



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

LA FLEXIBILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL ANÁLISIS DE
TECNOLOGÍAS EXISTENTES Y CONTRIBUCIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MIGUEL ANGEL DÍAZ VERRIERA

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANDRÉS CABA RUTTE
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Miguel Angel Díaz Verriera
FECHA: 18/03/2019
PROFESOR GUÍA: Alejandro Navarro Espinosa

LA FLEXIBILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS EXISTENTES Y CONTRIBUCIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Los problemas ambientales producto de la contaminación se han visto incrementados de sobremanera por la generación en base a combustibles fósiles, es en ese punto donde las energías renovables variables (ERV) se han visto como una alternativa para hacerse cargo de la reducción de las emisiones en el parque generador. Pese a que cumplan este objetivo, su variabilidad ha hecho que la operación del sistema eléctrico sea cada vez más compleja, siendo los generadores convencionales los que tengan que hacerse cargo de la variabilidad de las ERV.

Es evidente que la inclusión de ERV es un aporte medioambiental, sin embargo, no se sabe con certeza la capacidad del sistema eléctrico para soportar la totalidad de estas tecnologías. El concepto que engloba la capacidad de un sistema eléctrico a responder a la variabilidad se conoce como flexibilidad. Por tal razón surge la pregunta ¿Qué tan flexible es el sistema eléctrico chileno para hacerse cargo de la variabilidad?

Esta memoria busca en una primera fase caracterizar la flexibilidad en el sistema eléctrico Chile mediante índices que reconozcan los parámetros técnicos de las unidades y evaluar quienes son los que se hacen cargo de ella frente a una alta penetración de energías renovables variables en el año 2027. En base a ello se evalúan alternativas para mejorar la flexibilidad sistema y los efectos de una inclusión masiva de los vehículos eléctricos.

En primer lugar, se evidencia que basado en los indicadores, el sistema eléctrico de Chile es considerado flexible en donde los embalses juegan un rol protagonista en la flexibilidad, seguidos por las centrales a carbón puesto que por la metodología de despacho actual el GNL opera en menor medida. Adicionalmente, se demuestra que los vertimientos ERV actuales corresponden a limitaciones en transmisión y errores de pronóstico, pero no a una falta de flexibilidad. De la misma manera, las baterías se ven como una alternativa para la flexibilidad puesto que en términos operaciones, se deciden utilizar en las horas de mayor requerimiento de ella.

Finalmente, se demuestra, tanto de manera gestionable como no gestionable, los vehículos eléctricos son un aporte a la flexibilidad del sistema. Sin embargo, cuando no son gestionados generan un elevado impacto en las unidades generadoras del sistema, aumentando su número de ciclados y encendidos y apagados. Desde otro punto de vista, se cuantifica su impacto ambiental basado en las emisiones del parque generador en comparación que si continuarán siendo vehículos en base a combustibles fósiles. Dicho análisis da cuenta de que en total los vehículos eléctricos producen más emisiones que los vehículos actuales, situación que se ve incrementada cuando son gestionados puesto que un mayor grado de libertad al despacho, le brinda la posibilidad de acomodar la energía de manera más económica, la que corresponde al carbón, que a su vez coincide con ser la más contaminante.

Agradecimientos

En primer lugar, debó recordar a mi yo del futuro que el camino a recorrer para llegar hasta este punto no fue sencillo. Cada momento de alegría, estrés, satisfacción e incluso tristeza valieron la pena. Cada uno de esos momentos no los hubiese sorteado si no hubiese contado con las personas que han sido parte de mi vida hasta este momento. En estos cortos párrafos me gustaría registrar todos los momentos, pero se me hace imposible, por lo que agradeceré a los que alcance hasta que se termine la página.

En primer lugar, agradecer a mis padres Haroldo y Vilma, sin ellos, absolutamente nada de lo que soy ahora sería posible, más que un ingeniero, me siento feliz de ser la persona que soy lo que se los debo a ustedes, deben sentirse orgullosos, porque ustedes dos en conjunto fueron capaces de criar a dos profesionales, pero más que eso a unas buenas personas. Nunca me cansaré de agradecerles por todo el esfuerzo y apoyo que me brindaron.

Continuando con mi familia, aprovecho de agradecer a mi hermana Katherine, que realmente sin ella no hubiese llegado hasta aquí, desde que fui pequeño ella fue el motor de convertirme en la persona que soy ahora, pero no solo eso, siempre me apoyo en todo lo que necesite. Se que no será necesario, pues con lo tremenda madre que eres (y serás, no me cabe duda) harás lo mismo con mi pequeña sobrina Isidora (o los futuros sobrinites que vengan), pero de igual forma estaré ahí para todos ellos intentando ser lo que te fuiste para mí, aunque sé que no será una tarea fácil puesto que replicar lo tremenda hermana que has sido conmigo será muy muy difícil.

Como no mencionar a mi compañera de Vida, Javiera, por los incontables momentos de felicidad y por tu apoyo incondicional en cada momento, sobre todo en este trabajo que gran parte te la debo a ti y perdón por los momentos de mal genio que tuviste que aguantar en esté tiempo. Gracias por todo, no me cabe duda de que seguiremos sorteando la vida juntos como lo hemos hecho estos 7 años.

Imposible no mencionar a Camilo y a Daniel, puesto que este camino lo recorrimos juntos pasando curso tras curso, fue un agrado tenerlos como compañeros de universidad y ahora colegas, son el mejor equipo que alguien podría desear y espero que en el futuro podamos seguir haciendo cosas juntos. También al resto de los Chicos, del Energy Lab, Perro, Javi, Barbara, Diego, Miguel y todos los demás que me falten, son grandes cabros, los mejores. También no puedo dejar de mencionar a Naim, Fabia, Juan pedro e Iñaki que esté último tiempo han sido una fuente de alegría y sobre todo apañe cuando pasé por esa época muy complicada que coincidió con la escritura de este trabajo.

Finalmente agradecer a mi profesor guía Alejandro Navarro por el infinito conocimiento que me ha transmitido, no solo en el desarrollo de este trabajo, también en el trabajo como ingeniero, realmente muchas gracias por la confianza depositada en ese estudiante que hace más de un año llego a hacer la practica en esa mítica oficina. Espero que sigamos trabajando juntos, haciendo los proyectos que “nadie quiere hacer”, pero por sobre todo los que “nadie puede hacer”, que esos sí que nos gustan.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos.....	3
1.3. Alcance.....	3
Capítulo 2: Marco teórico.....	4
2.1. SEP con una alta penetración de ERV	4
2.1.1. Proyecciones ERV en Chile	4
2.1.2. Efectos del aumento considerable de ERV.....	6
2.2. La flexibilidad en un sistema eléctrico de potencia	6
2.2.1. Definición de flexibilidad	7
2.2.2. Factores que definen flexibilidad en un sistema	8
2.2.3. Concepto de carga neta	10
2.3. Métricas de flexibilidad	11
2.3.1. Vertimientos como una medida de flexibilidad	12
2.3.2. Ciclados	12
2.3.3. Cantidad de Encendidos y apagados	14
2.4. Índices de flexibilidad.....	15
2.4.1. Gráfico de Flexibilidad	15
2.4.2. Normalized flexibility index.....	16
2.4.3. IRRE	17
2.4.1. LORP	21
2.5. Vehículos eléctricos	23
2.6. Vehículos eléctricos en el sistema	26

2.7. Agregadores	28
2.8. Descripción del problema de coordinación hidrotérmica	30
2.9. Descripción del modelo HELO	33
Capítulo 3: Metodología	35
3.1. Herramientas computacionales	35
3.1.1. Lenguaje de programación Python	36
3.1.2. FICO Xpress – Mosel.....	36
3.2. Descripción de caso Base.....	36
3.2.1. Caso simulado en HELO al año 2027.....	37
3.3. Flexibilidad sin considerar vehículos eléctricos.....	39
3.3.1. Parque térmico flexible.....	40
3.3.2. Parque Sin embalses.	40
3.3.3. Considerando Baterías.	40
3.4. Flexibilidad considerando vehículos eléctricos.....	41
3.4.1. Vehículos eléctricos sin gestión.....	41
3.4.2. Vehículos eléctricos con gestión	42
3.5. Determinación de demanda de vehículos eléctricos.....	46
3.6. Disponibilidad de carga de vehículos eléctricos	54
3.7. Emisiones del parque generador.....	55
3.8. Emisiones de los vehículos convencionales	56
Capítulo 4: Resultados	58
4.1. La flexibilidad en el sistema eléctrico nacional.....	58
4.1.1. Aporte de los embalses en la flexibilidad del SEN.....	66
4.1.2. Flexibilidad del parque térmico	67
4.1.3. Análisis de baterías	68
4.1.4. Análisis de costos de operación para los casos evaluados	72

4.1.1. Efecto de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico	73
4.1.2. Efecto de los vehículos eléctricos en el sistema con carga gestionable	79
4.1.3. Impacto ambiental de los vehículos eléctricos.....	84
Capítulo 5: Conclusiones.....	90
5.1. Alternativas desde el sistema de Potencia	91
5.2. Aporte de los vehículos eléctricos	91
5.3. Trabajos futuros.....	92
Capítulo 6: Listado de variables utilizadas	94
Capítulo 7: Bibliografía	95

Índice de Tablas

TABLA 2.1.1.- ESCENARIOS CONSIDERADOS EN LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO REALIZADA POR EL MINISTERIO.	5
TABLA 3.2.1.- PARÁMETROS TÉCNICOS PARA DISTINTAS UNIDADES DEL SEN.	39
TABLA 3.2.2.- UBICACIÓN Y BATERÍAS SIMULADAS EN EL CASO BATERÍAS.	41
TABLA 3.5.1.- CANTIDAD DE VEHÍCULOS UTILIZADOS POR CADA CIUDAD DEL PAÍS CON EOD.	53
TABLA 3.5.2.- CANTIDAD TOTAL DE VEHÍCULOS CONSIDERADOS POR CIUDAD ACTUALIZADOS AL 2017.	54
TABLA 3.7.1.- FACTORES DE EMISIÓN POR TECNOLOGÍA.	56
TABLA 3.8.1.- EMISIONES RESULTANTES POR CADA VEHÍCULO.	57
TABLA 3.8.2.- CÁLCULO DE ÍNDICES DE FLEXIBILIDAD.	58
TABLA 3.8.3.- CICLADOS Y APAGADOS TOTALES ANUALES POR TECNOLOGÍA.	60
TABLA 3.8.4.- CICLADOS Y APAGADOS PROMEDIOS POR TECNOLOGÍA DURANTE UN AÑO.	60
TABLA 3.8.5.- NÚMERO DE HORAS OPERANDO A MÍNIMO TÉCNICO.	61
TABLA 3.8.6.- COMPARACIÓN DE COSTOS CASO BASE Y SIN EMBALSE.	66
TABLA 3.8.7.- COMPARACIÓN ÍNDICES DE CASO BASE Y SIN EMBALSE.	67
TABLA 3.8.8.- HORAS A MÍNIMO TÉCNICO.	67
TABLA 3.8.9.- TOTAL DE CICLADOS ANUALES.	67
TABLA 3.8.10.- TOTAL DE APAGADOS ANUALES.	67
TABLA 3.8.11.- COMPARACIÓN ÍNDICES DE FLEXIBILIDAD.	68
TABLA 3.8.12.- ANÁLISIS DE CICLADOS ANUALES.	68
TABLA 3.8.13.- ANÁLISIS DE APAGADOS ANUALES.	68
TABLA 3.8.14.- COMPARACIÓN DE CICLADOS CASO BASE Y CONSIDERANDO BATERÍAS.	72
TABLA 3.8.15.- COMPARACIÓN DE APAGADOS CASO BASE Y CONSIDERANDO BATERÍAS.	72
TABLA 3.8.16.- COMPARACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN.	73
TABLA 3.8.17.- CÁLCULO DE ÍNDICES PARA EL CASO NO GESTIONABLE.	74
TABLA 3.8.18.- CÁLCULO DE CICLADOS ANUALES POR TECNOLOGÍA.	78
TABLA 3.8.19.- APAGADOS ANUALES POR CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS.	79
TABLA 3.8.20.- CÁLCULO DE ÍNDICES PARA CASO BASE, GESTIONABLE Y NO GESTIONABLE.	81
TABLA 3.8.21.- COMPARACIÓN DE CICLADOS PARA EL CASO BASE, GESTIONABLE Y NO GESTIONABLE.	82
TABLA 3.8.22.- COMPARACIÓN DE APAGADOS PARA EL CASO BASE, GESTIONABLE Y NO GESTIONABLE.	82
TABLA 3.8.23.- VARIACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN PARA CASO GESTIONABLE Y NO GESTIONABLE.	83
TABLA 3.8.24.- REDUCCIÓN DE EMISIONES VEHICULARES RESPECTO A LA PENETRACIÓN DE VEHÍCULOS CON UNA DISTANCIA DE VIAJE PROMEDIO DE 8.3[KM].	87
TABLA 3.8.25.- COMPARACIÓN DE ÍNDICES CONSIDERANDO EL DOBLE DE PENETRACIÓN ERV.	88
TABLA 3.8.26.- COMPARACIÓN DE CICLADOS CONSIDERANDO UNA DOBLE DE PENETRACIÓN ERV.	89
TABLA 3.8.27.- COMPARACIÓN DE APAGADOS CONSIDERANDO UNA DOBLE PENETRACIÓN ERV.	89

Índice de Figuras

FIGURA 2.1.1.- EVOLUCIÓN DE CAPACIDAD INSTALADA EN EL TIEMPO DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE ELAVORACIÓN PROPIA A PARTIR DE LOS DATOS EXTRAÍDOS DE LA OPERACIÓN DIARIA DEL COORDINADOR ELECTRICO NACIONAL (CEN).	4
FIGURA 2.1.2.- RESULTADOS DE CAPACIDAD INSTALADA PARA EL PEOR DE LOS ESCENARIOS CONSIDERADOS EN LA PELP.	5
FIGURA 2.1.3: SET DE PERFILES DE GENERACIÓN PARA CENTRAL EÓLICA CANELA 1.	6
FIGURA 2.2.1.- LA FLEXIBILIDAD PARA DISTINTAS ESCALAS DE TIEMPO. ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [7].	8
FIGURA 2.2.2.- ELEMENTOS DEL SISTEMA QUE PARTICIPAN DE LA DEMANDA DE FLEXIBILIDAD Y LOS QUE BRINDAN RECURSOS PARA ELLA . ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [7].	10
FIGURA 2.2.3.- ILUSTRACIÓN DE CARGA NETA Y RAMPAS PRODUCTO DE UNA ALTA ADOPCIÓN ERV.	11
FIGURA 2.3.1.- PERFIL DE GENERACIÓN PARA UN CENTRAL SOLAR.	12
FIGURA 2.3.2.- DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UNA GENERADORA EN BASE CARBÓN.	13
FIGURA 2.3.3.- COSTOS DE PARTIDA PARA DISTINTOS TIEMPOS DE INICIO (FRIO, TIBIO, CALIENTE). IMAGEN EXTRAÍDA DIRECTAMENTE DE [10].	14
FIGURA 2.3.4.- CARACTERIZACIÓN DE CICLADOS Y ENCENDIDOS Y APAGADOS EN LA OPERACIÓN DE CADA GENERADOR.	15
FIGURA 2.4.1.- “FLEXIBILITY CHART” PARA DISTINTOS PAÍSES [22].	16
FIGURA 2.4.2.- PASOS PARA EL CÁLCULO DEL IRRE [17].	18
FIGURA 2.4.3.- FLEXIBILIDAD DISPONIBLE PARA UN GENERADOR DEL SISTEMA [17].	20
FIGURA 2.4.4.- FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE LA FLEXIBILIDAD GRAFICADA.	20
FIGURA 2.4.5.- EJEMPLO GRAFICO DE CÁLCULO PARA EL CÁLCULO DE LORP PARA UNA RAMPA DE SUBIDA.	22
FIGURA 2.5.1.- POOL DE PERFILES INDIVIDUALES PARA CONSUMO INDIVIDUAL.	24
FIGURA 2.5.2.- SELECCIÓN ALEATORIA DE 25 PERFILES EN CADA GRÁFICO.	24
FIGURA 2.5.3.- POSIBLE ACCIÓN DE CONTROL PARA LA CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	25
FIGURA 2.5.4.- PERFIL DE CONSUMO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	26
FIGURA 2.6.1.- DIAGRAMA QUE ILUSTRAS EL CONCEPTO DE PROVEEDOR DE SERVICIOS DE CARGA.	27
FIGURA 2.6.2.- COMPARACIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD CON UNA CARGA GESTIONABLE Y NO GESTIONABLE DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.	28
FIGURA 2.7.1.- EMPRESAS QUE VENDEN SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD.	29
FIGURA 2.7.2.- ORDEN DE MÉRITO PARA VENDER SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD.	30
FIGURA 2.8.1.- EJEMPLO DE USO DEL AGUA PARA EJEMPLIFICAR CONCEPTO DE VALOR DEL AGUA.	32
FIGURA 2.8.2.- AJUSTE DE BLOQUES PARA REPRESENTAR LA DEMANDA.	33
FIGURA 2.8.3.- COMPARACIÓN DE CURVA DE COSTO FUTURO Y COSTO PRESENTE.	33
FIGURA 2.9.1.- DIAGRAMA DE METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN DEL MODELO HELO.	34
FIGURA 2.9.1.- DIAGRAMA DE METODOLOGÍA GENERAL PARA EL DESARROLLO DE ESTE TRABAJO.	35
FIGURA 3.2.1.- ENERGÍA AFLUENTE DEL SISTEMA PARA CADA AÑO HIDROLÓGICO.	37
FIGURA 3.2.2.- CAPACIDAD INSTALADA PARA EL AÑO SIMULADO EN MODELO HELO (2027).	37
FIGURA 3.2.3.- DIAGRAMA DE TOPOLOGÍA UTILIZADA PARA SIMULACIONES DE CORTO PLAZO, HELO.	38
FIGURA 3.2.4.- DEMANDA PROMEDIO MENSUAL PARA EL SISTEMA EN ESTUDIO (2027).	39
FIGURA 3.2.5.- DIAGRAMA UBICACIÓN DE BATERÍAS.	41
FIGURA 3.4.1.- POOL DE 50 PERFILES ALEATORIOS, EXTRAÍDOS DE MEDICINES REALES EN REINO UNIDO.	42
FIGURA 3.4.2.- COMPARACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE 25 PERFILES DISTINTOS AGREGADOS.	42
FIGURA 3.5.1.- COMPARACIÓN DE CONSUMO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON DEMANDA.	46
FIGURA 3.5.2.- COMPARACIÓN DE DEMANDA PROMEDIO EN CHILE PARA EL MES DE ABRIL CON LA DEMANDA EN REINO UNIDO	47
FIGURA 3.5.3.- PERFIL DE VIAJES DIARIOS MOTORIZADOS DURANTE UN DÍA LABORAL.	48
FIGURA 3.5.4.- DATOS DE VIAJES HORARIOS PARA REINO UNIDO.	48
FIGURA 3.5.5.- COMPARACIÓN DE VIAJES AGREGADOS DE CHILE Y REINO UNIDO.	49
FIGURA 3.5.6.- TRASLACIÓN DE PERFIL DE REINO UNIDO EN UNA HORA HACIA LA DERECHA.	49
FIGURA 3.5.7.- DESPLAZAMIENTO DE PUNTA DE LA TARDE PARA PERFIL DE UK.	50
FIGURA 3.5.8.- RESULTADO DEL PROCESO DE DESPLAZAMIENTO DE PUNTA DE TARDE DE PERFIL DE UK.	51
FIGURA 3.5.9.-RESUMEN DE ACCIONES PARA TRASLADO DE PUNTA DE TARDE DE PERFIL DE UK.	51
FIGURA 3.5.10.- COMPARACIÓN DE PERFIL DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON Y SIN AJUSTE.	52
FIGURA 3.5.11.- COMPARACIÓN DE CONSUMO BASE Y AJUSTADO RESPECTO A LA DISTANCIA RECORRIDA PROMEDIO DE VEHÍCULOS.	52
FIGURA 3.5.12.- PARQUE VEHICULAR ANUAL EN CHILE DESDE EL AÑO 2012.	54
FIGURA 3.6.1.- DISPONIBILIDAD DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON INFRAESTRUCTURA PERFECTA.	55

FIGURA 3.7.1.- GENERACIÓN Y EMISIONES ANUALES POR TECNOLOGÍA.....	56
FIGURA 3.8.1.- VERTIMIENTOS MENSUALES EN CONJUNTO CON ENERGÍA ERV GENERADA POR CADA MES.....	59
FIGURA 3.8.2.- CICLADOS MENSUALES POR TECNOLOGÍA.....	60
FIGURA 3.8.3.- OPERACIÓN HORARIA DE CENTRALES TÉRMICAS.....	61
FIGURA 3.8.4.- PORCENTAJE DE HORAS ANUALES OPERANDO A MÍNIMO TÉCNICO POR TECNOLOGÍA.....	62
FIGURA 3.8.5.- CORRELACIÓN ANUAL ENTRE LOS EMBALSES Y LA DEMANDA.....	62
FIGURA 3.8.6.- CORRELACIÓN EMBALSE PARA JULIO.....	63
FIGURA 3.8.7.- CORRELACIÓN GNL PARA MES DE JULIO.....	63
FIGURA 3.8.8.- CORRELACIÓN CARBÓN PARA MES DE JULIO.....	63
FIGURA 3.8.9.- CORRELACIÓN DIESEL PARA MES DE JULIO.....	63
FIGURA 3.8.10.- COMPARACIÓN DE CARGA NETA CON DEMANDA.....	64
FIGURA 3.8.11.- CORRELACIÓN MENSUAL GENERACIÓN EMBALSE-CARGA NETA.....	64
FIGURA 3.8.12.- CORRELACIÓN RAMPA EMBALSE ANUAL.....	65
FIGURA 3.8.13.-CORRELACIÓN RAMPA GNL ANUAL.....	65
FIGURA 3.8.14.- CORRELACIÓN RAMPA CARBÓN ANUAL.....	65
FIGURA 3.8.15.- CORRELACIÓN RAMPA DIESEL ANUAL.....	65
FIGURA 3.8.16.- RAMPA GNL SIN CONSIDERAR EMBALSES.....	66
FIGURA 3.8.17.- RAMPA CARBÓN SIN CONSIDERAR EMBALSES.....	67
FIGURA 3.8.18.- RAMPA DIESEL SIN CONSIDERAR EMBALSES.....	67
FIGURA 3.8.19.- HISTOGRAMA DE ERRORES DE PRONÓSTICO SOLARES.....	70
FIGURA 3.8.20.- HISTOGRAMA DE ERRORES DE PRONÓSTICO EÓLICOS.....	70
FIGURA 3.8.21.- ÍNDICE IRRP A LO LARGO DE UNA SEMANA PROMEDIO ANUAL SOBRE TODOS LOS CASOS SIMULADOS.....	70
FIGURA 3.8.22.- ÍNDICE LORP A LO LARGO DE UNA SEMANA PROMEDIO ANUAL SOBRE TODOS LOS CASOS SIMULADOS.....	71
FIGURA 3.8.23.- OPERACIÓN DE BATERÍA PARA UNA SEMANA PROMEDIO DURANTE TODO EL AÑO SIMULADO.....	71
FIGURA 3.8.24.- EFECTOS DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA.....	74
FIGURA 3.8.25.- CARGA NETA PARA UNA SEMANA PROMEDIO ANUAL PARA DISTINTAS PENETRACIONES DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	75
FIGURA 3.8.26.- RAMPA DE CARGA, SUBIDA Y BAJADA DISPONIBLES PARA EL AÑO SIMULADO EN EL CASO BASE CON HORIZONTE MENSUAL.....	76
FIGURA 3.8.27.- RAMPA DE CARGA, SUBIDA Y BAJADA DISPONIBLES PARA EL AÑO SIMULADO EN EL CASO BASE CON HORIZONTE DIARIO...	76
FIGURA 3.8.28.- COMPARACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE RAMPA DE BAJADA PARA CASO BASE Y UNA PENETRACIÓN DE 100% DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON HORIZONTE MENSUAL.....	77
FIGURA 3.8.29.- COMPARACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE RAMPA DE BAJADA PARA CASO BASE Y UNA PENETRACIÓN DE 100% DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON HORIZONTE.....	77
FIGURA 3.8.30.- GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA PARA UNA PENETRACIÓN DEL 100% DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	78
FIGURA 3.8.31.- EFECTO DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON UNA CARGA GESTIONABLE.....	80
FIGURA 3.8.32.- COMPORTAMIENTO DE CARGA DE VEHÍCULOS FRENTE A DISTINTA PENETRACIÓN ERV.....	81
FIGURA 3.8.33.- OPERACIÓN HORARIA POR TECNOLOGÍA PARA UNA PENETRACIÓN DEL 100 % DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	82
FIGURA 3.8.34.- OPERACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS PARA UNA PENETRACIÓN DEL 100%.....	83
FIGURA 3.8.35.- COMPARACIÓN DE COSTOS MARGINALES PARA CASO BASE, GESTIONABLE Y NO GESTIONABLE CON UNA PENETRACIÓN DEL 100% DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	84
FIGURA 3.8.36.- GENERACIÓN ANUAL POR TIPO PARA CASO BASE.....	85
FIGURA 3.8.37.- GENERACIÓN ANUAL POR TIPO PARA CASO NO GESTIONABLE 100%.....	85
FIGURA 3.8.38.- GENERACIÓN ANUAL POR TIPO PARA CASO GESTIONABLE 100%.....	85
FIGURA 3.8.39.- EMISIONES PARA CASO BASE.....	86
FIGURA 3.8.40.- EMISIONES PARA DISTINTAS PENETRACIONES DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	86
FIGURA 3.8.41.- EMISIONES PARA DISTINTAS DISTANCIAS DE VIAJE PROMEDIO.....	88

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

El aumento sostenido a nivel mundial de los problemas ambientales, atribuidos a la contaminación, ha provocado que el planeta se encuentre en una fase crítica de polución [1]. Dichos problemas se desencadenan en sequías, deshielos y un aumento en la temperatura de la superficie terrestre. La generación eléctrica ha sido parte activa en esta problemática, así lo demuestra un estudio realizado por “*Boston Consulting Group*” en el año 2013, en donde se revela que la generación eléctrica aportó un 40% del total de las emisiones de CO₂ del país [2], cifra que proyectaron que se mantendría hasta el año 2040. En la actualidad, la perspectiva es más alentadora, puesto que como se espera una menor participación de emisiones de CO₂ del sector energético para el año 2030, siendo esta del orden del 30% [3], .

Las diferencias entre ambas proyecciones se atribuyen a los esfuerzos que se han realizado de manera internacional, fomentando tratados que promuevan compromisos en la reducción de las emisiones de CO₂ de cada nación, como por ejemplo el “Acuerdo de París” en el cual los países participantes se comprometen a realizar medidas que reduzcan sus emisiones de gases de efecto invernadero. En este caso Chile, se comprometió a reducir sus emisiones en un 30% por unidad de PIB para el año 2030 [4]. Esta situación ha llevado a incursionar en nuevas tecnologías para cumplir con el acuerdo. Es aquí donde las energías renovables han cobrado un rol protagónico y fundamental, ya que solo en tres años (2014-2017) se han incluido más de 2200 [MW] de capacidad en Energías Renovables Variables (ERV)[4] [5].

Las ERV se visualizan como una ruta de escape a las elevadas tasas de emisiones, puesto que originan una huella de carbono mínima en comparación con las tecnologías basadas en combustibles fósiles. Tal ha sido el auge de las ERV que la meta para el año 2050 es que un 70% de la matriz de generación eléctrica sea conformada por dichas tecnologías [4]. Hasta no mucho tiempo era considerada una meta ambiciosa, por el alto costo de la energía solar y eólica, cada vez se vuelve una meta más alcanzable, ya que existe una creciente disminución en el costo de inversiónⁱ lo que hace que las ERV sean una prometedora solución para cumplir con las metas que se impuso el gobierno.

En relación a la disminución de los gases de efecto invernadero, las ERV son un aporte y, además, presentan la ventaja en la disminución de los costos de operación del sistema, pues al provenir de fuentes gratuitas como el sol y el viento, sus costos operacionales son prácticamente nulos. Pese a los beneficios descritos para las ERV, también presentan desventajas, por ejemplo, la variabilidad que produce un gran nivel de incertidumbre debido a la complejidad predecir con exactitud el perfil de generación real de este tipo de tecnologías, lo que se conoce como la “Variabilidad de las Energías Renovables”. En los sistemas eléctricos se debe mantener el equilibrio entre la demanda y la generación, puesto que un desequilibrio entre ellas podría desencadenar incluso apagón masivo conocido como “black out”. Es precisamente esta situación lo que hace técnicamente

ⁱ <https://www.bloomberg.com/quicktake/solar-energy>

complejo tener una elevada participación de las ERV en el sistema, dado que son los generadores convencionales los que se deben hacer cargo de su variabilidad.

En la medida que aumente la participación de ERV en el sistema, aumentará la variabilidad, pero al mismo tiempo disminuirán los recursos disponibles para hacerse cargo de dicha variabilidad. Por tal razón surge la interrogante ¿Qué tan flexibles es el sistema para adaptarse a la variabilidad?, el concepto de flexibilidad engloba tanto los requerimientos como los agentes que aporta recursos flexibles. En la literatura se pueden encontrar distintas definiciones de flexibilidad las que dependerán de los aspectos considerados así como de la perspectiva del autor [7]–[9]. Si bien es un tema que ha tomado gran fuerza a nivel internacional, actualmente en Chile los recursos que prestan servicios de flexibilidad no son reconocidos económicamente o su remuneración no es significativa.

Hasta hoy en día, el sistema ha podido operar sin mayores complicaciones, aunque estos servicios no estén siendo reconocidos explícitamente. Sin embargo, las ERV han traído consecuencias para el sistema, las que se ven reflejadas en la cantidad de encendidos y apagados de las centrales térmicas o en la cantidad de ciclados que deben realizar para hacerse cargo de esta variabilidad. Esta última, tiene como consecuencia un desgaste mayor de las unidades, lo que se ve reflejado en mayores costos operacionales [10], situación que se verá incrementada si no se toman las medidas apropiadas considerando las metas que se han impuesto a nivel nacional entorno a las ERV.

Al igual que la disminución del precio de las ERV, se prevé que el precio de los vehículos eléctricos caerá considerablemente en los próximos años, en donde incluso se proyecta que hacia el año 2050 la mitad de los vehículos en Chile será eléctrico [11]. Lo que parece una noticia alentadora se puede transformar en una imponente dificultad para la operación del sistema, pues la jornada laboral en Chile es muy parecida para cualquier habitante, esta situación provoca que ante una masificación de los vehículos eléctricos se genere una inminente congestión del sistema en las horas de punta, cuando todos lleguen a sus hogares y conecten los vehículos. Pero desde otro punto de vista, los autos eléctricos actúan como una batería, por lo que su carga podría ser coordinada sin afectar al usuario, y si se hace de manera adecuada también puede ser un beneficio para el sistema, lo que dependerá de la relación que exista entre el operador del sistema eléctrico de potencia, el operador del sistema de distribución y el usuario que cuente con un vehículo eléctrico.

Este trabajo pretende caracterizar en detalle, quienes son los agentes del sector eléctrico que actualmente se hacen cargo de la variabilidad de las energías renovables y del mismo modo, proyectar como será esta situación en el futuro, explorar medidas que puedan reducir el efecto de variabilidad en el parque térmico y en los vertimientos sistema, evaluar cual es el rol de los vehículos eléctricos en la flexibilidad de este y de qué manera se pueden ser partícipes nuevos actores distintos a los generadores de los requerimientos de flexibilidad.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo de este trabajo es caracterizar detalladamente la flexibilidad para el sistema eléctrico nacional, identificando los factores que aumentan o disminuyan su requerimiento, así como los actores que prestan los servicios de flexibilidad y de qué manera es posible generar medidas que se hagan cargo de ella desde el sistema de potencia, y por otro lado ampliando el espectro para que los vehículos eléctricos puedan también responder a los requisitos de flexibilidad.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica sobre el concepto de flexibilidad e identificar cual es el que se adapta de mejor manera al contexto nacional.
- Identificar los factores que aumentan los requerimientos de flexibilidad y quienes son los agentes que se hacen cargo de dichos requerimientos.
- Evaluar los impactos de la participación de vehículos eléctricos en el sistema.
- Modelar y definir una operación coordinada de la carga de los vehículos eléctricos.
- Evaluar medidas para una disminución de los impactos de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico de potencia.

1.3. Alcance

Para el desarrollo de este trabajo se utilizará la herramienta HELO, que corresponde a un modelo de costos marginales con resolución horaria desarrollado a partir del año 2014 por la empresa Systep [12]. Este modelo se utilizará para todas las simulaciones de caracterización de la flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional. También, basado en el mismo modelo, se evaluarán métodos de flexibilidad para hacerse cargo de los requerimientos desde el sistema de potencia.

