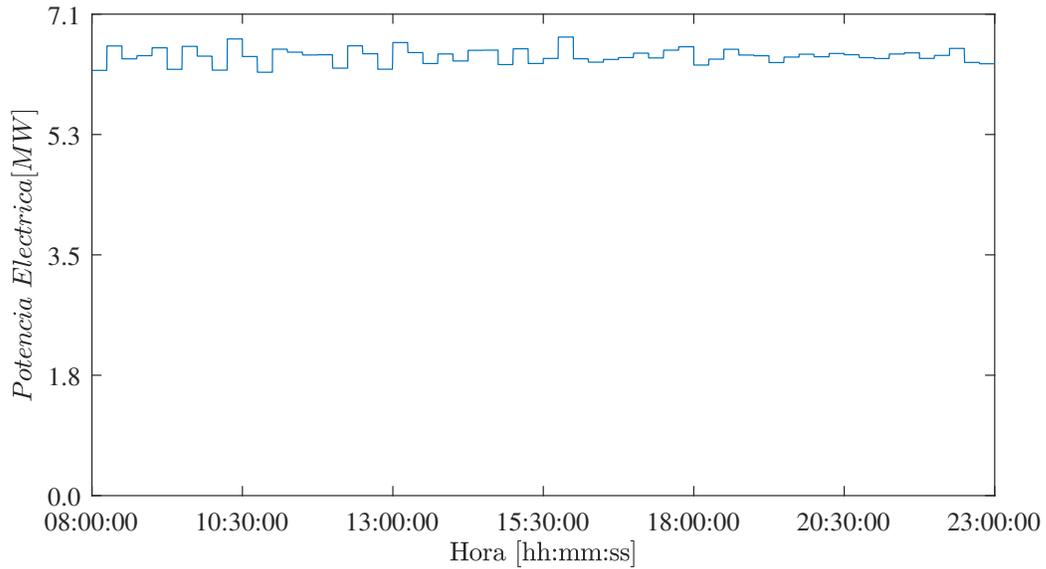


Figura 4.59: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Base).

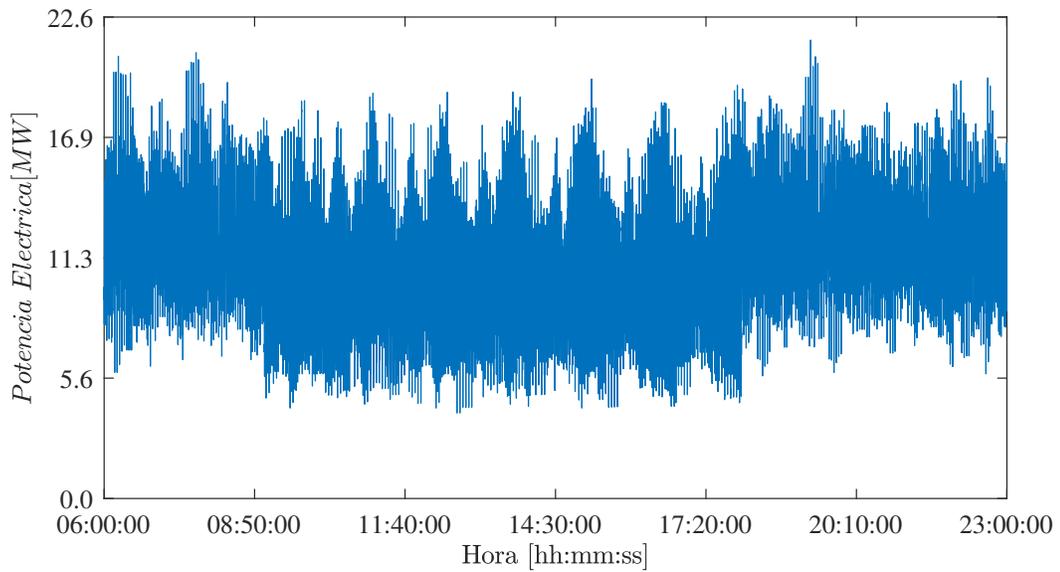


Figura 4.60: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Enero (Caso Gigacell).

La Figura 4.61, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral del mes de Enero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

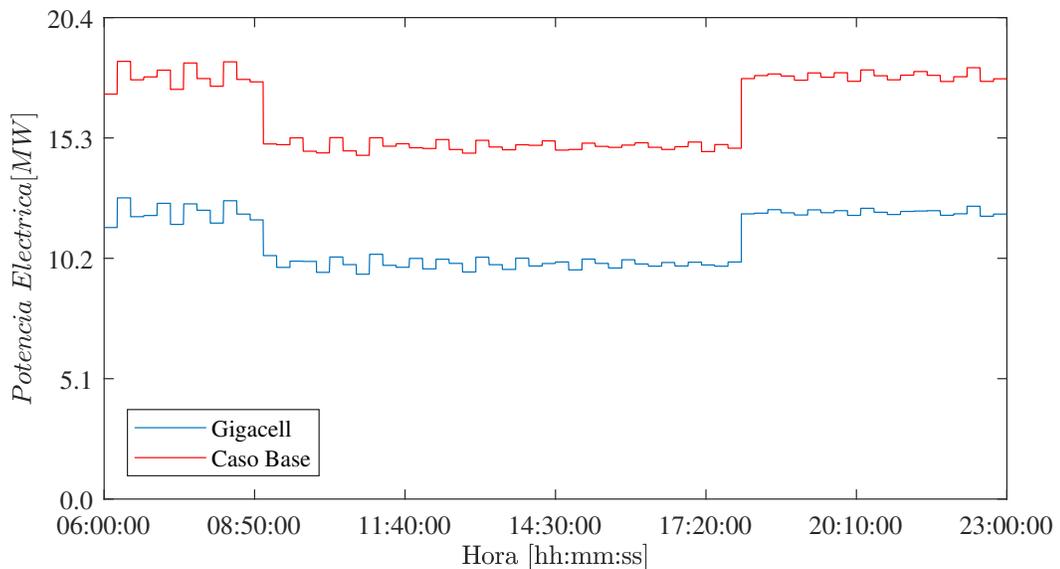


Figura 4.61: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Enero (Caso Gigacell).

Febrero

En la Figura 4.62, se muestran los resultados de las simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Laboral del mes de Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*.

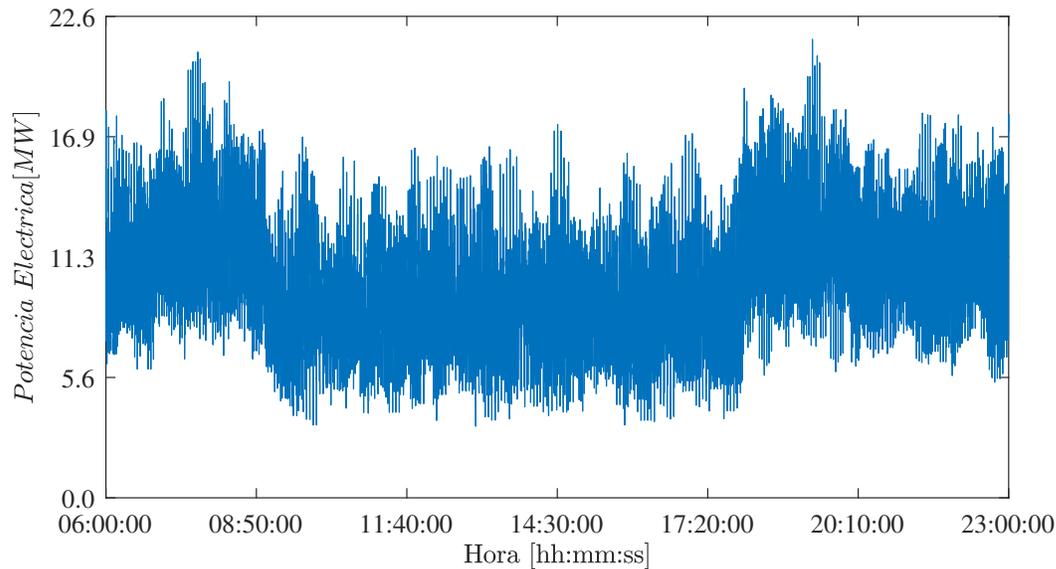


Figura 4.62: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Febrero (Caso *Gigacell*).

La Figura 4.63, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral del mes de Febrero haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.64, se muestran los resultados de las simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*.

La Figura 4.65, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

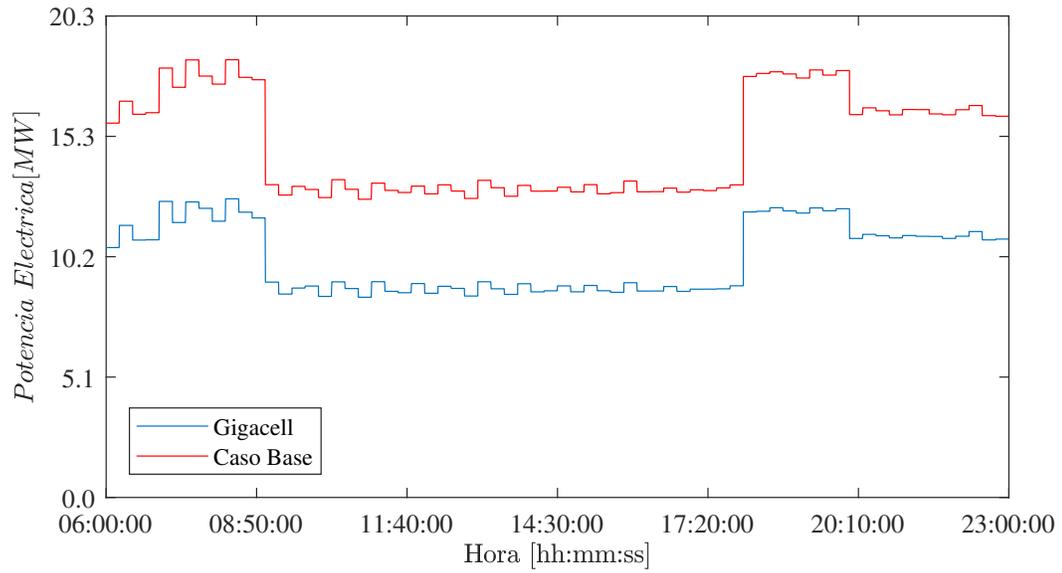


Figura 4.63: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Febrero (Caso Gigacell)

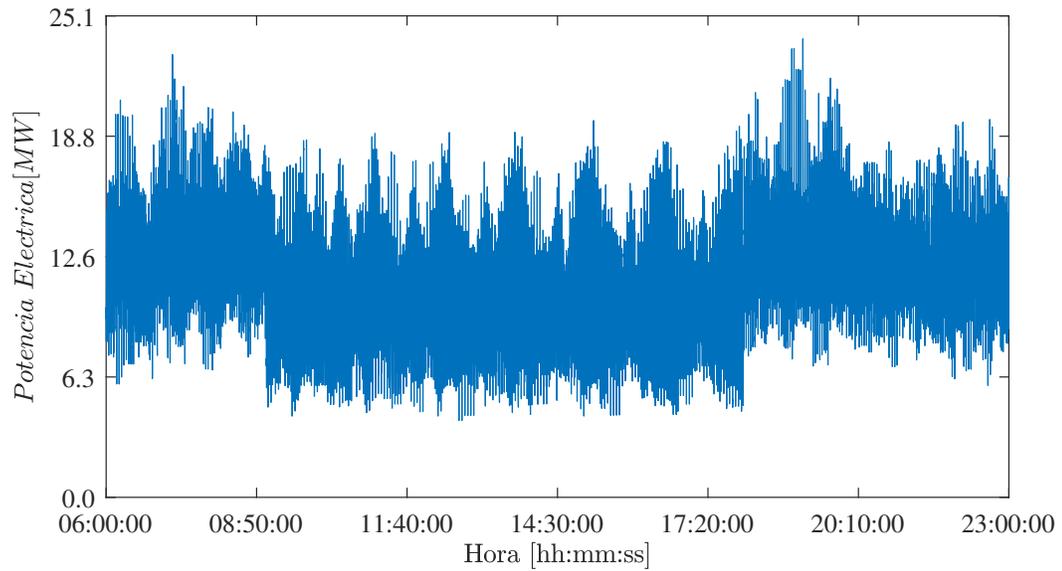


Figura 4.64: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)

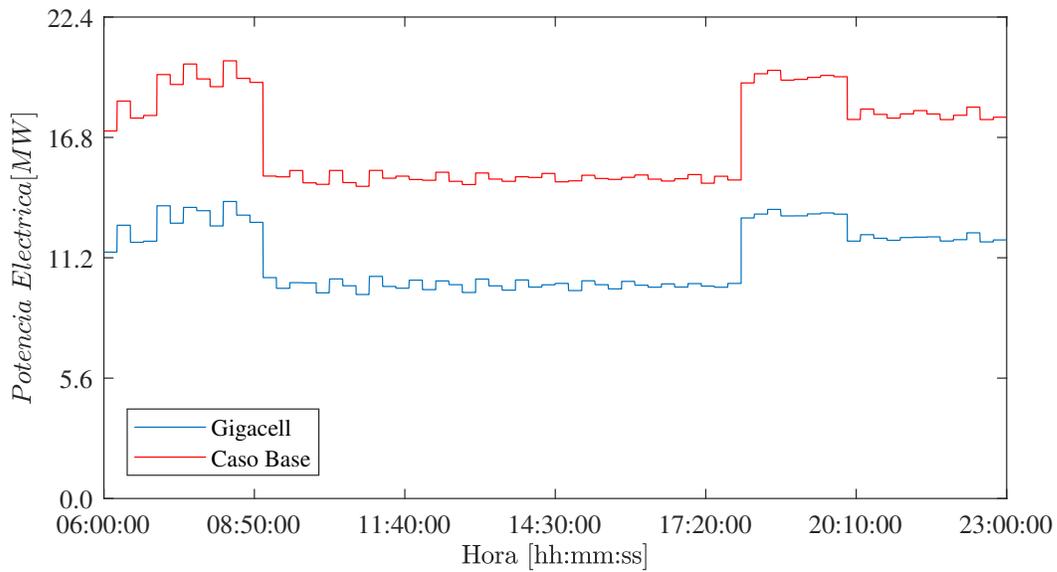


Figura 4.65: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)

4.4.2.2. Día Sábado

Enero-Febrero

En la Figura 4.66, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*.

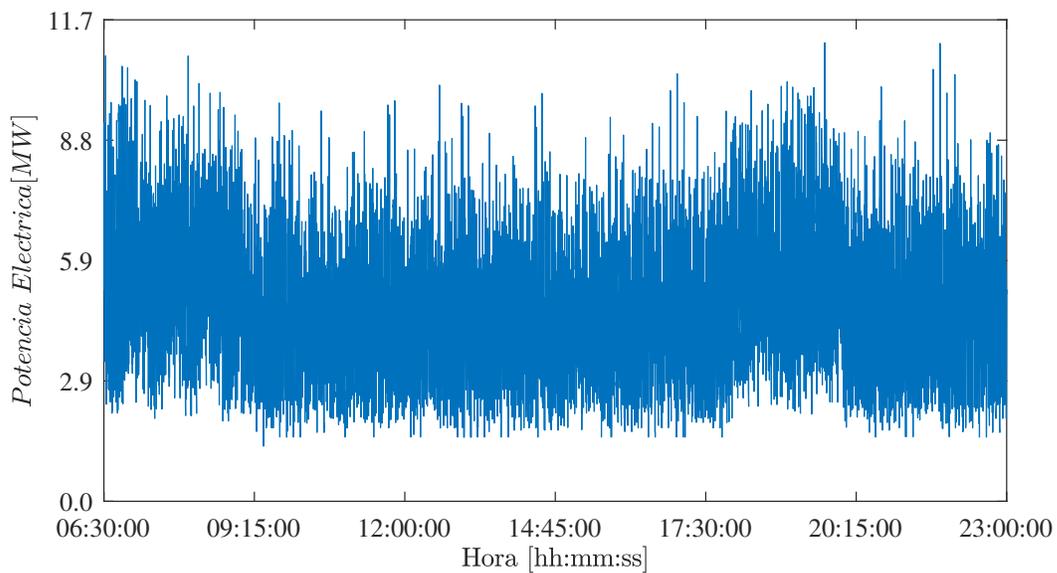


Figura 4.66: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Gigacell)

La Figura 4.67, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

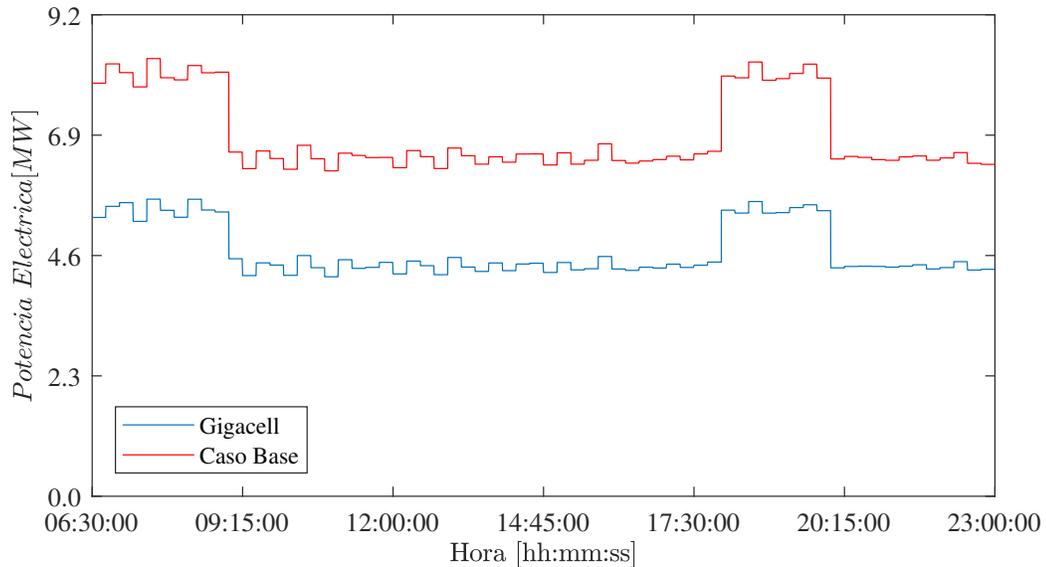


Figura 4.67: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Gigacell)

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.66, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*.