Para incluir la participación de vehículos eléctricos, se incorporarán a nivel agregado como un aumento de la demanda y luego se formulará una metodología que permita gestionarlos incluyendo restricciones en el modelo de optimización. Desde ese punto se evaluarán distintos escenarios de penetración que permitan dar una mirada global sobre los impactos de los vehículos eléctricos en el sistema de potencia.

Capítulo 2: Marco teórico

En esta sección se describirán los conceptos y definiciones para poder entender a cabalidad el trabajo que se detallará en esta memoria.

2.1. SEP con una alta penetración de ERV

A partir desde el año 2007 comenzó la incorporación de las ERV al sistema eléctrico nacional, con tan solo 19 [MW] de energía eólica. En un comienzo era complejo materializar un proyecto con estas características debido a su elevado costo. Sin embargo, la baja sostenida en el costo de inversión que ha experimentado la energía solar y eólica, en conjunto con los compromisos ambientales han hecho que en pocos años la penetración ERV pasará de representar el 1.26 % de la capacidad instalada al año 2007 a representa más del 15 % al año 2018 como lo muestra la Figura 2.1.1.

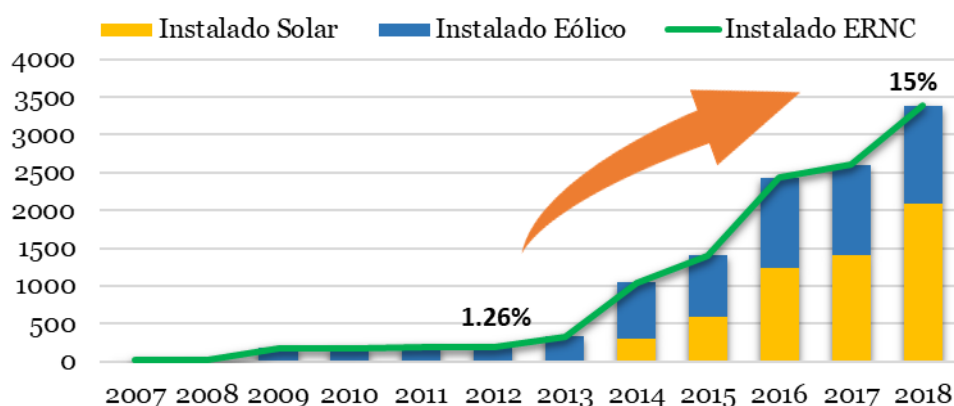


Figura 2.1.1.- Evolución de capacidad instalada en el tiempo de energía renovable variable elaboración propia a partir de los datos extraídos de la operación diaria del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

2.1.1. Proyecciones ERV en Chile

Respecto a las proyecciones realizadas en Chile en torno a la evolución de su capacidad instalada, en conjunto con las disminuciones de precios de las tecnologías de ERV, se prevé una gran adopción de energía solar y eólica al sistema. Esto se puede ver en el informe de planificación energética de largo plazo (PELP)ⁱⁱ el que muestra una proyección realizada por el Ministerio de Energía cada 5 años para un horizonte de 30 años considerando los escenarios de generación y consumo. En la Tabla 2.1.1, se muestran las proyecciones para los cinco escenarios de expansión de la generación considerados en el estudio. El escenario D contiene una proyección de un costo de inversión alto en tecnologías renovables, un precio de combustibles fósiles bajo y una baja proyección de la demanda, es decir, el escenario menos favorable para las ERV. Lo interesante es que ante el escenario más desfavorable la penetración de energía ERV corresponde 30% de la capacidad instalada hacia el año 2035, lo que representa una porción importante del parque de generación y

ⁱⁱ <http://pelp.minenergia.cl/>

que continúa incrementando a medida que aumenta el horizonte como se ve en la Figura 2.1.2.

Tabla 2.1.1.- Escenarios considerados en la planificación energética de largo plazo realizada por el Ministerio.

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
Disposición social para proyectos	+Costo y con carbón CCS	Libre	+Costo y con carbón CCS	+ Costo	+ Costo
Demanda energética	Bajo	Alta	Media	Baja	Alta
Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
Costo de externalidades ambientales	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

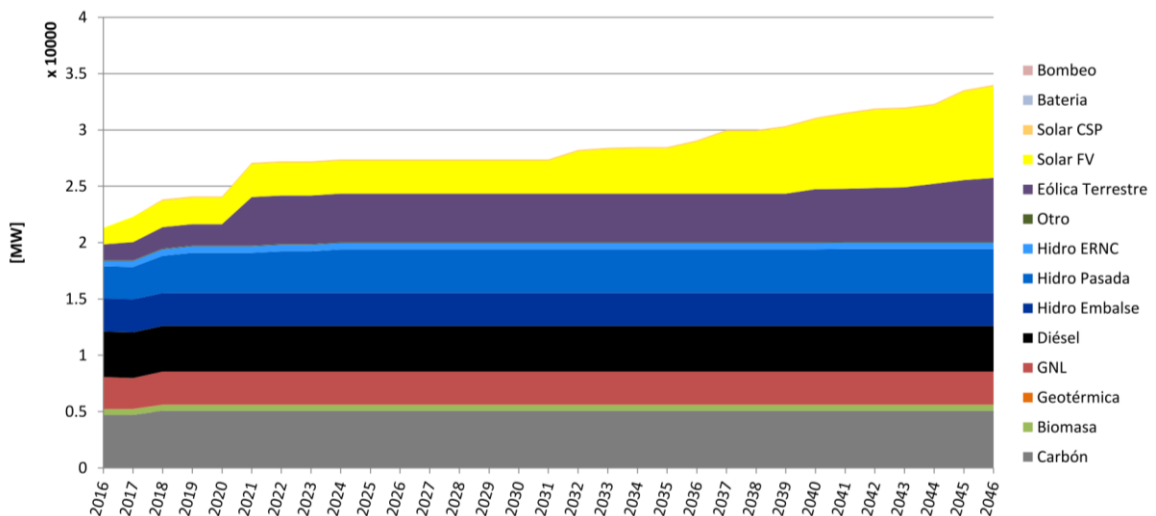


Figura 2.1.2.- Resultados de capacidad instalada para el peor de los escenarios considerados en la PELP.

2.1.2. Efectos del aumento considerable de ERV

Si bien las energías renovables son un factor favorable para reducir los costos de operación del sistema y al mismo tiempo reducir las emisiones de carbono, existe una desventaja producto de su variabilidad.

El gran problema de las ERV se origina de la variabilidad e incertidumbre del recurso primario utilizado para su generación. La variabilidad que caracteriza a este tipo de centrales proviene de que su principal fuente de recursos (sol y viento), la cual varía dependiendo de las condiciones climáticas y atmosféricas. Esto se traduce en que pueden cambiar su generación de un momento a otro, lo que complejiza la operación del sistema. Para ejemplificar la magnitud de dicha variabilidad, la Figura 2.1.3 muestra un set de perfiles de generación para una misma central eólica, en donde se ve un sin fin de posibilidades para el perfil generable. Si bien este ejemplo corresponde a solo una central, con una gran penetración de este tipo de tecnologías podría provocar variaciones considerables de la potencia ERV que considera el sistema en cada momento.

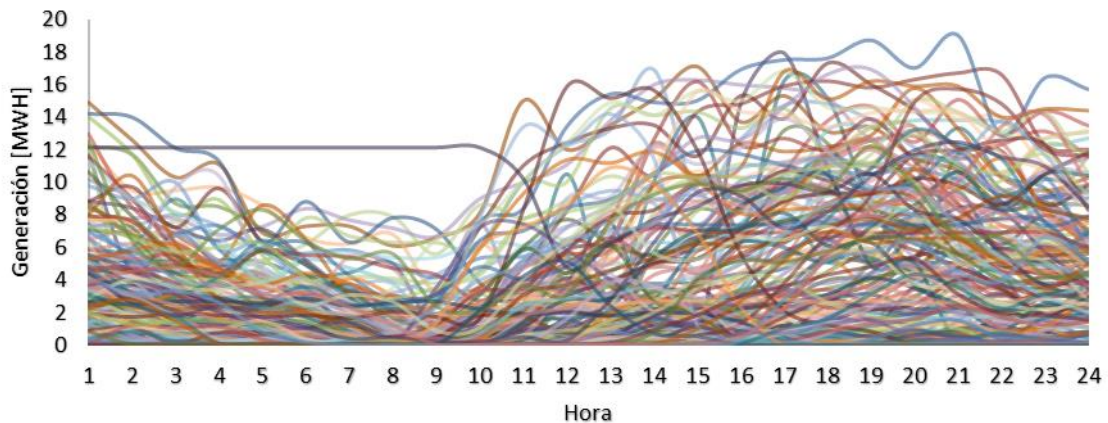


Figura 2.1.3: Set de perfiles de generación para central eólica Canela 1.

2.2. La flexibilidad en un sistema eléctrico de potencia

El requerimiento básico para la operación de un sistema de potencia es que la carga y generación se encuentren en equilibrio. Un desbalance entre ellos produce una desviación en la frecuencia del sistema lo que podría provocar un apagón o “Black Out” de todo el sistema. Pese a que sea imperceptible para los usuarios, el sistema está sometido ante una variedad de eventos que hacen que no sea una tarea fácil. Por un lado, se encuentra la demanda, la que varía considerablemente dependiendo de la estación, de las condiciones climáticas y la hora del día. Un ejemplo de ellos se da en Francia, en donde se posee un extensivo consumo de electricidad para brindar calefacción. Por ello es posible establecer una fuerte relación entre la disminución de la temperatura y el consumo de energía eléctrica [7].

Hasta hoy en día los métodos para lidiar con los requisitos de flexibilidad que surgen de la demanda, han sido solucionados con la definición de reservasⁱⁱⁱ, los que han funcionado debido a que la demanda responde a un comportamiento del sector residencial como privado, por tanto, es en gran medida predecible[13]. Para cambios más específicos, como, por ejemplo, los que se ven dentro de una hora es posible hacerles frente mediante reserva de regulación la que responde de manera automática ante una desviación en la frecuencia. Por otro lado, cuando se está desde el lado de las ERV, es probable que los recursos renovables no tengan el comportamiento previsto, lo que se incrementa con una elevada penetración de estas tecnologías. Esto provoca que se necesite disponer de más reserva en el sistema para hacerse cargo de su variabilidad.

2.2.1. Definición de flexibilidad

El concepto de flexibilidad de un sistema eléctrico de potencia difiere dependiendo del autor y del sistema que se esté evaluando. En esta sección se analizarán algunas de las distintas definiciones presentes en la literatura.

La flexibilidad basada en [7] se define como una representación de la capacidad de ajustar la variabilidad e incertidumbre del equilibrio carga y generación, mientras se mantienen niveles satisfactorios de rendimiento para cualquier escala de tiempo. Esta definición de flexibilidad tiene un enfoque global basada en distintos horizontes temporales. La Figura 2.2.1 muestra una diferencia de los requerimientos de flexibilidad basada en el horizonte temporal nivel de la flexibilidad. En primer lugar, se tiene la flexibilidad en la planificación, este punto está basado en si la capacidad instalada es capaz de satisfacer la demanda en su totalidad, lo que también se conoce en la literatura como “Adequacy” o suficiencia. El segundo punto, sumamente parecido al anterior, reconoce el hecho que no es posible cuantificar el requerimiento solo con la capacidad instalada. Un ejemplo de ello es la generación hidráulica que depende fuertemente de la estación en que se encuentra. Si bien es posible que se cumpla el requerimiento basado en la capacidad instalada, es posible que no esté disponible en su totalidad por ausencia del recurso hídrico en alguna de las estaciones. El tercero se refiere a una programación del día anterior (o semana anterior), su objetivo es que el sistema sea capaz de adecuar la demanda de la manera más económica posible. La flexibilidad dentro de un día es la posibilidad que tiene el sistema para adecuarse a pronósticos más actualizados de demanda y ERV. Por último, la reserva de balance está directamente asociada con la reserva, es decir, que el sistema tenga la capacidad de reacción suficiente para adaptarse al error de pronóstico.

Para hacerse cargo adecuadamente del balance entre carga neta-generación, se deben considerar las limitaciones técnicas de los generadores. A continuación, se definirán los conceptos que hacen referencia a estos parámetros puesto que serán usados el resto de este trabajo:

- **Tiempos mínimos de encendido y apagado:** Tiempo que tarda un generador en apagarse/encenderse a partir que se le da la instrucción.

ⁱⁱⁱ Una reserva es la holgura entre lo que un generador está generando y lo que efectivamente podría generar. Este margen permitirá a la unidad a responder de manera rápida ante a una contingencia o alguna desviación producto de la variabilidad de las ERV.

- Tasas de toma y desprendimiento de carga o rampas: Máxima variación que puede existir entre un punto de generación y el siguiente producto de las limitaciones técnicas del generador.
- Mínimos técnicos: Mínimo nivel de generación que puede tener un generador debido a sus restricciones técnicas, como la estabilidad y emisiones contaminantes.
- Costos de encendido y apagado: Costo en que se incurre para encender o apagar la unidad sin brindar generación al sistema.

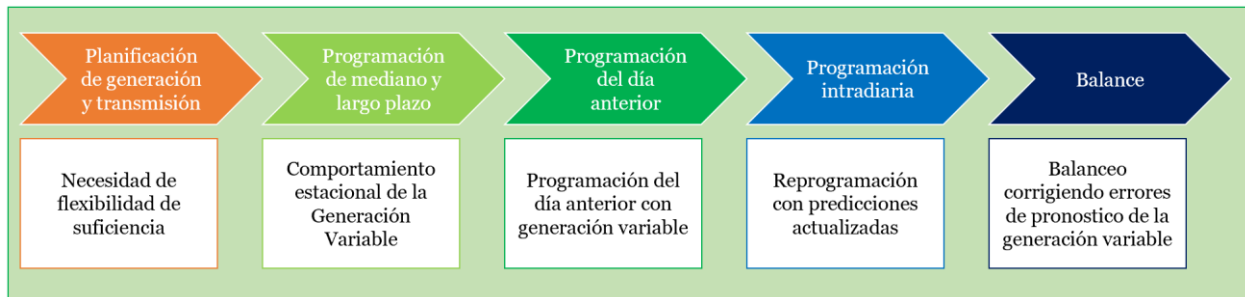


Figura 2.2.1.- La flexibilidad para distintas escalas de tiempo. Elaboración propia a partir de [7].

En [14], [15] se introduce el concepto de “Flexibilidad Operacional”, este último corresponde a analizar la flexibilidad desde el enfoque del operador del sistema. El primer autor hace referencia que este concepto es propio del siglo XXI, puesto que en el pasado no era necesario contar con recursos para hacerse cargo de dicho problema atribuyendo la responsabilidad a la variabilidad que presentan las ERV, situación que irá aumentando conforme aumente la penetración de estas tecnologías.

Un enfoque técnico de flexibilidad es mencionado en [15]. Para este caso, el autor lo denomina “Flexibilidad Técnica”, concepto basado en una herramienta que incluye métodos de cálculo de flujo de potencia y modelos que describen detalladamente cada componente del sistema eléctrico (no lineales). En [16] se define la flexibilidad operacional como la capacidad que tiene una unidad del sistema de energía para modular su salida y contribuir al balance.

Los autores [17]–[19] proponen una definición más detallada de la flexibilidad en donde se incluye el costo de operación. Esta definición de flexibilidad se refiere a la capacidad que tiene el sistema para hacer frente a la variabilidad e incertidumbre tanto en generación como en la demanda, al tiempo que mantiene un nivel satisfactorio de confiabilidad a un costo de operación razonable. Esta última definición es capaz de incluir el hecho que la incapacidad de adoptar generación ERV (vertimientos ERV) es considerada una falta de flexibilidad, aunque no conlleve un riesgo para el sistema. Adicionalmente hace referencia del concepto de “Carga Neta” el que será explicado en la sección 2.2.3.

2.2.2. Factores que definen flexibilidad en un sistema

En primer lugar, la necesidad de flexibilidad adicional dependerá del aumento de la demanda de ella, la que está directamente relacionada con la penetración de ERV en el

sistema y también sobre la flexibilidad que ya existe en el mismo. Basado en la definición discutida en la sección 2.2.1, es posible caracterizar estos elementos para cuantificar su requerimiento. En [7] se menciona que la evaluación de flexibilidad en un sistema puede dividirse en tres etapas:

- 1) Entender los requisitos de flexibilidad del sistema y evaluar su necesidad en el mismo, lo que está ligado a la forma de la demanda y variabilidad ERV.
- 2) Evaluar la capacidad que tiene el mismo sistema para suministrar flexibilidad, caracterizando los recursos flexibles a su disposición, observando las características técnicas del parque generador y fuentes alternativas de flexibilidad, considerando las limitaciones institucionales^{iv} (Por ejemplo, nivel máximo de emisión de gases contaminantes).
- 3) Finalmente se requiere evaluar si los recursos de flexibilidad existentes son capaces de cubrir las necesidades de flexibilidad. Si el sistema no es lo suficientemente flexible, se deben considerar opciones adicionales basadas en el mérito económico. Cabe destacar que no hay una solución única para todos los sistemas, esta última va a depender de las características propias del sistema.

Para sintetizar los puntos anteriores, la Figura 2.2.2 muestra los recursos que aumentan los requerimientos de flexibilidad corresponden a las fluctuaciones de la demanda, la variabilidad de las ERV y las desconexiones inesperadas tanto de carga como generación. Por otra parte, los elementos que aportan a la flexibilidad son los generadores, respuesta de la demanda, almacenamiento y las interconexiones. Todos estos recursos participan en el balance del sistema en la medida que sean capaces de responder en tiempo real a la necesidad de flexibilidad.

^{iv} Limitaciones que se imponen a nivel de gobierno.

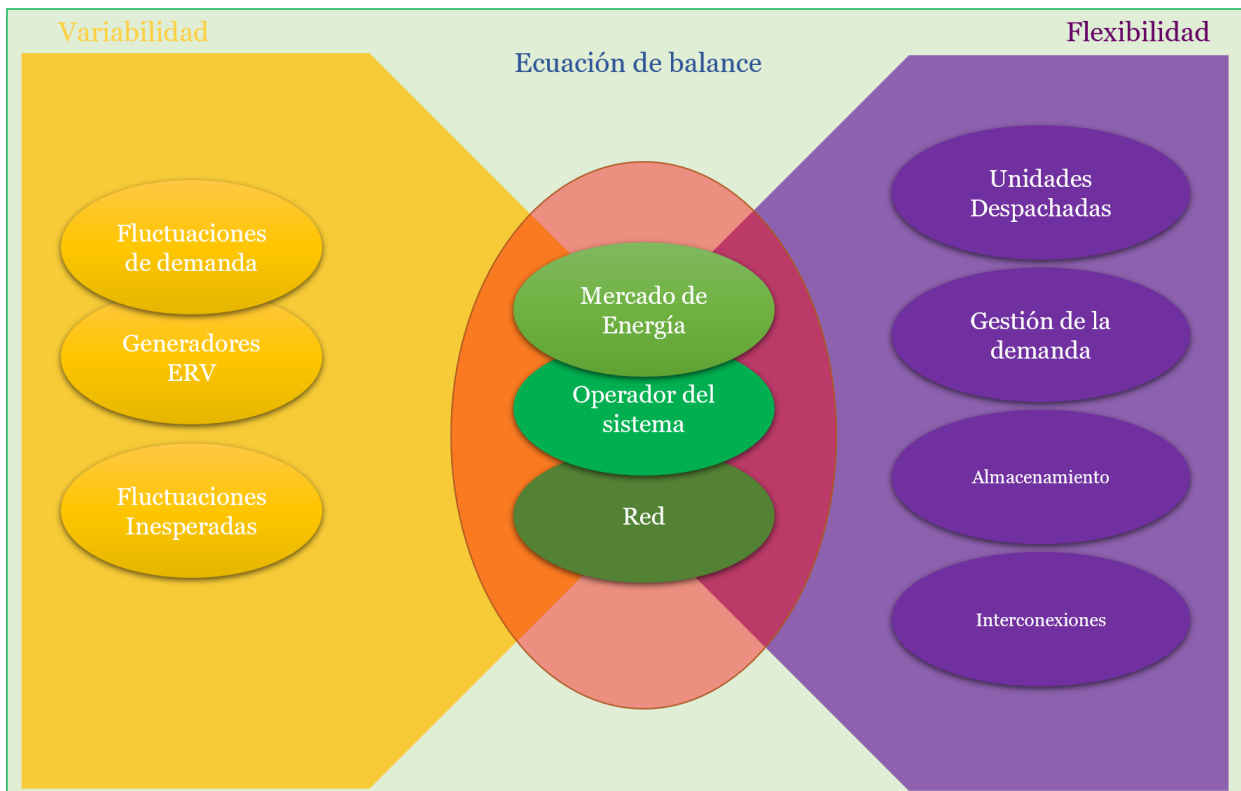


Figura 2.2.2.- Elementos del sistema que participan de la demanda de flexibilidad y los que brindan recursos para ella . Elaboración propia a partir de [7].

Lo interesante es cuantificar la forma en que cada uno de estos recursos contribuye a la flexibilidad del sistema. En [17] se hace referencia que un sistema que contenga en su mayoría unidades de generación con tiempos de arranque largos, bajas tasas de toma y desprendimiento de carga, tendrá más dificultades para integrar con éxito las ERV que un sistema bien interconectado que contenga unidades que puedan partir y tomar carga rápidamente, lo que hace que los generadores sean capaces de responder ante un cambio en las condiciones del sistema, conceptos que se ven confirmados por las publicaciones [19], [20]. Adicionalmente, [18] propone que los recursos que tienen un rango de excursión más amplio entre su capacidad mínima y máxima pueden clasificarse como más flexibles, al ser capaces de ajustarse en un rango más amplio para adaptarse a las nuevas condiciones del sistema.

En este trabajo y a partir de la revisión bibliográfica desarrollada, se definirá flexibilidad como la capacidad que posee un sistema eléctrico para adaptarse a la variabilidad e incertidumbre del equilibrio carga-generación, para cualquier escala de tiempo a un costo adicional razonable. Esta última engloba los aspectos fundamentales de cada una de las definiciones extraídas de la revisión bibliográfica, permitiendo abarcar todos los actores participes de la flexibilidad de un sistema eléctrico.

2.2.3. Concepto de carga neta

Basado en las definiciones de flexibilidad, fue posible encontrar un elemento en común en ellas, que es el trabajo de acomodar el equilibrio entre generación y carga neta, el que se ve en riesgo por la penetración de ERV. Al usar fuentes provenientes del viento y el sol

poseen un costo variable mínimo, generalmente asociado a su mantención, lo que implica que sea más económica que la generación convencional. Por tanto, tienen prioridad para ser despachadas (producen energía a un costo menor que las unidades convencionales). Este tipo de características hace que en todo momento la alternativa más económica sea cuando se adopta toda la generación variable, por ende, los recursos de flexibilidad que deben desplegar los agentes flexibles^v no corresponden a la demanda, sino que a la demanda descontando la generación proveniente de las ERV, que se denomina “Carga Neta” [19][20]. Cuando se ven los requerimientos de flexibilidad desde este concepto es muy probable que aumenten, como se ve en la Figura 2.2.3, en donde una mezcla entre la generación solar fotovoltaica y eólica provoca un aumento de los requerimientos de rampa.

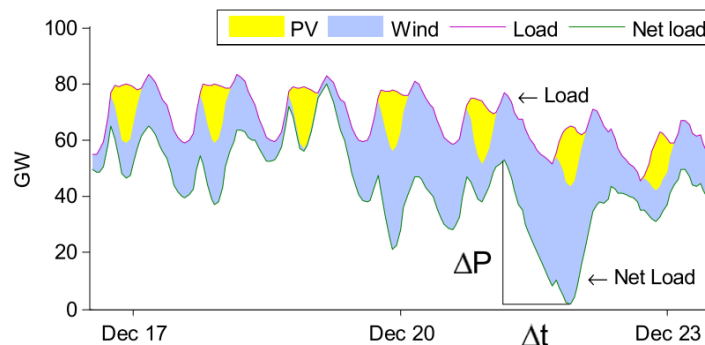


Figura 2.2.3.- Ilustración de carga neta y rampas producto de una alta adopción ERV.

2.3. Métricas de flexibilidad

En la ausencia de planificación o inversión suficiente, el sistema de energía resultante puede no tener suficiente flexibilidad para operar eficientemente. A medida que los sistemas de energía evolucionan para incorporar más energía renovable y una demanda receptiva, los reguladores y operadores del sistema reconocen que la flexibilidad en todos los elementos del sistemas de energía debe ser tratada asegurando [14]:

- **Generación flexible:** Plantas de energía que pueden subir y bajar rápida y eficientemente, operando con bajos niveles de mínimo técnico.
- **Transmisión flexible:** Redes de transmisión con cuellos de botella limitados y la capacidad suficiente para acceder a una amplia gama de recursos de equilibrio, incluyendo el intercambio entre los sistemas eléctricos vecinos, incorporando tecnología de redes inteligentes que mejoren y optimicen el uso de la transmisión.
- **Flexibilidad en los recursos del lado de la demanda:** Incorporación de redes inteligentes para permitir la respuesta a la demanda, almacenamiento de información, generación de respuestas distribuidas y otros medios para que los clientes respondan a las señales de mercado o al control de carga directo.
- **Operaciones flexibles del sistema:** Prácticas que ayudan a extraer la flexibilidad del sistema existente, como tomar decisiones más cercanas en tiempo

^v Un agente flexible es aquel que puede desplegar recursos para aportar al balance carga neta-generación cuando sea necesario.

real y con mayor frecuencia, lo que a su vez permita utilizar los pronósticos actualizados del recurso eólico y solar.

2.3.1. Vertimientos como una medida de flexibilidad

En el caso de Chile, no se cuenta aún con mecanismos de respuesta del lado de la demanda^{vi}, ni tampoco una operación flexible del sistema, producto que no se cuenta con control terciario de frecuencia [21]. Por tal razón, solo queda evaluar la flexibilidad desde el lado de la generación y transmisión. Una primera métrica para cuantificar la flexibilidad del sistema, son los vertimientos de ERV. Los que se definen como la diferencia que existe entre su perfil generable y lo realmente generado por la central como lo indica la Figura 2.3.1.

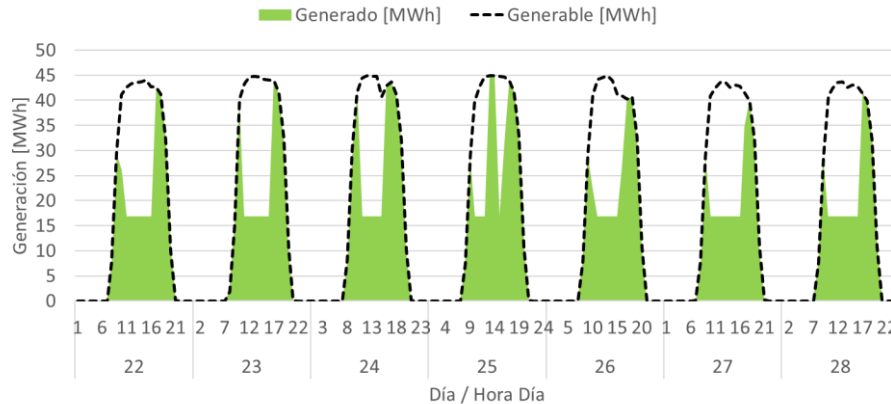


Figura 2.3.1.- Perfil de generación para un central solar.

En este trabajo, se asume que la variabilidad y la incertidumbre de generación surgen de la generación variable. Una flexibilidad insuficiente puede limitar la proporción de la generación renovable variable que un sistema eléctrico puede acomodar (i.e., operando dentro de límites normales), lo que ocasiona que como medida de flexibilidad se decida verter una cantidad considerable de energía ERV en el sistema, lo que se aleja de la operación más económica [19].

2.3.2. Ciclados

El aumento de las ERV no solo genera un impacto a nivel sistémico. Muchas de las empresas y operadores de planta han visto que sus costos de operación y mantenimiento están aumentando [10]. Para explicar el aumento de estos costos, los operadores de las plantas han creado el concepto de “Ciclado”, en este trabajo cuando se mencione este término corresponderá a la cantidad de veces que una unidad pasa de operar desde su potencia nominal a mínimo técnico y luego sube otra vez a su potencia nominal o viceversa. Producto del masivo ingreso de ERV, particularmente generación solar, ha provocado una generación abundante de estas tecnologías durante las horas de sol, lo que a hecho que la generación térmica convencional no sea necesaria. Por consiguiente, el operador del sistema se ha visto obligado a ciclar unidades térmicas para abrir paso a las ERV, sin embargo, son unidades que desde sus inicios habían sido planificadas para operar en base, no estando habituadas a sufrir grandes fluctuaciones en un periodo corto

^{vi} Si bien existen Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC), estos solo actúan ante una contingencia (baja ocurrencia), por lo que no son considerado como mecanismos que aporten a la flexibilidad.

de tiempo, por lo que aumentan sus costos de operación (mayores mantenimientos y un mayor desgaste).

Un intento por cuantificar los costos asociados a este proceso se realiza en [10], es aquí donde se introducen nuevos conceptos que permiten obtener una mejor definición del “Ciclado” de unidades, en donde es necesario conocer el funcionamiento de cada una de ellas. La Figura 2.3.2 es un diagrama de los componentes principales de una generadora en base a carbón. En términos sencillos para aumentar o disminuir la potencia de una central se debe aumentar la temperatura de la caldera y así generar una cantidad mayor de vapor. Es esta situación la que hace que se afecte considerablemente a las máquinas térmicas, pues un cambio constante en su potencia de salida es producto de gradientes considerables de temperatura en su interior, lo que se conoce como “Creep-Fatigue”. Esta situación hace que se aumente las tasas de falla de las unidades por lo que requiere mantenimientos cada vez más frecuentes.

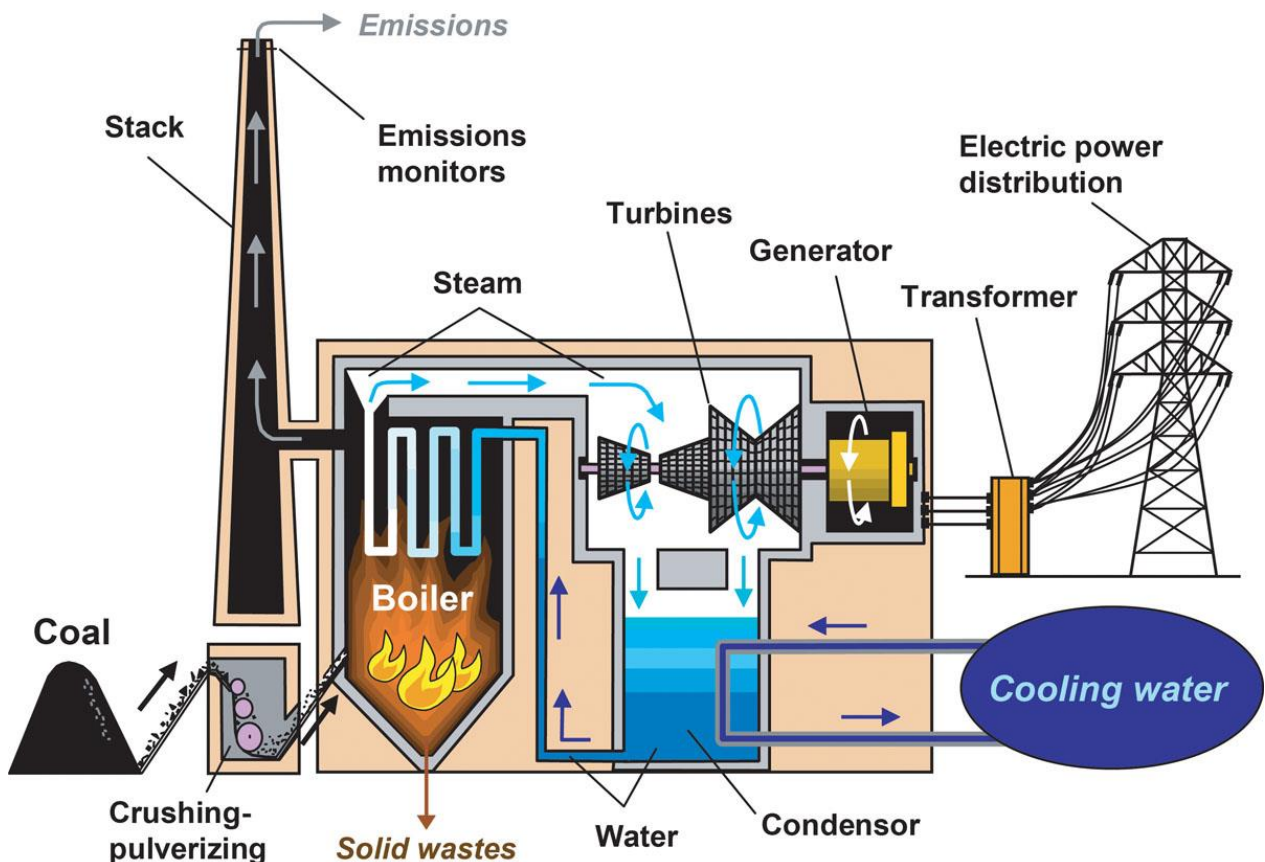


Figura 2.3.2.- Diagrama simplificado de una generadora en base carbón^{vii}.

Al ser el proceso de cambio de temperatura el que afecta a las máquinas, no es necesario que lleguen a potencia nominal o mínimo técnico para que se sufra las mismas consecuencias. Para lidiar con esta situación es necesario una redefinición del concepto de ciclado para que se adapte al concepto de gradiente térmico, por tal razón la definición utilizada en esta memoria considerará una banda del 10% desde su potencia máxima hacia

^{vii} https://energyeducation.ca/encyclopedia/Coal_fired_power_plant

abajo y hacia arriba de su potencia mínima para que entren dentro del ciclado, como lo ejemplifica la Figura 2.3.4.

2.3.3. Cantidad de Encendidos y apagados

Al igual que en el caso de los ciclados, los encendidos y apagados de los generadores provocan fuertes gradientes de temperatura en estas unidades. Para este proceso también se realiza una cuantificación de cuál sería el costo para una unidad tipo en [10]. Se realiza una distinción del tiempo que pasa apagada la unidad los que se dividen en frío, tibio y caliente como lo muestra la Figura 2.3.3. Esto último también es producto del gradiente de temperatura al cual se somete la unidad. Resulta que mientras mayor tiempo pasa apagada la unidad, menor será su temperatura, por tanto, al momento de encenderla estará sometida a un mayor gradiente de temperatura lo que la hará pasar por una fatiga mayor.

Unit Types	Coal - Small Sub Critical	Coal - Large Sub Critical	Coal - Super Critical	Gas - CC [GT+HRSG+ST]	Gas - Large Frame CT	Gas - Aero Derivative CT	Gas - Steam
Cost Item/							
Typical Hot Start Data							
-C&M cost (\$/MW cap.)							
Median	58	39	38	31	22	12	26
-EFOR Impact (in %)							
Median	0.0055%	0.0056%	0.0027%	0.0023%	0.0019%	0.0038%	0.0025%
Typical Warm Start Data							
-C&M cost (\$/MW cap.)							
Median	95	61	56	44	28	12	46
-EFOR Impact (in %)							
Median	0.0089%	0.0075%	0.0034%	0.0038%	0.0025%	0.0038%	0.0040%
Typical Cold Start Data							
-C&M cost (\$/MW cap.)							
Median	94	89	99	60	38	12	58
-EFOR Impact (in %)							
Median	0.0081%	0.0098%	0.0065%	0.0053%	0.0033%	0.0038%	0.0063%
Startup Time (hours)							
-Typical (Warm Start Offline Hours)	4 to 24	12 to 40	12 to 72	5 to 40 (ST Different)	2 to 3	0 to 1	4 to 48

Figura 2.3.3.- Costos de partida para distintos tiempos de inicio (frio, tibio, caliente). Imagen extraída directamente de [10].

Estas últimas dos métricas serán usadas para ver la flexibilidad del sistema y como mejora en la medida que se incluyen nuevos recursos flexibles. Un punto para tener en cuenta es la sinergia que debe haber entre estas dos métricas. Esto significa que es posible que disminuyan los ciclados de las unidades a costa de que aumenten los encendidos y apagados. Para verificar las diferencias entre estas dos métricas, se muestra la Figura 2.3.4 en donde se establecen los límites que se deben sobrepasar para ser considerados como ciclados y la condición que verifica un apagado, sin contabilizar la ocurrencia de ambos eventos a la vez. La consigna de esta métrica es que se contabilice el número de veces que una maquina pase desde la barrera superior (porcentaje de su mínimo desde su potencia máxima) a la barrera inferior (porcentaje de su mínimo agregado a su mínimo técnico) y luego vuelva a superar la barrera superior o viceversa

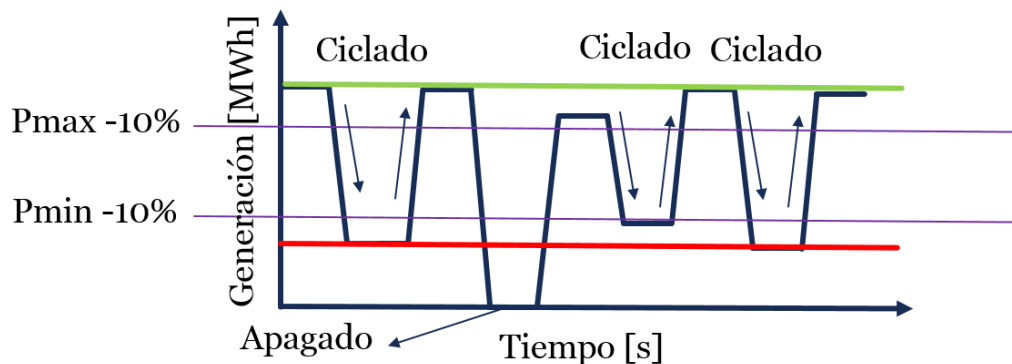


Figura 2.3.4.- Caracterización de ciclados y encendidos y apagados en la operación de cada generador.

2.4. Índices de flexibilidad

En las secciones anteriores se ha discutido sobre los recursos que prestan flexibilidad al sistema, el modo de participar en dicha flexibilidad se basa particularmente en la capacidad y velocidad de respuesta que tienen las unidades para brindar los recursos necesarios. Particularmente para las unidades generadoras estas propiedades se basan en tres parámetros relacionados con sus características técnicas:

- 1) Mínimo técnico.
- 2) Tiempo de encendido y apagado.
- 3) Tasa de toma y desprendimiento de carga.

Para poder cuantificar los requerimientos de flexibilidad, se definirán índices con la capacidad de cuantificar la flexibilidad del sistema y que consideren los parámetros anteriormente mencionados para su cálculo o representación.

2.4.1. Gráfico de Flexibilidad

Un primer intento de cuantificar la flexibilidad o comparar distintos tipo de sistemas se muestra en [22]. Este autor propone un “Gráfico de Flexibilidad” para visualizar los factores dominantes y comparar la variedad de soluciones adoptadas por las distintas naciones. Es necesario dejar en claro que este es solo un indicador de carácter general, que muestra de manera clara y sencilla las distintas estrategias.

En la Figura 2.4.1 se muestra el gráfico de flexibilidad para tres nacionalidades. En verde se muestra la capacidad instalada de cada tipo y en rojo se muestra el porcentaje de energía eólica durante una hora del sistema. En el caso de Portugal, se presenta una mayor adopción de energía eólica y además una mayor capacidad de energía hidráulica instalada que los otros casos, lo que muy probablemente se repita en Chile, por el mix de generación instalada que posee.

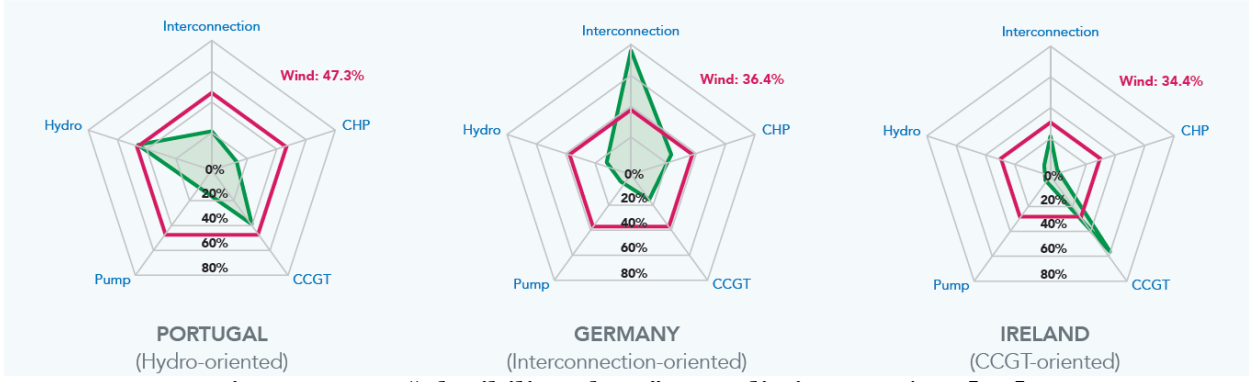


Figura 2.4.1.- “Flexibility Chart” para distintos países [22].

A continuación, se definirán los índices que en base a la revisión bibliográfica engloban de mejor manera el concepto de flexibilidad de manera cuantitativa. También, estos serán los índices calculados en los casos de estudio de esta memoria.

2.4.2. Normalized flexibility index

El primer índice de cálculo no directo se denomina “Normalized Flexibility Index” desde ahora NFI. Este índice considera las unidades que pueden contribuir a la reserva hacia arriba y hacia abajo. Si bien la mayoría de las centrales pueden hacerlo, este índice incluye limitaciones adicionales. Por un lado, se tiene su capacidad ascendente que está limitada por su tasa de toma de carga y la capacidad disponible para subir, es decir, la diferencia entre la generación de cada hora y su capacidad máxima. Por otro lado, su capacidad de aportar al descenso de la generación está limitada por la tasa de desprendimiento de carga y la capacidad de descenso, es decir, su generación prevista y la generación mínima del generador en cuestión. Su formulación matemática se basa en las ecuaciones (2.4.1) y (2.4.2). En donde $r_{up/dn}(i, t)$ representa la reserva de subir o bajar del generador i en la hora t , $P_{max/min}(i)$ la potencia máxima/mínima del generador, Δt el intervalo de tiempo evaluado y $Ramp_{up/dn}(i)$ la tasa de toma o desprendimiento de carga del generador i .

$$r_{up}(i, t) \leq \min\{P_{max}(i) - g(i, t), \Delta t Ramp_{up}(i)\} \quad (2.4.1)$$

$$r_{dn}(i, t) \leq \min\{g(i, t) - P_{min}(i), \Delta t Ramp_{dn}(i)\} \quad (2.4.2)$$

Si bien este índice solo considera las centrales que están operando, es posible extenderlo de forma que considere las centrales que se encuentran apagadas y tienen un tiempo de encendido menor al intervalo considerado, en cuyo caso la formulación para la rampa de bajada queda como muestra la ecuación (2.4.3).

$$r_{dn}(i, t) \leq \min\{g(i, t), \Delta t Ramp_{dn}(i)\} \quad (2.4.3)$$

Lo que caracteriza a este índice, es que no necesita la simulación del sistema para su cálculo, sino que realiza un ponderación entre los recursos que tiene disponible para

encontrar un número que cuantifique su aporte a la flexibilidad del sistema. El cálculo de la flexibilidad del generador se realiza mediante la ecuación (2.4.4). En donde el primer término, es el rango que tiene disponible el generador variar su generación y el segundo representa la rampa que puede prestar al sistema propia de sus características técnicas.

$$flex(i) = \frac{\frac{1}{2}[P_{max}(i) - P_{min}(i)] + \frac{1}{2}[Ramp(i) \cdot \Delta t]}{P_{max}(i)} \quad (2.4.4)$$

De la misma forma se puede calcular un índice de flexibilidad de forma sistémica para indicar que tan flexible es el sistema en su conjunto. Para ello se utiliza la ecuación (2.4.5) que es un promedio ponderado respecto a la capacidad instalada de cada unidad.

$$FLEX_{sis} = \sum_{i \in sis} \frac{P_{max}(i)}{\sum_{i \in sis} P_{max}(i)} \cdot flex(i) \quad (2.4.5)$$

2.4.3. IRRE

La segunda métrica que considera las características técnicas de las unidades corresponde al insufficient ramping resource expectation (IRRE). Para ser consecuentes con las métricas actuales de planificación a largo plazo es necesario ampliar o adaptar los conceptos de planificación existente, por tal razón, este índice se basa en la expectativa de pérdida de carga (LOLE). El IRRE busca calcular una expectativa para la incapacidad de un sistema de proporcionar flexibilidad y al igual que el LOLE, su objetivo final es calcular el número esperado de veces que el sistema no puede hacer frente a los cambios en la carga neta. El IRRE se puede calcular en una secuencia de pasos como se ilustra en la Figura 2.4.2.

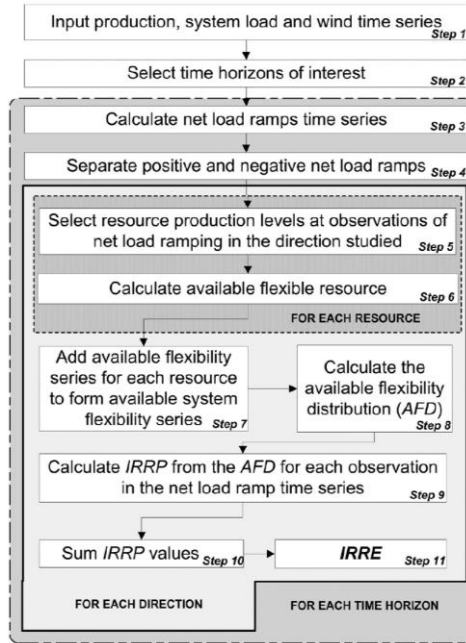


Figura 2.4.2.- Pasos para el cálculo del IRRE [17].

- 1) Esta métrica recibe como entradas la simulación del sistema para un período de tiempo determinado, la demanda y las series de tiempo de producción ERV. Por ende, es necesario conocer la generación de cada uno de los generadores del sistema. También se debe contar con las características técnicas de cada una de las unidades (capacidad mínima y máxima, tiempo de encendido y apagado, tasa de toma y desprendimiento de carga)
- 2) Se selecciona el horizonte temporal para evaluar la flexibilidad, para el caso de Chile la mayoría de los datos están en resolución horaria, por lo que será el horizonte elegido.
- 3) Cálculo de la serie de tiempo de rampa de la carga neta, la que se calcula para cada período del horizonte de tiempo para lo que se utiliza la ecuación (2.4.6), en donde NLR representa la rampa de carga neta (Net Load Ramp) y NL_{t-1} representa la carga neta en el instante anterior a t .

$$NLR_t = NL_t - NL_{t-1} \quad (2.4.6)$$

- 4) Se separa la rampa de la carga neta en una serie de rampa de subida y rampa de bajada lo que se describe mediante las ecuaciones (2.4.7) y (2.4.8).

$$NLR_{t,i,up} = NLR_{t,i} \quad \forall NLR_{t,i} > 0 \quad (2.4.7)$$

$$NLR_{t,i,dn} = NLR_{t,i} \quad \forall NLR_{t,i} < 0 \quad (2.4.8)$$

- 5) Se seleccionan los recursos disponibles para prestar flexibilidad, es decir, los generadores cuyos parámetros técnicos permitan que participen en la flexibilidad del sistema.
- 6) Se cuantifica la flexibilidad que puede brindar cada generador, para ello es necesario considerar todos sus parámetros técnicos. La ecuación que rige la determinación de esta flexibilidad es la (2.4.9), en donde $Flex_{t,u,i,up}$ representa la flexibilidad de subida que dispone el generador i para la hora t , $Ramp_{i,up}$ corresponde a la rampa de subida, $Op_{t,i}$ representa el estado de operación del generador i en la hora t ; mediante un 1 si se encuentra encendido o un 0 si no lo está, finalmente S_i representa el tiempo de encendido del generador i . Por otro lado, se debe tener en cuenta que la flexibilidad está limitada por la potencia máxima y su potencia mínima lo que se representa mediante las ecuaciones (2.4.10) y (2.4.11) respectivamente.

$$Flex_{t,i,up} = Ramp_{i,up} \cdot (1 - (1 - Op_{t,i}) \cdot S_i) \quad (2.4.9)$$

$$g_{t,i} + Flex_{t,i,up} \leq P_i^{max} \quad (2.4.10)$$

$$g_{t,i} + Flex_{t,i,up} \in R \setminus (0, P_i^{min}) \quad (2.4.11)$$

Del mismo modo es posible definirlo matemáticamente para la flexibilidad de bajada, lo que se muestra en las ecuaciones (2.4.12), (2.4.13) y (2.4.14).

$$Flex_{t,i,dn} = Ramp_{i,dn} \cdot Op_{t,i} \quad (2.4.12)$$

$$0 \leq g_{t,u} - Flex_{t,i,dn} \quad (2.4.13)$$

$$g_{t,i} + Flex_{t,i,dn} \in R \setminus (0, P_i^{min}) \quad (2.4.14)$$

Haciendo el cálculo respetando las restricciones mencionadas, para cada generador se obtendrá un perfil como el mostrado en la Figura 2.4.3, en donde la línea negra señala la producción de la unidad en cada momento, el color gris oscuro la flexibilidad de subida y el gris claro la flexibilidad de bajada del generador.

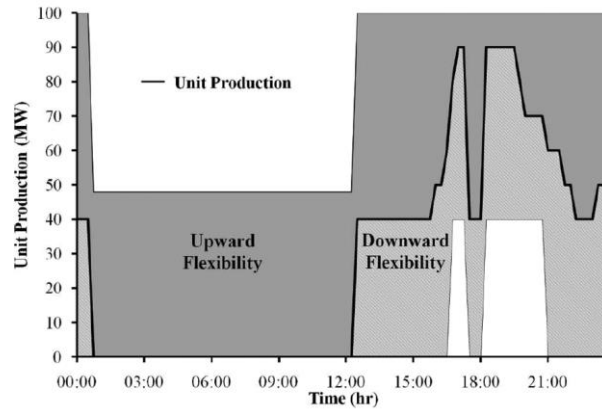


Figura 2.4.3.- Flexibilidad disponible para un generador del sistema [17].

- 7) Se calcula la flexibilidad que puede prestar el sistema completo sumando el aporte de flexibilidad de cada una de las unidades. Para ello se utiliza la ecuación (2.4.15).

$$Flex_{t,up/dn}^{Sistema} = \sum Flex_{t,i,up/dn} \quad (2.4.15)$$

- 8) Luego se calcula la función de distribución de la flexibilidad disponible $AFD_{up/dn}$, esta última es la distribución de probabilidad acumulada y se calcula mediante la serie de tiempo de la flexibilidad acumulada. Para este caso, el autor de [17] utiliza el estimador de Kaplan-Meier, sin embargo, es posible utilizar cualquier otro que se ajuste a la distribución de probabilidad. Esta distribución $AFD_{up/dn}(x)$ indica la probabilidad de que a lo más “x” MW estén disponibles. La Figura 2.4.4 muestra la forma de la función de distribución de la flexibilidad.

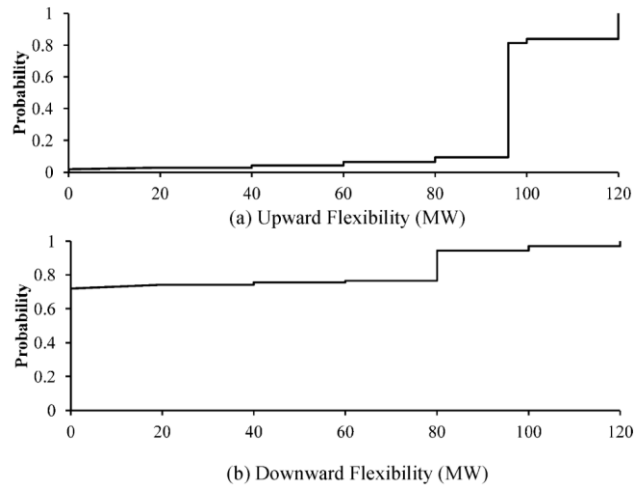


Figura 2.4.4.- Función de distribución de la flexibilidad graficada.

- 9) Se calcula la probabilidad de que el sistema no sea capaz de contar con los recursos del sistema denominado “Insufficient Ramping Resource Probability” (probabilidad de insuficiencia de rampa) para cada una de las horas. Para ello, se evalúan cada uno de los requerimientos de rampa de la carga neta del sistema

(encontrados en el punto 4) en la función de distribución de probabilidad (encontrada en el punto 8). Para representar la insuficiencia se le descuenta un delta a la rampa neta que se considera como 1.

$$IRRP_{t,up/dn} = AFD_{up/dn}(NLR_{t,up/dn} - 1) \quad (2.4.16)$$

- 10) La suma de todos los valores de IRRP para subida y bajada por separado, representan el número esperado de veces que el sistema no es capaz de brindar la rampa suficiente.

$$IRRE_{up/dn} = \sum_{\forall t} IRRP_{t,up/dn} \quad (2.4.17)$$

2.4.1. LORP

Al igual que el índice IRRP, Lack of Ramp Probability (LORP) es un índice basado en la probabilidad de pérdida de carga (LOLP). Si bien un sistema utilizando el LOLP o LOLE puede tener la capacidad de generación adecuada para satisfacer a la demanda total, puede ser incapaz de tener recursos suficientes para acomodar el desbalance entre carga y generación, debido a la capacidad insuficiente de rampa de los generadores disponibles.

La flexibilidad operativa de un sistema depende de la solución o despacho que se tenga en cada hora del sistema dada por una combinación económica. Desde ese punto es donde se deben calcular los recursos disponibles de rampas para proveer al sistema. El enfoque que brinda este índice cuenta con la capacidad de medir los recursos de flexibilidad proporcionados por los generadores para satisfacer los cambios esperados de la carga neta, así como los errores de pronóstico. Desde la perspectiva del operador del sistema, este índice indica la robustez de su solución antes los cambios que pueda tener la carga neta. Por otro lado, también posee la capacidad y formulación para realizar un cálculo mediante áreas que reconozcan los flujos inter-zonales. La ventaja que posee este índice es que no influye en el despacho del sistema, pues lo único que necesita de este son las soluciones, lo que puede ser utilizado para comparar distintas configuraciones, restricciones o incluso modelos para realizar el despacho económico.

Producto de que considera los errores de pronóstico en su cálculo, el LORP brinda un valor adicional. La complejidad de aplicar esta métrica es que para obtener los errores de pronóstico es necesario conocer los datos históricos, los que en muchos casos no son directos de utilizar, puesto que el parque instalado ERV está en constante evolución, por lo que no es directo usar el mismo error de pronóstico que para años anteriores.

El cálculo de este índice está basado en las ecuaciones^{viii} (2.4.18) y (2.4.19), las que corresponden al índice de subida y bajada respectivamente. La nomenclatura en su gran parte es la misma que para el índice IRRE (ver sección 2.4.3). La diferencia viene del término $\widetilde{P}_s^l[t + 1]$, el cual corresponde a la carga neta de todo el sistema para el intervalo de tiempo siguiente. Este punto se toma como punto medio para la distribución de probabilidades que resultaron de los errores de pronóstico.

$$LORP_{s,t}^{up} = Pr \left(\sum_{i \in I} \{g_{t,i} + \min(Ramp_i, P_i^{max} - g_{t,i}[t])\} < \widetilde{P}_s^l[t + 1] \right) \quad (2.4.18)$$

$$LORP_{s,t}^{dn} = Pr \left(\sum_{i \in I} \{g_{t,i} - \min(Ramp_i, P_i^{max} - g_{t,i}[t])\} > \widetilde{P}_s^l[t + 1] \right) \quad (2.4.19)$$

Para ilustrar de mejor forma el concepto de este índice se presenta la Figura 2.4.5, en donde se toma como referencia una distribución de probabilidades gaussianiana para ajustar los errores de pronóstico. El valor esperado (punto medio de la curva) se define como el perfil de generación para el tiempo siguiente ($t + 1$). Luego la pregunta que se realiza este índice en el instante t es: Si se está en el instante t , ¿Cuál es la probabilidad de que no posea suficiente rampa para el instante siguiente?, es aquí donde entra en juego el cálculo de la rampa en cada instante de tiempo. Al sumarse al instante t e interceptar con la distribución de probabilidades, se obtiene la probabilidad de que no cuente con suficiente rampa (Área en verde).

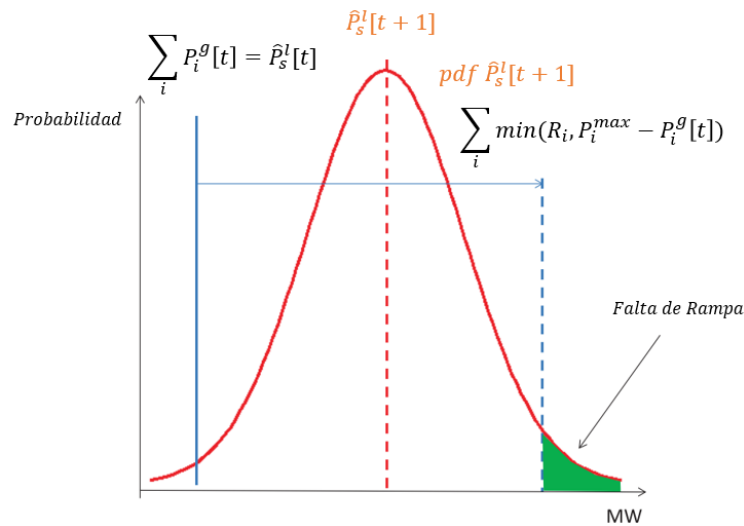


Figura 2.4.5.- Ejemplo grafico de cálculo para el cálculo de LORP para una rampa de subida.

^{viii} Es posible que la formulación sea distinta a la de la publicación. Esto se hace con el objetivo de utilizar una nomenclatura única a lo largo del documento y no confundir al lector.

Como se mencionó anteriormente, este índice tiene la posibilidad de realizar cálculos para zonas específicas del sistema. Para ello son necesarias algunas modificaciones, por ejemplo, para la rampa de subida se tienen las ecuaciones (2.4.20) y (2.4.21), las que representan la formulación para el cálculo de índice para una zona Z. La rampa de potencia zonal corresponde a la rampa agregada de todos los generadores cuyo aporte individual de cada generador es calculado como lo indica la ecuación (2.4.22).

$$RC_z[t] = \begin{aligned} & \text{Rampa de potencia zonal}[t] \\ & + (\text{Importaciones}[t + 1] - \text{Importaciones}[t]) \\ & - (\text{Exportaciones}[t + 1] - \text{Exportaciones}[t]) \end{aligned} \quad (2.4.20)$$

$$LORP_{z,t}^{up} = Pr \left(\sum_{i \in I^z} g_{t,i} + RC_z[t] < \widetilde{P}_s^l[t + 1] \right) \quad (2.4.21)$$

$$\min(\text{Ramp}_i, P_i^{max} - g_{t,i}[t]) \quad (2.4.22)$$

Las métricas e índices explorados permitirán analizar la participación de cada agente del sistema, además de ello brindarán la posibilidad de evaluar actores que aún no han ingresado de manera masiva al sistema como los vehículos eléctricos. En la siguiente sección se explicará la importancia de los vehículos eléctricos en conjunto con sus efectos en el sistema ante una presencia masiva de ellos.

2.5. Vehículos eléctricos

Las preguntas esenciales que se deben plantear para la inserción de vehículos eléctricos son: ¿en qué medida los vehículos eléctricos pueden favorecer al sistema eléctrico? Si se mira desde el punto de vista ambiental, ¿Qué tipo de generación se hace cargo de la demanda extra?, o ¿Qué pasaría si los vehículos eléctricos se conectan de manera descontrolada durante las horas de punta del sistema eléctrico? Estas son necesarias para tomar una decisión costo efectiva que abarque la problemática desde una perspectiva, técnica, económica y ambiental[23]. Sin embargo, no es fácil responder estas preguntas. En primer lugar, se debe identificar qué tipo de carga es la batería de un vehículo eléctrico. Básicamente el comportamiento de un vehículo se puede tratar como una “Batería Transportable”, el gran problema de ello, es que si bien es transportable, su movimiento no es controlable al depender del comportamiento de los usuarios de los vehículos[23], por ende, existe una incertidumbre asociada a su conexión (ubicación, tiempo y duración de la carga). Otro punto que lo diferencia de una batería es que posee un consumo que no es devuelto a la red.

Para poder representar los vehículos eléctricos, lo ideal sería realizar el despacho económico del sistema, considerando cada uno ellos por separado, no obstante, pierde sentido por la cantidad de vehículos que ingresan al sistema. El hecho de que el número de vehículos sea tan grande hace que el problema crezca a una escala que lo haga intratable para las capacidades computacionales actuales. Producto de estas dificultades a lo largo

de este trabajo se tomarán propiedades del comportamiento de los usuarios de manera de poder representar la demanda vehicular, como lo es el propósito principal de los vehículos eléctricos domiciliarios, el transporte. Debido a esta característica, se da que solo son usados el 4% del tiempo, haciéndoles completamente disponibles el otro 96% en beneficio del sistema o para una carga más ordenada [24].

Cuando se habla de vehículos eléctricos existen dos caminos probables para su inserción en el sistema. En primer lugar, se encuentra una demanda vehicular pasiva, esto es que los vehículos eléctricos consumen energía del sistema en la medida que son conectados, lo que depende fuertemente del comportamiento de los usuarios. Aunque es complejo representar de manera real el comportamiento de los vehículos eléctricos, su comportamiento agregado cumple un comportamiento definido (consumo esperado), caso muy similar a lo que ocurre con la demanda eléctrica. Para ejemplificar este comportamiento se recurre a la herramienta “CREST” la que consiste en un modelo estocástico de consumo doméstico de energía eléctrica y térmica el que se puede ver en detalle en [25]. Con ella se generan 50 perfiles individuales, lo que se muestra en la Figura 2.5.1. Es directo que los perfiles no tienen ninguna relación a priori entre ellos, sin embargo, tienen tendencias parecidas al no tener consumo, por ejemplo, en las horas nocturnas. La idea de este procedimiento es verificar que el comportamiento agregado de los perfiles tiene una tendencia particular, para lo que se agrupan los perfiles en dos grupos de veinte y cinco perfiles aleatorios. Los resultados se pueden ver en la Figura 2.5.2. Si bien el conjunto de perfiles es pequeño, es suficiente para darse cuenta de que incluso con un conjunto acotado de perfiles se tiene una tendencia definida para su comportamiento.

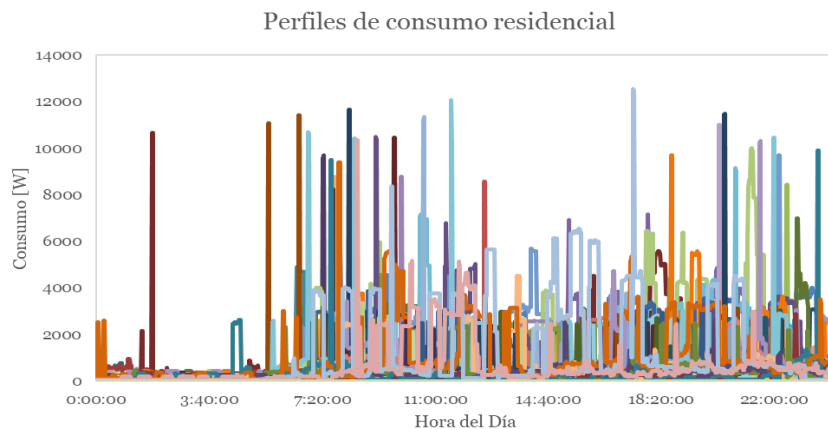


Figura 2.5.1.- Pool de perfiles individuales para consumo individual.

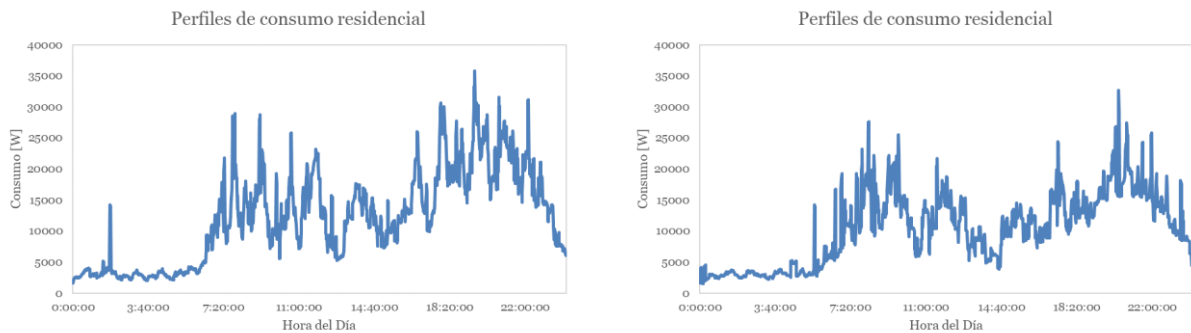


Figura 2.5.2.- Selección aleatoria de 25 perfiles en cada gráfico.