La Figura 4.69, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

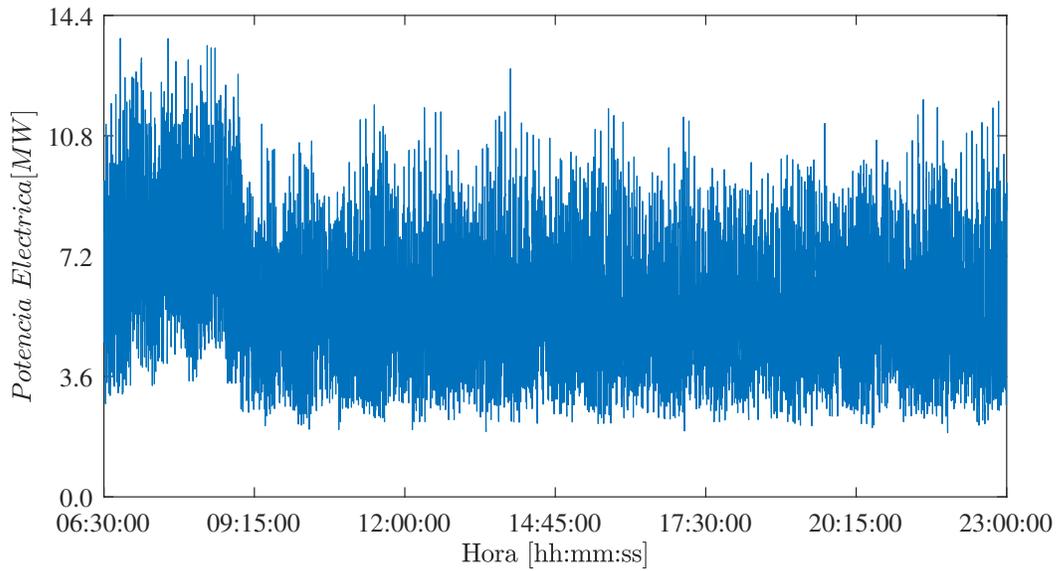


Figura 4.68: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)

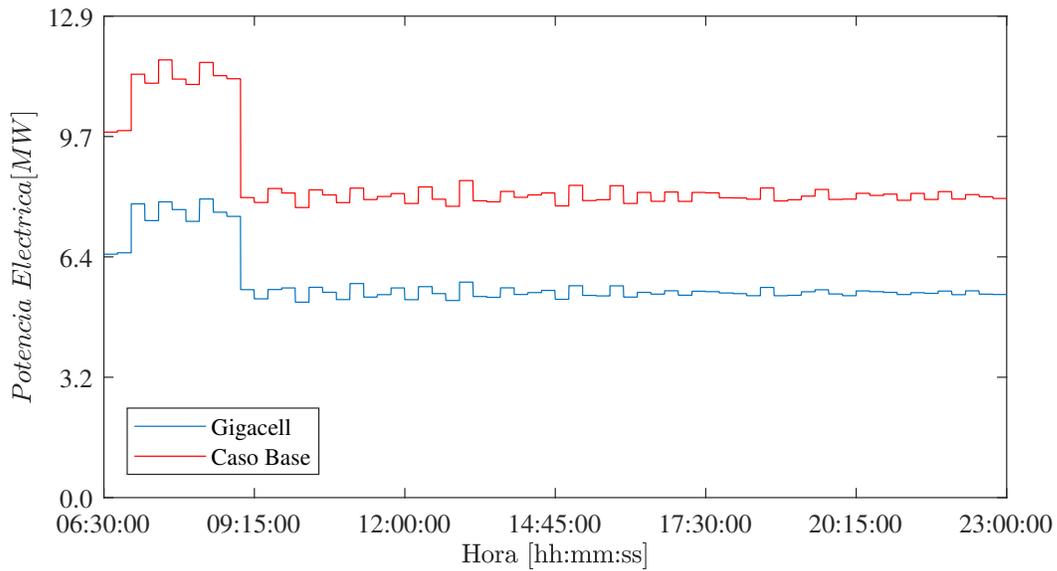


Figura 4.69: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)

4.4.2.3. Día Feriado

Enero-Febrero

En la Figura 4.70, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*.

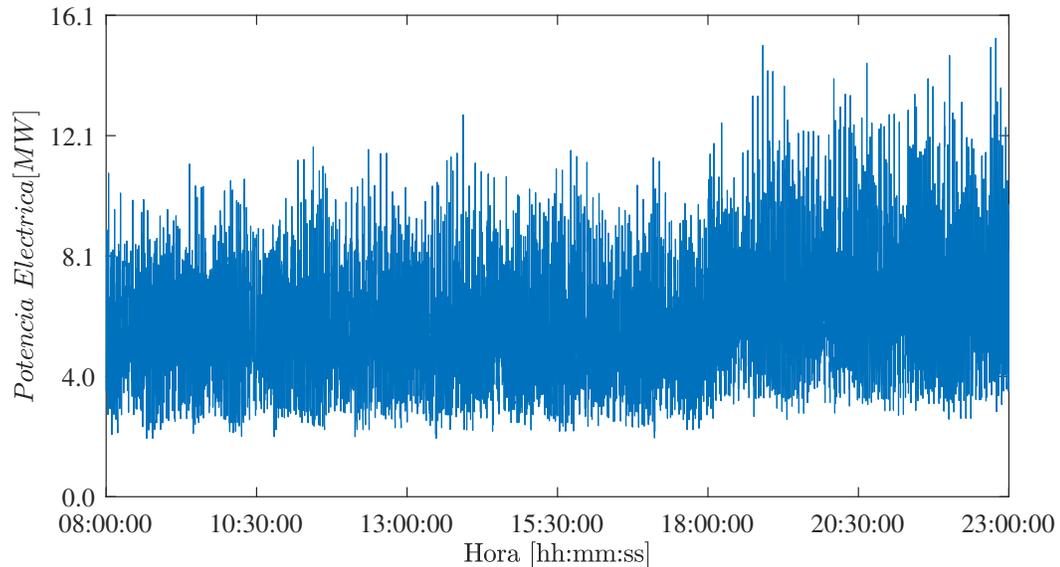


Figura 4.70: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)

La Figura 4.71, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.72, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*.

La Figura 4.73, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Gigacell*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

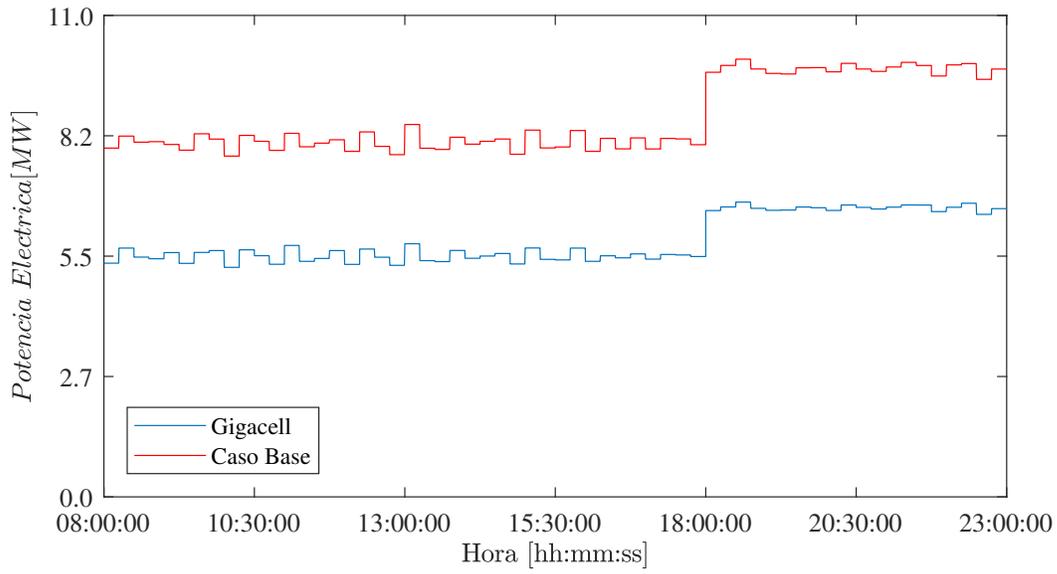


Figura 4.71: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Gigacell)

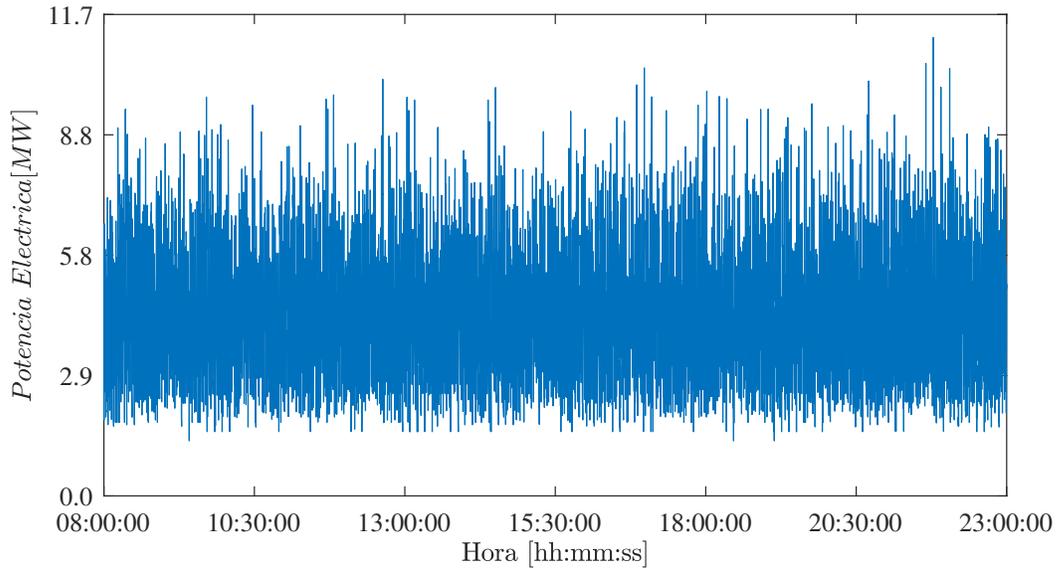


Figura 4.72: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)

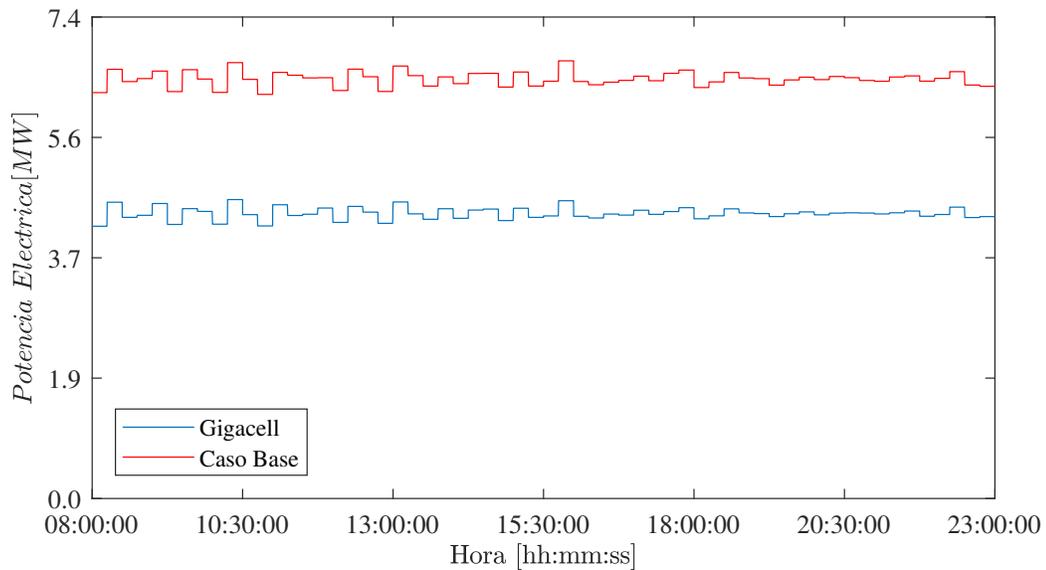


Figura 4.73: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Gigacell)

4.4.3. Caso Altairnano

A continuación, se exponen los resultados de las simulaciones para los distintos días típicos, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*.

4.4.3.1. Día Laboral

Enero

En la Figura 4.74, se muestran los resultados de las simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Laboral del mes de Enero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*.

La Figura 4.75, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral del mes de Enero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

Febrero

En la Figura 4.76, se muestran los resultados de las simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Laboral del mes de Febrero, haciendo uso

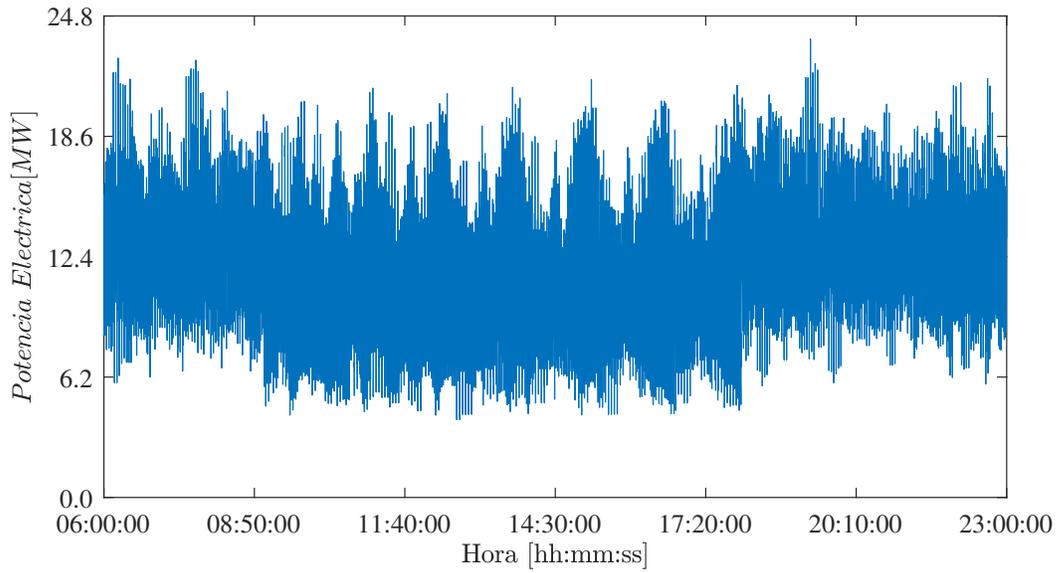


Figura 4.74: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Enero (Caso Altairnano).

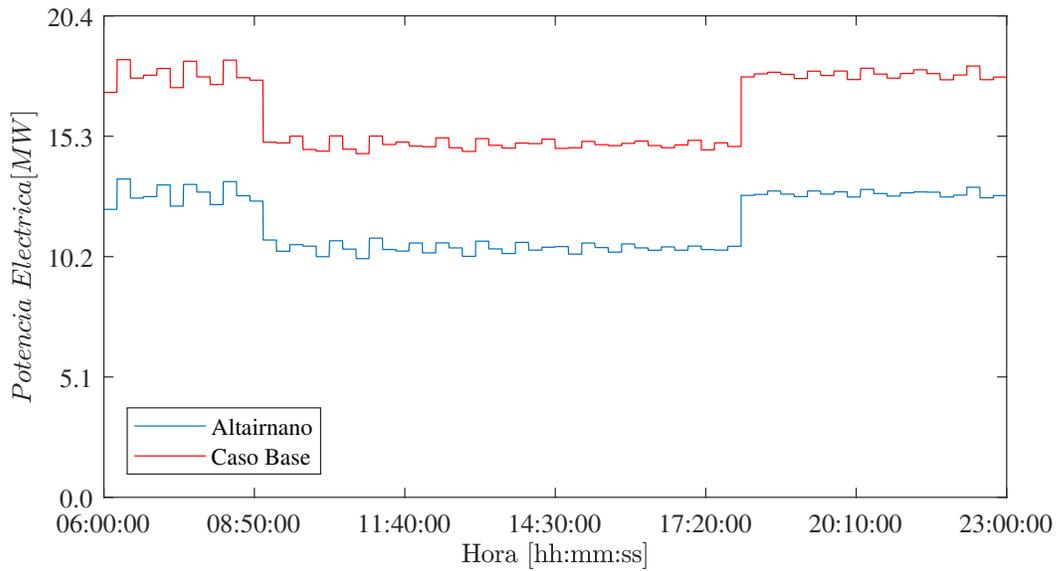


Figura 4.75: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Enero (Caso Altairnano).

del sistema de almacenamiento *Altairnano*.

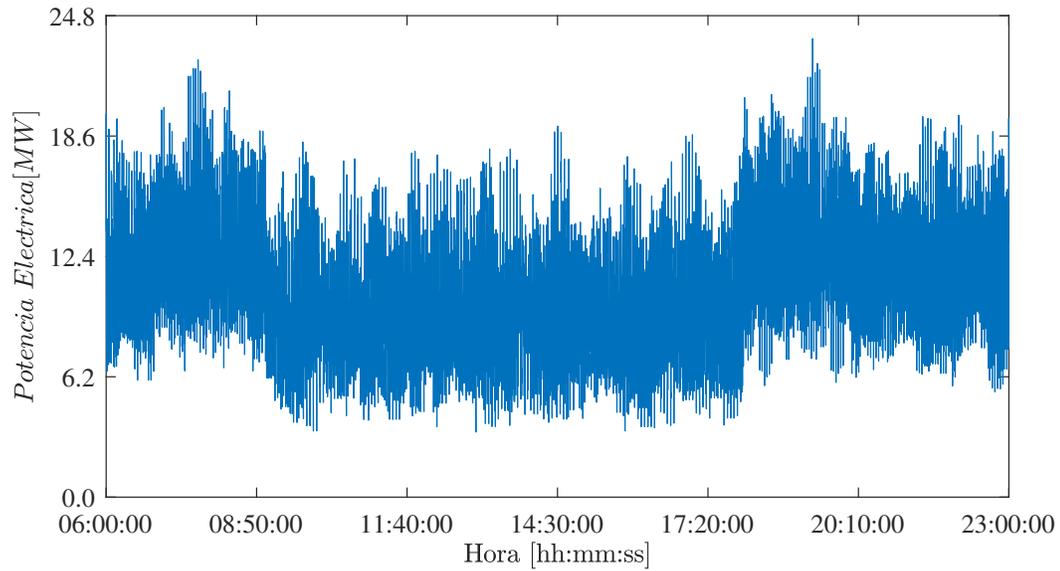


Figura 4.76: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Febrero (Caso Altairnano).

La Figura 4.77, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral del mes de Febrero haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

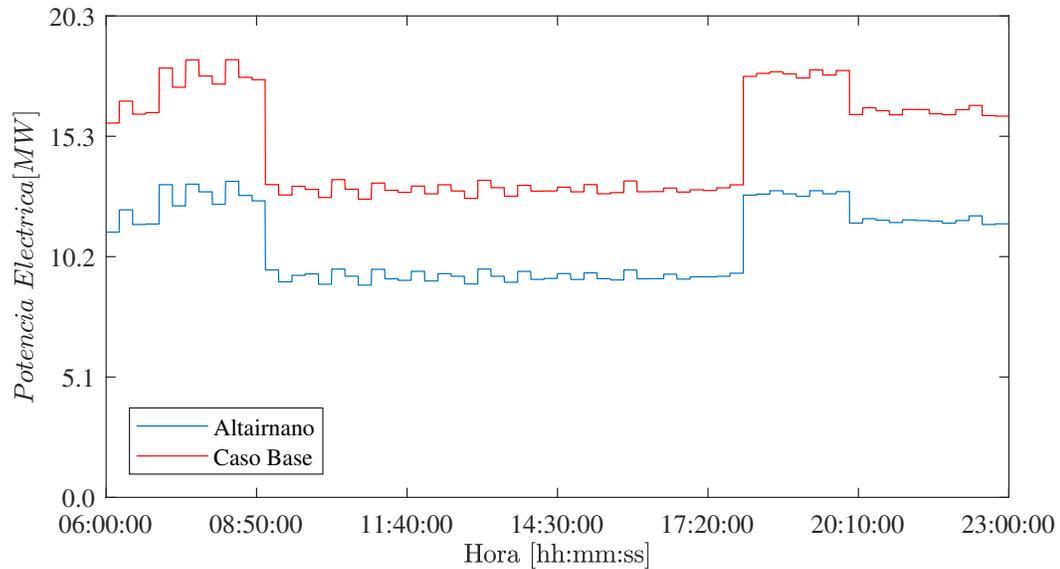


Figura 4.77: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Febrero (Caso Altairnano)

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.78, se muestran los resultados de las simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*.