Para modelar el consumo de vehículos eléctricos se considerarán perfiles reales medidos en Reino Unido (UK), todo enmarcado en el proyecto “My Electric Avenue” el que es impulsado por EA Technology y UK Distribution Network Operator (DNO)[26], los que además son utilizados para crear una base de datos estadística que pueda ser utilizada por los demás investigadores de la comunidad científica internacional [27]. Dicho proyecto busca responder a una inminente necesidad futura del sistema de distribución, ¿Puede la red local hacer frente a un gran número de vehículos eléctricos cargando en los momentos de punta? Esta necesidad conlleva un gran desafío, pues la inserción de vehículos eléctricos podría provocar problemas en la red (regulación de voltaje, y sobre corrientes, entre otros), por lo que se deben tomar las medidas adecuadas para hacerles frente. Si bien es posible que se tengan problemas en las redes, hasta ese minuto no era posible cuantificar los verdaderos efectos de dicho problema por la naturaleza estocástica del comportamiento de carga de los vehículos (Depende de cuando el usuario lo conecte a la red). Para registrar este comportamiento y al mismo tiempo evaluar los efectos en la red de distribución, el proyecto buscó grupos de personas en diferentes barrios del país y que quisieran conducir vehículos eléctricos por 18 meses. De la búsqueda resultaron 10 grupos de personas (100 personas) a los que se les brindó un vehículo eléctrico por persona, para probar la nueva tecnología, y a cambio ellos debían permitir monitorear el consumo del vehículo eléctrico mientras se estaba cargando. De ello se determinará si la red está adaptada para este cambio o si es necesario una acción adicional como es la coordinación de la carga de estos vehículos, como lo ilustra la Figura 2.5.3.

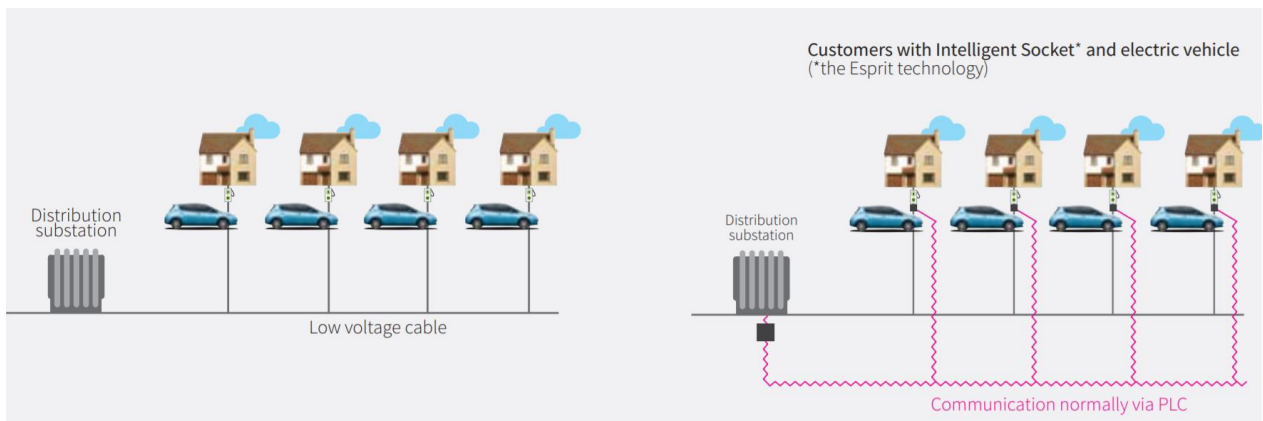


Figura 2.5.3. – Posible acción de control para la carga de vehículos eléctricos.

Aunque el enfoque de este proyecto se enmarca en el sistema de distribución, sus datos permiten evaluar el efecto en el sistema de potencia. De esa forma se utilizarán esas mediciones para representar los efectos de una adopción masiva de vehículos eléctricos en el sistema de potencia nacional (SEN), las que provienen todas de autos de marca Nissan modelo LEAF con un tamaño de batería de 24 [kWh], los que pueden ser cargados desde cero en aproximadamente 6 horas. Los usuarios que conducían estos vehículos lo hacían con fines domésticos y las mediciones se realizaron desde diciembre del año 2013 hasta diciembre del año 2015. Los datos disponibles para esta memoria corresponden a la potencia de carga de los vehículos eléctricos con una resolución de minutos y se cuenta con 2000 perfiles diarios, los que, al ser agregados, representan una curva de consumo como la mostrada en la Figura 2.5.4.

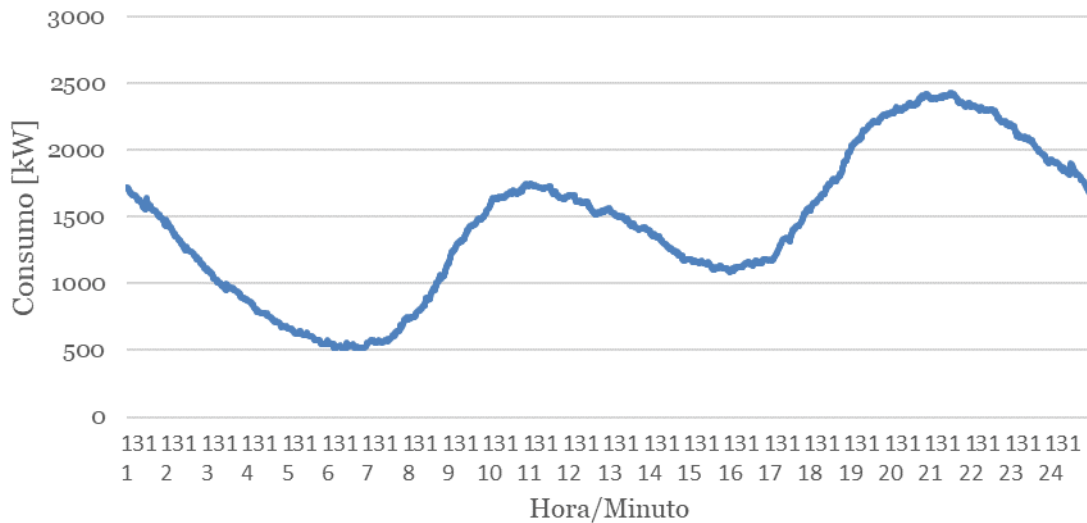


Figura 2.5.4.- Perfil de consumo de vehículos eléctricos.

2.6. Vehículos eléctricos en el sistema

Para evaluar los impactos de los vehículos eléctricos en el sistema de potencia existen dos caminos posibles, el primero basado en que no existe ningún control ni coordinación en relación con la carga de estos vehículos, y el segundo cuando la carga de estos vehículos es capaz de coordinarse para disminuir los impactos a la red. La primera alternativa es la más sencilla, pues básicamente es aumentar la demanda cuando se conectan los vehículos de acuerdo al consumo eléctrico que están teniendo. En esta sección se describirán las alternativas para modelar estos vehículos en el sistema de potencia y que variables los caracterizan como la carga de vehículos eléctricos.

Un enfoque basado en la coordinación se plantea en [28], en donde se plantea que el problema de la flexibilidad puede ser atacado mediante volantes de inercia y centrales de bombeo, pero en el futuro más cercano la alternativa más viable según los autores son las baterías. Esto último se puede justificar por el hecho de que los mercados de vehículos eléctricos se expanden rápidamente, de hecho se proyecta que hacia el año 2020 existirán 2.7 millones de vehículos eléctricos solo en Estados Unidos [29], el beneficio sistémico que pueden representar estos vehículos es que en términos sencillos pueden actuar como una batería, cargando y descargando en la medida que sea óptimo para el sistema. Precisamente, es esta situación la que se aborda en [28] donde se evalúa el aporte/beneficios que pueden traer los vehículos eléctricos al sistema, concepto denominado “Vehicles-to-Grid” (V2G), en donde no solo los vehículos consumen energía del sistema, sino que también puede brindar parte de esa energía al mismo cuando sea necesario. La problemática de esta situación es que tanto puede ayudar un vehículo eléctrico al sistema eléctrico ya que la participación individual frente al sistema de potencia es despreciable, pero cuando se evalúa su efecto conjunto puede presentar grandes desafíos pero también traer grandes beneficios y así enfrentar los problemas de flexibilidad de forma conjunta, es ahí donde surge el concepto de “Agregador” el que es descrito en detalle en la sección 2.7 más adelante.

Si bien [28] se enfoca en los servicios complementarios^{ix} y de qué manera se puede obtener buenos contratos con las empresas agregadoras, [30] presenta una detallada aproximación sobre como los vehículos eléctricos pueden ser incluidos en el despacho óptimo del sistema mediante una formulación no lineal, utilizando el algoritmo CRO (“Chemical Reaction Optimization”) para su solución, el que se puede ver en detalle en [31]. Si bien es una formulación detallada, la complejidad de su solución produce que solo pueda ser usada en sistemas pequeños y horizontes acotados.

Una perspectiva interesante, que va más allá de solo un agregador se detalla [32], en donde se evalúa desde una perspectiva privada, maximizando las utilidades del proveedor de servicios de carga. Para resumir esta estrategia de negocio se ilustra la Figura 2.6.1, la idea principal de este trabajo, es encontrar una combinación que permita hacer rentable el negocio, considerando recursos renovables (energía solar), almacenamiento local e incluso que otros vehículos también participen cargando otros vehículos y la energía que no pueda ser suministrada por los recursos locales, se extraiga del sistema. Todo esto enmarcado en que se remunere a un precio tal que no afecte en mayor medida a los clientes.

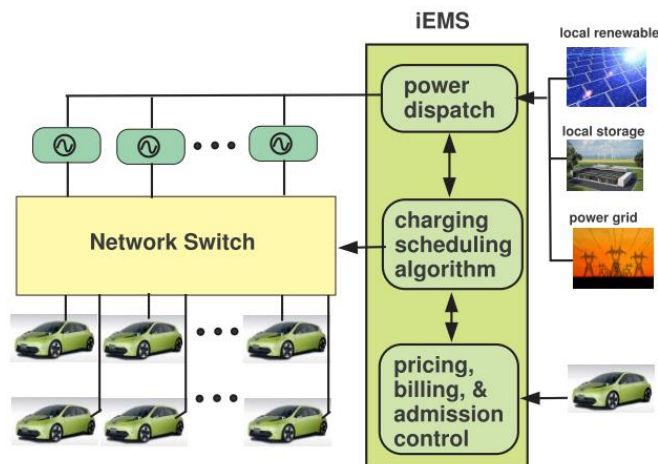


Figura 2.6.1.- Diagrama que ilustra el concepto de proveedor de servicios de carga.

Los vehículos eléctricos cada vez se ven más como una alternativa efectiva para el transporte, en la medida que desciendan los precios del almacenamiento. Por otro lado, se ven como una medida capaz de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, particularmente CO₂, pero ¿En qué medida se reducen las emisiones? Así como en el caso chileno, los usos energéticos que representan una mayor cantidad de emisiones en la Unión Europea relativas al CO₂, son la electricidad y el transporte, por ende, es claro que una inserción de vehículos eléctricos disminuiría las emisiones en el sector del transporte, sin embargo, la energía para su carga debe ser suministrada por el sector eléctrico, por ende, disminuiría uno, pero podría eventualmente aumentar el otro. El hecho de que sea ambientalmente efectivo dependerá de la conformación de la matriz energética [33]. Este tipo de impactos también se analizan en [34] frente a una carga descontrolada y una carga

^{ix} Corresponden a los servicios que permiten mantener el equilibrio entre la generación y demanda del sistema. Actualmente en el caso de Chile corresponde a los servicios de balance, servicios de control de tensión y servicios de recuperación de servicios.

gestionable. Los impactos en sistema eléctrico australiano[35], en Milán Italia [36] y los Estados Unidos [37].

Otro punto de vista sobre el impacto que generan los vehículos eléctricos en la red es relativo a la suficiencia del sistema, de hecho, en las mismas publicaciones anteriores también se estudia como varía el consumo en punta (demanda máxima) del sistema y en consecuencia si existe la infraestructura suficiente para brindar ese aumento de consumo. Un ejemplo de esta situación se puede ver en Figura 2.6.2, en donde se compara una carga gestionada de los vehículos eléctricos y una carga no gestionada, lo que brinda como resultado que la punta del sistema aumenta considerablemente cuando los autos no son gestionados y en la otra vereda cuando los autos se gestionan, se aprovechan las horas de demanda más baja para realizar su carga. Si bien la coordinación de la carga de los vehículos requiere de un arduo trabajo, los beneficios que trae al sistema pueden ser considerables, como aplazar inversiones en el sistema de generación y transmisión, al ser estos vehículos prácticamente una batería para el sistema.

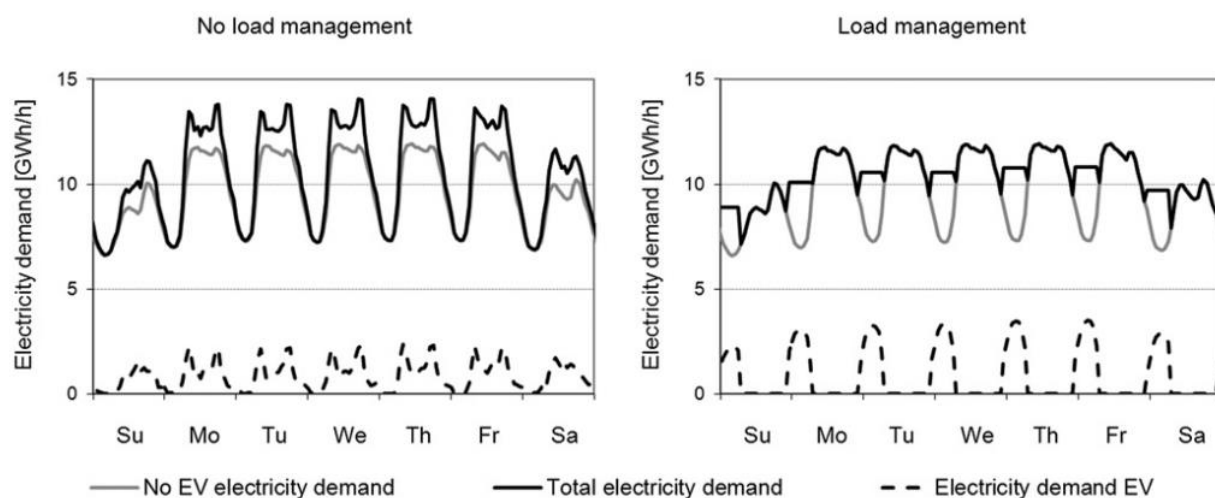


Figura 2.6.2.- Comparación del consumo de electricidad con una carga gestionable y no gestionable de los vehículos eléctricos.

2.7. Agregadores

El concepto de agregador surge como un tipo de negocio para comercializar la flexibilidad del sistema eléctrico. Precisamente este negocio es el que puede hacer posible una coordinación de los vehículos eléctricos, por ejemplo, una situación muy común que se da en las grandes ciudades es que se tengan espacios destinados exclusivamente a estacionamientos, en ese sentido se cumplen fácilmente la condición de que los vehículos estén en un mismo lugar, por tanto, existe la posibilidad de que puedan ser coordinados. Actualmente no existen registros de coordinación de vehículos eléctricos, pero el concepto de agregadores no es propio de la academia, de hecho, existen agregadores para hacer partícipes a la demanda de los servicios de flexibilidad. Tal es el caso de Flexitricity (Reino Unido) [38], Kiwi Power (Reino Unido) [39], Open Energi (Reino Unido) [40] y LimeJump (Reino Unido) [41], empresas dedicadas a vender servicios de flexibilidad.



Figura 2.7.1.- Empresas que venden servicios de flexibilidad.

La estructura de este negocio consiste en que existe un mercado de flexibilidad en donde se realizan ofertas por “estar disponible” o “ser utilizados” cuando se necesiten recursos flexibles. Lo interesante es que estas empresas no son un generador, ni tampoco un cliente con grandes consumos, estas empresas agregan varios consumos medianos y pequeños para de manera coordinada participar en el mercado de flexibilidad con estos recursos, y a cambio los clientes reciben una remuneración por dejar de consumir energía en los momentos que sea necesario o por otro lado que se les remuneré por aumentar su demanda, servicio que ya es utilizado en el Reino Unido conocido como “Demanda Turn Up”^x. Pero no es directo conocer que cliente está dispuesto a consumir menos energía o detener sus procesos industriales para prestar este tipo de servicios, sin embargo, clientes que requieran calor o frío en sus procesos pueden detener sus consumos por un tiempo determinado sin afectar su proceso productivo como es el caso de los refrigeradores, por otro lado, también están los pequeños generadores hidroeléctricos, frigoríficos, Data centers y hospitales.

Para procesos más complejos, también existen empresas como REstore [41], la cual realiza un análisis de la propia industria para cuantificar bajo qué condiciones a la empresa le conviene participar del servicio de flexibilidad con algunas unidades o es conveniente seguir produciendo. Para tales efectos construye una curva de orden de mérito (curva de oferta) para evaluar bajo qué precio es conveniente desconectar las unidades, como lo muestra la Figura 2.7.2, en este caso frente a un precio de 70 [\$/MWh], le es conveniente prestar servicios de flexibilidad con las primeras 4 unidades.

^x <https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/reserve-services/demand-turn>



Figura 2.7.2.- Orden de mérito para vender servicios de flexibilidad.

2.8. Descripción del problema de coordinación hidrotérmica

Históricamente el Sistema Interconectado Central (SEN-SIC), ha controlado las desviaciones entre carga neta – generación, con solo una maquina conocida como “Piloto”, tal maquina coincide con ser una unidad de embalse, puesto que debe tener la capacidad suficiente para responder a los cambios del sistema. Esta situación da indicios que los embalses pueden ser una unidad flexible para el sistema, por tal razón, en la presente sección se describirá el manejo de los embalses en el sistema puesto que el uso de sus recursos debe realizarse de manera óptima para adaptarse a los requerimientos del sistema.

El sistema eléctrico nacional realiza el despacho de los recursos de manera coordinada para satisfacer la demanda en cada instante de tiempo a mínimo costo, esto se traduce en que, si bien los generadores son dueños de sus instalaciones, es el coordinador el que decide cuando y en qué momento deben operar. Este régimen de operación está presente en varios países del mundo. Así, lo que busca el operador del sistema en cada instante es minimizar los costos de operación del sistema dados por la ecuación (2.8.1), en donde la generación de cada generador es valorizada al costo variable de la misma central, adicionalmente se valoriza la energía no suministrada al costo de falla que depende de la profundidad^{xi}. Si bien parece una tarea sencilla, se deben cumplir ciertas condiciones. Generalmente la generación está alejada de los consumos en las afueras de la ciudad, por ende, se necesita un sistema que sea capaz de transmitir toda esa energía a los centros de consumo, para ello se construyen líneas de transmisión las que son representadas por la sigla $f_{t,j,k}$ (), que se define como el flujo entre la barra j y la barra k para el instante t.

^{xi} Profundidad de falla se define como un rango expresado como porcentajes de la demanda total de la barra en cuestión. Bajo ese sentido se dice que el primer rango, generalmente entre 0-5% es profundidad 1, entre 5-10% profundidad 2 hasta llegar al rango mayor al 20% que es la profundidad más grande.

Por otro lado, para que el sistema se encuentre en equilibrio, se debe cumplir que la generación sea igual a la demanda en cada uno de los nodos del sistema, es por tal razón que la función objetivo debe estar sujeta a que se cumpla la ecuación (2.8.2), la que básicamente hace que la generación sea igual al consumo más la falla en cada instante de tiempo. Además de ello, se da que los generadores y las líneas de transmisión no tienen una capacidad infinita, por lo que está limitada por sus tamaños máximos ilustrados en las ecuaciones (2.8.3) y (2.8.4).

$$\text{Min: } \sum_{t,i} g_{i,t} \cdot C v_{i,t} + \sum_{t,n,k} falla_{t,n,k} \cdot CF_k \quad (2.8.1)$$

$$\sum_{\substack{t,i \\ g_{i,t} \in n}} g_{i,t} + \sum_{\substack{t,j,k \\ tq \ j \wedge k=n}} f_{t,j,k} + \sum_t falla_{t,n} = D_{t,n} \quad (2.8.2)$$

$$g_{i,t} \leq \bar{P}_i \quad \forall i \in T, \forall t \in I \quad (2.8.3)$$

$$f_{i,j,k} \leq \bar{P}_l \quad \forall i \in F, \forall j \in O, \forall k \in D \quad (2.8.4)$$

Hasta este punto la formulación mencionada funciona perfecto para generadores térmicos e hidráulicos de pasada. La gran problemática es que el Sistema Eléctrico Nacional posee embalses. Si bien son una excelente fuente de generación, pues es posible almacenar el recurso para utilizarlo cuando más se necesite, no es directo decidir cuál es el mejor momento para utilizarlo. Ocurre que, si bien el recurso es gratis, la decisión de usarla hoy tiene una implicancia en lo que ocurrirá en el futuro. Por tanto, pese a que no tenga precio si posee. En la generación térmica convencional es directo que sus costos son equivalentes al precio del combustible utilizado, pero en ese caso el agua es un recurso totalmente proveniente de la naturaleza, en consecuencia, lo lógico sería asignarle el valor cero al recurso. Si bien este razonamiento es cierto para las centrales de pasada, el caso de los embalses es un poco distinto al poder almacenar el recurso. Para poder mostrar dicho comportamiento se introduce la Figura 2.8.1. Si se debe tomar “hoy” la decisión de utilizar el agua a consecuencias de lo que puede suceder en el futuro, por ejemplo, si se prevé que existirá una situación hidrológica húmeda en el futuro y si se escoge utilizar en el presente totalmente el agua ocasionará que disminuyan los costos de operación en el presente, pero si no mejora la situación hidrológica provocará un aumento en los costos de operación en el futuro. Por el contrario, si se prevé que el futuro será seco y se raciona el uso del agua, se tendrá un alto costo de operación en el presente y en el caso que mejore la situación hidrológica se tendrá un bajo costo de operación en el futuro. Una mala gestión del recurso hidráulico podría provocar que el sistema incurra en vertimientos y se desperdicie el recurso hidráulico y por ende el costo de operación del sistema sea más alto del que hubiera sido si se tomara un camino diferente para el uso del agua.

Para poder representar el problema de manera adecuada, adicionalmente a las ecuaciones mostradas anteriormente, es posible incluir la energía almacenada en los embalses de manera de que el problema reconozca la capacidad de almacenar energía, la

que corresponde a la (2.8.5). Adicionalmente, los embalses tienen una capacidad limitada la que se representa por la ecuación (2.8.6)

$$V_{i,t} = V_{i,t-1} + afl_{i,t} - g_{i,t} \cdot \eta_i - Ver_{i,t} \quad (2.8.5)$$

$$V_{i,t} \leq \bar{V}_i \quad \forall t \in T, \forall i \in E \quad (2.8.6)$$

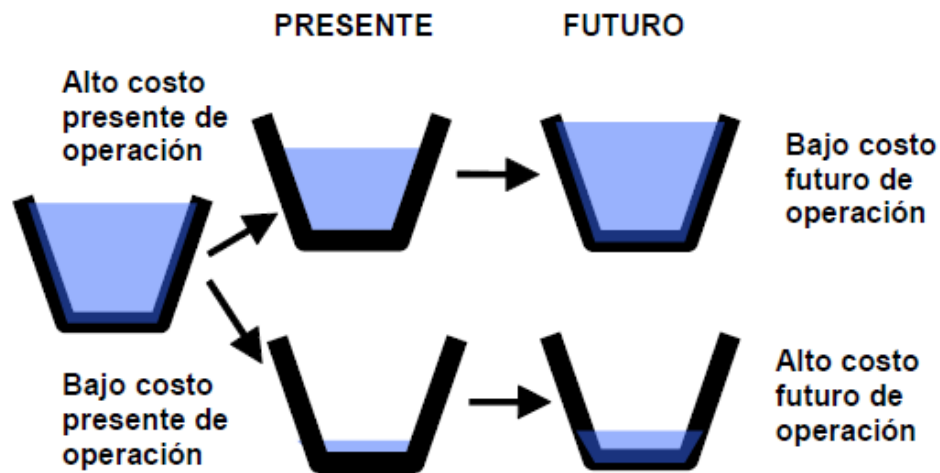


Figura 2.8.1.- Ejemplo de uso del agua para ejemplificar concepto de valor del agua^{xii}.

Si bien con esta formulación es posible resolver el problema del uso del agua a cada hora del sistema, la dimensión del problema crece considerablemente, si se consideran los 2557 elementos (entre líneas y transformadores) y 1528 barras[42], más aún si se considera que el agua se puede almacenar por largos periodos de tiempo, lo que hace que se extienda considerablemente el horizonte de evaluación. Por ello, la primera aproximación que se realiza consiste en representar la demanda mediante bloques, mensuales o semanales formados acorde a la curva de duración de la demanda. El procesamiento se ejemplifica en la Figura 2.8.1. La curva en azul representa la demanda agregada mensual del sistema ordenada de mayor a menor, en este ejemplo se asignan cinco bloques mensuales, los que deben ser ajustados de manera que se minimice el error entre los bloques escogidos y la demanda real, porción que se representa en este caso por las áreas sombreadas en verde. Una vez con el resultado se obtendrán cinco puntos a simular, y todas las horas que estén dentro de esos ajustes tendrán el mismo comportamiento, esto es que los generadores inyectarán la misma energía independientemente si se trata de horas consecutivas o no, por su parte, la demanda en dicho bloque tomará el valor de la altura del mismo para toda hora dentro de él. Aunque el comportamiento de los embalses dependa en sí de la hora inmediatamente anterior,

^{xii} Imagen extraída de las cátedras del curso EL7020-1 Análisis y Operación de Sistemas Eléctricos, dictado por el profesor Deninson Fuentes.

este tipo de formulación resulta consistente bajo bloques mensuales, pues el comportamiento hidrológico dentro de un mismo mes es similar.

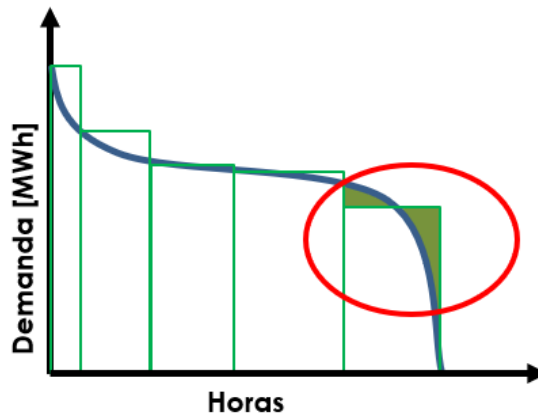


Figura 2.8.2.- Ajuste de bloques para representar la demanda.

Aunque con la nueva representación de la demanda se reduce considerablemente el tamaño del problema, si la intención es resolverlo para múltiples hidrologías, el problema aún continúa teniendo una gran dimensión. Para poder sortear esta dificultad existen técnicas para solucionar este problema de gran tamaño. La estrategia de resolución se denomina programación dinámica, esta estrategia busca construir la función de costo futuro a partir de múltiples subproblemas para cada punto de simulación, lo que en la literatura se conoce como programación estocástica dinámica dual (SDDP por sus siglas en inglés Stochastic Dual Dynamic Programming), una aplicación de ello se puede ver en [42].

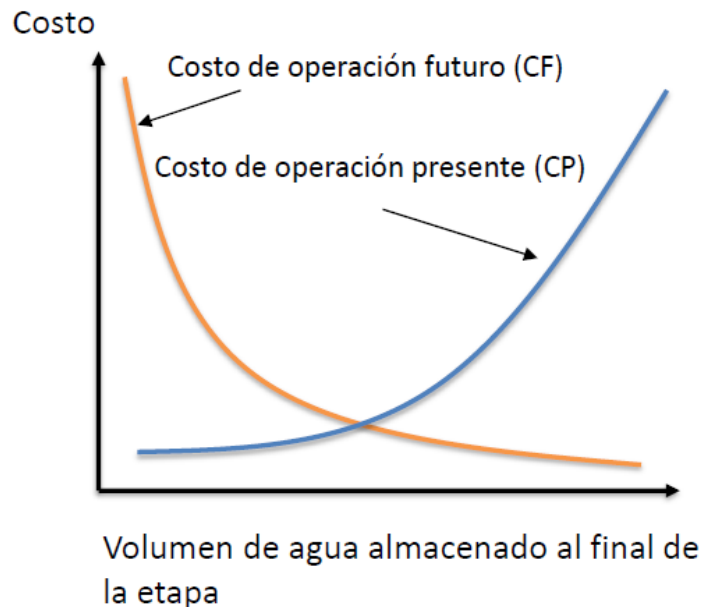


Figura 2.8.3.- Comparación de curva de costo futuro y costo presente^{xiii}.

2.9. Descripción del modelo HELO

^{xiii} Imagen extraída de las cátedras del curso EL7020-1 Análisis y Operación de Sistemas Eléctricos, dictado por el profesor Deninson Fuentes.

Si bien la coordinación hidrotérmica ha funcionado para los sistemas eléctricos que cuentan con una estructura de operación a mínimo costo, hoy en día el creciente aumento de las energías renovables hace que se haga cada vez más difícil funcionar solo con estas restricciones, y es que hasta ahora no se ha comentado sobre las limitaciones técnicas adicionales que tienen los generadores y el sistema eléctrico en sí, limitaciones como:

- Tiempos mínimos de encendido y apagado.
- Tasas de toma y desprendimiento de carga
- Mínimos técnicos
- Costos de encendido y apagado

Si bien es posible incorporar estas restricciones a la formulación del problema, hace que el problema sea bastante más complejo al requerir de variables binarias, especialmente para las restricciones de mínimo técnico. Esto transforma el problema puramente lineal a un problema “Lineal Entero Mixto”, sobre el cual no funcionan los métodos tradicionales de solución como el método “Simplex”. Por otra parte, las tasas de toma y desprendimiento de carga, tiempos de encendido y apagado, requieren conocer el estado de las horas posteriores y por ende requieren un orden cronológico de su solución, desde este punto de vista no es posible representar mediante bloques la demanda del sistema.

El modelo HELO es un modelo comercial desarrollado por Systep^{xiv} el cual surge precisamente de la necesidad de requerir un método de resolver el problema de gran escala considerando las limitaciones técnicas del sistema, bajo este paradigma y considerando que con las capacidades computacionales actuales no es posible resolver completamente el problema, HELO busca dividir el problema en dos etapas como lo enuncia el diagrama de la Figura 2.9.1. En la primera, se resuelve el problema de largo plazo considerando la formulación descrita anteriormente y sin considerar las restricciones técnicas de corto plazo de los generadores, de este problema se rescata el uso del recurso hidráulico de los embalses. En la segunda etapa se resuelve el problema para cada hidrología seleccionada, pero considerando todas las restricciones técnicas de las unidades generadoras.

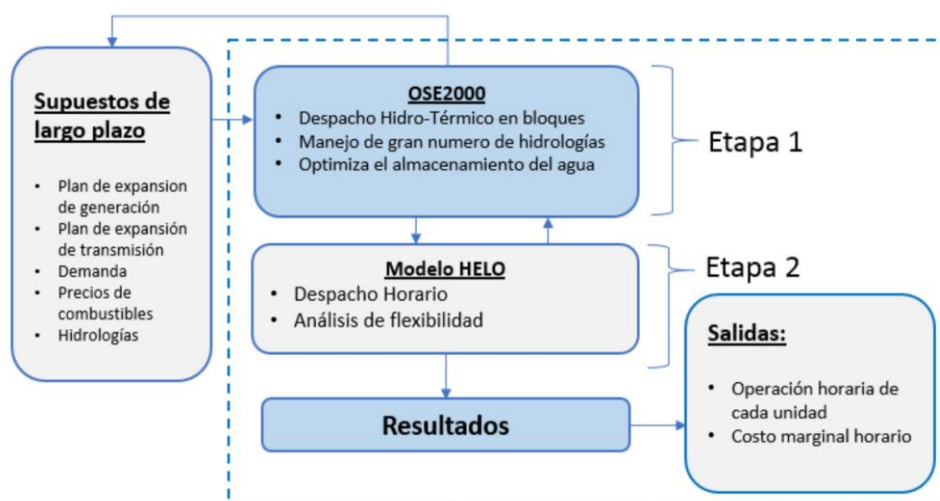


Figura 2.9.1.- Diagrama de metodología de solución del modelo HELO^{xv}.

^{xiv} Dicho modelo es utilizado ampliamente en estudios de la operación horaria.

^{xv} Diagrama extraído de la editorial de Systep, Disponible en:

http://www.systep.cl/documents/reportes/o82o18_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf

Capítulo 3: Metodología

En la presente sección se presenta la metodología para el desarrollo de este trabajo, considerando las actividades, datos y procedimientos necesarios para analizar los resultados, con la finalidad de evaluar la flexibilidad del sistema eléctrico nacional, sus agentes participantes, métodos de mejora de ella y la participación de los vehículos eléctricos.

Para tener una perspectiva general del desarrollo del trabajo se construye el diagrama de la Figura 2.9.1. En la primera etapa se define el caso base sobre el cual se realizarán todos los análisis, considerando escenarios de gran penetración de energías renovables. Frente ello se realizarán sensibilidades sobre el parque de generación para evaluar su desempeño frente a diferentes condiciones. Paralelo a ello, se estudiará una incorporación de vehículos eléctricos frente a una perspectiva gestionable y una no gestionable. Sus resultados serán comparados en términos de costos, emisiones y flexibilidad para contrastar el funcionamiento del sistema frente a estos escenarios. De ello se obtendrán conclusiones que permitan analizar cómo responder a los requerimientos de flexibilidad desde el sistema de potencia y el rol de los vehículos eléctricos en ella. Por otro lado, también se brindarán directrices sobre cómo gestionar la carga de los vehículos eléctricos, una evaluación de los impactos de una carga descontrolada, su participación en la reducción de las emisiones y brindar conclusiones sobre donde la carga presenta mayores beneficios realizar una adecuada coordinación de ellos.

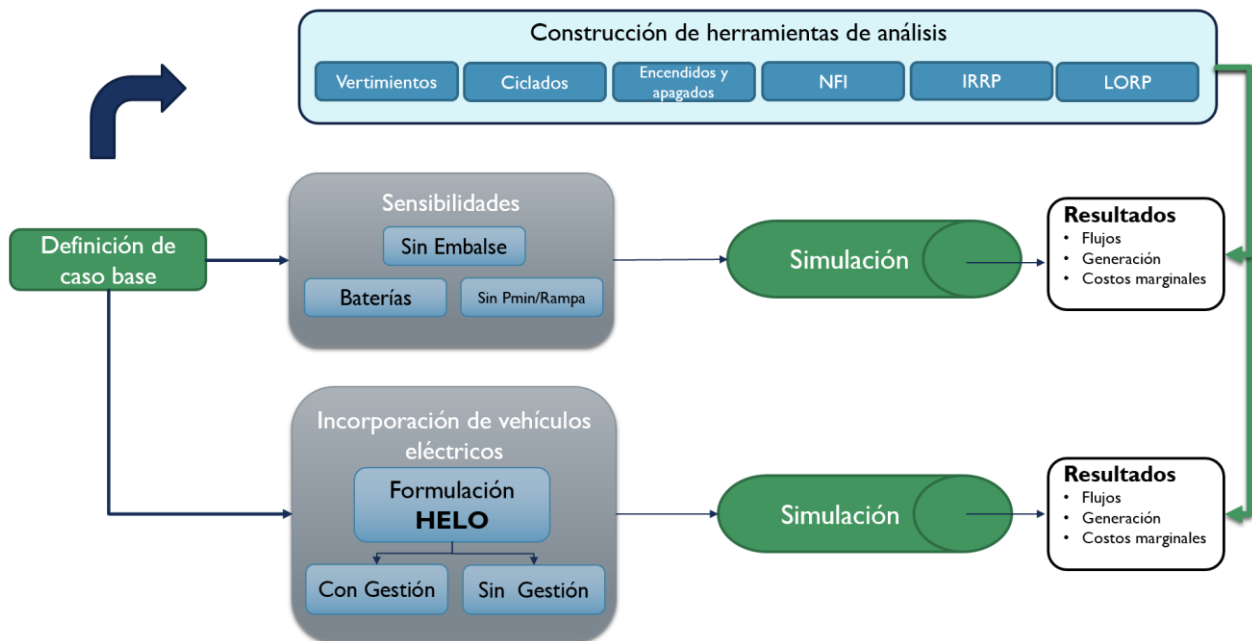


Figura 2.9.1.- Diagrama de metodología general para el desarrollo de este trabajo.

3.1. Herramientas computacionales

Para el desarrollo de este trabajo fue fundamental contar con herramientas computacionales, tanto para el análisis como la simulación de los sistemas eléctricos de

potencia. En esta parte se describirá brevemente las herramientas utilizadas para el desarrollo de la memoria.

3.1.1. Lenguaje de programación Python

Python es un lenguaje de programación totalmente gratuito y de código abierto. Su uso es diverso y se encuentra masificando a lo largo del mundo entero, esto hace que cuente con un gran nivel de soporte en comunidades que cuentan con millones de usuarios en la red. La ventaja que presenta este lenguaje frente a otro tipo como “Java” o “C++”, es su facilidad de programación, es característico por ser un lenguaje amigable y fácil de entender. Su desventaja es que requiere mayores tiempos de computación al comparar sus procesos con los lenguajes anteriormente mencionados o con lenguajes orientados a la formulación de problemas de optimización como Julia[43].

3.1.2. FICO Xpress – Mosel

Una herramienta fundamental de esta memoria es FICO Xpress el cual está basado en el lenguaje Mosel para su programación. Este lenguaje es fundamental pues el modelo HELO está programada con él y por tanto cualquier modificación que se realice debe ser implementada en el mismo. La característica principal de este lenguaje es su rapidez, pues está pensando en funcionar en conjunto con el solver Xpress, por ende, hace que el proceso de transición entre el lenguaje Mosel y el solver tenga un excelente desempeño. El problema que posee este software es que es pagado. En el caso de este trabajo se utilizaron las licencias que posee Systep para todas las simulaciones.

3.2. Descripción de caso Base

Para esta memoria, el caso base a utilizar representa con gran nivel de detalle el sistema eléctrico nacional chileno, considerando casi en su totalidad los elementos que la componen. Para las simulaciones de largo plazo, y en consecuencia la coordinación hidrotérmica del sistema, se utilizará el software OSE2000 de acuerdo con la metodología utilizada por el modelo HELO descrito anteriormente, este software es el utilizado por la CNE para realizar sus estudios de proyección de precios y planes de expansión de la transmisión. Dicho software tiene la posibilidad de considerar un gran número de hidrologías, lo que es importante para definir correctamente el manejo hidráulico.

Con el objeto de acotar el tiempo de simulación asociado a cada uno de los casos planteados en esta memoria, de los resultados de la coordinación hidrotérmica solo se escogerán una hidrología media, la que corresponde a un 46% de probabilidad de excedencia^{xvi}. Si bien se elegirá solo 1 hidrología de todas las disponibles, en la resolución del problema de largo plazo se deben considerar la totalidad de ellas pues según metodología SDDP, los cortes de optimalidad que se realizan a la región factible son comunes para todas las hidrologías, por tanto, el uso del agua es dependiente de todas las hidrologías. Con ello en mente se consideran un total de 55 hidrologías, las que representan el comportamiento histórico del agua a través de los años, las que

^{xvi} Probabilidad excedencia es la probabilidad de exista una hidrología más húmeda que la evaluada, basado en el histórico de hidrologías.

corresponden a los años hidrológicos entre 1960-1961 hasta 2014-2015, las que se muestran en la Figura 3.2.1.

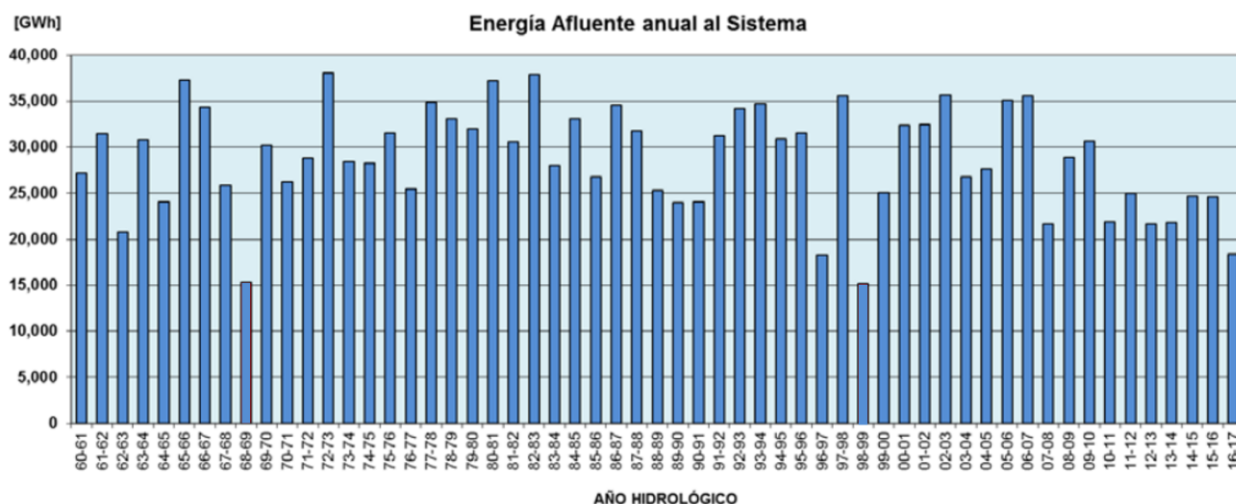


Figura 3.2.1.- Energía afluente del sistema para cada año hidrológico^{xvii}.

3.2.1. Caso simulado en HELO al año 2027

Como se mencionó anteriormente, pese a que el horizonte de simulación en la coordinación hidrotérmica considera todos los años hasta el 2035, para efectos de esta memoria se analizará detalladamente solo el año 2027, si bien corresponde a un año se evaluará frente a distintas penetraciones de vehículos eléctricos. En términos de capacidad instalada, en la Figura 3.2.2 se puede ver la participación de cada tecnología, en donde se proyecta una participación de aproximadamente el 37% de ERV respecto a la capacidad instalada. Pese que se prevea un aumento de ERV y se considere la salida de las unidades a carbón U12, U13, U14 y U15, la energía termoeléctrica sigue conformando la mayor parte de nuestra matriz energética con aproximadamente el 42%, lo que representa un aumento apreciable respecto al 16% instalado actualmente.

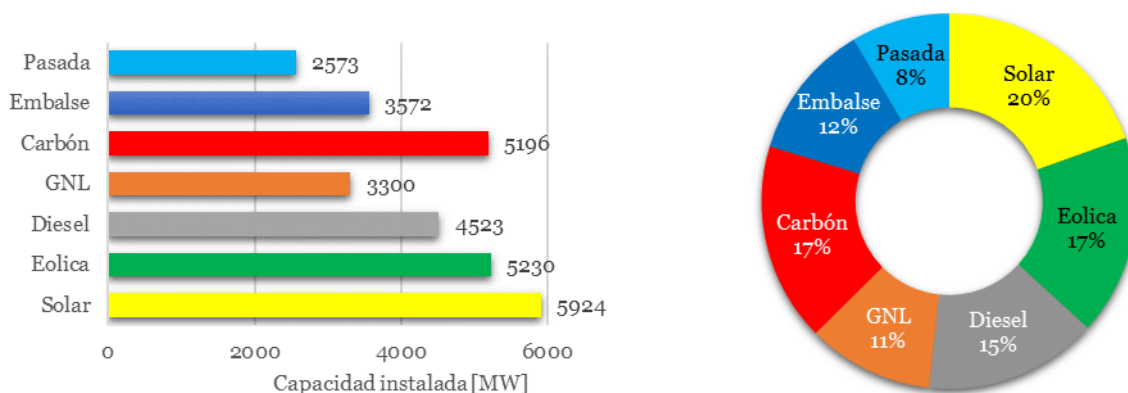


Figura 3.2.2.- Capacidad instalada para el año simulado en modelo HELO (2027).

^{xvii} Imagen extraída del informe de precio nudo de corto plazo publicado por la CNE [42].

Dicha capacidad instalada está compuesta por un total de 245 centrales térmicas, 149 ERV, 11 embalses y 70 centrales de pasada. Por otro lado, la topología a simular considera 588 barras, donde se concentran los consumos y se conectan los generadores. 724 líneas de transmisión para representar en detalle el sistema eléctrico nacional (SEN), como lo ilustra la Figura 3.2.3, en donde se representa espacialmente la red simulada.

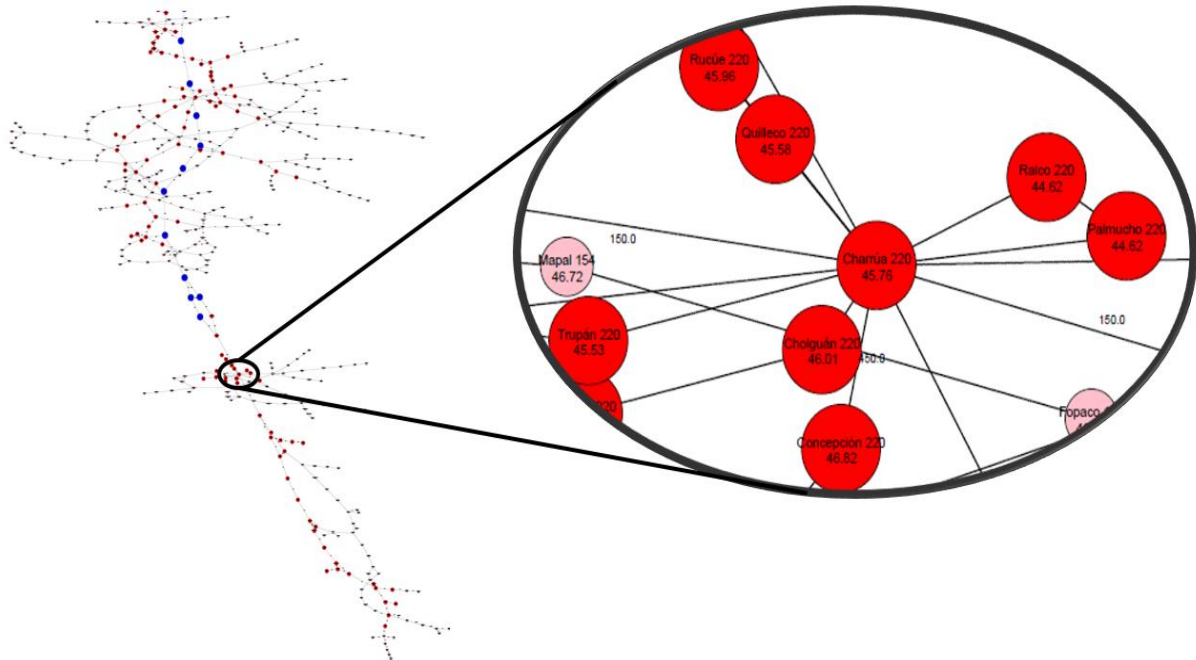


Figura 3.2.3.- Diagrama de topología utilizada para simulaciones de corto plazo, HELO.

En términos de suficiencia, el sistema se enfrenta a una demanda con resolución horaria, para ilustrar su comportamiento se muestra la Figura 3.2.4, en donde se puede ver como varía en promedio la demanda para cada uno de los meses. Para estos casos la demanda máxima que percibe el sistema corresponde a 14,496 [MW], por otro lado, el requerimiento mínimo de demanda es de 8,225 [MW]. El perfil horario utilizado para la demanda corresponde al del año 2016, y este es escalado energéticamente para que calce con la simulación en bloques de las simulaciones de largo plazo y así rescatar el crecimiento de la demanda discutido anteriormente.

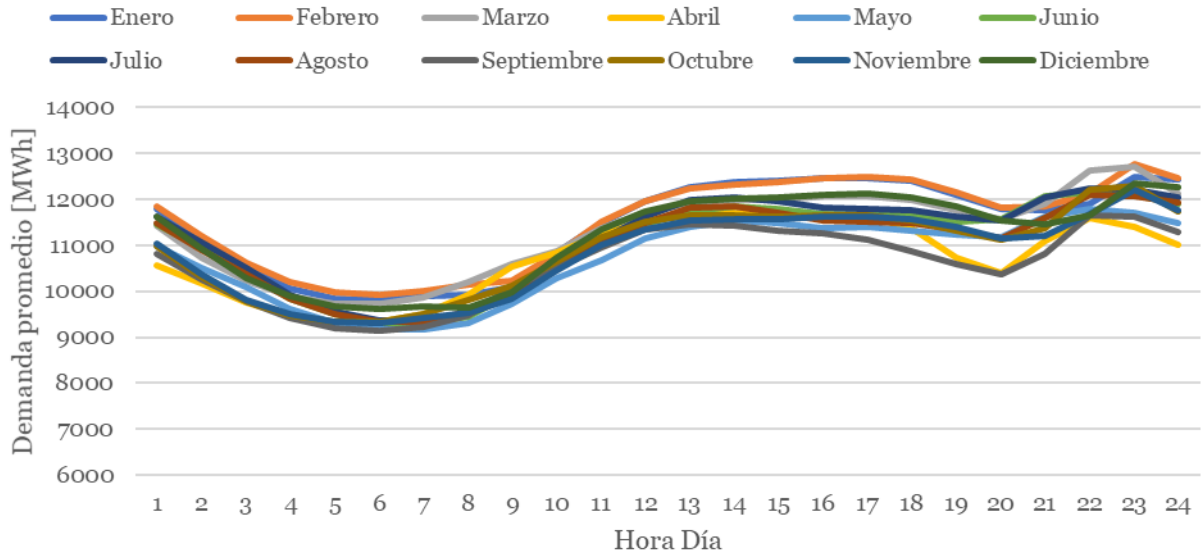


Figura 3.2.4.- Demanda promedio mensual para el sistema en estudio (2027).

Adicionalmente, como estas simulaciones consideran las restricciones técnicas de las unidades generadoras, sus parámetros se extraen de la operación diaria del coordinador^{xviii} (específicamente programa de operación) lo que considera valores de tiempos mínimos de encendido y apagado, costos de encendido y apagado, rampas y mínimos técnicos. Para tener una idea de estos valores, en la de estos valores, en la Tabla 3.2.1 se muestran para algunas unidades del SEN, en donde se puede ver que la diferencia entre los distintos tipos de tecnologías, siendo el carbón el que presenta los mayores tiempos y costos. Mientras que las unidades GNL y Diesel presentan tiempos y costos menores, sin embargo, sus costos variables son mayores que el de las centrales a carbón.

Tabla 3.2.1.- Parámetros técnicos para distintas unidades del SEN.

Proyecto	Tipo	Pmax [MW]	Pmin [MW]	T. encendido [h]	T. apagado [h]	C.Partida [\$]	Rampa Subida [MW/h]	Rampa Bajada [MW/h]
ANGAMOS I	Carbón	253	80	10	10	\$ 4,066	90	90
Bocamina 2	Carbón	322.5	175	23	23	\$ 110,681	120	65
CC1 GNL	CC-GNL	389.5	217	3.45	3.45	\$ 31,232	240	240
U16 GNL	CC-GNL	393	50	0.75	0.75	\$ 5,498	690	690
Diesel Ingenova	Diesel	2.4	0	0	0	\$ -	240	240
TG1	Diesel	24.601	3	0.22	0.22	\$ -	600	600

3.3. Flexibilidad sin considerar vehículos eléctricos

En esta parte se describirán los casos a estudiar a lo largo de este trabajo en donde los primeros están destinados a entender la flexibilidad en el sistema eléctrico y los segundos a evaluar los impactos de los vehículos eléctricos en el sistema.

^{xviii} <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/programas-de-operacion-2/>

3.3.1. Parque térmico flexible

Esta primera alternativa para evaluar la flexibilidad en el sistema consiste en implementar acciones que transformen las unidades instaladas actualmente en una generación más flexible. Esto se logra relajando las limitaciones que poseen las unidades térmicas, por ejemplo:

- Aumentando las tasas de toma y desprendimiento de carga.
- Disminuyendo los mínimos técnicos de las unidades.
- Disminuyendo los tiempos de encendido y apagado.

Si bien esta situación podría conllevar elevados costos asociados, es posible tomar acciones que cumplan con esta consigna y no representen un elevado costo. De hecho, en el último tiempo han surgido dudas sobre la veracidad de los parámetros técnicos entregados por los propietarios de las empresas generadoras, lo que ha llevado al coordinador eléctrico nacional a realizar auditorías con la finalidad de conocer realmente sus limitaciones técnicas ^{xix}.

Con ello se busca evaluar el desempeño del sistema eléctrico considerando unidades más flexibles y evaluar cómo cambian los requerimientos de flexibilidad cuando se cuenta con un parque de este tipo.

3.3.2. Parque Sin embalses.

Este caso verificará la operación del sistema eléctrico, sin considerar ningún embalse. Tradicionalmente se han utilizado los embalses para brindar la flexibilidad necesaria en el sistema eléctrico, particularmente en el SEN-SIC. Este caso busca responder cual es el real aporte de los embalses a la flexibilidad del sistema eléctrico y conocer el desempeño del sistema eléctrico cuando no se cuenta con ellos. Con ello, el sistema evaluado consta de 12% menos de capacidad instalada, sin la flexibilidad proveniente de dichos embalses.

3.3.3. Considerando Baterías.

Este caso busca evaluar el rol de las baterías en la flexibilidad del sistema eléctrico considerando como base, la batería instalada por la empresa Tesla^{xx} en Australia, la que en su período de operación ha sido capaz de ser un aporte a la flexibilidad del sistema eléctrico del sur de dicho país. Para esta memoria, se considerarán múltiples baterías como la instalada por Tesla en las barras más representativas del sistema como muestra la Figura 3.2.5, las que fueron simuladas de manera simultánea en el sistema. Los parámetros técnicos asociados a cada una de ellas se pueden ver en la Tabla 3.2.2.

^{xix} <https://www.coordinador.cl/informe-documento/determinacion-de-parametros-operacionales-de-unidades-generadoras/minimo-tecnico/informes-de-minimos-tecnicos-unidades-generadoras-2-2-3/>

^{xx} <https://electrek.co/2018/01/23/tesla-giant-battery-australia-1-million/>

Figura 3.2.5.- Diagrama ubicación de baterías

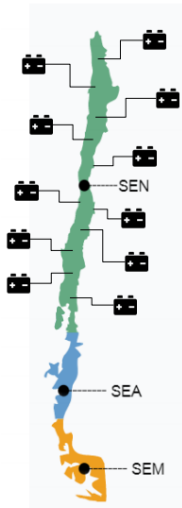


Tabla 3.2.2.- Ubicación y baterías simuladas en el caso baterías.

Nombre de Batería	Capacidad [MWh]	Potencia [MW]	Eficiencia
Batería Crucero 220	129	100	0.9
Batería Atacama 220	129	100	0.9
Batería Diego de Almagro 220	129	100	0.9
Batería Cardones 220	129	100	0.9
Batería Pan de Azúcar 500	129	100	0.9
Batería Polpaico 220	129	100	0.9
Batería Alto Jahuel 220	129	100	0.9
Batería Ancoa 220	129	100	0.9
Batería Charrúa 220	129	100	0.9
Batería Valdivia 220	129	100	0.9
Batería Puerto Montt 220	129	100	0.9

Para introducir baterías en el modelo HELO se debe modelar su comportamiento acoplado en el tiempo. Para lo que se deben considerar su balance energético el que se presenta mediante la ecuación (3.2.1), además se debe considerar la capacidad de almacenamiento y la potencia máxima del inversor, los que se modelan mediante la ecuación (3.2.2) y (3.2.3) respectivamente.

$$E_{i,t} = E_{i,t-1} + P_{i,t}^C \cdot \eta_i^C - \frac{P_{i,t}^D}{\eta_i^D} \quad \forall t > 1 \in T, i \in B \quad (3.2.1)$$

$$E_{i,t} \leq \overline{SOC}_i \quad (3.2.2)$$

$$P_{i,t}^C, P_{i,t}^D \leq \overline{P}_i^B \quad (3.2.3)$$

Esta formulación permitirá entender cuál podría ser el efecto de los vehículos eléctricos si se consideran con una capacidad gestionable.

3.4. Flexibilidad considerando vehículos eléctricos

Para estudiar el aporte o los efectos que producen los vehículos eléctricos en el sistema, se estudiarán dos casos, el primero cuando estos solo son usados por los usuarios y no existe ninguna acción de control sobre ellos y el segundo en donde la carga de los vehículos eléctricos puede ser gestionada.

3.4.1. Vehículos eléctricos sin gestión.

Para realizar este ejercicio se utilizarán los perfiles de vehículos eléctricos medidos en Reino Unido enmarcados en el proyecto “My Electric Avenue”, descrito en el marco teórico. Al ser perfiles individuales de vehículos, se debe verificar si su comportamiento agregado cumple la misma propiedad descrita por la demanda en la sección 2.5. Para ello,

se seleccionan 50 perfiles aleatorios de los 2000 disponibles y se grafican en la Figura 3.4.1, lo que entrega la noción de que los perfiles no siguen ninguna tendencia definida, de hecho, son varios pulsos cuadrados a lo largo del día. De este set de perfiles se escogen 25 perfiles aleatorios y son graficados junto a los perfiles que no fueron seleccionados, estos resultados se pueden ver en la Figura 3.4.2. Con dicha comparación se puede verificar que su comportamiento agregado tiene una tendencia definida, por lo que no se comete un error al representar la demanda de vehículos eléctricos en el sistema de potencia como el pool de perfiles agregados mostrada en la Figura 2.5.4.

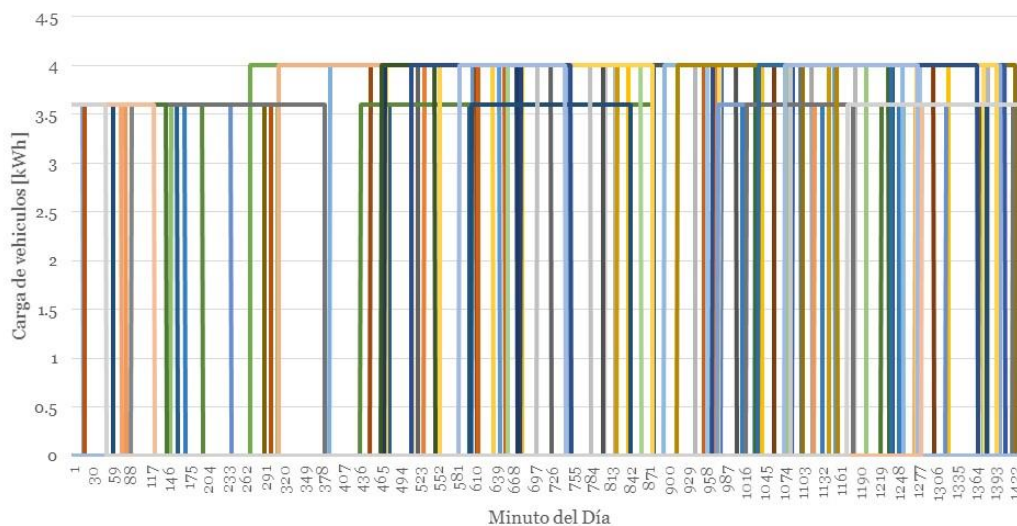


Figura 3.4.1.- Pool de 50 perfiles aleatorios, extraídos de mediciones reales en Reino Unido.

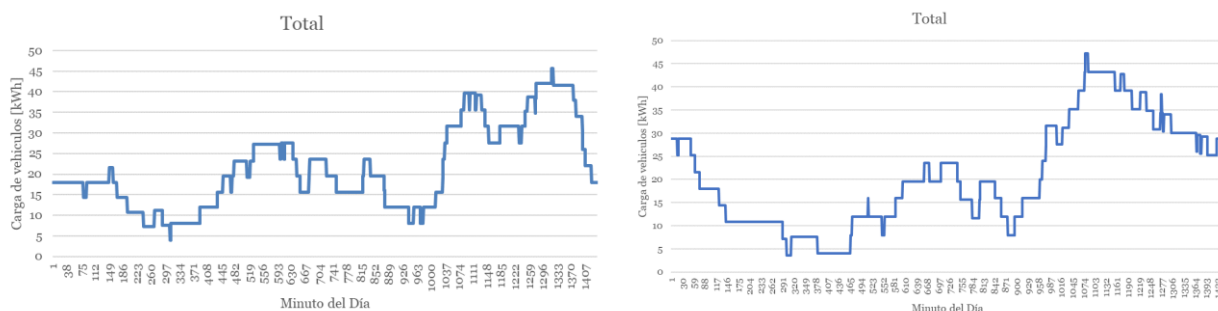


Figura 3.4.2.- Comparación de comportamiento de 25 perfiles distintos agregados.

3.4.2. Vehículos eléctricos con gestión

Hasta ahora en este trabajo solo se ha mencionado la demanda, puesto que en primera instancia solo será representada como un consumo para el sistema. En esta sección se describirá la capacidad de gestionar los vehículos eléctricos, considerando su forma de operación, considerándolo como una carga eléctrica flexible que debe cumplir con la condición de estar cargado a cierta hora del día [23]. Para poder tener una mirada completa del problema de optimización a resolver, y la participación de cada una de las variables relacionadas con los vehículos eléctricos, se planteará el problema completo de manera genérica.

a) Formulación del problema de unit commitment

El problema de optimización está basado en la minimización de costos totales del sistema, lo que incluye el costo variable de cada generador, costos de partida y detención y un costo asociado a la energía no suministrada, conocido como costo de falla, lo que se representa mediante la ecuación (3.4.1), cuyas variables están definidas en el capítulo 6. Todo ello sujeto a que la demanda eléctrica sea satisfecha, lo que se denota como lo muestra la ecuación (3.4.2). Esta última ecuación es más conocida como balance nodal, esto se debe cumplir para cada uno de los nodos del sistema, los que corresponden a los puntos donde se conecta la demanda o generación y están conectados al resto del sistema mediante líneas de transmisión.

A diferencia de la planificación de largo plazo^{xxi}, en la resolución de este problema se busca representar los límites técnicos de las unidades generadoras, lo que le brinda una dificultad adicional al problema al incluir variables binarias en su formulación y así representar el encendido y apagado de las centrales. De no ser incluidas, no se podría cumplir que la generación de las centrales sea mayor a su potencia mínima y también tenga la posibilidad de apagarse (ser cero). La formulación que incluye este comportamiento en conjunto con la variable binaria se puede ver en las ecuaciones (3.4.3) y (3.4.4).

Una restricción adicional que tienen las centrales es la tasa de toma y desprendimiento de carga, esto quiere decir que la generación puede moverse dentro de un rango acotado entre una hora y otra. Para forzar el cumplimiento de este comportamiento, se incluye las restricciones (3.4.5) y (3.4.6), las que representan las rampas de bajada y subida respectivamente. Adicionalmente, como se incluye la posibilidad de que las máquinas incluyan una potencia mínima en la formulación, es posible que la potencia mínima sea mayor que la rampa de dicha unidad, lo que haría que las unidades nunca se enciendan. Para sortear esta dificultad se incluye el término de más a la derecha de estas ecuaciones, definidas por las variables binarias $z_{i,t}$ e $y_{i,t}$. La primera toma el valor de uno cuando el generador se apaga y cero para cualquier otro instante de tiempo y la segunda tiene el mismo comportamiento, pero cuando generador se enciende (representan los cambios de estado). Para poder definir el comportamiento de estas últimas variables se incluyen las restricciones (3.4.7) y (3.4.8).

Otra restricción para considerar de los generadores térmicos es que no se pueden encender/apagar instantáneamente una vez que se da la señal de encendido/apagado, incluso teniendo un tiempo mayor a 40 horas como en el caso de la central Bocamina^{xxii}. Para representar este aspecto se definen tiempos de encendido y apagado, y se obliga a que la suma de las variables de estado de cada generador cumpla estos tiempos. En términos matemáticos las ecuaciones que cumplen con este aspecto son las ecuaciones (3.4.9) y (3.4.10).

^{xxi} Si bien este problema incluye más restricciones, el horizonte de solución es más acotado. Para este trabajo el horizonte de cada simulación es una semana.

^{xxii} Bocamina es una central térmica en base a carbón cuya potencia es de 122 [MW] ubicada en el Bío-Bío, región de Chile.

Finalmente, también se debe cumplir que el flujo de las líneas se encuentre dentro de los límites térmicos que están definidos por su capacidad. Eso se restringe mediante la ecuación (3.4.11).

$$Min: \sum_{t,i} g_{i,t} \cdot Cv_{i,t} + \sum_{i,t}^T y_{i,t} \cdot SUC_i + z_{i,t} \cdot SDC_i + \sum_{t,n,k} falla_{t,n,k} \cdot CF_k \quad (3.4.1)$$

$$\sum_{\substack{t,i \\ g_{i,t} \in n}} g_{i,t} + \sum_{\substack{t,j,k \\ tq \ j \wedge q=n}} f_{t,j,k} + \sum_t falla_{t,n} = D_{t,n} \quad \forall i \in I, n \in N, t \in T \quad (3.4.2)$$

$$g_{i,t} \geq \underline{P}_i \cdot x_{i,t} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (3.4.3)$$

$$g_{i,t} \leq \overline{P}_i \cdot x_{i,t} \quad \forall i \in I, t \in T \quad (3.4.4)$$

$$g_{i,t-1} - g_{i,t} \leq RD_i + \overline{P}_i \cdot z_{i,t} \quad \forall i \in I, \forall t > 1 \in T \quad (3.4.5)$$

$$g_{i,t} - g_{i,t-1} \leq RU_i + \overline{P}_i \cdot y_{i,t} \quad \forall i \in I, \forall t > 1 \in T \quad (3.4.6)$$

$$y_{i,t} - z_{i,t} = x_{i,t} - x_{i,t-1} \quad \forall i \in I, \forall t > 1 \in T \quad (3.4.7)$$

$$y_{i,t} + z_{i,t} \leq 1 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (3.4.8)$$

$$\sum_{r=t-UT_i+1}^t y_{i,r} \leq x_{i,t} \quad \forall i \in I, \forall t \in [\overline{L}_i, T] \quad (3.4.9)$$

$$\sum_{r=t-DT_i+1}^t z_{i,r} \leq 1 - x_{i,t} \quad \forall i \in I, \forall t \in [\underline{L}_i, T] \quad (3.4.10)$$

$$\underline{F}_l \leq f_{i,j,k} \leq \overline{F}_l \quad \forall i \in F, \forall j \in O, \forall k \in D \quad (3.4.11)$$

b) Incorporación de Vehículos Eléctricos en el Unit Commitment

Para incluir los vehículos eléctricos en el Unit Commitment y evaluar sus efectos en el sistema de potencia, se evaluará su efecto de manera agregada, en donde los vehículos serán incluidos en algunas barras del sistema, lo que será explicado en detalle en la sección

3.5. El efecto que incluye la gestión de los vehículos eléctricos con el Unit Commitment tradicional, es que el consumo de los vehículos debe ser incluido en la ecuación de balance nodal.