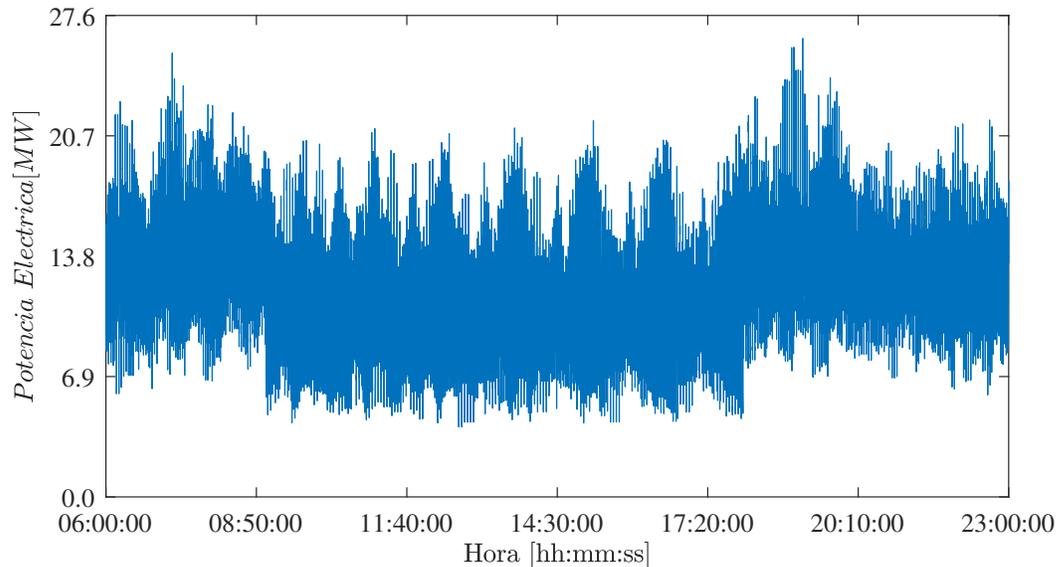


Figura 4.78: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso *Altairnano*)

La Figura 4.79, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

4.4.3.2. Día Sábado

Enero-Febrero

En la Figura 4.80, se muestran los resultados de las simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*.

La Figura 4.81, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

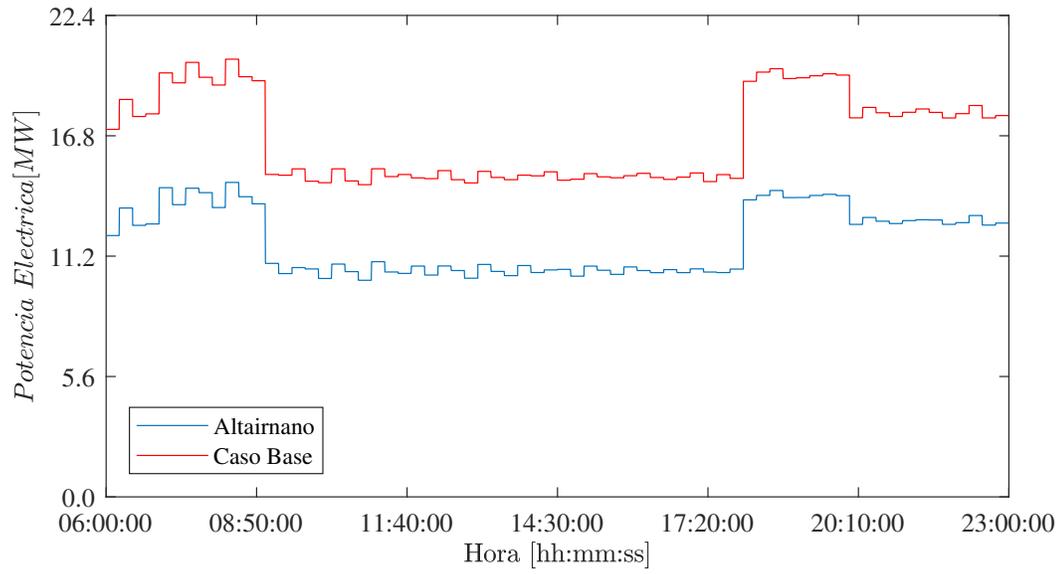


Figura 4.79: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)

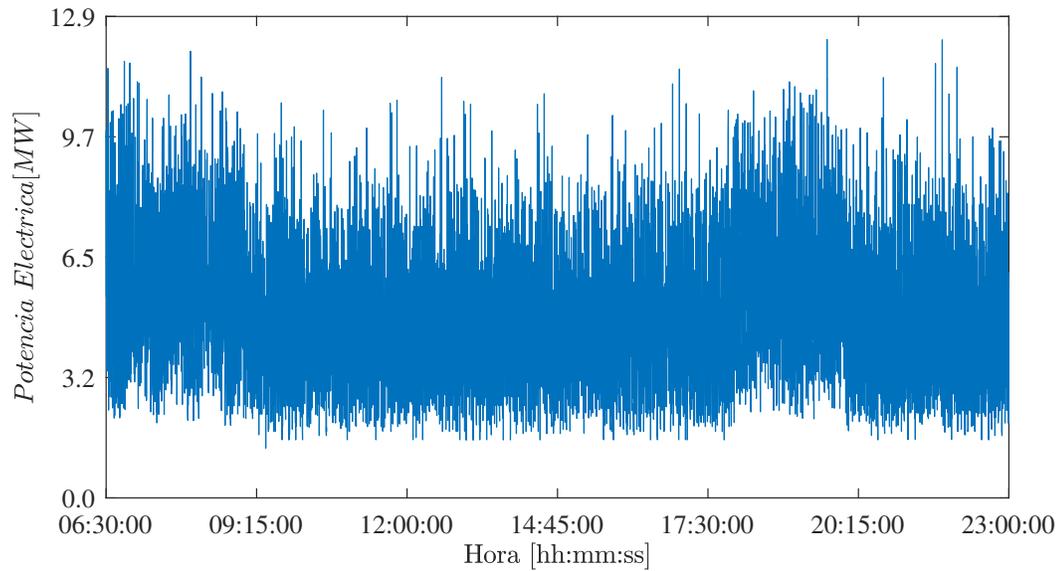


Figura 4.80: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Altairnano)

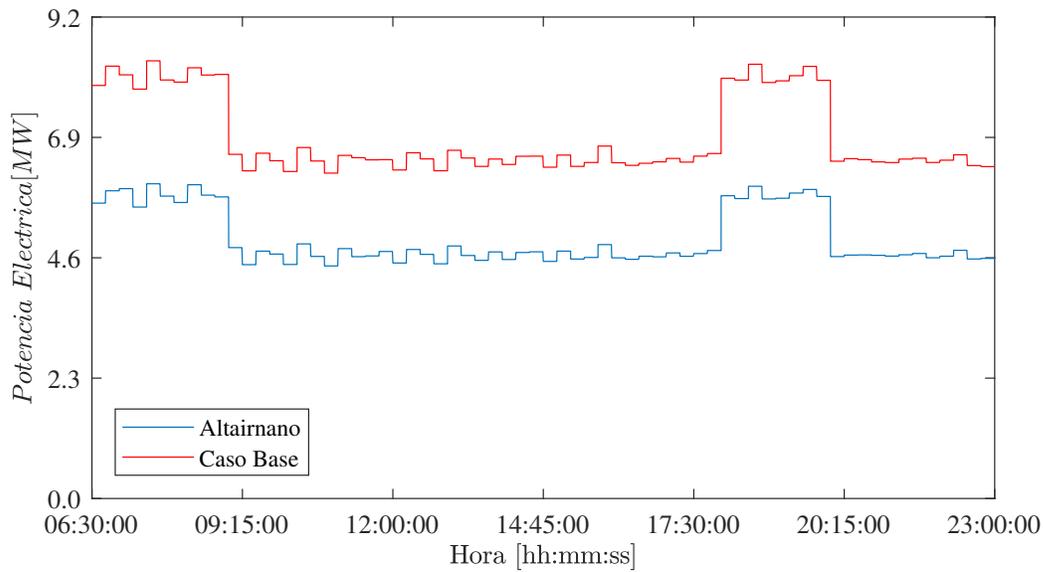


Figura 4.81: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Altairnano)

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.80, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*.

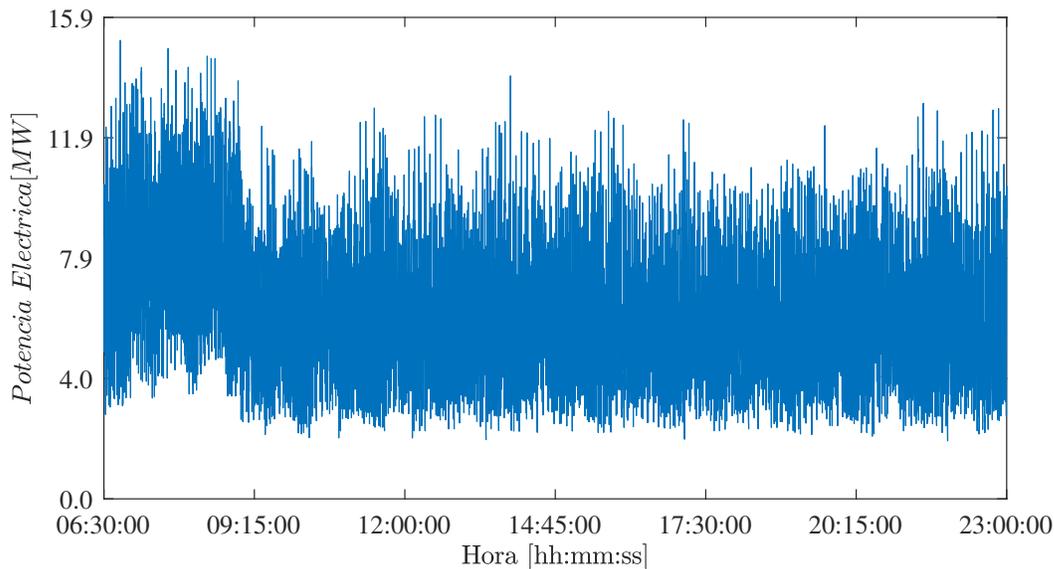


Figura 4.82: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)

La Figura 4.83, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*.

Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

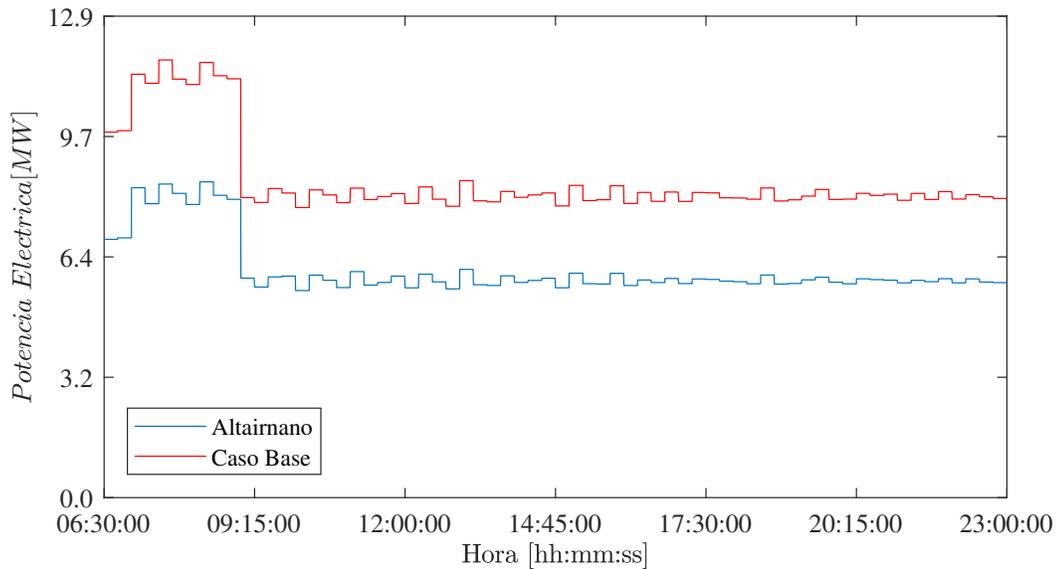


Figura 4.83: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)

4.4.3.3. Día Feriado

Enero-Febrero

En la Figura 4.84, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*.

La Figura 4.85, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.86, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*.

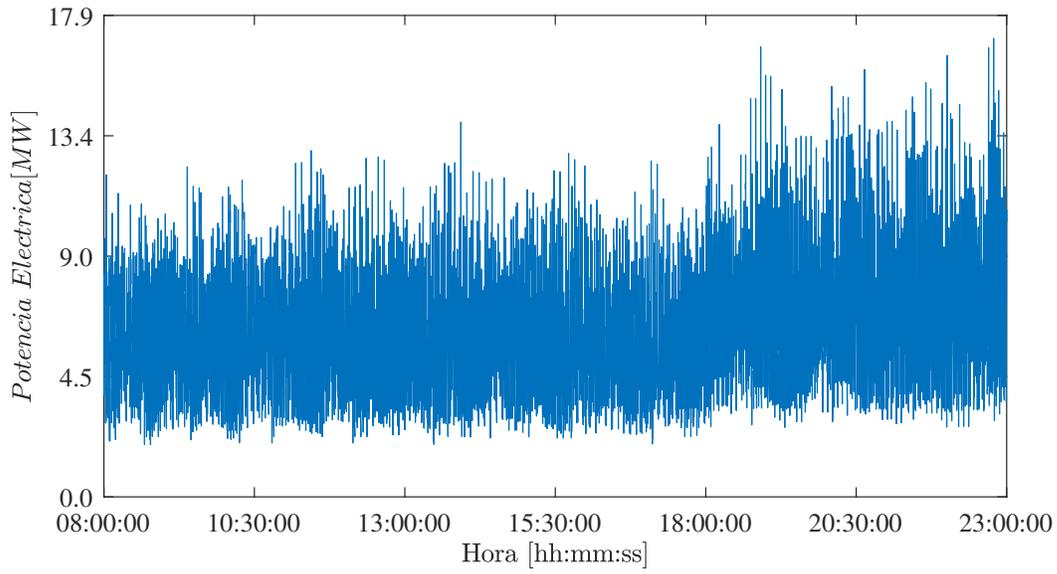


Figura 4.84: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)

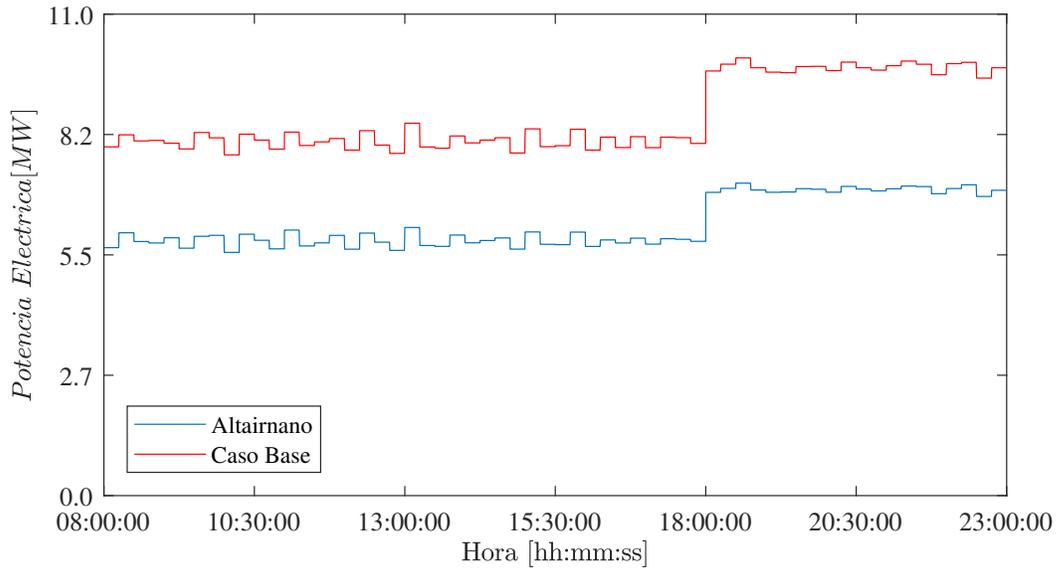


Figura 4.85: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso Altairnano)

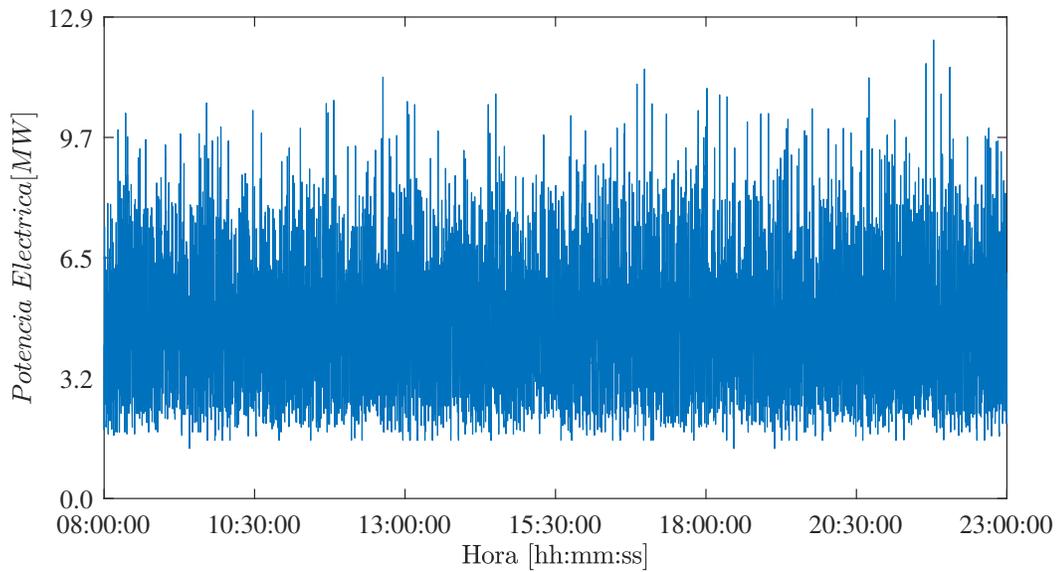


Figura 4.86: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)

La Figura 4.87, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *Altairnano*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

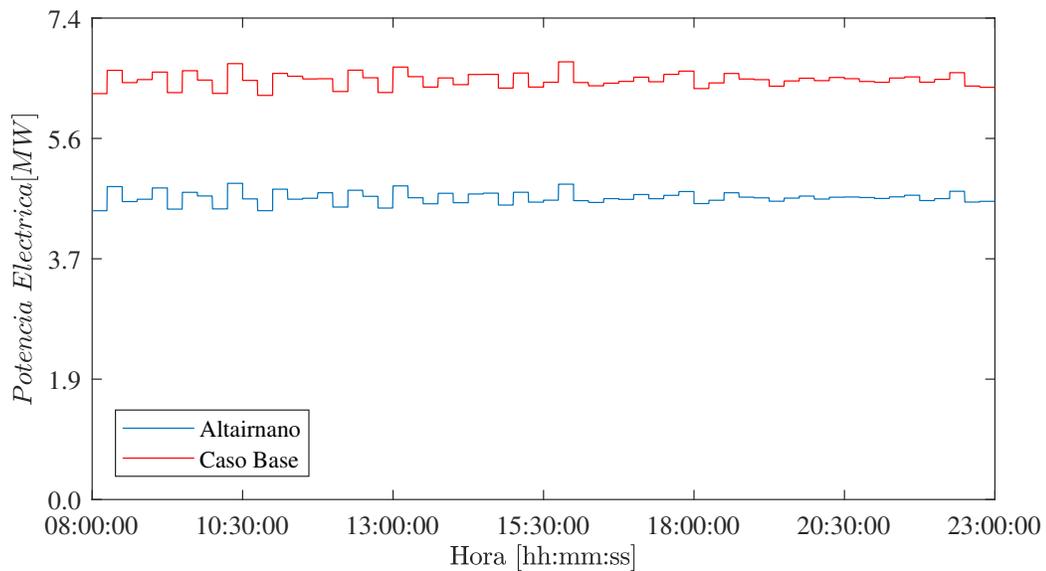


Figura 4.87: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso Altairnano)

4.4.4. Caso SciB

A continuación, se exponen los resultados de las simulaciones para los distintos días típicos, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*.

4.4.4.1. Día Laboral

Enero

En la Figura 4.88, se muestran los resultados de las simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Laboral del mes de Enero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*.