Si los vehículos eléctricos no son gestionados, $PC_{n,t}^{EV}$ será directamente la energía demandada de ellos. En el caso de que se brinde la posibilidad de gestionar los vehículos, se debe considerar que su principio de funcionamiento responde al de una batería, por lo que su formulación es muy similar, ver ecuación (3.4.13). La diferencia es que la batería puede ser descargada dependiendo del uso de los vehículos, lo que en esta ecuación se describe con $EVsD_{n,j}$.

También se debe considerar que los vehículos deben alcanzar un estado mínimo de carga todos los días, lo que en esta oportunidad se define mediante la ecuación (3.4.14), supuesto clave para la inclusión de vehículos eléctricos como una carga gestionable. Un ejemplo de ello es que las baterías deban estar cargadas totalmente todos los días a las 5 de la mañana, lo que hace que los vehículos estén listos en ese horario para iniciar sus viajes. De esa forma se cumple con las necesidades de los usuarios y se brinda la posibilidad de que gestione la carga del vehículo durante todo el resto del día.

Un punto sumamente importante para tener en cuenta es que la carga del vehículo está sujeta a la disponibilidad de que el vehículo se encuentre conectado a la red, y entonces estacionado. Para asegurar este comportamiento se incorporan las restricciones (3.4.16) y (3.4.17), las que hacen que la potencia máxima que puede cargar en una hora los vehículos depende de la disponibilidad de vehículos estacionados, lo que se incluye como un porcentaje de la potencia máxima.

$$\sum_{\substack{t,i \\ g_{i,t} \in n}} g_{i,t} + \sum_{\substack{t,j,k \\ tqj \wedge q=n}} f_{t,j,k} + \sum_t falla_{t,n} = D_{t,n} + PC_{n,t}^{EV} \quad \forall i \in I, n \in N, t \in T \quad (3.4.12)$$

$$soc_{n,t} = soc_{n,t-1} + \eta \cdot PC_{n,t}^{EV} - \frac{1}{\eta} \cdot EVsD_{n,j} \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (3.4.13)$$

$$soc_{n,t} \geq BatteryFull_n \quad \forall n \in N, t = H_n^{fix} \quad (3.4.14)$$

$$soc_{n,t} \leq E_n^{max} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (3.4.15)$$

$$PC_{n,t}^{EV} \leq \overline{P}_{n,t} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (3.4.16)$$

$$\overline{P}_{n,t} \leq EVsAvailable_{n,t} \cdot P_n^{max} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (3.4.17)$$

3.5. Determinación de demanda de vehículos eléctricos

Un primer paso que se debe dar para utilizar los datos de la publicación internacional mencionada [27] es cuál es el comportamiento respecto a la demanda nacional, para evaluar si realmente representará la situación del caso chileno. La Figura 3.5.1 muestra la comparación de los perfiles de los vehículos con la demanda promedio nacional para el mes de abril proyectada al año 2027, la que es usada para las simulaciones del caso base.

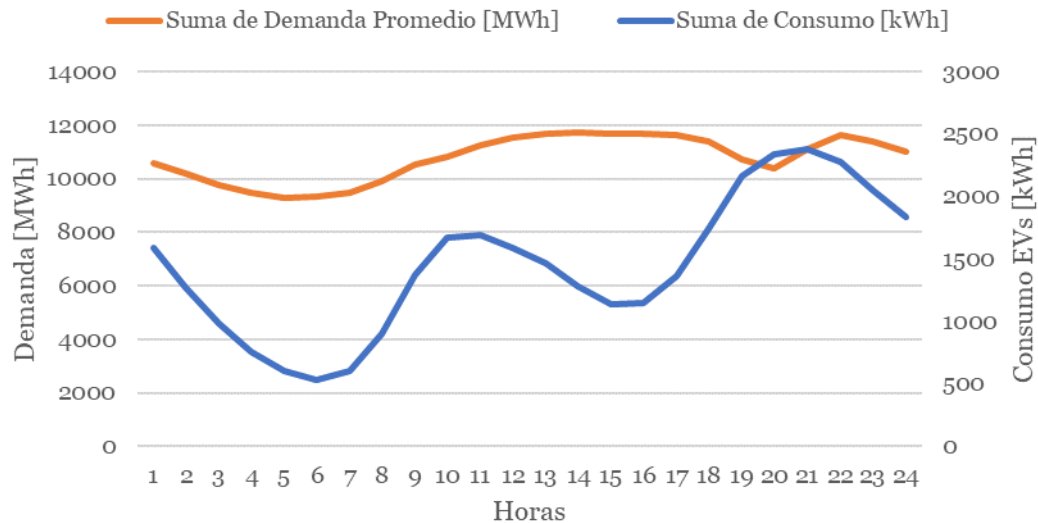


Figura 3.5.1.- Comparación de Consumo de vehículos eléctricos con Demanda.

La pregunta que se debe plantear es ¿En qué medida los perfiles concuerdan con los que se utilizarán en Chile? y cómo afectarán la curva de demanda del sistema. En el gráfico de la Figura 3.5.2 se compara el caso de Chile con Reino Unido para el mes de abril para Chile y octubre para Reino Unido, meses que poseen una equivalencia en estación del año. Si bien existen diferencias climáticas debido a la ubicación de los países, igualmente poseen un peak de demanda distinto para cada uno de ellos. Estas diferencias se deben en primer lugar a las horas de luz, y en segundo, a la duración de la jornada laboral en cada uno de los países. Teniendo esto en consideración, es muy complejo que los perfiles de Reino Unido estén representando el comportamiento real que tendrían los vehículos eléctricos en Chile, sin embargo, dichos perfiles provienen de datos medidos, por lo que considerarlos brindaría una perspectiva más realista del problema.

Para poder utilizarlos se debe buscar un punto de comparación entre las dos ubicaciones y así poder realizar transformaciones sencillas que trasladen los perfiles a lo que ocurriría realmente en el sistema nacional. Ello se lleva a cabo recordando que los perfiles no son solo un consumo adicional del sistema, sino que también su utilización va de la mano con el uso que puedan brindar los usuarios de dichos vehículos. En varios países, a nivel mundial, el Ministerio de Transporte (o departamento de transporte en Reino Unido), realizan un análisis para evaluar el comportamiento de los vehículos en las calles, destinado a evaluar los proyectos y necesidades viales presentes y futuras que tendrá cada ciudad. Si bien tiene un propósito distinto, esta encuesta proveerá en este

trabajo el punto de comparación, para trasladar los perfiles reales medidos en el estudio del Reino Unido al comportamiento chileno.

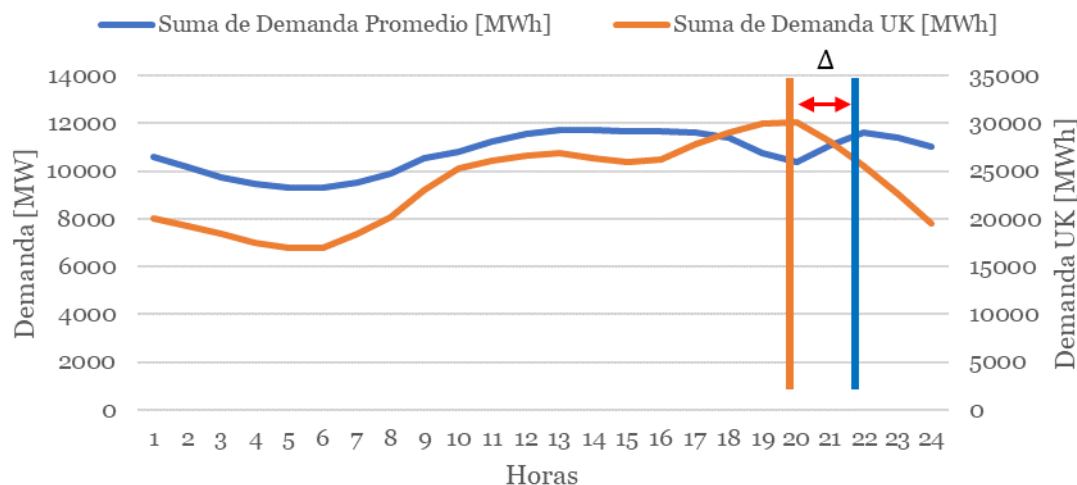


Figura 3.5.2.- Comparación de demanda promedio en Chile para el mes de abril con la Demanda en Reino Unido ^{xxiii}.

En Chile la encuesta de movilidad se conoce como: “Encuesta Origen Destino” (EOD), cuya versión más actualizada corresponde al año 2012^{xxiv}. Pese a que han pasado bastantes años desde su implementación, el comportamiento de los usuarios tiende a mantenerse en el tiempo, pues depende de factores como la duración de la jornada laboral y la coincidencia de hora de entrada a los mismos. En dicha encuesta se superponen los datos en tres grandes grupos dependiendo del motivo del viaje: Trabajo, Estudio y Otros. En la Figura 3.5.3 son graficados estos grupos para un día laboral cualquiera. Se puede apreciar como la EOD para los grupos de Trabajo y Estudio tienen una tendencia mucho más definida que el resto de los casos, de hecho, el otro grupo tiene un comportamiento más constante durante las horas del día. Los datos del proyecto My Electric Avenue representan el consumo de vehículos eléctricos domiciliarios, por lo que para los fines de esta memoria solo se utilizarán los viajes correspondientes a los grupos de Trabajo y Estudio.

En Reino Unido también se tiene una encuesta de movilidad conocida como: “National Travel Survey”^{xxv}. Al igual que la EOD en Chile, sus datos están divididos dependiendo del motivo del viaje, dentro de los que destacan los grupos “Commuting” y Study. El primer grupo se refiere a los viajes rutinarios como ir al trabajo, y el segundo respecto a los viajes que se realizan con motivo de estudio, en ambos solo consideran los viajes hechos en vehículos. Para el caso de la comparación, estos grupos concuerdan con los grupos seleccionados para el caso nacional y cuyo comportamiento se puede ver en la Figura 3.5.4. Lo interesante de estas encuestas, es que presentan un comportamiento bastante similar, teniendo un peak en la mañana cuando los usuarios inician sus viajes a sus lugares de trabajo o estudio y en la tarde/noche, cuando regresan de vuelta a sus hogares.

^{xxiii} <https://www.nationalgrideso.com/balancing-data/data-explorer>

^{xxiv} http://www.sectra.gob.cl/encuestas_movilidad/encuestas_movilidad.htm

^{xxv} <https://www.gov.uk/government/statistics/national-travel-survey-2017>

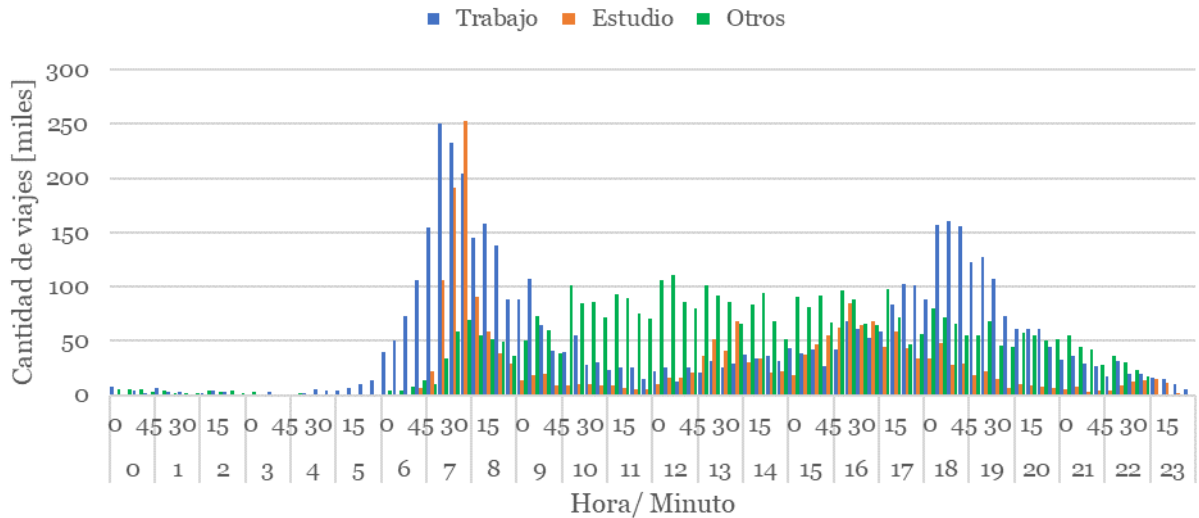


Figura 3.5.3.- Perfil de viajes diarios motorizados durante un día laboral.

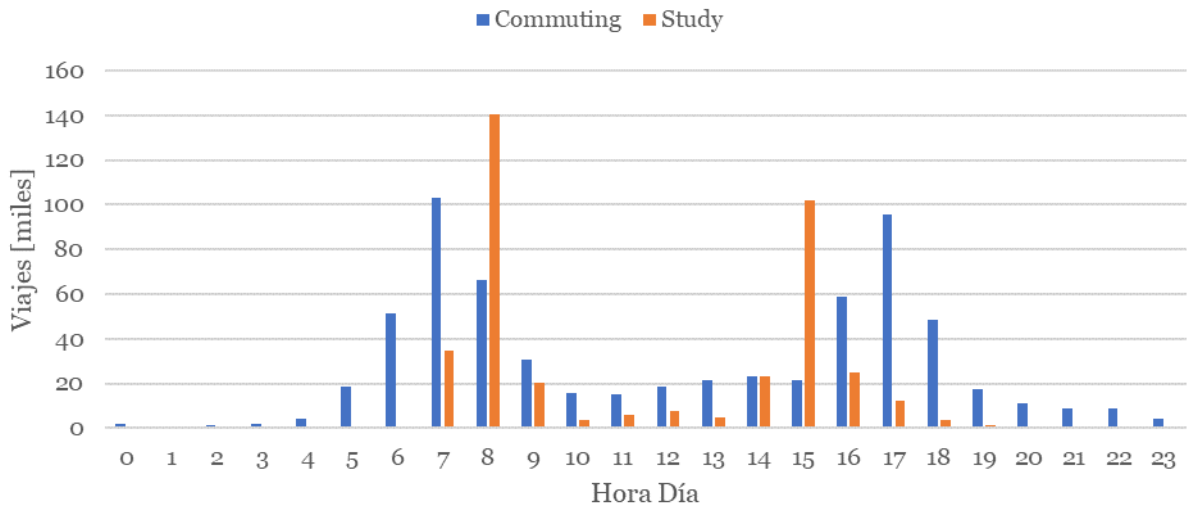


Figura 3.5.4.- Datos de viajes horarios para Reino Unido.

Si bien estos perfiles son parecidos, lo interesante es evaluar su real similitud. Para ello ambas curvas son graficadas en la misma figura, lo que se puede ver en la Figura 3.5.5. Aunque ambos perfiles están en escalas distintas, las formas de las curvas son similares. Cabe destacar que fue necesario pasar todos los perfiles del caso de Chile, a una resolución horaria, lo que se hizo promediando el número de puntos dentro de cada hora. Dicho cálculo se tuvo que realizar porque los datos de consumo en el caso de Reino Unido solo estaban disponibles con esa resolución. Aun cuando las formas de los perfiles sean similares, existen diferencias en la punta de la tarde, pero existe una coincidencia en la punta de la mañana.

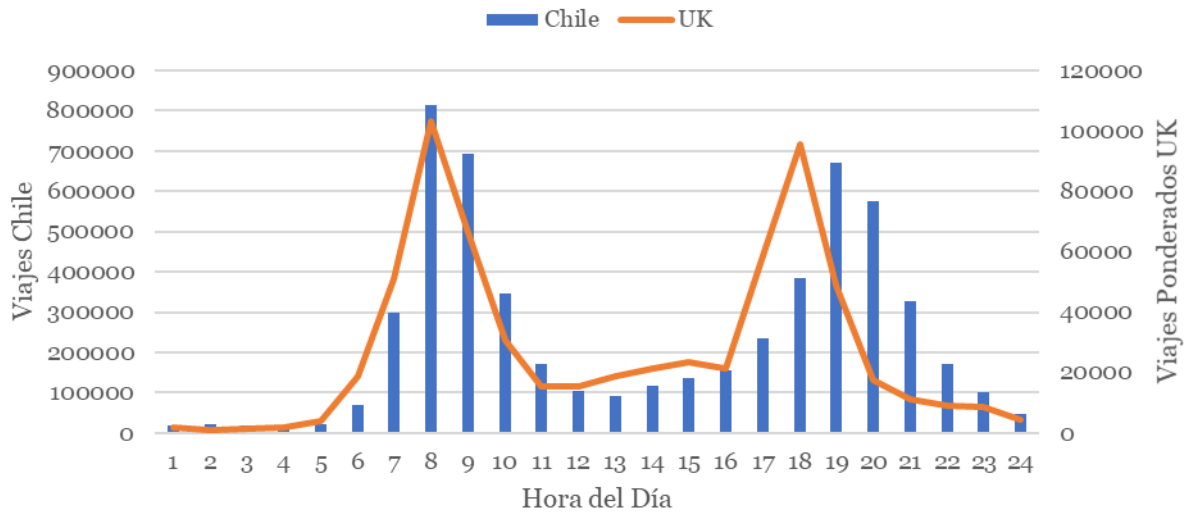


Figura 3.5.5.- Comparación de viajes Agregados de Chile y Reino Unido.

Lo deseable sería que los perfiles fueran coincidentes, caso en que el comportamiento vehicular de ambas locaciones sería la misma y en dicha situación utilizar directamente los perfiles. Lo que afecta considerablemente es que la duración de la jornada laboral, en el caso de Reino Unido la duración típica puede partir entre 8:30 – 9:00 a.m. y culminar alrededor de las 17:00 -17:30, la que a diferencia de Chile tradicionalmente se extiende en una hora más, partiendo en el mismo rango horario, pero culminando entre las 18:00 -19:00 pm. Este efecto conlleva que los usuarios de vehículos retornen a sus hogares una hora más tarde que en el caso de Reino Unido, por tanto, no es posible realizar solo una traslación de los perfiles de Reino Unido como la mostrada en la Figura 3.5.6, pues se corregiría la coincidencia con el perfil de la tarde, pero existiría un desfase en la punta de la mañana.

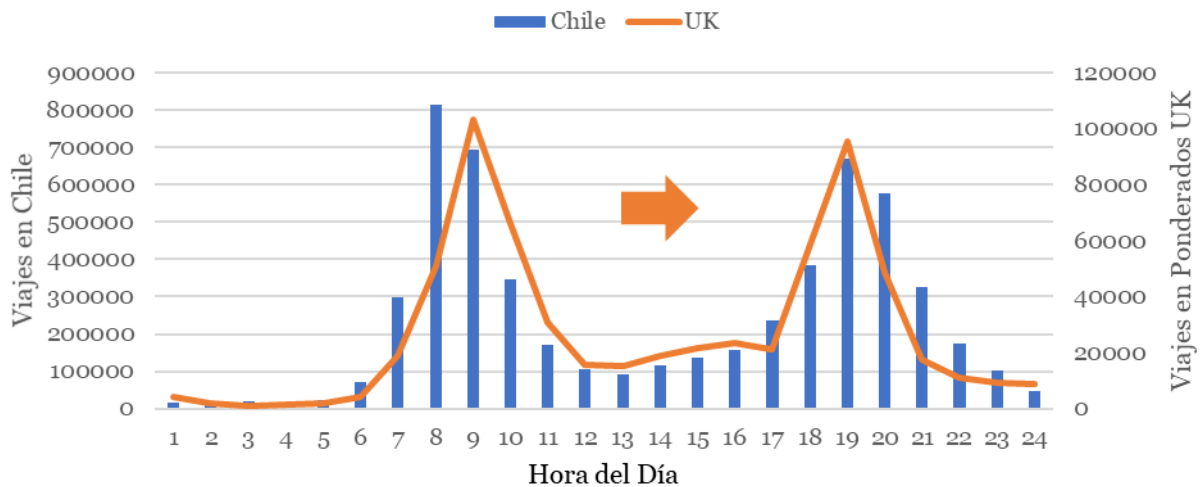


Figura 3.5.6.- Traslación de perfil de Reino Unido en una hora hacia la derecha

Para hacerse cargo de esta diferencia en las coincidencias de punta del sistema, se elige un punto de referencia para que se realice un corte en la curva. El punto elegido es la hora 12, pues es en ella donde se terminan las puntas del sistema y se entra a las horas de

mínima cantidad de viajes. Para esa hora se fija la punta de la mañana y se desplaza la curva de UK en una hora hacia la derecha, como lo muestra la Figura 3.5.7. Este desplazamiento se puede interpretar como una extensión en la hora laboral para el caso de UK, lo que hace que las puntas de ambas locaciones se igualen.

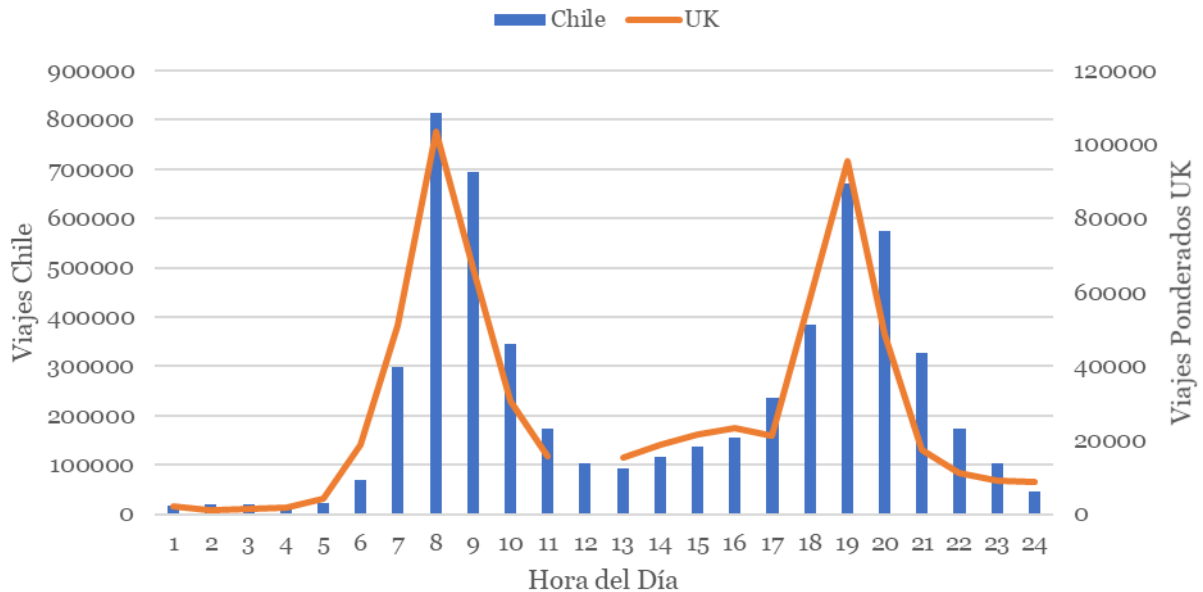


Figura 3.5.7.- Desplazamiento de punta de la tarde para perfil de UK.

Aun cuando con la acción anterior se logró la coincidencia de las puntas de cantidad de viajes diarios, la hora de referencia quedó sin ningún registro y la hora 24 se escapa de la representación diaria. Para lograr una coincidencia con la separación de la curva de UK se realizó una interpolación entre la hora 11 y la hora 13 para que el elemento de la hora 12 siga la misma tendencia. Para corregir el efecto de la hora 24, se eliminó también el registro de la hora 23 y se realizó una interpolación entre esa hora y la hora 1, para de esa manera brindar una continuidad en los perfiles eléctricos. El efecto de realizar ambas acciones se puede verificar en la Figura 3.5.8, en donde el proceso de traslación de la punta de la tarde del perfil de UK produce una mejor adaptación de ambas curvas.

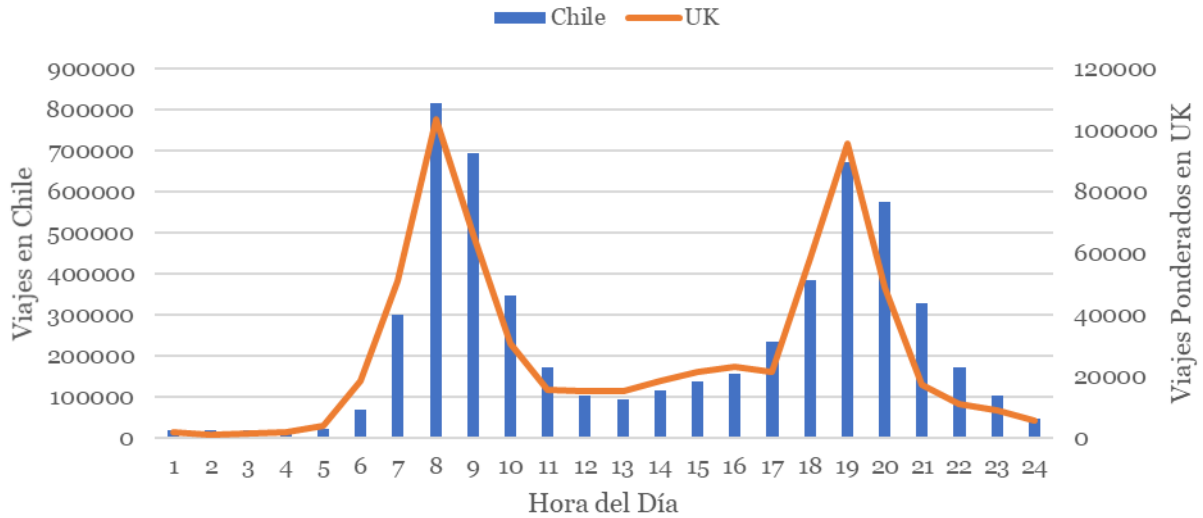


Figura 3.5.8.- Resultado del proceso de desplazamiento de punta de tarde de perfil de UK.

Si bien el ajuste de las curvas resultó exitoso, se debe tener en cuenta que este proceso no se desarrolló para ajustar las curvas de viajes, sino que con miras a que los perfiles de consumo de vehículos eléctricos representen lo que ocurriría realmente con los perfiles en Chile, por lo que lo más relevante de este proceso son los ajustes que hicieron el calce entre ambos perfiles. Todas las acciones realizadas son resumidas en la Figura 3.5.9.

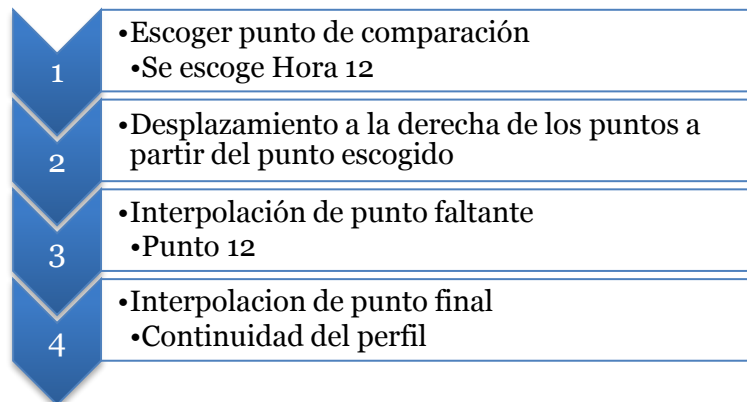


Figura 3.5.9.-Resumen de acciones para traslado de punta de tarde de perfil de UK.

Al aplicar las acciones de coincidencia de perfiles, se obtiene el resultado de la Figura 3.5.10, en donde se puede ver como mantiene el perfil hasta la hora 11, pero se desplaza en una hora a partir de ese momento. Mediante este supuesto se representa la forma del consumo agregado de vehículos eléctricos en el sistema eléctrico de Chile.

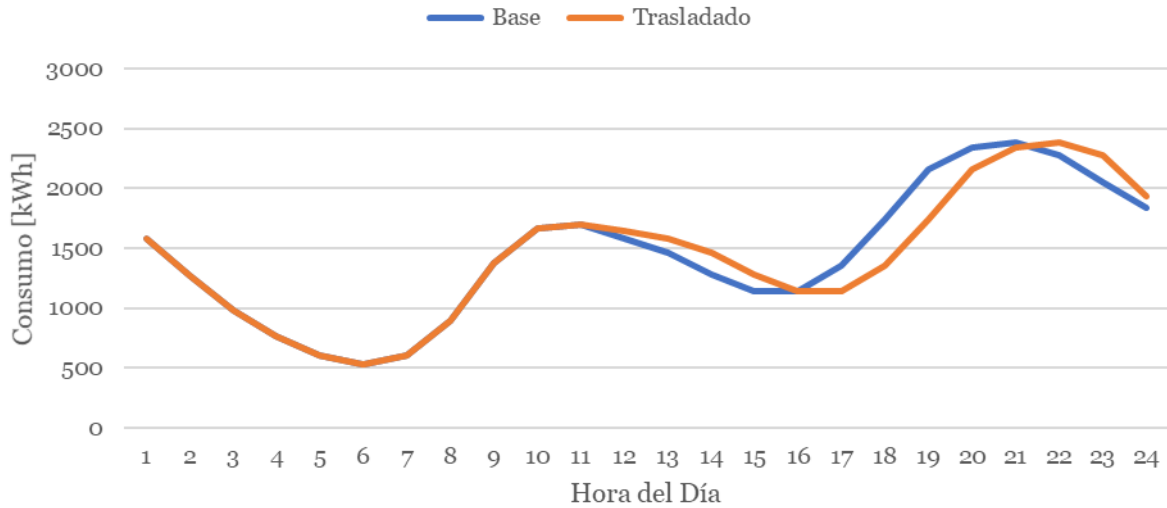


Figura 3.5.10.- Comparación de perfil de vehículos eléctricos con y sin ajuste.

Aunque la forma representa el consumo en Chile, aún se tiene un detalle, referente a que si el consumo de los vehículos eléctricos de UK es el mismo que el que tendrían en el caso de Chile. Para evaluar este comportamiento se recurre nuevamente a las EOD de cada país. En ellas se pudo verificar que, para el tipo de vehículos y viajes estudiados, la distancia promedio de viajes en UK es de 13,5 [km] mientras que en Chile es de 8,3 [km]. Por tales motivos, se realizó una ponderación de los perfiles para que a la misma cantidad de autos representen el consumo que tendrían los automóviles en Chile. Dada la diferencia en la distancia promedio de los viajes recorridos y considerando que los vehículos responden a un rendimiento (Consumo eléctrico/km), se esperaría que el consumo de la misma cantidad de vehículos resultara menor para el caso de Chile. Cabe destacar que también depende de otros factores como: el tráfico, la cantidad de artefactos (por ejemplo, aire acondicionado) entre otros, para este trabajo se supondrá que estos otros efectos son similares para cada país, por tanto, el consumo irá directamente relacionado con la distancia recorrida.

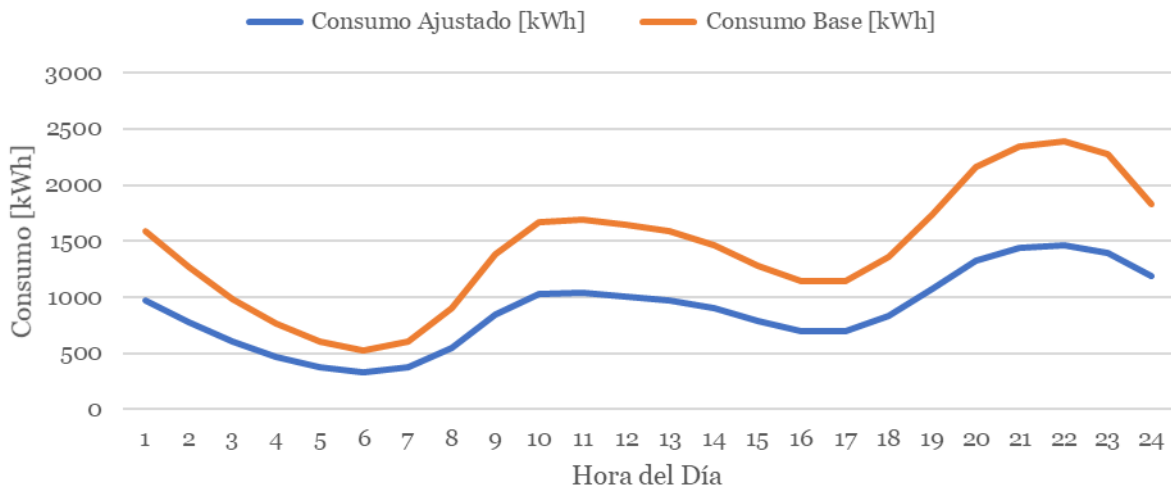


Figura 3.5.11.- Comparación de consumo base y ajustado respecto a la distancia recorrida promedio de vehículos.

Los perfiles se considerarán como 2000 autos individuales, por ende, el consumo obtenido hasta ahora representa el equivalente a 2000 autos. Para extraer el consumo de la totalidad de los vehículos se ponderará respecto al número total de vehículos. Dicho número es posible consultarlo en la misma EOD de Chile, en donde se considera el total de viajes diarios para los grupos de trabajo y estudio. Se debe tener en cuenta que los perfiles representan el comportamiento diario de cada vehículo, y los datos entregados son la cantidad de viajes diarios que consideran el viaje de la mañana y de la tarde para cada uno de ellos por lo que se supondrá que para cada participante de estos grupos se realizaron dos viajes, y entonces, el número total de vehículos corresponde a la cantidad de viajes dividida en dos. Dicho procedimiento se realizó para cada una de las regiones de Chile, resultado para cada una de ellas los vehículos totales mostrados en la Tabla 3.5.1. Se debe tener en consideración que para el caso de Puerto Montt que no se contaba con una EOD, pero sí con una cantidad total de viajes, la que era muy similar a la de Temuco, por lo que se usaron los viajes de Temuco para representar la situación de Puerto Montt.

Tabla 3.5.1.- Cantidad de vehículos utilizados por cada ciudad del país con EOD.

Ciudad	Viajes Trabajo	Viajes Estudio	Vehículos Totales
Arica	45,429	24,413	24,413
Iquique	63,928	34,014	34,014
Antofagasta	62,855	33,447	33,447
Santiago	1,980,272	1,259,942	1,259,942
Copiapó	31,113	16,365	16,365
La Serena	69,958	38,822	38,822
Valparaíso	17,549	9,796	9,796
San Antonio	23,191	11,688	11,688
Temuco	93,209	49,042	49,042
Valdivia	56,651	30,443	30,443
Osorno	56,268	28,886	28,886
Puerto Montt*	93,209	49,042	49,042

Como se mencionó anteriormente, la EOD de Chile se realizó por última vez el año 2012 en Santiago. Por tal razón, los totales calculados anteriormente pueden estar desactualizados, considerando el crecimiento que ha tenido el parque vehicular en los últimos años, el que se puede ver en la Figura 3.5.12, de donde se desprende que asciende a más de un millón de vehículos.

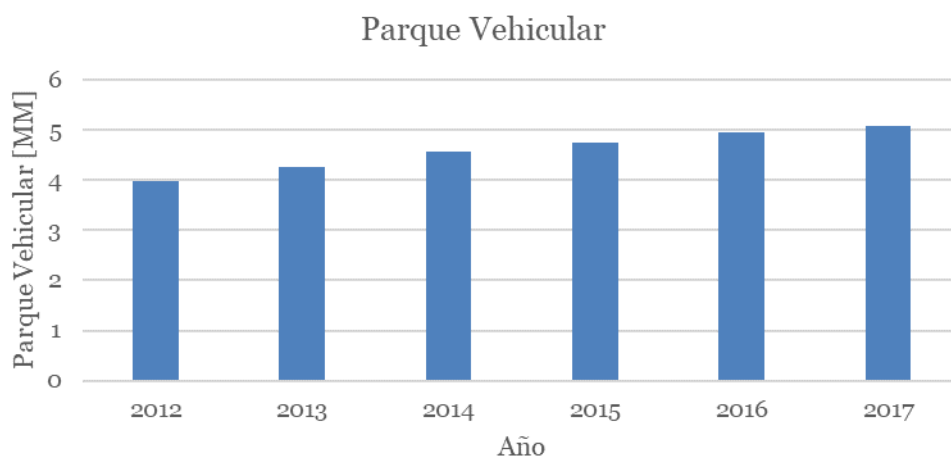


Figura 3.5.12.- Parque vehicular anual en Chile desde el año 2012.

Para considerar el abultado crecimiento del parque vehicular en los últimos años, se consideró que el crecimiento de los viajes es proporcional al crecimiento del parque vehicular, con lo que el número de vehículos resultantes después de este ajuste se muestra en la Tabla 3.5.2. Si bien el parque vehicular continuará creciendo, probablemente tenga un estancamiento porque la infraestructura vial no será suficiente. Desde este punto de vista, cuando se mencione un porcentaje respecto al parque vehicular se referirá a la cantidad total de vehículos actualizados al 2017.

Tabla 3.5.2.- Cantidad total de vehículos considerados por ciudad actualizados al 2017.

Ciudad	Total de Vehículos
Arica	31,206
Iquique	43,478
Antofagasta	42,754
Santiago	1,610,541
Copiapó	20,918
La Serena	49,624
Valparaíso	12,521
San Antonio	14,940
Temuco	62,688
Valdivia	38,914
Osorno	36,923
Puerto Montt	62,688

3.6. Disponibilidad de carga de vehículos eléctricos

Un parámetro fundamental para la gestión de vehículos eléctricos es la disponibilidad de carga de ellos. En este trabajo se tomarán dos supuestos para la carga de vehículos eléctricos.

a) Infraestructura perfecta

Cada vez que los vehículos no estén en movimiento, están estacionados y conectados a la red. Esto se logra extrayendo el complemento de los perfiles de la EOD de Chile, lo que

genera un perfil de disponibilidad como el que se muestra en la Figura 3.6.1. El perfil resultante disminuye cuando se incrementan los viajes de los vehículos.

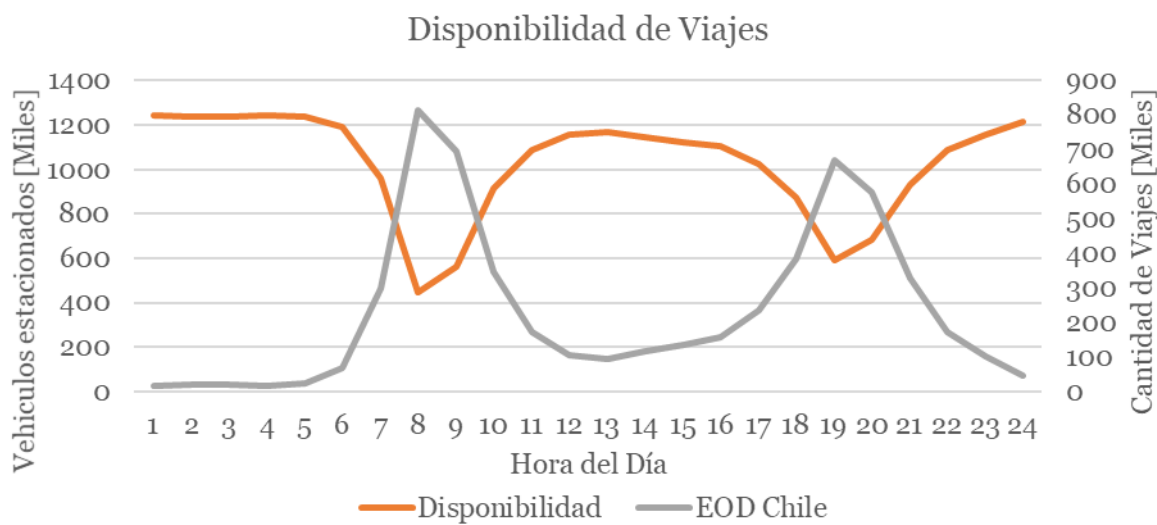


Figura 3.6.1.- Disponibilidad de vehículos eléctricos con infraestructura perfecta.

b) Consumo acorde a EOD

La energía consumida por los vehículos eléctricos durante este proceso se distribuye proporcionalmente al consumo de estos. Ocurre que los perfiles de UK tenían posibilidad de carga únicamente residencial, por lo que solo representarán el consumo cuando los usuarios lo conecten en sus horas. Para este caso como se supone una infraestructura perfecta el consumo debe ir de la mano con el uso del vehículo para que cuando se estacionen tengan la posibilidad de ser cargados, el modelo lo decide como la solución óptima.

3.7. Emisiones del parque generador

Un punto importante a tener en cuenta son las emisiones, que eventualmente podrían reducirse con la inserción de vehículos eléctricos. Habitualmente se ve como una alternativa viable para disminuir las emisiones, sin embargo, se debe tener en cuenta que un aumento de los vehículos eléctricos producirá un aumento en la demanda eléctrica. Precisamente es el aumento en la demanda eléctrica lo que no hace directo que los vehículos eléctricos reduzcan las emisiones, esto pues la demanda adicional debe ser proporcionada por la generación disponible en el sistema. Para evaluar el real impacto que tienen los vehículos en la operación del sistema se calcularán las emisiones del parque generador. Para ello se recurre a la información de emisiones disponible en el Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental (SNIFA)^{xxvi}. En dicha plataforma se encuentran disponibles las emisiones asociadas alrededor de 70 centrales térmicas, lo que representa buena parte del parque térmico existente. Sin embargo, no se incluye la totalidad de las centrales, por otro lado, diversas centrales que funcionan con GNL

^{xxvi} <http://snifa.sma.gob.cl/v2>

también tienen la posibilidad de funcionar con Diesel, por lo que tienen un nivel distinto de emisiones dependiendo del combustible usado.

Para efectos de este trabajo se realizó el cálculo de factores de emisión anuales por tecnología, lo que se llevó a cabo agregando las emisiones anuales para cada uno de los tipos y se dividió por la generación total anual de cada grupo. Para tener una idea de la magnitud de las variables consideradas, se presenta el gráfico de la Figura 3.7.1, en donde se puede ver que las emisiones son acorde con la generación, especialmente el carbón donde la relación es casi 1:1, es decir, por lo que por cada MWh de energía generada se produce una tonelada de CO₂.

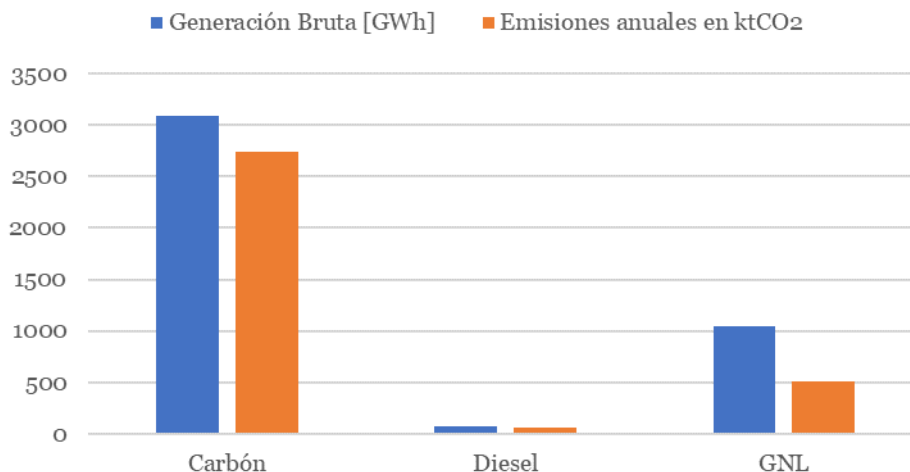


Figura 3.7.1.- Generación y emisiones anuales por tecnología.

Considerando el procedimiento descrito anteriormente se tiene que los factores de emisión resultantes por cada tecnología son los mostrados en la Tabla 3.7.1.

Tabla 3.7.1.- Factores de emisión por tecnología.

Tecnología	Factor Promedio
Carbón	0.89
Diesel	0.81
GNL	0.49

3.8. Emisiones de los vehículos convencionales

Para contraponer las emisiones del parque generador con las emisiones reducidas por el hecho de intercambiar vehículos convencionales por vehículos eléctricos. Se construyeron sus emisiones en base a la información disponible por cada modelo de vehículo en la página del ministerio de transporte^{xxvii}. Este archivo contiene las emisiones de CO₂ de cada vehículo acorde a su rendimiento en [g/km]. A pesar de que este archivo contiene las emisiones por cada uno de ellos, no es posible utilizarla directamente al no representar el parque vehicular real, pues los vehículos ahí disponibles no están presentes en la misma proporción. Para conocer la presencia de cada tipo de vehículos en el parque

^{xxvii} <http://www.mtt.gob.cl/archivos/5626.html>

automotriz en circulación, se recurre al Instituto Nacional de Estadísticas (INE)^{xxviii}, en donde se encuentra la presencia desglosada por cada grupo de vehículos. Las emisiones promedio que concuerdan con el motivo de uso de los vehículos usados para este trabajo (Trabajo y Estudio), se pueden ver en la Tabla 3.8.1.

Tabla 3.8.1.- Emisiones resultantes por cada vehículo.

Tipo de Carrocería	Emisiones Por tipo [g CO₂/km]	Participación INE	Rendimiento Promedio [g CO₂/km]
Automóvil y station wagon	186	72%	134
Camioneta	185	20%	37
Furgón	186	4%	8
Minibús	223	1%	2
Todo terreno	237	2%	6
		Promedio Ponderado	187

^{xxviii}<http://www.ine.cl/docs/default-source/publicaciones/2017/parque-vehiculos-circulaci%C3%B3n-2016.xlsx?sfvrsn=10>

Capítulo 4: Resultados

En esta sección se mostrarán los resultados obtenidos en este trabajo, los que se separarán en dos grandes grupos, el primero está destinado a entender el concepto de flexibilidad en el sistema eléctrico nacional y como se puede resolver desde el sistema de potencia. El segundo evaluó los impactos de los vehículos eléctricos en el sistema, como una alternativa a la flexibilidad, en paralelo se evaluarán sus efectos en la operación del sistema y finalmente se estudiarán sus efectos ambientales.

4.1. La flexibilidad en el sistema eléctrico nacional

Basado en los índices de flexibilidad presentados en el marco teórico, en conjunto con las métricas definidas, como ciclados, apagados, y horas de operación a mínimo técnico, se analizó el caso base, cuyos resultados se pueden ver en la Tabla 3.8.2. El primer índice brindó un valor considerable, de hecho, del ejercicio realizado en la publicación indica que para un valor superior a 0.633, el parque puede ser considerado como flexible. Por otro lado, el índice IRRE, el cual indica el número esperado de veces en que el sistema no tenga rampa suficiente y en consecuencia tenga que verter energía renovable o que el sistema simplemente tenga que fallar (aumenta la energía no suministrada), indica que los problemas se centran en la rampa de bajada y no en la de subida, comportamiento que se repite en el caso del índice $LORP_{Dn}$ que indica la probabilidad de pérdida de carga, considerando los errores de pronóstico de demanda y ERV. Para el cálculo de estos errores se utilizó la operación real y programada desde el año 2012 hasta el año 2016. El valor de los índices en cero demuestra que el parque instalado actualmente no presenta problemas de flexibilidad de subida, lo que cobra sentido producto del nivel de sobre instalación que posee el parque nacional, teniendo en todo momento máquinas disponibles para prestar recursos de rampa de subida.

Tabla 3.8.2.- Cálculo de índices de flexibilidad.

NFI	$IRRE_{Up}$	$IRRE_{Dn}$	$LORP_{Up}$	$LORP_{Dn}$
0.668	0	2.921	0	0.016

Los vertimientos totales anuales ascienden a 106 [GWh] para el año simulado, lo que indica que los vertimientos basados en las características del sistema eléctrico solo representan el 0.4% de la energía generable^{xxix} anualmente por las centrales ERV, dándose principalmente en los meses con mayor radiación solar como lo muestra el gráfico de la Figura 3.8.1. Dichos vertimientos representan una pequeña porción de la energía, pero aún queda la interrogante sobre que está causando esos vertimientos, los que se podrían deber al sistema de transmisión o a los parámetros técnicos de las unidades generadoras (i.e., inflexibilidad del parque generador convencional). Para poder despejar la interrogante se realizó una ejecución del mismo problema, pero sin considerar la transmisión, lo que se realiza conectando todos los generadores y demandas a un único nodo. Este enfoque permitirá aislar las causas del vertimiento, separando los problemas producto de un sistema de transmisión deficiente de una falta de flexibilidad del parque instalado. El resultado de esa ejecución entregó que el vertimiento en ese caso es de 0.83

^{xxix} Se dice generable a la energía ERV que podría ser despachada. Esto porque existe otra fuente de desviaciones propias de la estocasticidad del recurso primario, conocidas como errores de pronóstico.

[GWh], lo que representa aproximadamente el 0% de la generación ERV anual. Con ello en consideración se puede corroborar que los problemas de vertimientos para el año analizado (con 37% de ERV instalada respecto a la capacidad máxima del sistema) no son debido a las restricciones técnicas de las unidades generadoras, sino que son producto de falta de capacidad en el sistema de transmisión.

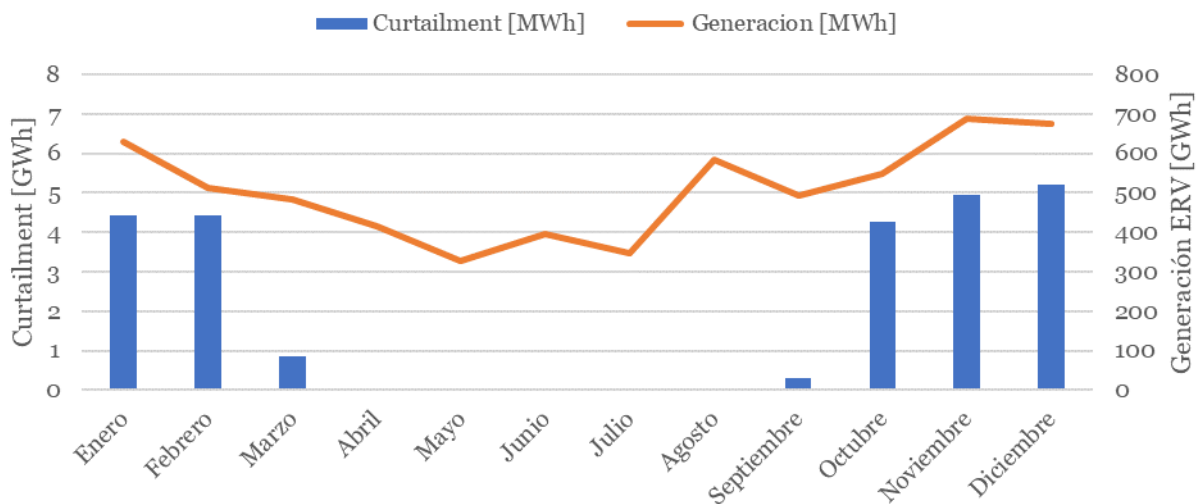


Figura 3.8.1.- Vertimientos mensuales en conjunto con energía ERV generada por cada mes.

En cuanto a las métricas de ciclado y encendido y apagado son mostradas en la Tabla 3.8.3, en donde son las centrales en base a carbón las que presentan el mayor número de ciclados anuales. Por otro parte, las centrales Diesel son las que se llevan la mayor cantidad de apagados anuales y finalmente las centrales de tipo GNL son las que presentan un comportamiento intermedio entre las otras dos tecnologías. Si se evalúa el número de ciclados en términos mensuales mostrados en la Figura 3.8.2, es posible notar que el carbón cumple la tendencia de aumentar en conjunto con una mayor penetración ERV. A diferencia del GNL, que presenta un comportamiento de ciclados inverso a la penetración ERV. Dicha situación se da debido a que existe una abundante penetración solar, por lo que se tiene que durante todo el año durante el día debe disminuir el nivel de generación convencional para aprovechar el recurso solar, aunque se debe tener en cuenta la estacionalidad del recurso, existiendo meses con mayor radiación lo que produce que se dé el mismo comportamiento diario, pero que la potencia máxima entregada por la generación solar aumente para los meses con mayor radiación. Por tal razón, durante los meses con poca radiación es el GNL quien debe ser ciclado mientras el carbón está operando en base, al tener un costo variable mayor que el carbón. Por su parte, durante los meses con mayor radiación, el carbón es suficiente para suministrar la energía faltante, pero debe ser esta tecnología la que asuma el rol de ciclar para dar paso a la generación solar. Adicionalmente se puede ver la cantidad promedio de ciclados por cada unidad y tecnología en la Tabla 3.8.4, en donde se da que la mayor cantidad de ciclados corresponde a las unidades de carbón, esto se debe a que sus restricciones técnicas con largos tiempos de encendido y apagado eviten que la maquina se apague por completo. Por si parte, el GNL presenta una mayor cantidad de ciclados y encendidos y apagados que el Diesel debido a que esta tecnología presenta un menor costo variable, en consecuencia, el despacho trata de usar el menor tiempo posible las unidades a Diesel.

Tabla 3.8.3.- Ciclados y Apagados totales Anuales por tecnología

Tipo	Carbón	Diesel	GNL
Ciclados	4541	204	956
Apagados	752	3385	517

Tabla 3.8.4.- Ciclados y apagados promedios por tecnología durante un año.

Tipo	Carbón	Diesel	GNL
Ciclados	182	2	87
Apagados	30	31	47

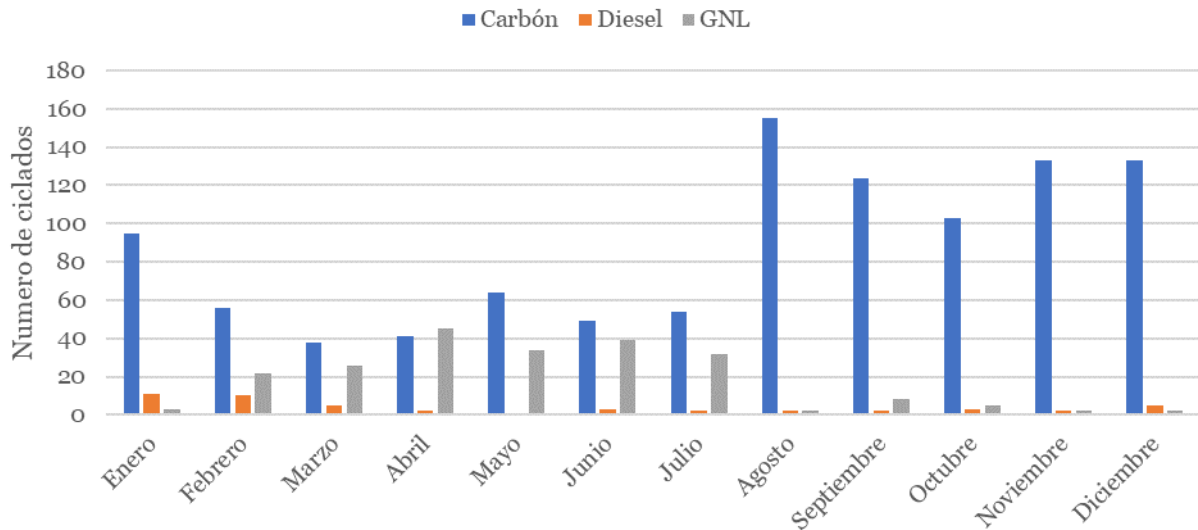


Figura 3.8.2.- Ciclados mensuales por tecnología.

En la Figura 3.8.3 se puede visualizar de manera horaria el comportamiento de las centrales, en donde se puede observar que para los meses de menor radiación el carbón es la tecnología que está generando gran parte del tiempo a su máxima capacidad, y el GNL la tecnología que constantemente opera en mínimo técnico y su máximo disponible para brindar la flexibilidad que necesita la generación ERV. Durante los meses de mayor radiación, el carbón no logra su máximo y por tanto es el, el que comienza a ciclar supliendo al GNL. A pesar de que el GNL continúa operando, se enciende y se apaga constantemente, lo que aumenta el número de encendidos y apagados. Dicho comportamiento se da pues el GNL es una unidad considerablemente más flexible que el carbón, presentando menores tiempos mínimos de operación y mayores rampas, lo que brinda la posibilidad de que aporte flexibilidad al sistema cuando se requiera. Por otro lado, el Diesel solo opera por pocos y cortos períodos al año, producto de su elevado costo variable.

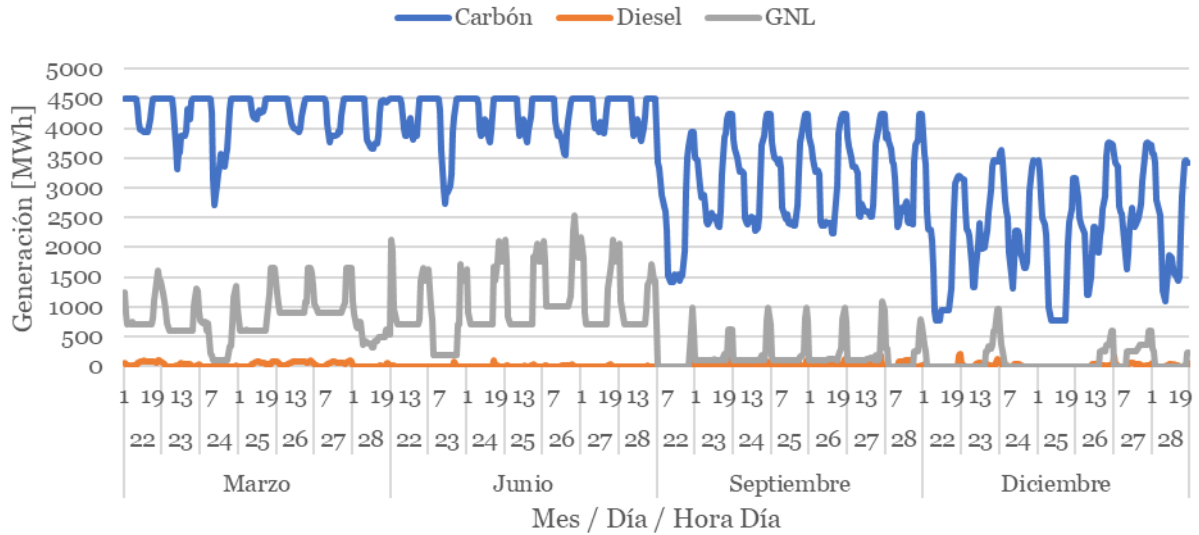


Figura 3.8.3.- Operación horaria de centrales térmicas.

Las horas promedio anuales operando a mínimo técnico^{xxx} se pueden ver en la Tabla 3.8.5, en donde tanto el carbón como el GNL presentan una cantidad considerable de horas operando en ese nivel. Adicionalmente, el número de horas operando a mínimo técnico es similar para ambas tecnologías, lo que corrobora la estacionalidad en la operación de ambas centrales. Para evaluar el comportamiento de manera estacional se calcula el porcentaje de horas operando a mínimo técnico por estación, con lo que se construye la Figura 3.8.4. En ella se puede ver que la operación a mínimo técnico se da mayoritariamente entre las centrales a Carbón y GNL, sin embargo, su comportamiento es complementarios, es decir, cuando una presenta mayor cantidad de horas mínimo técnico la otro no lo hace. Tal comportamiento se da por el nivel de carga neta que presenta el sistema en las diversas estaciones, haciendo que cuando el carbón opere a mínimo técnico el GNL se encuentre apagado.

Tabla 3.8.5.- Número de horas operando a mínimo técnico.

Tipo	Base	Porcentaje anual
Carbón	1309	15%
Diesel	46	1%
GNL	1397	16%

^{xxx} El promedio es calculado sumando individualmente las horas a mínimo técnico de cada central y luego se realiza un promedio simple entre ellas.

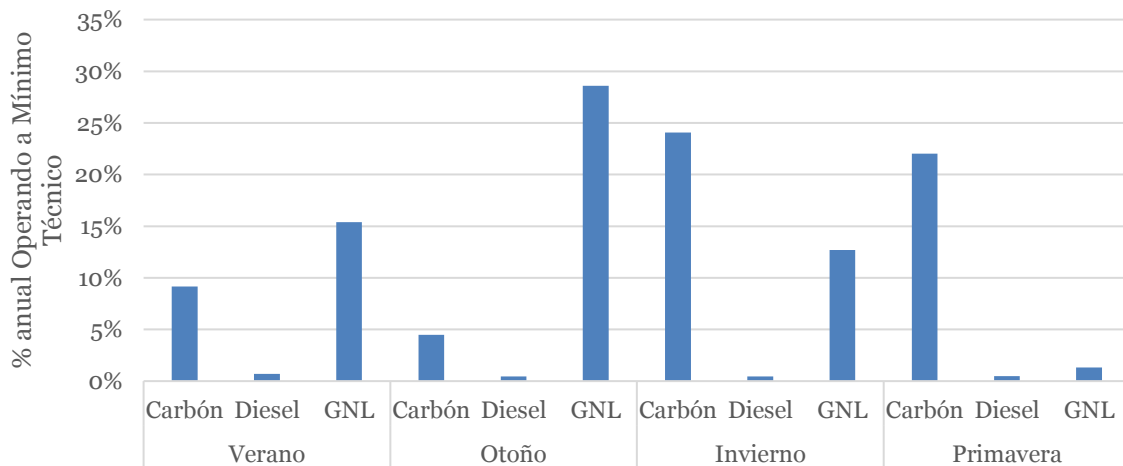


Figura 3.8.4.- Porcentaje de horas anuales operando a mínimo técnico por tecnología.

Para entender de mejor manera la flexibilidad en el sistema nacional, se planteó una metodología de evaluar la participación de cada tecnología. Tradicionalmente en el sistema nacional se ha considerado las centrales de embalse como una fuente de flexibilidad, de hecho, el SEN^{xxxi}-SIC^{xxxii} controla la frecuencia del sistema solo con una central de este tipo denominada “Máquina Piloto”.

Una forma de evaluar el aporte a la flexibilidad es visualizar el seguimiento que realiza cada tecnología a la demanda del sistema. Tarea que no resulta sencilla pues se simuló una cantidad considerable de horas. Una manera de visualizar el comportamiento de la generación es determinando la correlación que existe entre cada tecnología y demanda. Una primera visualización de este procedimiento se puede ver en la Figura 3.8.5, lo que entregó un resultado preliminarmente inesperado, en donde la correlación entre los embalses y la demanda del sistema no es observable.

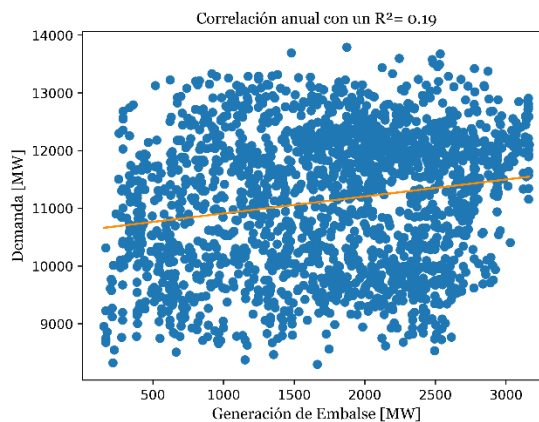


Figura 3.8.5.- Correlación anual entre los embalses y la Demanda.

Para entender este resultado, se realiza el mismo cálculo, pero con un horizonte mensual, obteniendo los resultados de las Figura 3.8.6 - Figura 3.8.9, en donde se muestra la correlación para cada tecnología. Si bien se puede ver que ambos parámetros presentan

^{xxxi} Sistema Interconectado Nacional

^{xxxii} Sistema Interconectado Central

una mayor correlación, aún no es posible visualizar un comportamiento o una tendencia clara respecto a su seguimiento.