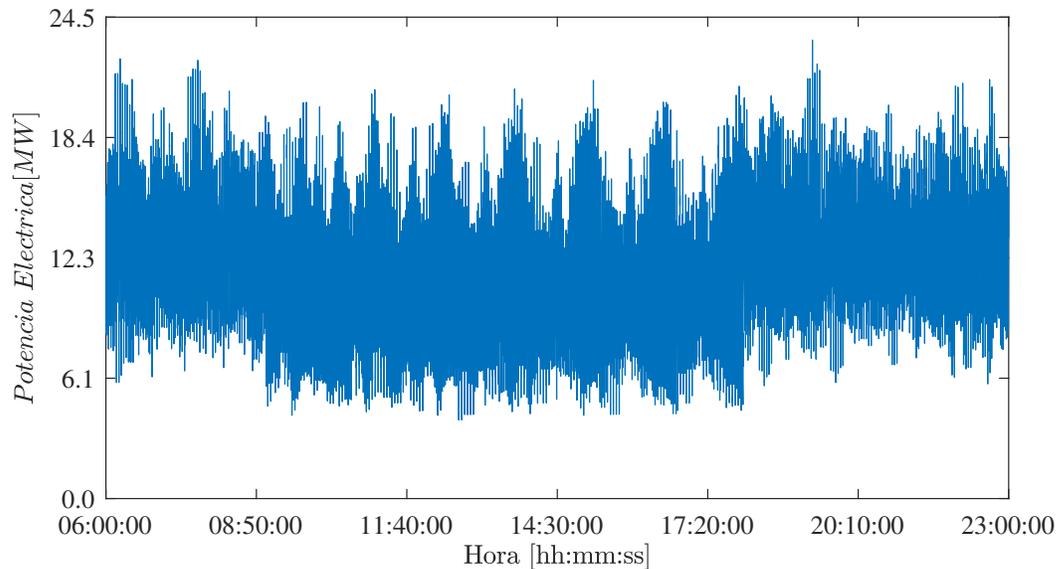


Figura 4.88: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Enero (Caso SciB).

La Figura 4.89, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral del mes de Enero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

Febrero

En la Figura 4.90, se muestran los resultados de las simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Laboral del mes de Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*.

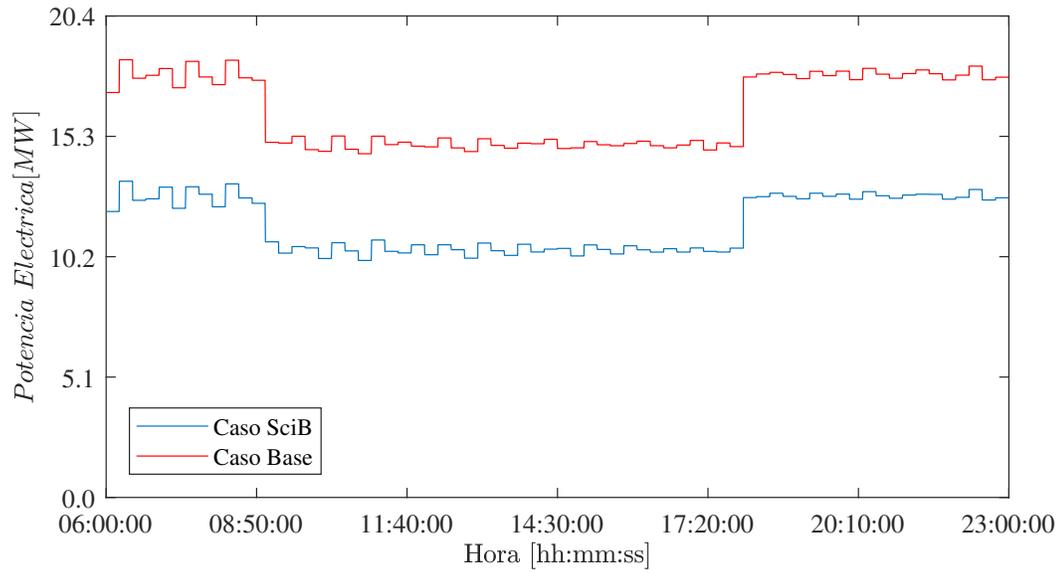


Figura 4.89: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Enero (Caso SciB).

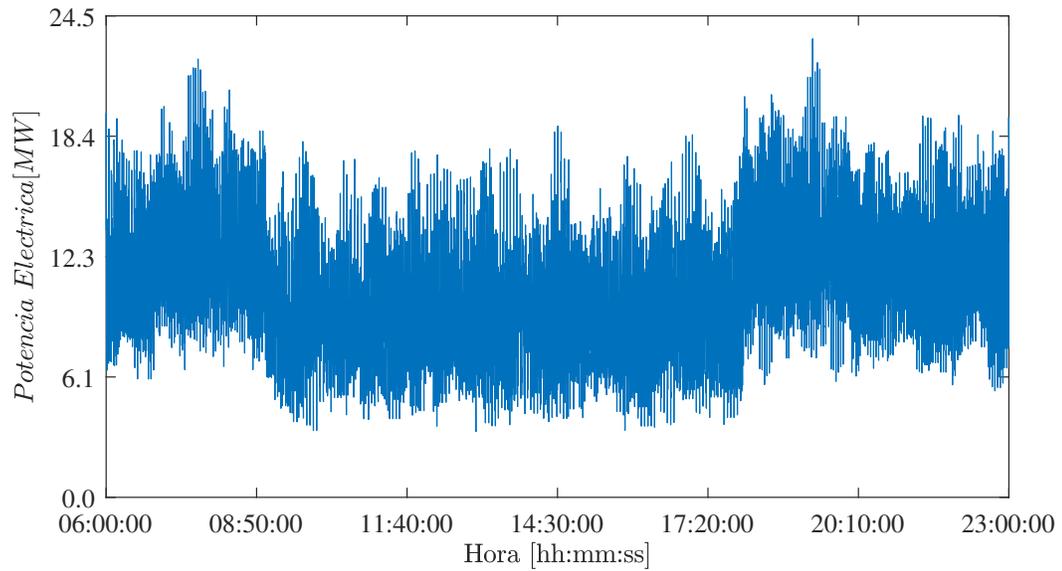


Figura 4.90: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral del mes de Febrero (Caso SciB).

La Figura 4.91, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral del mes de Febrero haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

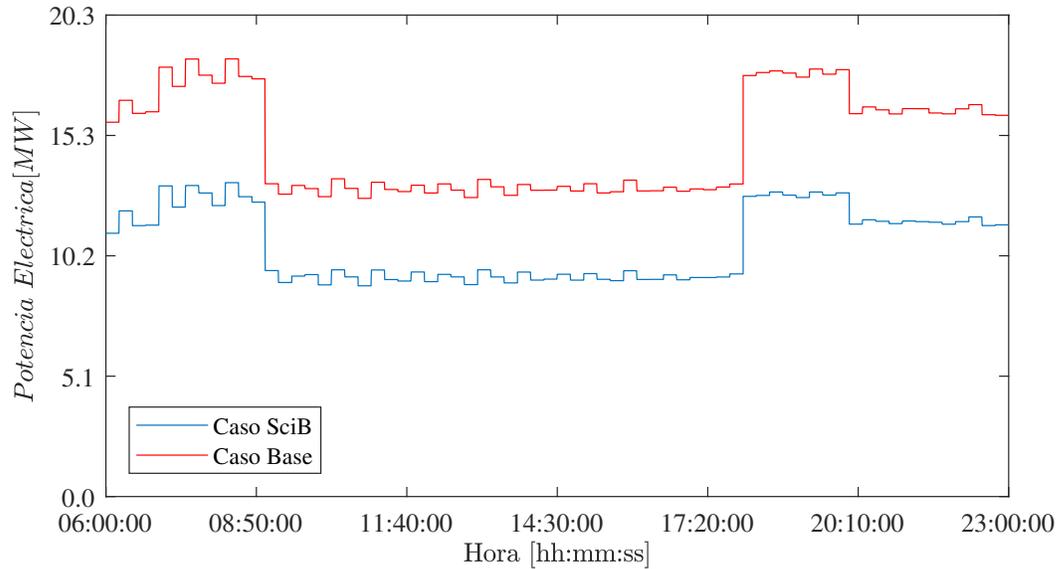


Figura 4.91: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico en el mes de Febrero (Caso SciB)

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.92, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*.

La Figura 4.93, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

4.4.4.2. Día Sábado

Enero-Febrero

En la Figura 4.94, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y

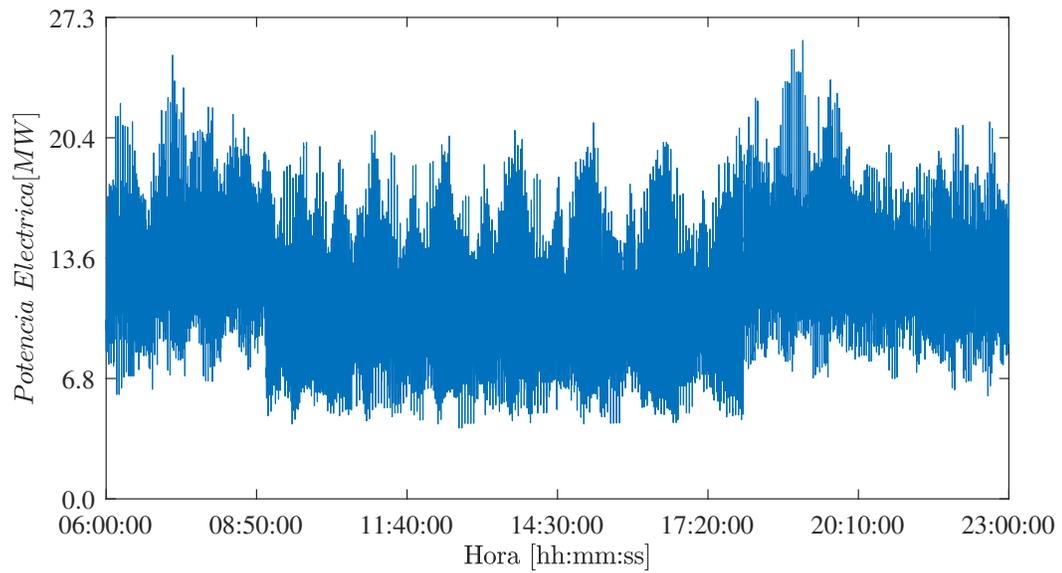


Figura 4.92: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)

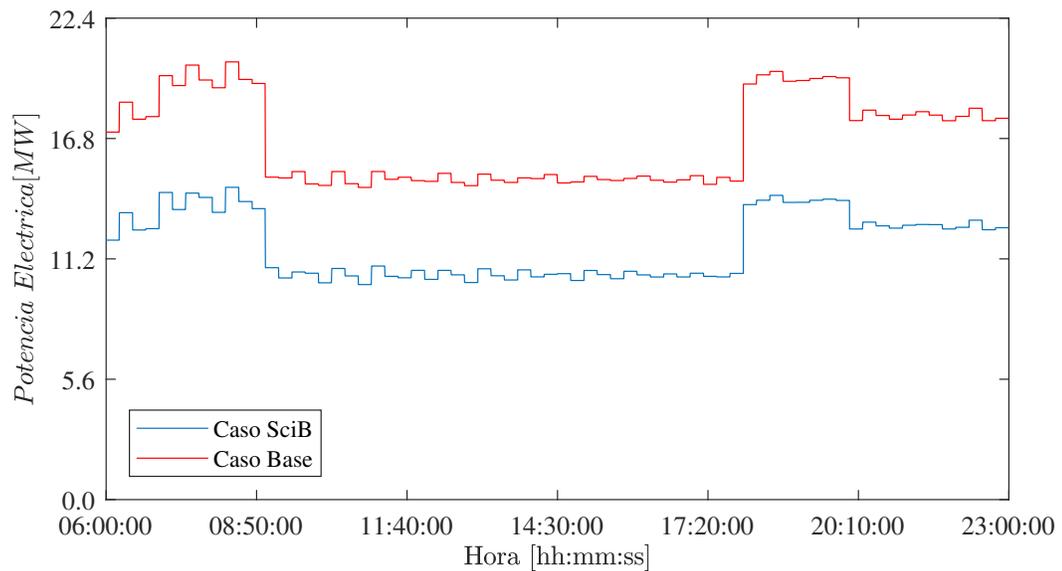


Figura 4.93: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día laboral típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)

Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*.

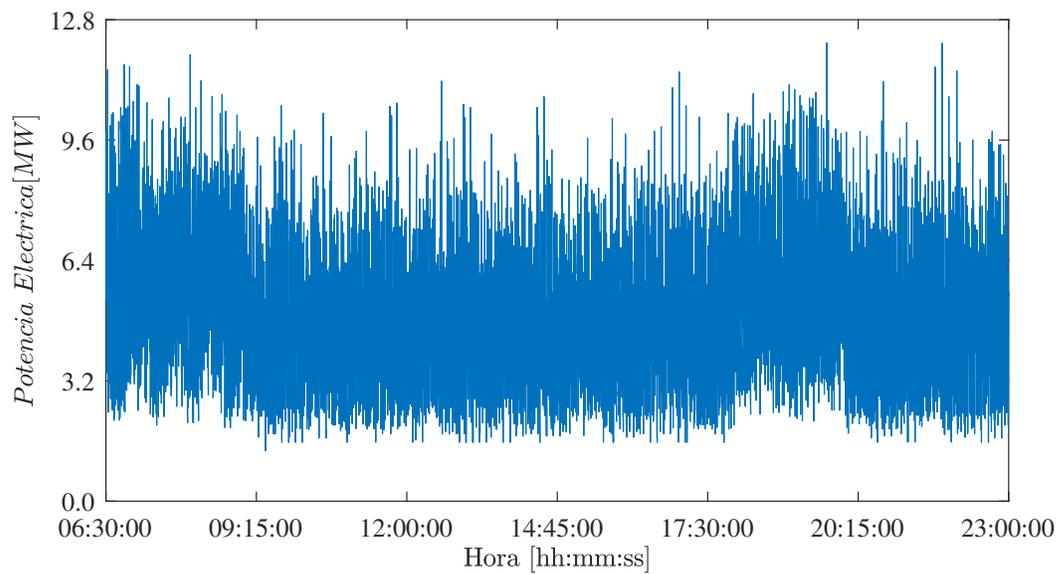


Figura 4.94: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso SciB)

La Figura 4.95, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

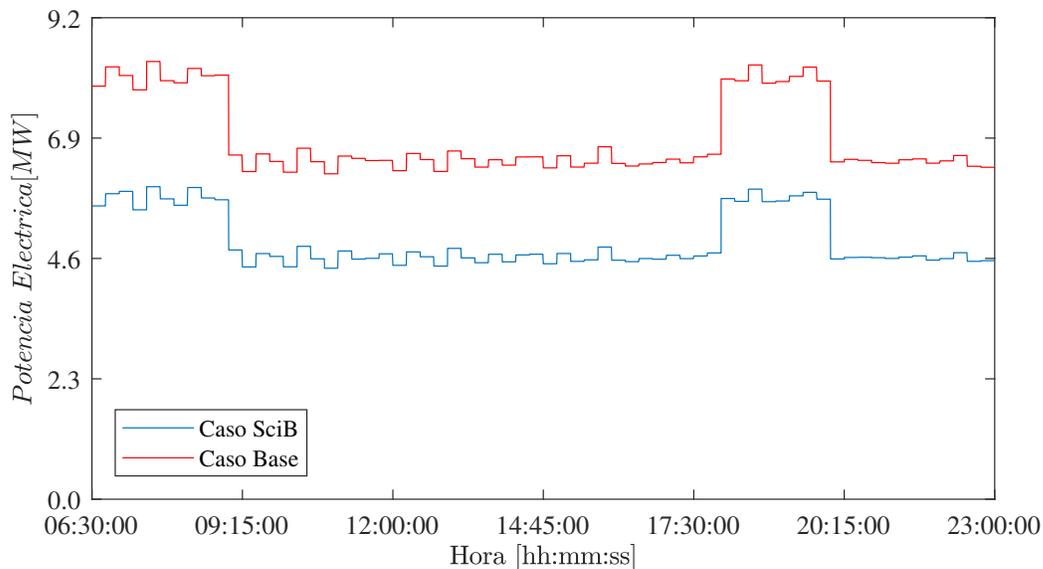


Figura 4.95: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso SciB)

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.94, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*.

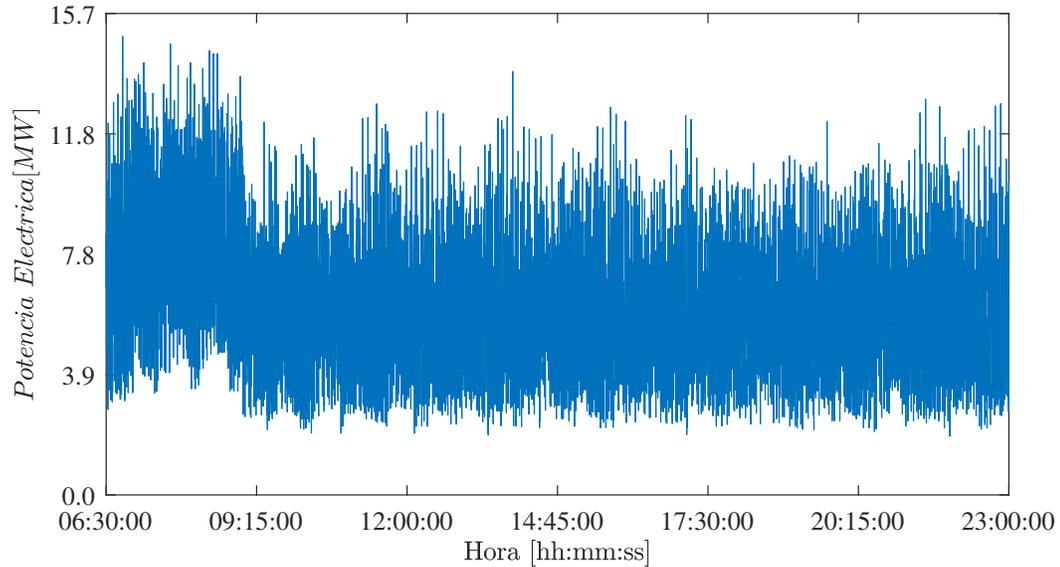


Figura 4.96: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso *SciB*)

La Figura 4.97, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

4.4.4.3. Día Feriado

Enero-Febrero

En la Figura 4.98, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*.

La Figura 4.99, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

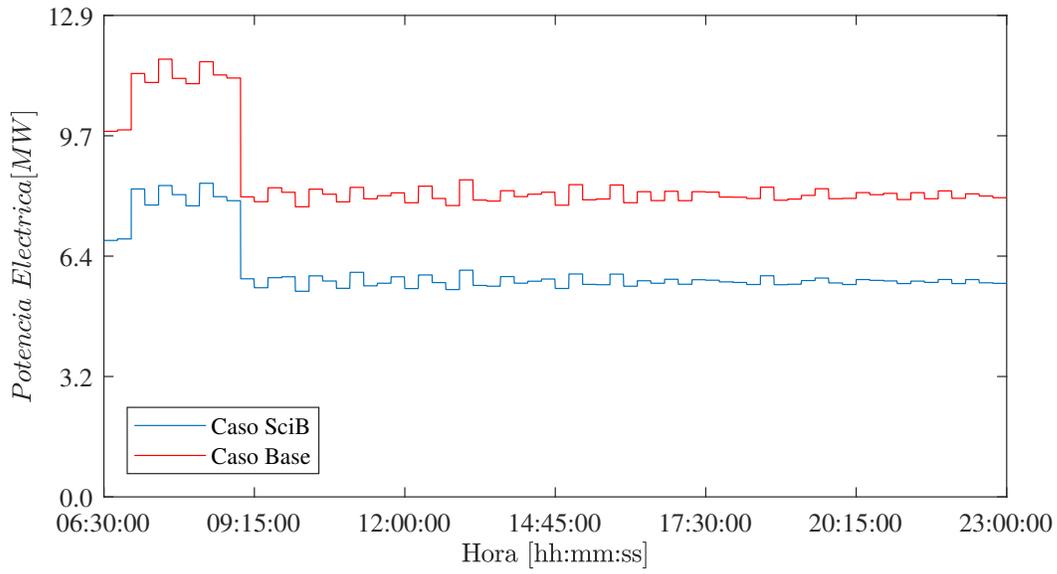


Figura 4.97: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Sábado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)

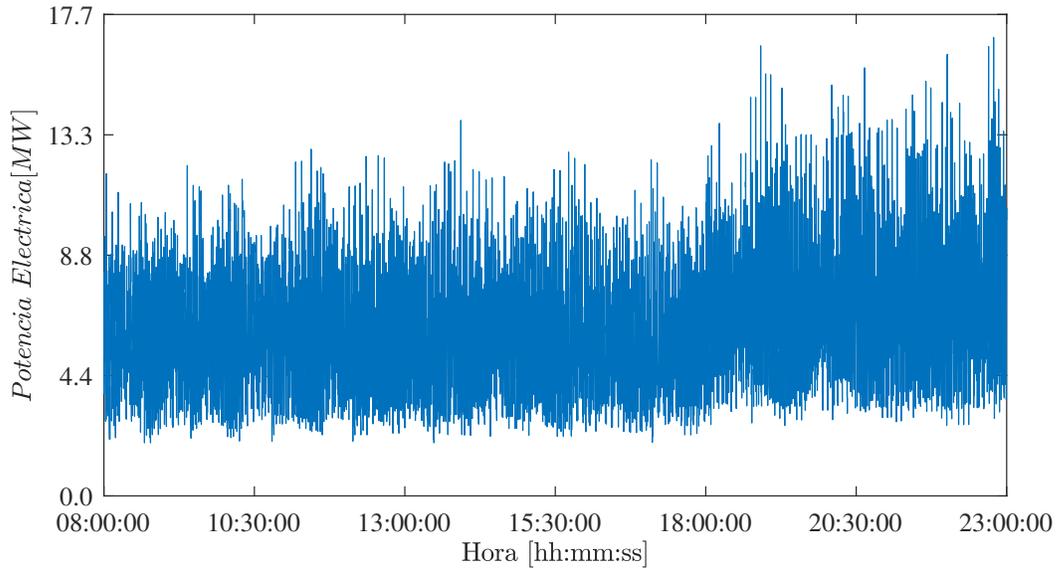


Figura 4.98: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)

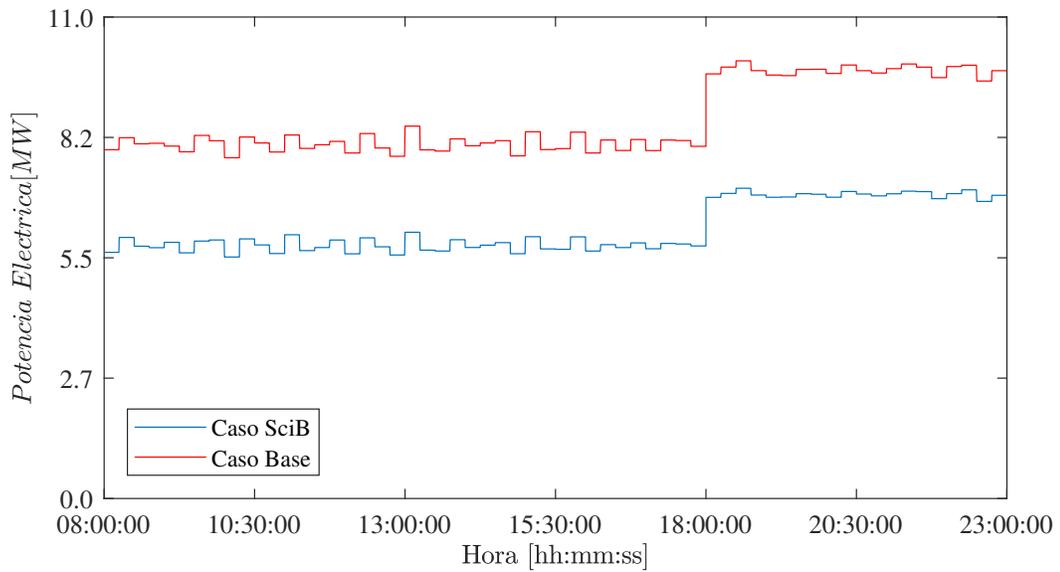


Figura 4.99: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Enero y Febrero (Caso SciB)

Marzo-Diciembre

En la Figura 4.100, se muestran los resultados de la simulaciones para la potencia inyectada por las sub-estaciones rectificadoras, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*.

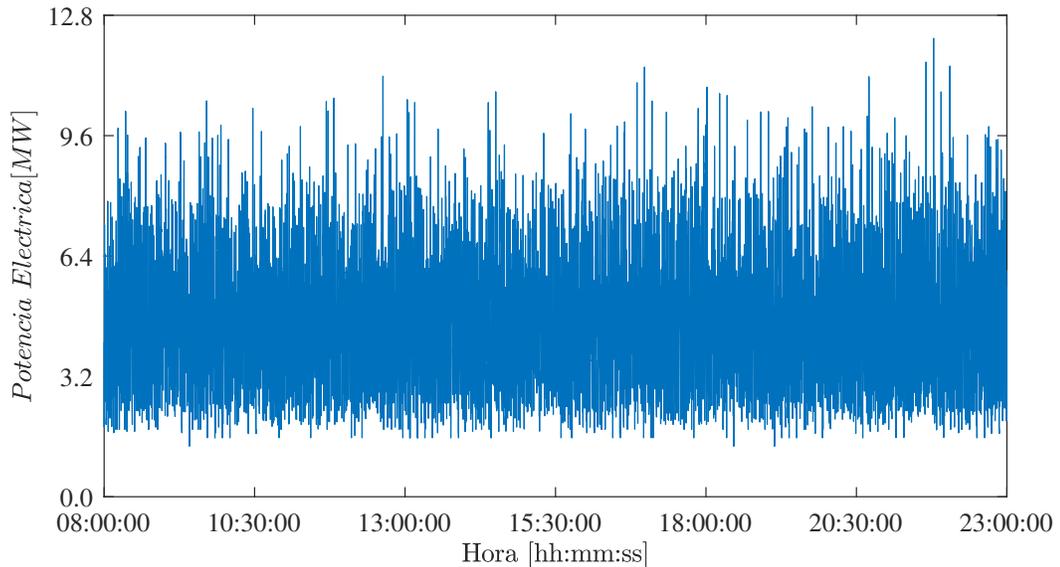


Figura 4.100: Potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)

La Figura 4.101, presenta el promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones rectificadoras cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico

entre los meses de Enero y Febrero, haciendo uso del sistema de almacenamiento *SciB*. Además, se muestran los resultados del caso base, en donde se puede observar que la utilización del sistema de almacenamiento de energía tiene como implicancia la disminución de la potencia demandada a las sub-estaciones rectificadoras.

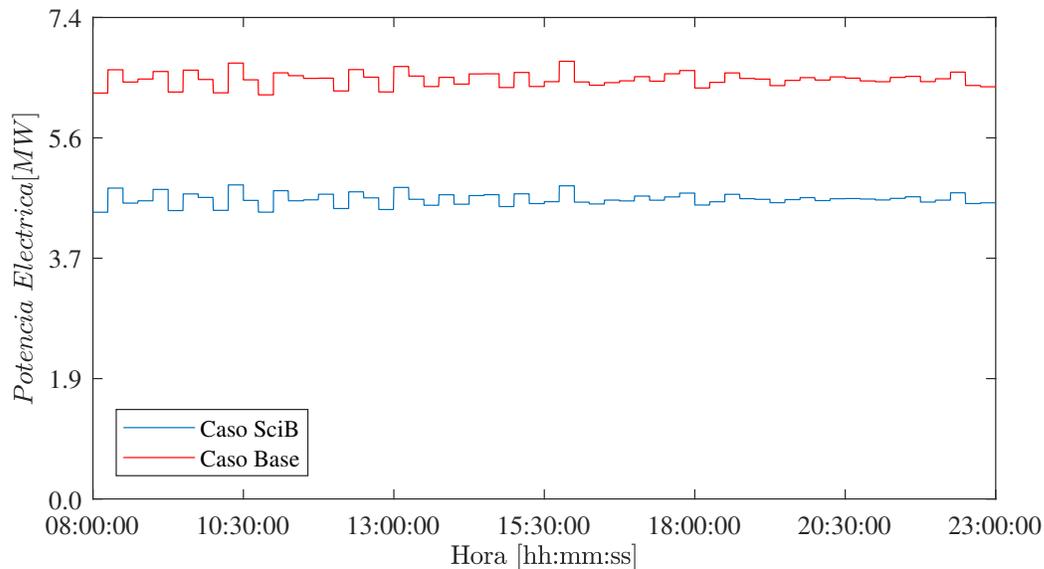


Figura 4.101: Promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones cada 15 minutos en función de la hora, para un día Feriado típico entre los meses de Marzo y Diciembre (Caso SciB)

4.4.5. Energía consumida desde las sub-estaciones rectificadoras

En la Tabla 4.13 se presentan los consumos efectuados por la línea a las sub-estaciones rectificadoras según el tipo de almacenamiento y el día típico simulado. Además, se presentan los resultados para el caso base, en donde se puede observar que existe una disminución del consumo de energía, al comparar los resultados para este caso con los de los sistemas de almacenamiento de energía.

Tabla 4.13: Consumo de energía desde las sub-estaciones rectificadoras en función del día típico y del caso de almacenamiento simulado

Día típico	Tipo	Mes	Energía consumida desde las sub-estaciones rectificadoras [MWh]			
			Caso base	Caso Gigacell	Caso Altairnano	Caso SciB
1	Laboral	Enero	277,3	186,4	197,5	196,2
2	Laboral	Febrero	253,8	171,8	181,9	180,7
3	Laboral	Marzo-Diciembre	284,5	191,0	202,4	200,9
4	Sábado	Enero-Febrero	113,8	77,3	81,9	81,3
5	Sábado	Marzo-Diciembre	140,6	95,4	101,0	100,4
6	Feriado	Enero-Febrero	129,6	87,8	93,0	92,3
7	Feriado	Marzo-Diciembre	96,8	65,8	69,6	69,1

Con la información presentada en la Tabla 4.13, en conjunto con la cantidad de días por cada día típico y la Ecuación 3.11, se obtiene la energía anual inyectada a la línea (EAI).

Estos resultados se presentan en la Tabla 4.14. Además, en la misma tabla se presenta la reducción del consumo anual de energía para los escenarios de almacenamiento de energía, el cual se presenta en términos de cantidad de energía, como en porcentuales.

Tabla 4.14: Energía anual inyectada a la línea para los diferentes escenarios simulados

Escenario	EAI [MWh]	Disminución EAI [MWh]	Disminución EAI [%]
Caso base	83.286,13	-	-
Gigacell	56.045,82	27.240,31	32.71 %
Altairnano	59.379,93	23.906,2	28.70 %
SciB	58.958,30	24.327,83	29.21 %

4.4.6. Potencias máximas inyectadas por las sub-estaciones rectificadoras

Uno de los elementos que se tienen en consideración al estimar el costo del suministro eléctrico, es la potencia máxima desarrollada. La potencia máxima demandada para fines de costos del suministro eléctrico, se calcula en base al promedio de la potencia eléctrica inyectada por las sub-estaciones a la línea cada 15 minutos. El resultado de las potencias máximas desarrolladas por la línea para fines de costos, en función del día típico y del caso de almacenamiento se presentan en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15: Potencias máximas desarrolladas por la línea para fines de costos, en función del día típico y del caso de almacenamiento

Día típico	Tipo	Mes	Potencia máxima desarrollada por las sub-estaciones rectificadoras[MW]			
			Caso base	Caso Gigacell	Caso Altairnano	Caso SciB
1	Laboral	Enero	18,5	12,7	13,5	13,4
2	Laboral	Febrero	18,5	12,6	13,4	13,3
3	Laboral	Marzo-Diciembre	20,4	13,8	14,7	14,6
4	Sábado	Enero-Febrero	8,4	5,7	6,0	6,0
5	Sábado	Marzo-Diciembre	11,7	8,0	8,5	8,4
6	Feriado	Enero-Febrero	10,0	6,7	7,1	7,1
7	Feriado	Marzo-Diciembre	6,7	4,6	4,9	4,8

4.4.7. Degradación anual del sistema de almacenamiento de energía

En el Anexo B, se detalla vastamente la forma en que se puede obtener la degradación anual del sistema de almacenamiento de energía para una flota de trenes. Esta degradación se relaciona directamente con las características de la batería, como del ciclo de potencia a la cual se somete a la batería. A continuación, se presentan los resultados para el cálculo de la degradación anual.

4.4.7.1. Ciclos del sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo para un tren

Luego de aplicar la metodología detallada en el Anexo B, se encuentran las expresiones que relacionan los ciclos efectuados por los sistemas de almacenamiento de energía, y el tiempo recorrido. Estas expresiones se pueden observar en las Ecuaciones 4.1, 4.2 y 4.3, las cuales corresponden para los sistemas de almacenamiento de energía *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba SciB*. De este modo, los trenes al cumplir un recorrido de ida y vuelta en la línea 4 del metro, experimentan un total de 4,82, 3,44 y 1,48 ciclos respectivamente.

$$Ciclos_{gigacell}(t) = 0,0612 \cdot t[min] - 0,0338 \quad (4.1)$$

$$Ciclos_{altairnano}(t) = 0,0434 \cdot t[min] - 0,0157 \quad (4.2)$$

$$Ciclos_{SciB}(t) = 0,0184 \cdot t[min] - 0,0071 \quad (4.3)$$

4.4.7.2. Ciclos del sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo para una flota de trenes

En el Anexo B, se detalla la forma de ampliar la expresión que relaciona los ciclos de un sistema de almacenamiento de energía con el tiempo para un tren, a una relación que incorpore los datos de una flota de trenes. Los resultados para los sistemas de almacenamiento de energía *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba SciB*, se muestran en las Ecuaciones 4.4, 4.5 y 4.6.

$$Ciclos_{gigacell_{flota}}(t) = 0,0612 \sum_{tren=1}^{22} t_{tren}[min] - 0,7436 \quad (4.4)$$

$$Ciclos_{altairnano_{flota}}(t) = 0,0434 \sum_{tren=1}^{22} t_{tren}[min] - 0,3454 \quad (4.5)$$

$$Ciclos_{SciB_{flota}}(t) = 0,0184 \sum_{tren=1}^{22} t_{tren}[min] - 0,1562 \quad (4.6)$$

En el mismo Anexo, se expresa que el tiempo total anual de funcionamiento del conjunto de trenes es de 6.100.800[*min*]. Usando la información anterior, se obtiene que los ciclos realizados anualmente por los sistemas de almacenamiento de energía *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba SciB*, son 373.368, 264.774 y 112.254 respectivamente.

4.4.8. Degradación anual del sistema de almacenamiento para la flota de trenes

Utilizando los resultados obtenidos anteriormente, en conjunto con las propiedades de las tecnologías de almacenamiento de energía, y la expresión para la degradación anual del sistema de almacenamiento, detallada en el Anexo B, se obtiene la degradación anual de los sistemas de almacenamiento para una flota de trenes. Los resultados de las degradaciones anuales para los diferentes tipos de almacenamiento de energía se presentan en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16: Degradación anual para una flota de trenes en función de la tecnología de almacenamiento de energía

Escenario	Degradación Anual
Gigacell	1,9
Altairnano	0,5
Toshiba SciB	0,3

Los resultados para la degradación anual se pueden entender como la cantidad de veces que el sistema de almacenamiento de energía se debe renovar anualmente, para su correcto funcionamiento. Por ejemplo, para el caso *Gigacell* es necesario hacer uso de 1,8 sistemas de almacenamiento de energía por año, y por ende, el sistema se debe renovar antes de que cumpla un año. Por otro lado, para el caso *Toshiba SciB* se necesitan aproximadamente 3 años para que el sistema se degrade.

4.5. Evaluación Económica

4.5.1. Costos

4.5.1.1. Costo del sistema de almacenamiento de energía

En la Sección 3.6.2.1 se detalla la forma en que se calcula el costo de la inversión inicial que se debe hacer para los sistemas de almacenamiento de energía (Costo ESS). Al aplicar esta metodología a los resultados obtenidos para los diferentes sistemas de almacenamiento, en conjunto con el precio de estos sistemas por unidad de energía, se obtienen los resultados presentados en la Tabla 4.17. Además, en la misma tabla también se detalla el costo de renovación del sistema de almacenamiento de energía (Costo RESS).

Tabla 4.17: Costos del sistema de almacenamiento de energía

Escenario	Costo ESS [USD]	Costo RESS [USD]
Gigacell	\$1.339.800	\$893.200
Altairnano	\$1.387.815	\$925.210
SciB	\$3.315.098	\$2.210.065

4.5.1.2. Costos de instalación

Los costos de instalación de los sistemas de almacenamiento de energía se detallan en la Tabla 4.18. Este costo se aplica cada vez que se instala o se renueva el sistema de almacenamiento de energía.

Tabla 4.18: Costos de instalación de los sistemas de almacenamiento de energía

Escenario	CI [USD]
Gigacell	\$44.660
Altairnano	\$46.261
SciB	\$110.503

4.5.2. Beneficios

4.5.2.1. Ahorros relacionados al suministro eléctrico

Al aplicar la metodología de la Sección 3.6.3.1 a los resultados obtenidos por la simulación de los escenarios de almacenamiento de energía, es posible obtener el costo por energía y por potencia del suministro eléctrico. Estos resultados se presentan en las Tablas 4.19 y 4.20 respectivamente.

Tabla 4.19: Ahorros por reducción de energía consumida

Escenario	$C_{\text{energía}}$ [USD]	Ahorro $C_{\text{energía}}$ [USD]	Ahorro $C_{\text{energía}}$ [%]
Caso Base	\$8.328.613	-	-
Gigacell	\$5.604.582	\$2.724.031	32,71 %
Altairnano	\$5.937.993	\$2.390.620	28,70 %
SciB	\$5.895.830	\$2.432.783	29,21 %

Tabla 4.20: Ahorros por reducción de potencia máxima desarrollada

Escenario	C_{potencia} [USD]	Ahorro C_{potencia} [USD]	Ahorro C_{potencia} [%]
Caso Base	\$1.780.620	-	-
Gigacell	\$1.210.166	\$570.454	32,04 %
Altairnano	\$1.280.979	\$499.641	28,06 %
SciB	\$1.275.908	\$504.713	28,34 %

Finalmente, los resultados para el costo anual en electricidad, y los ahorros con relación al *Caso Base*, se presentan en la Tabla 4.21.

Tabla 4.21: Costos anuales en electricidad y ahorros para los diferentes escenarios de simulación

Escenario	CAE[USD]	Ahorro CAE[USD]	Ahorro CAE[%]
Caso Base	\$10.109.233	-	-
Gigacell	\$6.814.748	\$3.294.485	32,59 %
Altairnano	\$7.218.972	\$2.890.261	28,59 %
SciB	\$7.171.738	\$2.937.496	29,06 %

4.5.2.2. Ahorros relacionados a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones anuales de gases de efecto invernadero (EAG) para los diferentes escenarios de simulación, se detallan en la Tabla 4.22. En esta tabla además se detallan las reducciones de EAG de los escenarios de almacenamiento de energía, con respecto al *Caso Base*.

Tabla 4.22: Emisiones anuales de gases de efecto invernadero

Escenario	EAG [tCO ₂ eq]	Reducción EAG [tCO ₂ eq]	Reducción EAG [%]
Caso Base	31.482,2	-	-
Gigacell	21.185,3	10.296,8	32,7 %
Altairnano	22.445,6	9.036,5	28,7 %
SciB	22.286,2	9.195,9	29,2 %

Finalmente, los costos anuales de las emisiones de gases de efecto invernadero (CAG) para los diferentes escenarios se presentan en la Tabla 4.23. Además, en la misma tabla se presenta el ahorro que se produce al implementar los escenarios de almacenamiento de energía.

Tabla 4.23: Costos anuales de las emisiones de gases de efecto invernadero

Escenario	CAG [USD]	Ahorro CAG [USD]	Ahorro CAG [%]
Caso Base	\$1.023.170	-	-
Gigacell	\$688.523	\$334.647	32,7 %
Altairnano	\$729.483	\$293.687	28,7 %
SciB	\$724.303	\$298.867	29,2 %

4.5.3. Indicadores de rentabilidad

Al incluir costos, beneficios, información de degradación de los sistemas de almacenamiento de energía, y las consideraciones detalladas en la Sección 3.6.1, se generan los flujos de caja de los escenarios, los cuales se encuentran en el Anexo D. Los resultados del VAN y del TIR de los diferentes proyectos, se presentan en la Tabla 4.24.

Tabla 4.24: Indicadores de rentabilidad de los escenarios de simulación

Escenario	VAN [USD]	TIR[%]
Gigacell	\$7.856.250	49
Altairnano	\$12.928.850	134
SciB	\$10.486.976	56

Capítulo 5

Discusión

5.1. Simulación quasi-dinámica de un tren

Los resultados obtenidos en la Sección 4.1, confirman que mediante el uso de un modelo quasi-dinámico es posible replicar el comportamiento de un tren a lo largo de una línea, sin tener que describir en profundidad los efectos dinámicos.

Si bien el modelo quasi-dinámico no particulariza todos los elementos presentes en el comportamiento de un tren, como lo son los resortes y juntas entre carros, este ha permitido obtener variada información del desempeño del tren, como lo son las curvas de velocidad, potencia eléctrica de tracción y frenado, a un tiempo de procesamiento del orden de decenas de segundos. Esto significa una gran ayuda en la obtención de resultados, debido a que modelos dinámicos son considerablemente más demandantes y complejos[20].

Al comparar los resultados de esta sección con otros estudios, se observan múltiples similitudes en cuanto a la información obtenida. Los perfiles de velocidad obtenidos, los cuales se pueden observar en las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3, presentan formas similares a los presentados en [21, 3]. Aún más, en [23] se presentan los resultados de las velocidades que desarrollaría el Metro de Valparaíso al generar los perfiles mediante un método analítico, y estos resultados se encuentran en el mismo rango de los obtenidos en el presente estudio. Una de las posibles explicaciones para las similitudes entre la información obtenida, es que ambos modelos toman como información de entrada las curvas de tracción y frenado de los trenes, y los perfiles de velocidad son separados en las mismas fases detalladas en la Sección 2.3.3. Una posible mejora para esta parte del estudio sería la incorporación de la fase inercial, la opción de escoger varios límites de velocidad entre estaciones, y una generación de curvas de velocidad energéticamente óptimas.

Al analizar los resultados obtenidos para la potencia de tracción desarrollada por los trenes, es posible observar claramente los picos de potencia que se quieren evitar. Estos picos de potencia se generan debido a que el tren durante un corto periodo de tiempo acelera hasta alcanzar la velocidad objetivo, para luego detener parcial o completamente la tracción, para pasar a un estado de velocidad crucero, el cual al tener una velocidad constante, no

es demandante en términos energéticos. El grado de tracción necesario luego del estado de aceleración, depende únicamente de la topología de la línea. Es así como en la Figura 4.13, se observa que en la segunda mitad la mayoría de las estaciones luego de salir del estado de aceleración, siguen demandando potencia. Esto se debe a que en esos tramos la pendiente es positiva, y por ende, es necesario compensar las fuerzas de gradientes. Lo mencionado anteriormente también se puede observar en la Figura 4.14, en la cual ocurre el efecto contrario en la primera mitad, debido que como el viaje se realiza de vuelta, las pendientes son negativas.

En cuanto a la forma de los perfiles de potencia eléctrica demandada al tercer riel, resultados detallados en la Sección 4.1.7 y relacionados directamente con los detallados anteriormente, estos poseen apariencia similar a los obtenidos en [3]. En ambos casos las curvas se encuentran desplazadas en el eje de las ordenadas, lo cual denota la incorporación de las potencias asociadas a los servicios auxiliares. En cuanto a la magnitud de las potencias máximas desarrolladas, estas se diferencian en 1 [MW] aprox., lo cual se puede deber a las curvas de tracción utilizadas, formas de conducción y características intrínsecas de los trenes modelados. A pesar de la disparidad en estos resultados, estos son del mismo orden de magnitud, lo cual reafirma la validez del modelo utilizado.

Al igual que en la potencia de tracción, los efectos de la topología de la línea se observan en la potencia eléctrica disponible para la recuperación de energía. Estos resultados se muestran en las Figuras 4.19 y 4.20, en donde se puede observar que existen tramos entre estaciones que hacen uso de los frenos antes de entrar en el estado de frenado. Esto se debe a que el tren utiliza los frenos para mantener una velocidad constante en tramos con pendientes negativas. Si bien no se encontró literatura en donde pudieran aparecer los perfiles de potencia de recuperación explícitamente, estos se pueden observar de manera implícita en la potencia del sistema de almacenamiento de energía en [3]. La importancia de esta información radica en que estas curvas de potencia son la máxima energía en bruto, que podría ser inyectada al sistema de almacenamiento de energía a simular. Un último detalle que se puede observar en esta sección, y en particular en la Figura 4.21, es que al final de la curva se produce una discontinuidad. El origen de esta radica en que a velocidades bajas, los frenos regenerativos no poseen mucho efecto, y por ende, deben ser suplidos por los frenos mecánicos. Esta información se puede corroborar con los esfuerzos de frenado del tren, lo cual se muestra en la Figura ??.

La energía consumida por un tren a largo de la línea 4, en sus ambas direcciones, corresponde a un total de 1,04 [MWh], con un promedio de 23,6 [kWh] por tramo, lo cual proporcionalmente es comparable a lo obtenido en [21], en donde el caso simulado era en extensión aproximadamente un tercio del simulado en el actual estudio, obteniendo un consumo total igual a 298,95 [kWh].

Finalmente, la energía eléctrica disponible para la recuperación de energía resulta ser 435,2 [kWh], lo cual corresponde a un 41,9 % del total de energía consumida por los trenes. Este resultado es un 43 % mayor al presentado en [21], sin embargo, esta desigualdad puede estar originada en las curvas de esfuerzos de frenado, o en que la energía detallada en el estudio puede ser mecánica, y por ende, no está aún afectada por las eficiencias del motor, engranaje y variador de frecuencia. En la medida que la energía disponible para la recuperación sea mayor, el proceso es más eficiente, lo cual trae consigo repercusiones positivas en la evaluación

económica, dado que el tren será capaz de re-utilizar en una mayor cantidad la energía invertida.

5.2. Simulación de los escenarios de almacenamiento de energía para un tren

Aplicando la estrategia de recorte de picos de potencia introducida en [3, 21], en el presente estudio es posible cuantificar la magnitud de la disminución de potencia máxima demandada por un tren al tercer riel, y sus implicancias en la disminución del consumo de energía, en función del dimensionamiento hecho para los diferentes sistemas de almacenamiento de energía.

Mediante el método utilizado para el recorte de potencia, es posible analizar el comportamiento de tecnologías de almacenamiento de energía y obtener resultados de los sistemas de almacenamiento, sin tener la necesidad de detallar exhaustivamente los fenómenos físico-químicos que se llevan a cabo. De este modo, la obtención de resultados resulta ser más expedita, sin perder demasiada exactitud, debido a que el modelo ocupa parámetros empíricos de las tecnologías a modelar. Esta estrategia o modelo utilizado es análogo al modelo quasi-dinámico del tren, dado que se intenta explicar un fenómeno complejo mediante operaciones más simples.

Al observar las Figuras 4.24, 4.32 y 4.40, es claro que el recorte de potencia se realiza de la misma manera que en los resultados de [3], lo cual sustenta la validez del modelo implementado. Los recortes de potencia demandada al tercer riel del escenario *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba SciB* corresponden a 1.877[MW], 1.663[MW] y 1.690[MW] respectivamente. Estos recortes equivalen a un 52 %, 46 % y %47 de la potencia máxima. En [3], al utilizar la misma estrategia de recorte se logra una reducción del pico de potencia de un 63,49 %, sin embargo, este recorte depende netamente del dimensionamiento efectuado. Si se desea un recorte mayor, basta con dimensionar un sistema de almacenamiento más grande. Por esta razón, no debería existir una relación entre el grado de recorte de ambos estudios.

Por otro lado, al comparar el grado de recorte a lo largo del recorrido del tren en las Figuras 4.22, 4.23, 4.30, 4.31, 4.38 y 4.39, se llega a la conclusión que en todos los tramos para una misma tecnología, los recortes son de la misma magnitud. A diferencia de los resultados presentados en [3], en el presente estudio los recortes son parejos debido a que los sistemas de almacenamiento de energía siempre disponen de la energía necesaria para realizar el recorte de potencia. En [3] existe deficiencia de energía debido a que se simulan supercondensadores en vez de baterías, los cuales son conocidos por su gran densidad específica de potencia, y por ende, no es factible para todos los tramos realizar un recorte de potencia igual a la potencia máxima de descarga del sistema de almacenamiento de energía.

En el detalle de las potencias desarrolladas por los sistemas de almacenamiento de energía, en las Figuras 4.27, 4.35 y 4.43, se observa que las potencias desarrolladas por los sistemas de almacenamiento de energía son coherentes con el dimensionamiento, el cual se detalla en la Tabla 4.10.

Las Figuras 4.28, 4.29, 4.36, 4.37, 4.44 y 4.45 representan el comportamiento de los sistemas de almacenamiento de energía en términos de la capacidad de energía disponible en función del tiempo. En ellas se aprecia que siempre fue necesario realizar una descarga de los sistemas de almacenamiento de energía al final del trayecto, en pos de terminar con un estado de carga igual al del comienzo. Por otro lado, si se analizan estas figuras es posible ver que las simulaciones han respetado las restricciones de capacidad máxima de energía permitida. Lo mencionado anteriormente es claramente observable en la Figura 4.28, en donde el estado de carga máximo alcanzado es de un 95 %, lo cual es coherente con las características intrínsecas de las tecnologías de almacenamiento de energía. En cuanto a la resiliencia, el estado de carga de todos los sistemas de almacenamiento de energía se mantuvieron sobre la cota del estado de carga inicial, y por ende, no es posible observar la restricción de la energía mínima disponible en los sistemas de almacenamiento. Sin embargo, el modelo se ha realizado de manera genérica, y así, en tecnologías de almacenamiento de energía en donde la densidad específica de energía es menor, esta restricción se vería visible.

En cuanto a la energía demandada al tercer riel se logra una reducción de un 26,3 %, 30,2 % y 26,7 % para los sistemas de almacenamiento *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba SciB* respectivamente.

Mediante el uso de los frenos regenerativos y los sistemas de almacenamiento de energía, se logra recuperar un 45,9 %, 49,6 % y 48,1 % del total de la energía utilizada, para los sistemas de almacenamiento *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba SciB* respectivamente. Esta recuperación de energía significa una utilización de un 80,9 %, 82,6 % y 84,1 % del total de la energía disponible para la recuperación de energía. Cabe mencionar que esta recuperación de energía se ve limitada por las eficiencias de las tecnologías de almacenamiento y del convertidor DC/DC.

El modelo implementado para el estudio del comportamiento de los sistemas de almacenamiento puede significar un gran aporte en las etapas pre-inversionales de proyectos, dado que permite discernir rápidamente entre diferentes tecnologías de almacenamiento de energía. Sin embargo, si se busca una precisión y exactitud alta en los resultados, no se puede afirmar a priori si este modelo puede cumplir con esos requerimientos, dado que trata todo el conjunto de tecnologías de almacenamiento de la misma manera. Es por esto que una posible mejora a este modelo, puede ser la implementación de factores que incluyan efectos intrínsecos de cada tecnología, como lo es la auto-descarga.

5.3. Simulación de los de los escenarios de almacenamiento de energía para la línea 4 del Metro

La simulación de los escenarios de almacenamiento de energía para la línea 4 del metro, ha permitido realizar una sinergia entre la información proveniente de la simulación de la dinámica del tren, la simulación de las tecnologías de almacenamiento, las características de la línea y la bitácora de trenes, obteniendo resultados concluyentes en el contraste de los diferentes escenarios de almacenamiento de energía en una gamma de días típicos existentes en un año. De esta forma, se ha podido cuantificar el efecto que tienen los sistemas de

almacenamiento de energía, en dos de los objetivos que se persiguen con este estudio, los cuales son la reducción del consumo de energía y la reducción de los picos de potencia.

En las Figuras 4.46, 4.48, 4.50, 4.52, 4.54, 4.56 y 4.58 se pueden observar los resultados obtenidos para los diferentes días típicos simulados, en una operación sin considerar la introducción de tecnologías de almacenamiento. Sin embargo, el efecto de las bitácoras de trenes presentadas en las Tablas 3.8 y 3.9 no pueden ser apreciadas fácilmente. Estos efectos si se observan claramente en las Figuras 4.47, 4.49, 4.51, 4.53, 4.55, 4.57 y 4.59, en donde los cambios en el número de trenes utilizados en la línea durante un día, repercuten directamente en el aumento o disminución de la potencia requerida.

Las implicancias de la utilización de sistemas de almacenamiento de energía en un flota de trenes, son posible observarlas en las Figuras 4.61, 4.63, 4.65, 4.67, 4.69, 4.71 y 4.73 para el escenario *Gigacell*, en las Figuras 4.75, 4.77, 4.79, 4.81, 4.83, 4.85 y 4.87 para el escenario *Altairnano*, y en las Figuras 4.89, 4.91, 4.93, 4.95, 4.97, 4.99 y 4.101 para el escenario *Toshiba SciB*. Al observar estas figuras es directo ver que existe una reducción real de la potencia máxima inyectada por las sub-estaciones rectificadoras a la línea. Esto ratifica la hipótesis que al introducir ciertas tecnologías de almacenamiento de energía, es posible reducir la potencia, y por ende, la energía consumida. Esta reducción de potencia se presenta como un desplazamiento hacia abajo del perfil de potencia en el eje de las ordenadas. Esta reducción en términos porcentuales corresponde a un 32,0 %, 27,8 % y 28,3 % en promedio para los escenarios *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba Scib* respectivamente. Al comparar estos resultados con la reducción de los picos de potencia para un tren, los cuales son 56 %, 46 % y 47 %, se observa que existe una relación entre la magnitud de recorte para un tren, y la disminución de la potencia para toda una línea. El hecho que el recorte sea en una menor medida que el que se produce para un solo tren, es debido a que los recortes de potencia no se realizan al mismo tiempo para todos los trenes. Por otro lado, los resultados para la reducción de potencia para aquellos escenarios que utilizan la misma tecnología de almacenamiento, *Altairnano* y *Toshiba SciB*, son similares entre ellos y se distancian de los del escenario *Gigacell*.

Sobre la Tabla 4.14 recae una gran importancia de este estudio, debido a que esta condensa todos los factores e información incluida, permitiendo saber la reducción de energía utilizada en una línea completa durante un año. Esta tabla nos sugiere que mediante la utilización de sistemas de almacenamiento de energía se logra una reducción del consumo de un 32,7 %, 28,7 % y 29,2 % para los escenarios *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba SciB* respectivamente, los cuales se relacionan directamente con una disminución de la potencia desarrollada en la línea.

Si bien el sistema de almacenamiento de energía *Gigacell* ha demostrado ser un buen candidato hasta el momento, una de sus grandes falencias se produce en su degradación anual, resultados presentados en la Tabla 4.16. Para este caso la degradación resulta ser de un 188,5 % anual, lo cual significa que anualmente se necesitan 1,9 unidades de baterías para que el funcionamiento del sistema de almacenamiento sea correcto. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento *Altairnano* y *Toshiba SciB*, presentan una degradación anual del 48,2 % y 33,9 % respectivamente, por ende, para ambos casos los sistemas de almacenamiento duran más de un año. Cabe mencionar que esta información no es lo suficientemente clara como para discernir entre un tipo de tecnología de almacenamiento u otra, dado que hay otros factores, como lo es el costo, que deben ser considerados. Sin embargo, en la fase de

Evaluación económica toda esta información es condensada.

5.4. Evaluación Económica

Al aplicar una metodología de evaluación económica a los resultados obtenidos en este estudio, se ha podido discernir entre el sistema de almacenamiento de energía más idóneo para el caso de la línea 4 del metro de Santiago, pudiendo además saber los beneficios que trae su incorporación tanto para la reducción del costo del suministro eléctrico, como en la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero.

Así como el sistema de almacenamiento de energía *Gigacell* mostraba un mal desempeño en la degradación anual, este es el que posee el costo más bajo tanto para la inversión inicial como para la renovación del almacenamiento de energía. Este efecto se debe principalmente a que la densidad específica de energía de esta tecnología es menor que las otras, para un mismo nivel de densidad específica de potencia, obteniendo un sistema de almacenamiento de energía con un buen desempeño en el recorte de potencia. Al analizar los sistemas de almacenamiento *Altairnano* y *Toshiba SciB*, se observa una disparidad en los costos a pesar de que corresponden a una misma tecnología. Esta anomalía en los resultados puede ser fundada en que existen sub-tipos de productos para la tecnología LTO[39], lo cual no ha sido explicitado por los proveedores.

Tal como se ha detallado en la metodología, uno de los ahorros que se espera al introducir sistemas de almacenamiento de energía, son aquellos que se relacionan con el suministro eléctrico. A su vez, este ahorro contabiliza los beneficios debido a la reducción del consumo de energía, y la disminución de la potencia máxima desarrollada por mes. En comparación con el caso base, se ha obtenido que las reducciones en pago por consumo de energía han sido de 2,7, 2,4 y 2,4 MMUSD, para los sistemas de almacenamiento *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba Scib*, respectivamente. Estos resultados respaldan nuevamente la hipótesis de que es posible reducir el consumo de energía, mediante sistemas de almacenamiento de energía. Por otro lado, también se consigue una reducción por los pagos de potencia, los cuales equivalen a 0,5 MMUSD. Dados los dos tipos de ahorros, finalmente es posible observar los efectos de los sistemas de almacenamiento en el ahorro que se obtiene para el suministro eléctrico, el cual es de 3,3, 2,9 y 2,9 MMUSD, significando una disminución porcentual del 32,6 %, 28,6 % y 29,1 %, para los sistemas de almacenamiento *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba Scib*, respectivamente. Cabe notar, que el peso de la reducción de potencia es menor que la reducción de energía consumida en el costo del suministro eléctrico, siendo la reducción de potencia responsable de un 17 % de este.

Producto de la introducción de sistemas de almacenamiento, el estudio arroja que se puede conseguir una disminución anual de 10.296,8, 9.036,5 y 9.195,9 toneladas de dióxido de carbono equivalente, significando una reducción porcentual del 32,71 %, 28,70 % y 29,21 %, para los sistemas de almacenamiento *Gigacell*, *Altairnano* y *Toshiba Scib*, respectivamente. Esta reducción en las emisiones, se refleja en una disminución del pago anual por un monto de 334.647, 293.687 y 298.867 USD, respectivamente. Si bien esta disminución no estaba contemplada dentro de los objetivos del estudio, esto se ha obtenido de manera implícita,

teniendo implicancias no menos importantes en un contexto como el actual.

Los indicadores de rentabilidad nos permiten conocer las proporciones de los beneficios de los proyectos o escenarios simulados. En el presente estudio se encontró que la tecnología de almacenamiento más idónea es la *Altairnano*, teniendo un valor actual neto (VAN) de 12,9 MMUSD, y una tasa interna de retorno (TIR) del 134%. Las razones que sustentan estos resultados se relacionan principalmente con las características propias de la tecnología LTO, y en particular la longevidad de su ciclo de vida. Sumado a lo anterior, este tipo de tecnología presenta buenos costos por unidad de energía, los cuales además han sido decrecientes en los últimos años.

El sistema de almacenamiento de energía que le sigue en términos de rentabilidad a la ya mencionada, es el caso *Toshiba SciB*. A pesar de que este sistema de almacenamiento funciona con la misma tecnología anterior, LTO, sus resultados son dispares, lo cual puede deberse a que dentro del mismo tipo de tecnología existen diferentes sub-tipos. Aún así, los indicadores de rentabilidad señalan que este escenario sería favorable, teniendo un VAN de 10,5 MMUSD, y una TIR del 56%. Al igual que en el caso *Altairnano*, esta tecnología posee precios competitivos y descendientes en el tiempo, además de un largo ciclo de vida.

Finalmente, el escenario más desfavorable es el *Gigacell*, teniendo un VAN de 7.9 MMUSD y una TIR del 49%. A pesar de que este escenario es el que ofrece una menor rentabilidad, presenta beneficios en términos económicos. Esto se debe principalmente al bajo costo del sistema de almacenamiento, debido a que esta tecnología presenta un mejor rendimiento en términos de potencia por unidad de energía que los otros casos. En oposición, se tiene que la vida útil es muy baja, teniendo que renovar el sistema de almacenamiento durante el mismo año que se instala, lo cual se compensa con los costos bajos de renovación.

5.5. Trabajos Futuros

Dentro del presente estudio existen oportunidades de mejora, las cuales pueden aportar en la obtención de resultados con un mayor grado de precisión y exactitud.

En una primera etapa del estudio se realiza una evaluación en términos cualitativos de las diferentes aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía, y se decide simular los sistemas de almacenamiento de energía a bordo. Sin embargo, este análisis no se realiza en términos cuantitativos, y por ende, la simulación de un sistema de almacenamiento de energía estacionario, podría arrojar información valiosa en la toma de decisiones a la hora de implementar soluciones de este tipo.

Si bien, la resiliencia es un tema fundamental en el dimensionamiento de las baterías, esta mejora no es contabilizada en la evaluación económica de los proyectos. Dada la naturaleza del proyecto, una disminución en los tiempos de corte del suministro trae consigo una mejora en el bienestar de las personas.

El estudio no ha tomado el peso de los pasajeros como una variable, sino como un parámetro. Dado lo anterior, una nueva iteración podría incluir esta mejora, realizando una

discretización de un día típico y asignando un peso de los pasajeros correspondiente a cada segmento horario.

La línea 4, de acuerdo a su topología, es una de las líneas más idóneas para la utilización de paneles solares, tanto en vías como en las estaciones. Es por esto, que otra posible iteración puede ser la simulación entre la integración de los sistemas de almacenamiento de energía y la utilización de placas fotovoltaicas en la línea 4. La dificultad de esta iteración no es alta, debido a que el *modelo de gestión de energía de metro* permite la disposición de inyecciones de potencia en estaciones. Sin embargo, debido a los cambios de los perfiles radiativos a lo largo del año, es necesario realizar múltiples simulaciones para conseguir caracterizar un año completo.

La rentabilidad de los proyectos se ha expuesto en términos del VAN y el TIR, sin embargo, un buen indicador que se podría incluir en estudios sucesivos es la reducción del costo del pasaje, en función del proyecto simulado. Este indicador presenta una ventaja con respecto a los otros dos, dado que permite observar el impacto directo que tiene un proyecto sobre el cliente del servicio, que en este caso son los habitantes de la Región Metropolitana.

Conclusiones

A continuación se exponen las principales conclusiones de esta memoria:

- Los objetivos planteados al comienzo del estudio se cumplen de manera satisfactoria.
- Se logra simular el comportamiento dinámico de un tren de la línea 4 del metro de Santiago mediante un método quasi-dinámico, el cual permite resultados precisos a un bajo tiempo de procesamiento.
- Al comparar las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, se escogen aquellas que son más apropiadas para las aplicaciones de recorte de potencia y funciones de resiliencia, siendo las tecnologías basadas en LTO las que presentan un mejor costo y desempeño.
- Mediante el uso de sistemas de almacenamiento de energía, es posible realizar recortes de los picos de potencia en un tren de hasta un 52 %, teniendo como consecuencia la reducción del consumo de energía.
- Si bien los recortes de potencia para un tren son altos en los tres escenarios simulados, estos se ven en parte mermados cuando se analiza el desempeño eléctrico de la línea completa del metro, resultando ser un 32 % la reducción máxima de potencia.
- Para los escenarios estudiados, se logra una reducción en promedio del 30,2 % en el consumo de energía, lo cual repercute en la misma magnitud para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, pudiendo reducir el costo social de las emisiones hasta en 334.647 USD anuales.
- Todos los escenarios de almacenamiento de energía son rentables, sin embargo, el sistema *Altairnano* es el que se recomienda debido a que presenta el mayor VAN y TIR, siendo de 12,9 MMUSD y 134 % respectivamente.
- La utilización de sistemas de almacenamiento de energía a bordo de trenes, presenta un buen desempeño eléctrico y económico, sin embargo, este estudio no contrasta en términos cuantitativos la diferencia en desempeño que posee este sistema en comparación con los sistemas de almacenamiento de energía estacionario.

Capítulo 6

Bibliografía

- [1] Pablo Arboleya, Peru Bidaguren, and Urtzi Armendariz. Energy is on board: Energy storage and other alternatives in modern light railways. *IEEE Electrification Magazine*, 4(3):30–41, 2016.
- [2] Arturo González-Gil, Roberto Palacin, and Paul Batty. Sustainable urban rail systems: Strategies and technologies for optimal management of regenerative braking energy. *Energy conversion and management*, 75:374–388, 2013.
- [3] Chaiyut Sumpavakup, Sujin Suwannakijborihan, Tosaphol Ratniyomchai, and Thanatchai Kulworawanichpong. Peak demand cutting strategy with an on-board energy storage system in mass rapid transit. *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, 42(1):49–62, 2018.
- [4] Koki Ogura and Mohan Lal Kolhe. Battery technologies for electric vehicles. In *Electric Vehicles: Prospects and Challenges*, pages 139–167. Elsevier, 2017.
- [5] Metro S.A. Reporte de sostenibilidad del metro de santiago 2016. Disponible en https://www.metroantiago.cl/files/gobierno-corporativo/reporte_2016.pdf (08/08/2018).
- [6] Sarah Nasr, Marius Iordache, and Marc Petit. Smart micro-grid integration in dc railway systems. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2014 IEEE PES*, pages 1–6. IEEE, 2014.
- [7] Andrew J Gillespie, Erik S Johanson, and David T Montvydas. Energy storage in pennsylvania: Septa’s novel and innovative integration of emerging smart grid technologies. *IEEE Vehicular Technology Magazine*, 9(2):76–86, 2014.
- [8] Xin Yang, Anthony Chen, Xiang Li, Bin Ning, and Tao Tang. An energy-efficient scheduling approach to improve the utilization of regenerative energy for metro systems. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, 57:13–29, 2015.
- [9] Flavio Ciccarelli, Andrea Del Pizzo, and Diego Iannuzzi. Improvement of energy effi-

- ciency in light railway vehicles based on power management control of wayside lithium-ion capacitor storage. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(1):275–286, 2014.
- [10] Joachim J Mwambeleko and Thanatchai Kulworawanichpong. Battery electric multiple units to replace diesel commuter trains serving short and idle routes. *Journal of Energy Storage*, 11:7–15, 2017.
- [11] RK Rajput. *Utilisation of Electrical Power, Including Electrical Drives and Electric Traction, in SI Units*. Laxmi Publications, 2006.
- [12] Björn Nykvist and Måns Nilsson. Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. *nature climate change*, 5(4):329, 2015.
- [13] OSIRIS RAIL. Proyecto osiris (optimal strategy to innovate and reduce energy consumption in urban rail systems. Disponible en <http://www.osirisrail.eu/> (17/10/2018).
- [14] Sarah Nasr, Marius Iordache, and Marc Petit. Smart micro-grid integration in dc railway systems. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2014 IEEE PES*, pages 1–6. IEEE, 2014.
- [15] Andrew J Gillespie, Erik S Johanson, and David T Montvydas. Energy storage in pennsylvania: Septa’s novel and innovative integration of emerging smart grid technologies. *IEEE Vehicular Technology Magazine*, 9(2):76–86, 2014.
- [16] Xin Yang, Anthony Chen, Xiang Li, Bin Ning, and Tao Tang. An energy-efficient scheduling approach to improve the utilization of regenerative energy for metro systems. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, 57:13–29, 2015.
- [17] Flavio Ciccarelli, Andrea Del Pizzo, and Diego Iannuzzi. Improvement of energy efficiency in light railway vehicles based on power management control of wayside lithium-ion capacitor storage. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(1):275–286, 2014.
- [18] Metro S.A. Reporte de sostenibilidad del metro de santiago 2017. Disponible en <https://www.metro.cl/corporativo/reporte-de-sostenibilidad> (14/08/2018).
- [19] G. Soubllette. Sistemas de recuperación de energía para la línea 1 del metro de santiago. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2011.
- [20] Vijay Garg. *Dynamics of railway vehicle systems*. Elsevier, 2012.
- [21] Chaiyut Sumpavakup, Tosaphol Ratniyomchai, and Thanatchai Kulworawanichpong. Optimal energy saving in dc railway system with on-board energy storage system by using peak demand cutting strategy. *Journal of Modern Transportation*, 25(4):223–235, 2017.
- [22] Ryo Takagi and Tetsuo Amano. Optimisation of reference state-of-charge curves for the feed-forward charge/discharge control of energy storage systems on-board dc electric railway vehicles. *IET Electrical Systems in Transportation*, 5(1):33–42, 2014.

- [23] A. Guzmán. Eficiencia energética en trenes mediante optimización de curvas de velocidad. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2015.
- [24] Lu S. *Optimising power management strategies for railway traction*. PhD thesis, University of Birmingham, UK, 2011.
- [25] Jyh-Cherng Jong and Sloan Chang. Algorithms for generating train speed profiles. *Journal of the Eastern Asia Society for Transportation Studies*, 6:356–371, 2005.
- [26] Ingo Arne Hansen and Jörn Pachl. *Railway timetabling & operations*. Eurailpress, Hamburg, 2014.
- [27] Paul W Parfomak. Energy storage for power grids and electric transportation: a technology assessment. *Congressional Research Service*, 42455, 2012.
- [28] Kazuya Nishimura, Tomoaki Takasaki, and Tetsuo Sakai. Introduction of large-sized nickel–metal hydride battery gigacell® for industrial applications. *Journal of Alloys and Compounds*, 580:S353–S358, 2013.
- [29] Koki Ogura. Next-generation battery-driven light rail vehicles and trains. In *Electric Vehicles: Prospects and Challenges*, pages 169–206. Elsevier, 2017.
- [30] Liqiang Wang, Zichao Wang, Qun Ju, Wei Wang, and Zhanguo Wang. Characteristic analysis of lithium titanate battery. *Energy Procedia*, 105:4444–4449, 2017.
- [31] Nima Ghaviha, Javier Campillo, Markus Bohlin, and Erik Dahlquist. Review of application of energy storage devices in railway transportation. *Energy Procedia*, 105:4561–4568, 2017.
- [32] Liang Chang and Yun Hang Hu. 2.21 supercapacitors. 2018.
- [33] Chaiyut Sumpavakup and Thanatchai Kulworawanichpong. Multi-train movement simulation using matlab object-oriented programming. In *Applied Mechanics and Materials*, volume 763, pages 153–158. Trans Tech Publ, 2015.
- [34] Carl Johan Rydh and Björn A Sandén. Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. part i: Performance and energy requirements. *Energy conversion and management*, 46(11-12):1957–1979, 2005.
- [35] C Armenta-Deu and T Donaire. Determination of an ageing factor for lead/acid batteries. 1. kinetic aspects. *Journal of Power Sources*, 58(2):123–133, 1996.
- [36] Ieee recommended practice for sizing lead-acid batteries for stationary applications. *IEEE Std 485-2010 (Revision of IEEE Std 485-1997)*, pages 1–90, April 2011.
- [37] Ministerio de Desarrollo Social de Chile. Precios sociales vigentes, año 2018. Disponible en <http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/download/precios-sociales-vigentes-2017/?wpdmdl=2392> (31/10/2018).

- [38] S. Arild. Energy storage in the distribution grid. Geophysical Institute, University of Bergen, 2017.
- [39] Abhishek Jaiswal. Lithium-ion battery based renewable energy solution for off-grid electricity: A techno-economic analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72:922–934, 2017.
- [40] Oliver Schmidt, Adam Hawkes, Ajay Gambhir, and Iain Staffell. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature Energy*, 2(8):17110, 2017.
- [41] Maik Naumann, Ralph Ch Karl, Cong Nam Truong, Andreas Jossen, and Holger C Hesse. Lithium-ion battery cost analysis in pv-household application. *Energy Procedia*, 73:37–47, 2015.
- [42] Kawasaki. About gigacell. Disponible en http://global.kawasaki.com/en/energy/solutions/battery_energy/about_gigacell/structure.html (31/10/2018).
- [43] Toshiba. Industrial lithium-ion battery scib. Disponible en https://www.scib.jp/en/download/SCiB_SIP_EN2018.pdf (31/10/2018).
- [44] Altairnano. 24 v 70 ah battery module brochure. Disponible en <http://altairnano.com/products/battery-module/> (31/10/2018).
- [45] Energía Abierta. Fijación de precios nudo de corto plazo - informe técnico definitivo (julio 2018). Disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/06/ITD-PNCP-Jul18-1.pdf> (31/10/2018).

Anexos

Anexo A

Características generales del recorrido de la línea 4

Tabla A.1: Características generales del recorrido de la línea 4 - Tramo entre Estación Tobalaba y Plaza de Puente Alto

Estación	Distancia Acumulada [m]	Distancia [m]	Altura [m]	Seno(ángulo)	Duración trayecto [s]
Tobalaba	0	1.311	637	0000762776	96
Cristóbal Colón	1,311	840	638	-0,002380946	83
Francisco Bilbao	2,151	1.421	636	-0,001407458	113
Príncipe de Gales	3,572	715	634	-0,005594318	70
Simón Bolívar	4,287	795	630	-0,007546955	80
Plaza Egaña	5,082	1.134	624	-0,013226356	85
Los Orientales	6,216	848	609	-0,007075295	74
Grecia	7,064	1.126	603	-0,005328521	87
Los Presidentes	8,190	919	597	0,002176273	85
Quilín	9,109	995	599	-0,009044856	77
Las Torres	10,104	1.233	590	0,007299076	99
Macul	11,337	1.309	599	0,003819682	117
Vicuña Mackenna	12,646	744	604	0,010752067	77
Vicente Valdés	13,390	1.220	612	0,008196446	94
Rojas Magallanes	14,610	1.157	622	0,013827546	96
Trinidad	15,767	850	638	0,007058648	79
San José de la Estrella	16,617	854	644	0,010538057	73
Los Quillayes	17,471	907	653	0,011024688	77
Elisa Correa	18,378	847	663	-0,010625138	85
Hospital Sótero del Río	19,225	1.435	672	0,00766528	102
Protectora de la Infancia	20,660	1.310	683	0,008396651	97
Las Mercedes	21,970	932	694	0,006437635	80
Plaza de Puente	22,902		700		

Tabla A.2: Características generales del recorrido de la línea 4 - Tramo entre Estación Plaza de Puente Alto y Tobalaba

Estación	Distancia Acumulada [m]	Distancia [m]	Altura [m]	Seno(ángulo)	Duración trayecto [s]
Plaza de Puente	0	932	700	-0,006437635	78
Las Mercedes	932	1.310	694	-0,008396651	99
Protectora de la Infancia	2.242	1.435	683	-0,00766528	103
Hospital Sótero del Río	3.677	847	672	-0,010625138	77
Elisa Correa	4.524	907	663	-0,011024688	74
Los Quillayes	5.431	854	653	-0,010538057	73
San José de la Estrella	6.285	850	644	-0,007058648	83
Trinidad	7.135	1.157	638	-0,013827546	90
Rojas Magallanes	8.292	1.220	622	-0,008196446	100
Vicente Valdés	9.512	744	612	-0,010752067	78
Vicuña Mackenna	10.256	1.309	604	-0,003819682	128
Macul	11.565	1.233	599	-0,007299076	94
Las Torres	12.798	995	590	0,009044856	95
Quilín	13.793	919	599	-0,002176273	79
Los Presidentes	14.712	1.126	597	0,005328521	85
Grecia	15.838	848	603	0,007075295	72
Los Orientales	16.686	1.134	609	0,013226356	92
Plaza Egaña	17.820	795	624	0,007546955	80
Simón Bolívar	18.615	715	630	0,005594318	70
Príncipe de Gales	19.330	1.421	634	0,001407458	133
Francisco Bilbao	20.751	840	636	0,002380946	84
Cristóbal Colón	21.591	1.311	638	-0,000762776	119
Tobalaba	22.902	0	637	0,027803412	

Anexo B

Cálculo de la degradación anual del sistema de almacenamiento de energía

La degradación de los sistemas de almacenamiento de energía tienen implicancias directas en las rentabilidades de los proyectos, y es por ende, un aspecto importante a incluir en el presente estudio.

A pesar de la característica “On Board” que tienen los sistemas de almacenamiento de energía simulados, y que el funcionamiento de cada uno de estos es independiente de los otros, para efectos del estudio económico se considera que el sistema de almacenamiento de energía corresponde al conjunto de todos los sistemas de almacenamiento que se encuentran a bordo de los trenes. De esta manera, la degradación es medida entonces en relación al sistema completo y no de forma unitaria.

Como se observa en la Tabla 3.8, cada día típico posee diferentes números de trenes operando en los diferentes periodos de operación del día. Esta cantidad de trenes varía desde un mínimo de 8, hasta un máximo de 22. Dado esto, se puede desprender que los sistemas de almacenamiento de energía a bordo necesarios corresponden al máximo de trenes en operación.

Por simplicidad del problema, se asume que cada tren posee un número del 1 al 22, y que en la medida que se requieran trenes en la operación de la línea, estos son llamados de menor a mayor. Si el problema es tratado de la manera señalada anteriormente, esto implica que existen trenes que operaran mayor tiempo que otros, dado que existen diferentes demandas de trenes para los diferentes horarios de operación. Lo anterior conlleva a que aquellos trenes que operen un mayor tiempo, sufran una mayor degradación de sus sistemas de almacenamiento de energía. Debido a lo anterior, la degradación del sistema de almacenamiento de energía es tratado sobre la totalidad de los sistemas de almacenamiento de los trenes, obteniendo como resultado de esto una degradación del sistema completo, el cual no individualiza entre los diferentes trenes de la flota. A continuación se presentan los pasos para la obtención de la degradación anual del sistema de almacenamiento de energía.

B.1. Determinación del ciclaje del sistema de almacenamiento de energía en función del tiempo

De modo de simplificar el problema, en vez de contabilizar cada ciclo que presente la batería, se contabilizará más bien la cantidad de ciclos completos que realiza el tren en un trayecto. Esto es posible calcularlo mediante la Ecuación B.1, en donde $E_{inyectada_t}$ y $E_{sustraída_t}$ corresponden a la energía inyectada y sustraída del sistema de almacenamiento de energía de un tren hasta el tiempo t , mientras que SOC_{max} , SOC_{min} y E_{ESS} , corresponden al estado de carga máximo, mínimo y la capacidad energética que posee el sistema de almacenamiento de energía del tren. La ecuación anterior finalmente da cuentas de los ciclos, o fracción de ellos, que ha efectuado el sistema de almacenamiento de energía hasta el tiempo t .

$$Ciclos(t) = \frac{\sum_t (|E_{inyectada_t}| + |E_{sustraída_t}|)}{2 \cdot (SOC_{max} - SOC_{min}) \cdot E_{ESS}} \quad (B.1)$$

Para el cálculo de la sumatoria entre los valores absolutos de energía sustraída e inyectada, se crea un arreglo el cual corresponde a la unión de las potencias del sistema de almacenamiento de energía (P_{ESS}) para los trayectos de ida y de vuelta. Finalmente, para obtener la energía se integra para cada uno de los valores, el valor absoluto de la potencia del sistema de almacenamiento, como se puede observar en la Ecuación B.2.

$$\sum_t (|E_{inyectada_t}| + |E_{sustraída_t}|) = \int_0^t |P_{ESS}(T)| dT \quad (B.2)$$

Finalmente, ya obtenido la totalidad de energía inyectada y sustraída para todos los intervalos, se utiliza la Ecuación B.1 para obtener los ciclos del sistema de almacenamiento de energía. Posteriormente, se aplica una línea de tendencia los resultados, obteniendo una función para el ciclaje la cual depende del tiempo. En la Figura B.1, se puede observar lo mencionado anteriormente, lo cual ha sido aplicado para el caso de almacenamiento de energía Altairnano. Además, se puede ver que al completar un trayecto de ida y vuelta, el sistema de almacenamiento de energía realiza al rededor de 3.44 ciclos, con un periodo de aproximadamente 82 minutos. Para el caso de Altairnano se tiene que la función de su ciclaje corresponde a la expresada mediante la Ecuación B.3.

$$Ciclos(t) = 0,043 \cdot t[m] - 0,016 \quad (B.3)$$

B.2. Determinación del ciclaje anual para el conjunto de trenes

Tal como observamos en la Ecuación B.3, esta corresponde a una ecuación lineal y por ende tiene la forma de la Ecuación B.4.

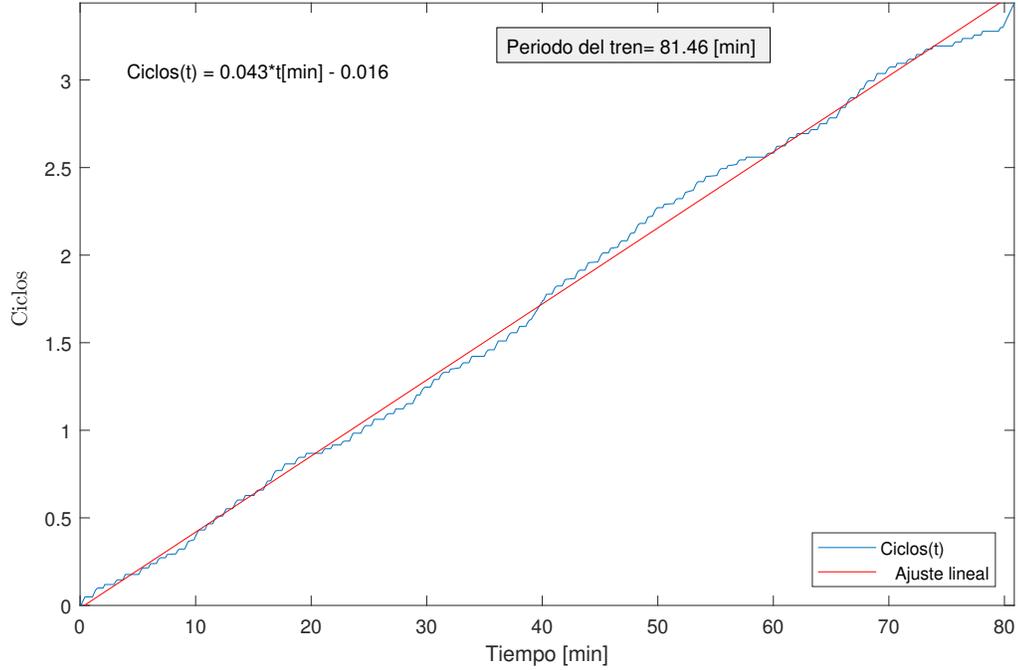


Figura B.1: Ciclaje del sistema de almacenamiento para el caso Altairnano.

$$Ciclos(t) = a \cdot t + b \quad (B.4)$$

Para conocer la suma de todos los ciclos efectuados por la flota de trenes, se puede extender la Ecuación B.4, mediante lo expuesto en la Ecuación B.5. De esta ecuación se desprende que no es menester individualizar los tiempos de operación para cada tren, dado que sólo basta conocer el total de los tiempos de operación de los trenes durante el periodo en que se quiere conocer su ciclaje.

$$\begin{aligned}
 Ciclos_{conjunto}(t) &= \sum_{tren=1}^{22} a \cdot t_{tren} + b \\
 &= \sum_{tren=1}^{22} a \cdot t_{tren} + \sum_{tren=1}^{22} b \\
 &= a \sum_{tren=1}^{22} t_{tren} + 22 \cdot b
 \end{aligned} \quad (B.5)$$

Utilizando la Tabla 3.11, es posible desprender el tiempo que cada tren utiliza para cada periodo, según el día típico. Lo anterior se resume en la Tabla B.1.

Para conocer la cantidad de horas que fueron utilizadas en operación por la totalidad de trenes, es posible realizarlo mediante la multiplicación elemento a elemento de la Tabla B.1

Tabla B.1: Horas de operación por tren para cada periodo del día, y para los diferentes días típicos.

Día típico	Tipo	Tiempo de funcionamiento de cada tren [hr]				
		Valle AM	Punta PM	Valle	Punta PM	Valle PM
1	Laboral	1	2	9	2	3
2	Laboral	1	2	9	2	3
3	Laboral	1	2	9	2	3
4	Sábado	0.5	2	9	2	3
5	Sábado	0.5	2	9	2	3
6	Feriado	0	1	9	2	3
7	Feriado	0	1	9	2	3

con la cantidad de trenes que operan para cada periodo del día para los diferentes días típicos (Véase Tabla 3.8). El resultado de lo anteriormente expuesto se puede observar en la Tabla B.2

Tabla B.2: Detalle de los tiempos totales de operación de la flota de trenes

Día típico	Tiempo de funcionamiento de cada tren [hr]					Tiempo total de operación de la flota de trenes [hr]
	Valle AM	Punta PM	Valle	Punta PM	Valle PM	
1	22	44	162	44	66	338
2	20	44	144	44	60	312
3	22	48	162	48	66	346
4	5	20	72	20	24	141
5	6	28	90	20	30	174
6	0	10	90	24	36	160
7	0	8	72	16	24	120

Como último paso para cuantificar la totalidad del tiempo operación de los trenes en un año, es necesario incluir la cantidad de días que hay en un año para cada día típico (Véase Tabla 3.13). Así, al calcular la sumatoria de los productos entre la cantidad de días para cada día típico, y el tiempo total de operación de la flota de trenes para cada día típico (Véase Tabla B.2), se obtiene el tiempo total de operación anual para la flota de trenes, lo cual se puede observar en la Tabla B.3.

Tabla B.3: Tiempo anual de operación de los trenes para cada día típico

Día Típico	Número de días	Tiempo de operación flota diario [hr]	Tiempo Anual de Operación [hr]
1	19	338	6.422
2	20	312	6.240
3	208	346	71.968
4	8	141	1.128
5	43	174	7.482
6	10	160	1.600
7	57	120	6.840
Total			101.680 [hr]
			6.100.800 [m]

Teniendo este valor, la Ecuación B.5 puede ser reescrita, tal como se observa en la Ecuación B.6. Al reemplazar los valores de a y b, dependiendo del caso de almacenamiento de energía, es posible entonces calcular el ciclaje anual para la flota de trenes.

$$Ciclos_{conjunto_i} = a \cdot 6.100.800[m] + 22 \cdot b \quad (B.6)$$

B.3. Cálculo de la degradación anual del sistema de almacenamiento de energía para la flota de trenes

La degradación anual del sistema de almacenamiento de energía (DA_i) se define como el cociente entre los ciclos realizados a lo largo de un año y el ciclo de vida del sistema de almacenamiento de energía (CV_i). Para el caso de la flota de trenes la definición es similar, dado que corresponde al cociente entre el ciclaje anual de la flota de trenes, y el producto entre ciclo de vida del sistema de almacenamiento y la cantidad de trenes que poseen el sistema de almacenamiento de energía. Lo anterior se puede expresar mediante la Ecuación B.7, en donde se han reemplazados los valores anteriormente calculados.

$$\begin{aligned} DA_i &= \frac{Ciclos_{conjunto_i}}{N_{trenes} \cdot CV_i} \\ &= \frac{a_i \cdot 6.100.800[m] + 22 \cdot b_i}{22 \cdot CV_i} \end{aligned} \quad (B.7)$$

A modo de ejemplo, la degradación anual del sistema de almacenamiento Altairnano, teniendo en cuenta que el valor a y b corresponden a 0.043 y -0.016 respectivamente, y que el ciclo de vida de las baterías utilizando un DOD del 100% corresponde a 25.000 ciclos, se tiene que:

$$\begin{aligned} DA_{altairnano} &= \frac{Ciclos_{conjunto_{altairnano}}}{N_{trenes} \cdot CV_{altairnano}} \\ &= \frac{0.043 \cdot 6.100.800[m] + 22 \cdot -0,016}{22 \cdot 25.000} \\ &\approx 0,4816 = 48,16[\%/anual] \end{aligned} \quad (B.8)$$

Anexo C

Especificaciones técnicas de las tecnologías de almacenamiento de energía

C.1. 30-K6 Gigacell - Kawasaki (Ni-MH)



Nominal voltage (V)	36
Rated capacity (Ah) ⁽¹⁾	141
Energy capacity (kWh)	5.1
Maximum output (kW) ⁽²⁾	126
Outline dimensions (mm) <i>L × W × H</i> ⁽³⁾	1287×218×350
Volume (ℓ)	98
Weight (kg)	248
Energy density per unit volume (Wh/ℓ)	52
Energy density per unit weight (Wh/kg)	21

Figura C.1: Especificaciones técnicas 30-K6 Gigacell - Kawasaki (Ni-MH)



24V 70Ah Battery Module

NANO LITHIUM-TITANATE BATTERY MODULE

- Symmetrical, high C-rate charge/discharge capabilities
- Wide operating temperature range
- High cycle life
- Maintenance free operation
- Chemistry characteristics increase operational safety and provides higher levels of operational abuse tolerance than existing batteries



Performance Characteristics	
Voltage range ¹	17.0 V – 27.5 V
Capacity (Minimum/Typical) ²	65 Ah / 67.4 Ah
Typical discharge energy ²	1,450 Wh
Peak power (discharge/charge) ³	22.6 kW / 36.3 kW
Energy density ²	108 Wh/l
Power density (discharge/charge) ³	1,682 W/l / 2,704 W/l
Specific energy ²	51.8 Wh/kg
Specific power (discharge/charge) ³	806 W/kg / 1,296 W/kg
Internal impedance during discharge (Typical) ³	3.9 mΩ
Internal impedance during charge (Typical) ³	4.0 mΩ
Max continuous discharge or charge current	500 A
Max 10 sec Pulse discharge or charge current	900 A
Life Characteristics	
Cycle life at 2C charge and 2C discharge, 100% DOD, 25°C	>25,000 to 80% initial capacity
Cycle life at 2C charge and 2C discharge, 100% DOD, 55°C	>6,000 to 80% initial capacity
Calendar life at 25°C	25 years
Temperature Limits	
Operating and Storage temperature range ⁴	-50°C to +65°C cell temperature
Module Dimensions	
Length (L) x Width (W) x Height (H)	279.1 mm x 158.6 mm x 303.2 mm
Length (L) x Width (W) x Height (H) (Include Module Terminals)	279.1 mm x 158.6 mm x 333.2 mm
Weight	28.0 kg
Transportation	
Transportation Specifications	UN 3480 compliant, Tested to UN 38.3

¹ In lithium ion battery systems, the battery management system must enforce the voltage limits at the individual cell level. Listed module voltages are approximate.

² 70 A discharge, 25°C. Testing done using a rated capacity of 70Ah.

³ 10 sec pulse, 50% SOC, 25°C.

⁴ Optimal storage temperature is 25°C.

* Material Safety Data Sheet — Altairnano Document Number 3340473 — is available upon request.

© Altair Nanotechnology 2016 — 24V 70Ah module specifications contained in this document are subject to change without notice.

Figura C.2: Especificaciones técnicas 24V 70 Ah Battery module - Altairnano (LTO)

C.2. 24V 70 Ah Battery module - Altairnano (LTO)

C.3. Toshiba *SciB*TM

 SciBTM module		
Photo	For vehicle installation 	
Product name	2P12S module	2P9S module
Model	AM01202CCA05A	AM00902CCA04A
Nominal capacity	40Ah	
Nominal voltage	27.6V	20.7V
Voltage range	18.0 to 32.4V	13.5 to 24.3V
Ambient temperature	-30 to 55°C	
Ambient humidity	95%RH or less (no condensation)	
Max. charge/discharge current	120 A (continuous), 300 A (10 seconds)	
Dimensions	W190×D360×H125mm	W165×D360×H125mm
Weight	Approx. 14kg	Approx. 11kg

Figura C.3: Especificaciones técnicas Toshiba *SciB*TM

Anexo D

Flujos de Caja

D.1. Escenario Gigacell

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
(+) Ahorros por suministro eléctrico	0	3.294.485	3.294.485	3.294.485	3.294.485	3.294.485	3.294.485	3.294.485	3.294.485	3.294.485	3.294.485
(+) Ingresos por reducción EAG	0	334.647	334.647	334.647	334.647	334.647	334.647	334.647	334.647	334.647	334.647
(-) Depreciaciones	0	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593
(=) Utilidad antes de Impuesto	0	1.945.539	1.945.539	1.945.539	1.945.539	1.945.539	1.945.539	1.945.539	1.945.539	1.945.539	1.945.539
(-) Impuesto (27 %)	0	525.296	525.296	525.296	525.296	525.296	525.296	525.296	525.296	525.296	525.296
(=) Utilidad después de Impuesto	0	1.420.244	1.420.244	1.420.244	1.420.244	1.420.244	1.420.244	1.420.244	1.420.244	1.420.244	1.420.244
(+) Depreciaciones	0	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593	1.683.593
(=) Flujo de caja Operacional	0	3.103.837	3.103.837	3.103.837	3.103.837	3.103.837	3.103.837	3.103.837	3.103.837	3.103.837	3.103.837
(-) Inversiones	2.322.320	1.875.600	1.875.600	1.875.600	1.875.600	1.875.600	1.875.600	1.875.600	1.875.600	1.875.600	0
(-) IVA de la inversión	441.241	356.364	356.364	356.364	356.364	356.364	356.364	356.364	356.364	356.364	0
(+) Recuperación del IVA de la inversión	0	441.241	356.364	356.364	356.364	356.364	356.364	356.364	356.364	356.364	356.364
(+) Valor Residual de los activos	0	102.807	102.807	102.807	102.807	102.807	102.807	102.807	102.807	102.807	102.807
(=) Flujo de Capitales	-2.763.561	-1.687.916	-1.772.793	-1.772.793	-1.772.793	-1.772.793	-1.772.793	-1.772.793	-1.772.793	-1.772.793	459.171
Flujo de caja Neto	-2.763.561	1.415.920	1.331.044	1.331.044	1.331.044	1.331.044	1.331.044	1.331.044	1.331.044	1.331.044	3.563.008
Tasa de descuento	6 %										
VAN [USD]	7.886.250										
TIR	49 %										

D.2. Escenario *Altairmano*

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
(+) Ahorros por suministro eléctrico	0	2.890.261	2.890.261	2.890.261	2.890.261	2.890.261	2.890.261	2.890.261	2.890.261	2.890.261	2.890.261
(+) Ingresos por reducción EAG	0	293.687	293.687	293.687	293.687	293.687	293.687	293.687	293.687	293.687	293.687
(-) Depreciaciones	0	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581
(=) Utilidad antes de Impuesto	0	2.738.367	2.738.367	2.738.367	2.738.367	2.738.367	2.738.367	2.738.367	2.738.367	2.738.367	2.738.367
(-) Impuesto (27%)	0	739.359	739.359	739.359	739.359	739.359	739.359	739.359	739.359	739.359	739.359
(=) Utilidad después de Impuesto	0	1.999.008	1.999.008	1.999.008	1.999.008	1.999.008	1.999.008	1.999.008	1.999.008	1.999.008	1.999.008
(+) Depreciaciones	0	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581	445.581
(=) Flujo de caja Operacional	0	2.444.589	2.444.589	2.444.589	2.444.589	2.444.589	2.444.589	2.444.589	2.444.589	2.444.589	2.444.589
(-) Inversiones	1.434.076	0	971.471	0	971.471	0	971.471	0	971.471	0	0
(-) IVA de la inversión	272.474	0	184.579	0	184.579	0	184.579	0	184.579	0	0
(+) Recuperación del IVA de la inversión	0	272.474	0	184.579	0	184.579	0	184.579	0	184.579	0
(+) Valor Residual de los activos	0	0	34.048	0	34.048	0	34.048	0	34.048	0	34.048
(=) Flujo de Capitales	-1.706.550	272.474	-1.122.002	184.579	-1.122.002	184.579	-1.122.002	184.579	-1.122.002	184.579	34.048
Flujo de caja Neto	-1.706.550	2.717.064	1.322.587	2.629.169	1.322.587	2.629.169	1.322.587	2.629.169	1.322.587	2.629.169	2.478.637
Tasa de descuento	6%										
VAN [USD]	12.928.850										
TIR	134%										

D.3. Escenario Toshiba SciB

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
(+) Ahorros por suministro eléctrico	0	2.937.496	2.937.496	2.937.496	2.937.496	2.937.496	2.937.496	2.937.496	2.937.496	2.937.496	2.937.496
(+) Ingresos por reducción EAG	0	298.867	298.867	298.867	298.867	298.867	298.867	298.867	298.867	298.867	298.867
(-) Depreciaciones	0	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688
(=) Utilidad antes de Impuesto	0	2.499.675	2.499.675	2.499.675	2.499.675	2.499.675	2.499.675	2.499.675	2.499.675	2.499.675	2.499.675
(-) Impuesto (27%)	0	674.912	674.912	674.912	674.912	674.912	674.912	674.912	674.912	674.912	674.912
(=) Utilidad después de Impuesto	0	1.824.763	1.824.763	1.824.763	1.824.763	1.824.763	1.824.763	1.824.763	1.824.763	1.824.763	1.824.763
(+) Depreciaciones	0	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688	736.688
(=) Flujo de caja Operacional	0	2.561.451	2.561.451	2.561.451	2.561.451	2.561.451	2.561.451	2.561.451	2.561.451	2.561.451	2.561.451
(-) Inversiones	3.425.601	0	0	2.360.128	0	0	2.360.128	0	0	2.360.128	0
(-) IVA de la inversión	650.864	0	0	448.424	0	0	448.424	0	0	448.424	0
(+) Recuperación del IVA de la inversión	0	650.864	0	0	448.424	0	0	448.424	0	0	448.424
(+) Valor Residual de los activos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.473.377
(=) Flujo de Capitales	-4.076.465	650.864	0	-2.808.552	448.424	0	-2.808.552	448.424	0	-2.808.552	1.921.801
Flujo de caja Neto	-4.076.465	3.212.315	2.561.451	-247.101	3.009.875	2.561.451	-247.101	3.009.875	2.561.451	-247.101	4.483.252
Tasa de descuento	6%										
VAN [USD]	10.486.976										
TIR	56%										