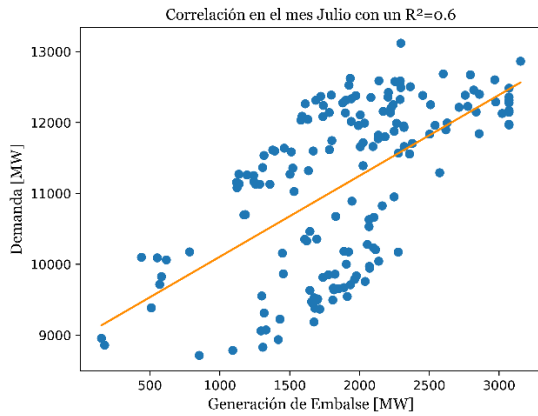


Figura 3.8.6.- Correlación Embalse para julio

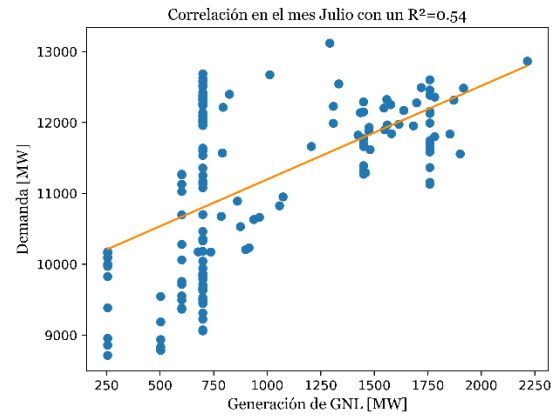


Figura 3.8.7.- Correlación GNL para mes de julio

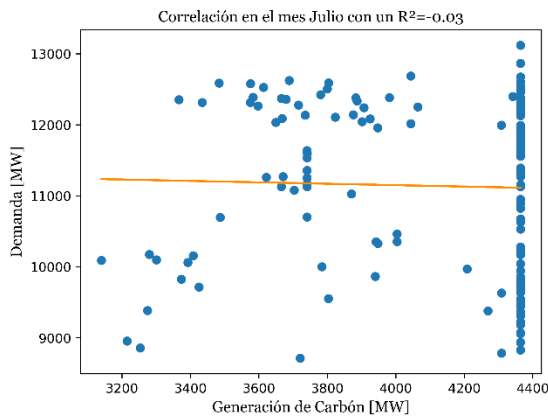


Figura 3.8.8.- Correlación Carbón para mes de julio

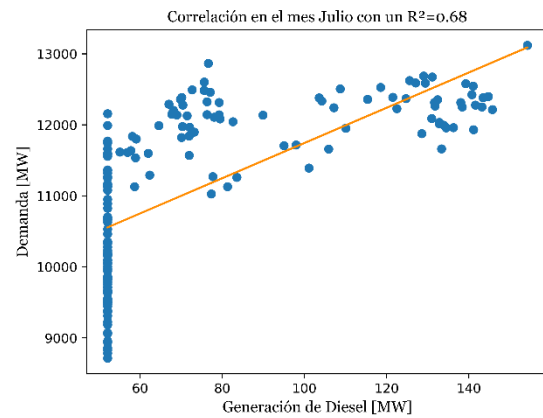


Figura 3.8.9.- Correlación Diesel para mes de julio.

Antes de continuar con el análisis es necesario plantear la pregunta: ¿Qué deben seguir estas tecnologías? La respuesta a esta interrogante viene de la forma de operación que tiene el sistema eléctrico. Frente a un régimen basado en costos auditados, la consigna es operar a mínimo costo, por lo que la solución irá agregando generación al sistema desde la más barata a la más cara, en consecuencia, es el último generador que entre el que tendrá que ir variando su generación para adaptarse a los cambios que sufran todos los generadores que entraron anteriormente. Teniendo esto en consideración, lo que realmente debe seguir la generación evaluada es la demanda, descontando la generación más barata^{xxxiii}, lo que es directo para la generación térmica, a diferencia de los embalses que no poseen un costo variable explícito (no tienen un costo de combustible, sino que un costo de oportunidad asociado al uso del agua). La diferencia entre ambas curvas resultantes se puede ver en la Figura 3.8.10, la que representa el promedio diario considerando todo el horizonte del caso base.

^{xxxiii} En este grupo se encuentra la generación ERV y la generación de pasada.

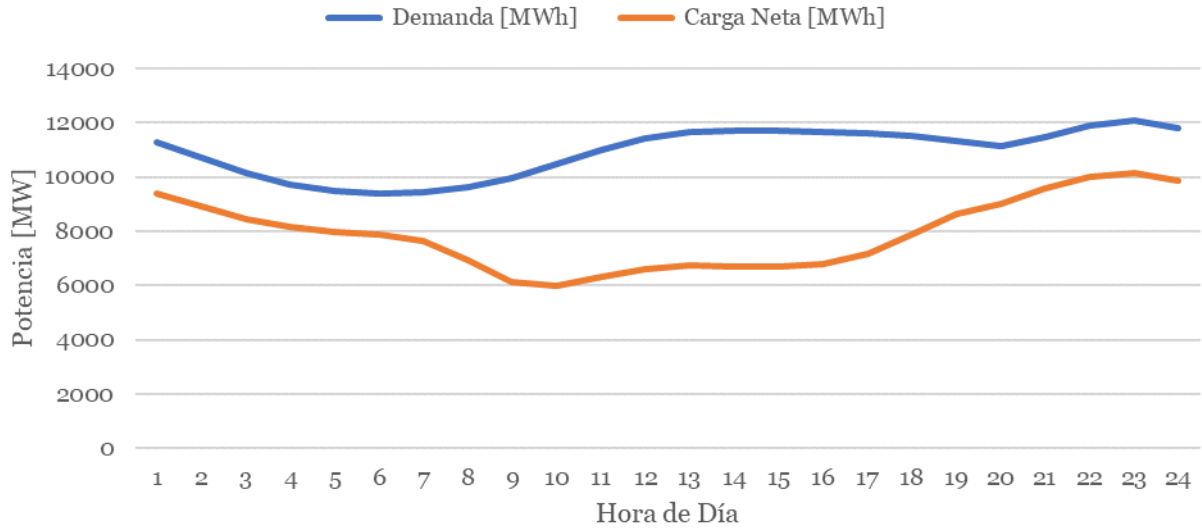


Figura 3.8.10.- Comparación de carga neta con demanda.

Si la evaluación se realiza con un horizonte mensual, es posible ver la correlación entre las variables como lo muestra la Figura 3.8.11, la que revela los resultados que se esperarían para los embalses en el sistema.

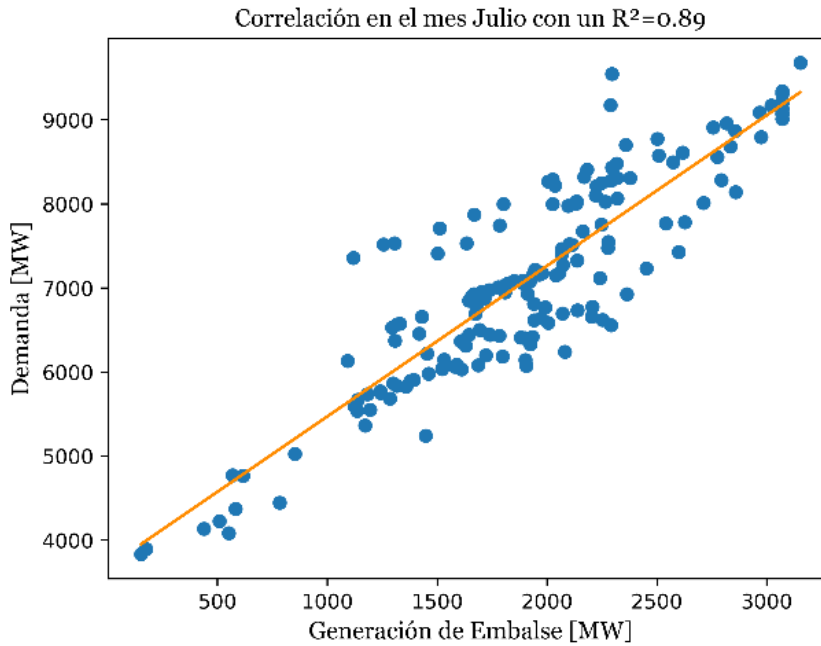


Figura 3.8.11.- Correlación mensual generación Embalse-Carga Neta.

Como lo que se quiere es evaluar el seguimiento de la demanda, es posible establecer una correlación entre la rampa de cada una de las variables, las que indican las variaciones positivas o negativas que tuvieron entre una hora u otra^{xxxiv}. Esto logrará insertar la noción

^{xxxiv} Las rampas en cada instante se calculan como la diferencia de generación (o carga neta) entre la hora t y la hora $t-1$.

específica de seguimiento, incluyendo variaciones positivas y negativas (aumentos y disminuciones de la carga neta). Adicionalmente, al evaluar variaciones se elimina el efecto de la estacionalidad de la demanda y generación ERV, con lo que es posible realizar las comparaciones con un horizonte anual.

La correlación entre rampa de Carga neta y rampa de generación de cada tipo de tecnología, se pueden ver en Figura 3.8.12 - Figura 3.5.9. Dicho análisis ratifica el aporte del embalse al seguimiento de la de carga neta, pero también muestra que el carbón presenta una elevada correlación con la carga neta, lo que indica que el carbón también tiene una participación en el seguimiento de la misma, hecho que se ve reafirmado con los ciclados que presenta la tecnología durante los meses de mayor radiación. Otro efecto interesante es el conjunto de puntos en cero formando una línea, dichos puntos representan que el carbón no tuvo ningún cambio frente a una variación de la carga neta (i.e., generación de base). Cuando la variación en la carga neta fue positiva, representó que el carbón estaba operando a máximo y cuando esta fue negativa el carbón se encontraba operando en el mínimo técnico, comportamiento propio a las limitaciones técnicas de las unidades generadoras.

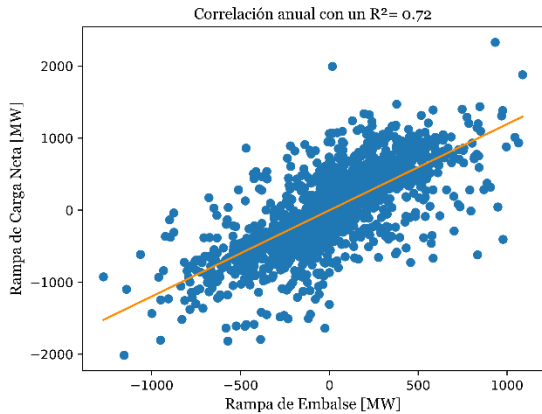


Figura 3.8.12.- Correlación rampa Embalse anual

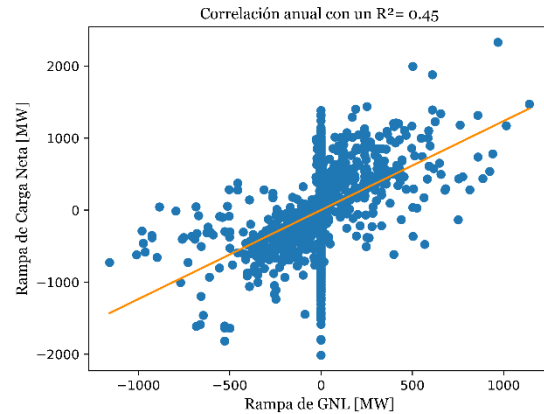


Figura 3.8.13.- Correlación rampa GNL anual

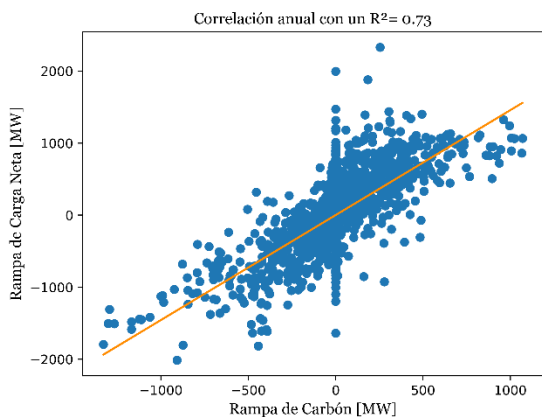


Figura 3.8.14.- Correlación rampa Carbón anual.

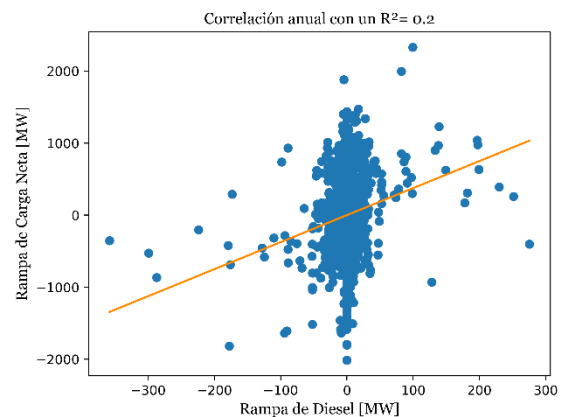


Figura 3.8.15.- Correlación rampa Diesel anual.

4.1.1. Aporte de los embalses en la flexibilidad del SEN

Basado en las correlaciones mostradas anteriormente, particularmente en la Figura 3.8.12, es posible evidenciar que el rol que juegan los embalses en nuestro sistema es clave, teniendo una respuesta considerable a los requerimientos de rampa del sistema. Si bien su aporte es considerable, también lo es del carbón y GNL, lo que abre la discusión sobre la posibilidad técnica de operar el sistema sin contar con las centrales de embalse. En primer lugar, se evalúan los costos de operación de ambos casos, resultando los mostrados en la Tabla 3.8.6. En primer lugar, se tiene la comparación del costo de falla (energía no suministrada), en donde para el caso sin embalses, el aumento de no abastecer la demanda es mínimo, por lo que se puede afirmar que el sistema tiene la capacidad suficiente para poder satisfacer la demanda, lo que se da por el grado de sobre instalación que posee el sistema, ascendiendo a más del doble de la capacidad necesaria para el año evaluado. En donde se presenta una variación significativa es en el costo de operación total anual, el que aumenta en un 49% respecto al caso base. Este aumento, se da porque el recurso utilizado en las centrales de embalse, ya que posee costo cero, por lo que, si se reemplaza toda su generación por térmica convencional, el costo asociado aumenta de manera considerable.

Tabla 3.8.6.- Comparación de costos caso base y sin embalse

Caso Simulado	Costo falla [MMUSD]	Operación Anual [MMUSD]
Base	0.3	1646.62
Sin Embalse	+0.023%	+49.7%

Del mismo modo que para el caso base, se puede analizar en términos de correlaciones la participación de cada tipo de central en los requerimientos de rampa del sistema. Su análisis se aprecia entre las Figura 3.8.16 - Figura 3.8.18, del que se desprende que el carbón presenta un comportamiento similar que cuando se consideran los embalses, lo que se explica debido al bajo costo variable de la central, haciéndola operar de manera constante. Las tecnologías GNL y Diesel, evidenciaron cambios de mayor magnitud, aumentando su correlación con la rampa de la carga neta, de lo que se deduce que son estas tecnologías las que deben entregar flexibilidad que ya no está siendo aportada por las centrales de embalses.

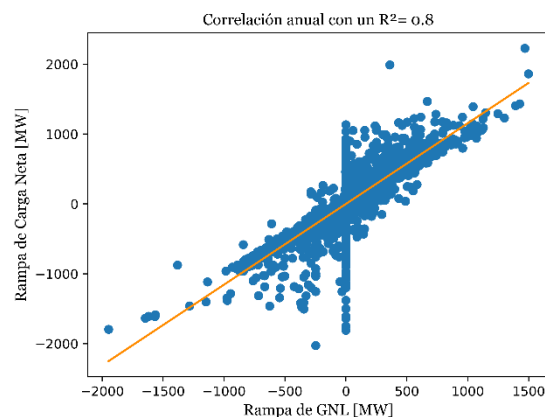


Figura 3.8.16.- Rampa GNL sin considerar Embalses.

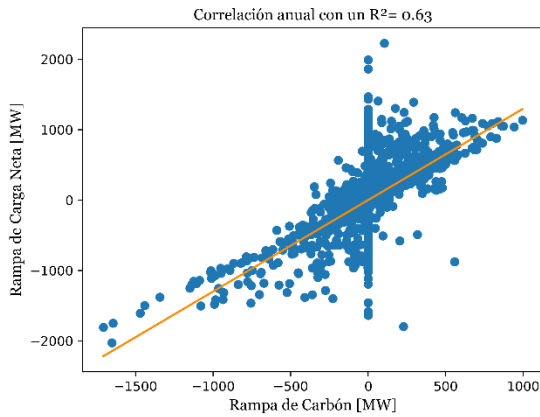


Figura 3.8.17.- Rampa carbón sin considerar Embalses.

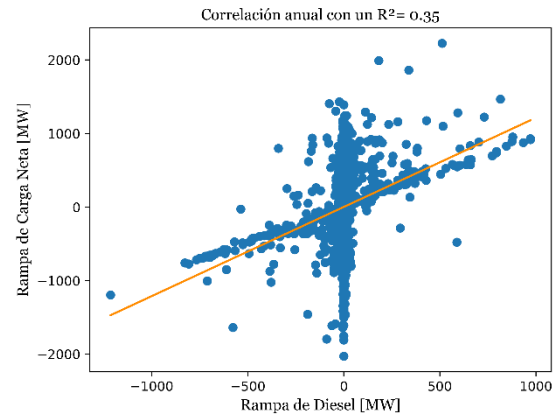


Figura 3.8.18.- Rampa Diesel sin considerar Embalses.

Basado en el cálculo de los índices se obtienen los resultados de la Tabla 3.8.7, en donde se puede observar como el NFI nota que el parque generador es menos flexible que al consideran los embalses. El resto de los índices tuvieron un aumento de más del doble, lo que considera que la combinación de despacho tiene una menor capacidad de respuesta frente a un cambio en la rampa del sistema. Adicionalmente, en el caso base no se contaba con problema en la rampa de subida ($IRRE_{up}$), pero para el caso sin embalses estos problemas se comenzaron a evidenciar, lo que se atribuye a que el nivel de generación de las máquinas térmicas, tiene que subir para suplir a la generación de embalse, limitando el rango para que las centrales térmicas puedan participar en la rampa de subida.

Al evaluar las horas totales de las centrales operando a mínimo técnico, es posible apreciar que el carbón disminuye, al igual que en el número de ciclados y apagados anuales, lo que sucede al estar constantemente operando en base. En este caso es el GNL aumenta para todas las métricas (Tabla 3.8.8 - Tabla 3.8.10), lo que hace que sea esta tecnología la que brinda el mayor aporte a la flexibilidad del sistema.

Tabla 3.8.7.- Comparación índices de caso base y sin Embalse.

Índice Calculado	Base	Sin Embalse
NFI	0.668	0.607
$IRRE_{Up}$	0	0.668
$IRRE_{Dn}$	12.693	66.277
$LORP_{Up}$	0	0
$LORP_{Dn}$	0.016	0.030

Tabla 3.8.8.- Horas a mínimo técnico.

Tipo	Base	Sin Embalse
Carbón	1309	653
Diesel	46	46
GNL	1397	1676

Tabla 3.8.9.- Total de Ciclados Anuales.

Tipo	Base	Sin Embalse
Carbón	4541	3863
Diesel	204	256
GNL	956	2107

Tabla 3.8.10.- Total de Apagados Anuales.

Tipo	Base	Sin Embalse
Carbón	751	464
Diesel	3384	10663
GNL	517	1477

4.1.2. Flexibilidad del parque térmico

En cuanto a la flexibilidad del parque térmico se liberaron completamente las restricciones de las unidades térmicas, su finalidad es evaluar el desempeño del sistema frente a una mejora en las limitaciones técnicas de las unidades generadoras. Como se observa en la Tabla 3.8.11, el índice NFI alcanza el valor unitario, lo que es producto de que las unidades en este caso, no cuentan con ninguna limitación técnica, por lo que todas las centrales pueden variar completamente su punto de operación, dada una variación en la carga neta del sistema.

El resto de los índices disminuyen, puesto que en esta ocasión solo dependen de la generación, sin ninguna restricción de potencia mínima, en consecuencia, las centrales pueden disminuir su punto de operación hasta el punto de que se requiera. Para este caso no es necesario analizar los ciclados anuales, como tampoco los encendidos o apagados, pues al no existir un rango definido de potencia mínima, no es posible diferenciar cuando la máquina se encuentra apagada o encendida. Los vertimientos alcanzan 98 [GWh] anuales, que si se compara con los 106 [GWh] del caso base, no se ve una reducción apreciable de ellos, lo que confirma que estos vertimientos se deben a limitaciones del sistema de transmisión y no a la flexibilidad del parque existente.

Tabla 3.8.11.- Comparación índices de Flexibilidad.

Índice Calculado	Base	Sin P_{min} ni Rampa
NFI	0.668	1
$IRRE_{Up}$	0	0
$IRRE_{Dn}$	12.693	0.202
$LORP_{Up}$	0	0
$LORP_{Dn}$	0.016	0.005

Tabla 3.8.12.- Análisis de Ciclados Anuales.

Tipo	Base	Sin P_{min} ni Rampa
Carbón	4541	361
Diesel	204	365
GNL	956	309

Tabla 3.8.13.- Análisis de apagados anuales.

Tipo	Base	Sin P_{min} ni Rampa
Carbón	752	3963
Diesel	3385	2859
GNL	517	1712

4.1.3. Análisis de baterías

En esta sección se evaluará el impacto que tienen los sistemas de almacenamiento en la flexibilidad del sistema eléctrico, las que fueron simuladas de acuerdo al modelo planteado en la sección 3.3.3, como un activo que el coordinador puede utilizar para minimizar los costos de operación totales del sistema (variables y encendidos y apagados). Lo que hace llamativo a estos sistemas es su rápida respuesta frente a un cambio en las condiciones de la red. Previamente a analizar el desempeño de las baterías en el sistema eléctrico, es interesante evaluar cuales son los momentos del día que tienen mayores requerimientos de flexibilidad y evaluar si la operación de la batería contribuye a estos requisitos. Para abordar esta problemática se extraerá el índice IRRE y LORP a lo largo del día.

En la Figura 3.8.21, se puede verificar el comportamiento del índice IRRP a lo largo del día, el que entrega un valor máximo durante las horas de la mañana, específicamente entre el rango de las 8:00-12:00 am. Dicho rango coincide con la rampa de salida del sol, y entonces no se da en los momentos del día cuando la generación solar se encuentra a su máxima capacidad. Lo que explica este comportamiento, es que en ese momento no solo se tiene la rampa de subida de la generación solar, sino que también la carga neta presenta su valor mínimo en ese rango horario como lo muestra la Figura 3.8.10. Si bien observando la Figura 3.8.10, se podría pensar que aunque se tenga un mínimo en la demanda del sistema, la rampa de bajada continúa siendo considerable, se debe tener en cuenta que por el régimen de mínimo costo con el que opera el sistema, las centrales térmicas que estarán operando son las más baratas, que corresponden a las centrales carboneras y que concuerdan con ser las más inflexibles^{xxxv} del sistema. Teniendo este último punto en consideración, la rampa de bajada que puede tener el sistema en esas horas se encuentra limitada por los mínimos técnicos, por lo que el rango de variación es bastante reducido. Esta mínima en la carga neta del sistema es satisfecha puramente con generación térmica convencional (no están incluidas en la carga neta), por tanto, frente a un cambio en la generación ERV se tendrá un menor rango para disminuir generación.

Por otro lado, en la Figura 3.8.22, se evidencia el comportamiento del IRRP a lo largo del día y se desprende que los mayores requerimientos de flexibilidad también son durante las horas de la mañana, pero se extiende a lo largo de todo el día. En ese mismo periodo también se cuenta con la mayor penetración ERV durante el día, dado principalmente por la penetración solar en el caso simulado. La explicación para que el comportamiento se extienda a lo largo del día, es que este índice también reconoce los errores de pronóstico que posee el operador del sistema. Para efectos de este trabajo se consideraron los datos históricos de operación real y programada a partir desde el año 2012, tanto para la generación ERV como para la demanda. Se debe tener en cuenta que la capacidad instalada evolucionó durante los años, situación que se prevé que se mantendrá, lo que hace que entren nuevos proyectos de los que no se cuenta con mediciones de sus errores de pronóstico. Para sortear tal dificultad, los datos extraídos de la operación histórica están de acuerdo con la ecuación (3.8.1), lo que corresponde al pronóstico sistémico normalizado a la capacidad instalada de la tecnología evaluada. La ventaja de esta medida es que se podrá obtener el error de pronóstico para cualquier capacidad instalada, lo que tiene como supuesto que el operador del sistema continúa realizando los pronósticos ERV igual que hoy en día.

En la Figura 3.8.19 y Figura 3.8.20, se muestra el histograma de errores de pronóstico solar y eólico respectivamente. Para el caso de las centrales solares, se tiende a subestimar la generación de la tecnología solar, estando el histograma desplazado a la derecha del cero. Por su parte, en el caso de la generación eólica se centra en cero, por lo que tiende a equivocarse en la misma medida tanto hacía arriba como hacía abajo. Lo que llama la atención es que los errores pueden alcanzar incluso el 60% de la capacidad, lo que corresponde a un error considerable en la generación solar.

^{xxxv} Se dice que una central es inflexible cuando presenta elevados mínimos técnicos, largos tiempos de encendido y apagado y bajas tasas de toma y desprendimiento de carga.

$$\frac{G_{Real}^{ERV}(t) - G_{Programada}^{ERV}(t)}{P_{instalada}^{ERV}(t)} \quad (3.8.1)$$

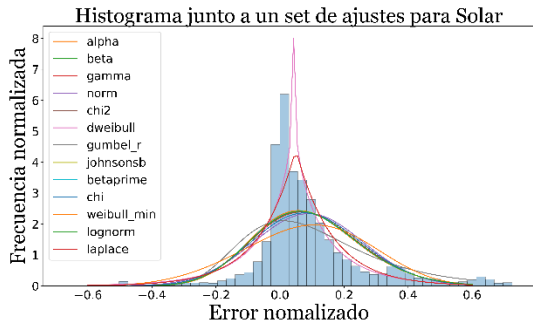


Figura 3.8.19.- Histograma de errores de pronóstico solares.

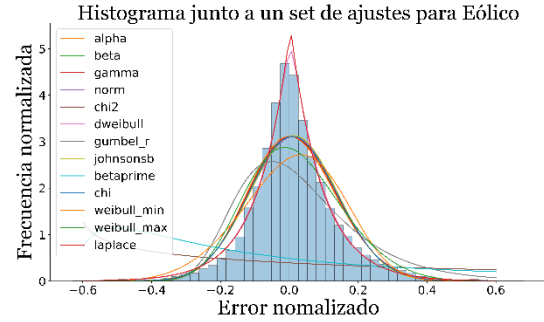


Figura 3.8.20.- Histograma de errores de pronóstico eólicos.

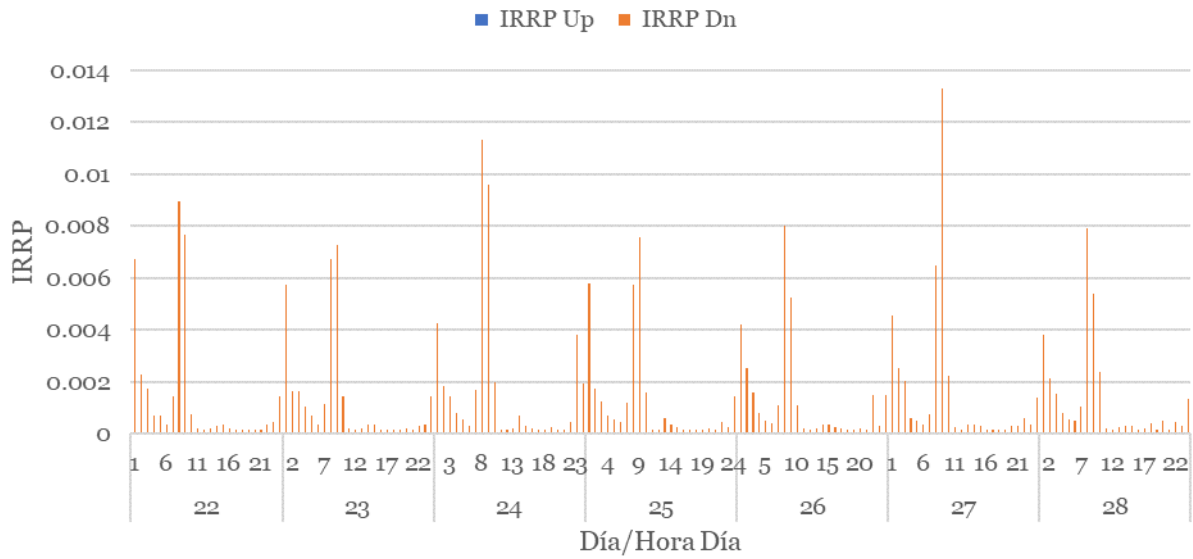


Figura 3.8.21.- Índice IRRP a lo largo de una semana promedio anual sobre todos los casos simulados.

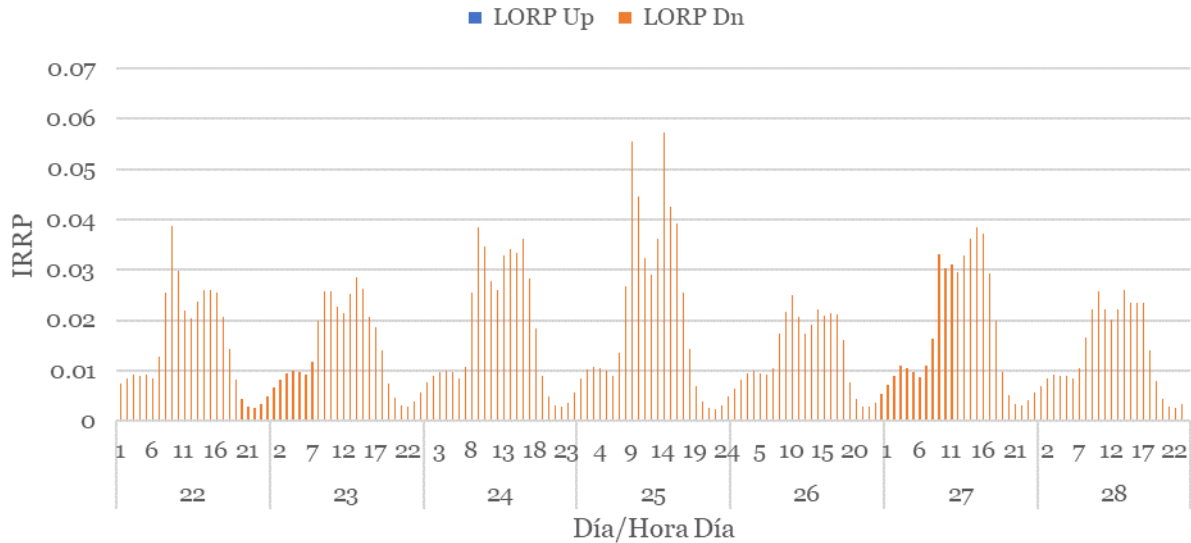


Figura 3.8.22.- Índice LORP a lo largo de una semana promedio anual sobre todos los casos simulados.

Basado en el análisis de flexibilidad horaria realizado con los índices, se puede observar el mayor impacto de los sistemas de almacenamiento, lo que se visualiza en la Figura 3.8.23. Ocurre que, si las baterías son despachadas/cargadas por el operador del sistema, deciden cargarse en mayor medida durante la rampa de subida de la generación solar, lo que concuerda con los mayores requerimientos de flexibilidad mostrados por el índice IRRP. Adicionalmente, también se carga cuando se tiene la mayor radiación solar que coincide con el segundo índice, LORP. Bajo esta mirada se puede concluir que las baterías son un aporte directo a flexibilidad del sistema, cuando su operación es decidida por el coordinador.

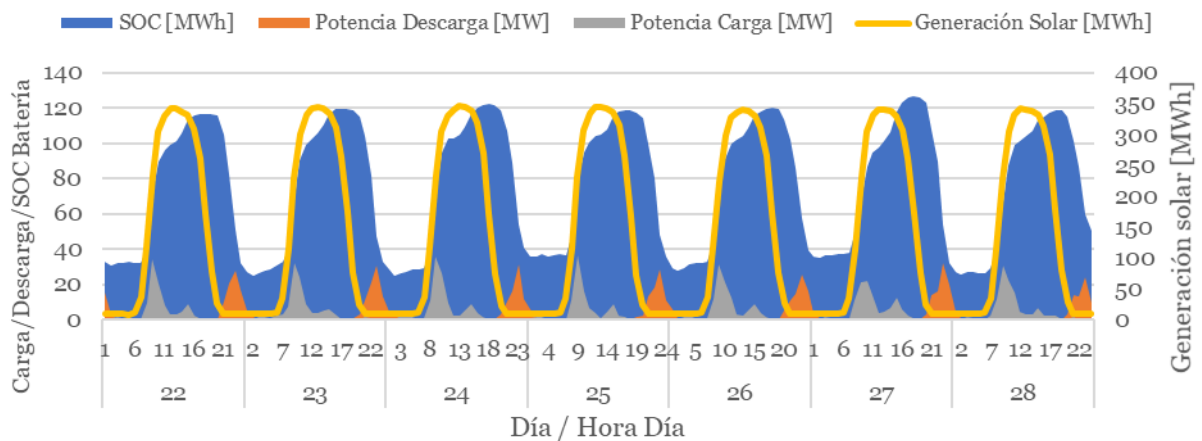


Figura 3.8.23.- Operación de batería para una semana promedio durante todo el año simulado.

Respecto a las métricas, el número de ciclados considerando baterías, disminuye en un monto no menor para las centrales a carbón y GNL, como lo muestra la Tabla 3.8.14, por lo que también son un aporte a la reducción de los costos de operación de las máquinas térmicas. Para el caso del Diesel se da el efecto contrario, en lugar de disminuir el número de ciclados, aumenta. Tal comportamiento ocurre puesto que las baterías hacen que disminuyan los requerimientos de flexibilidad, siendo solo necesaria la utilización del Diesel en momentos puntuales, dado que son estas unidades las que tienen la capacidad de responder de manera casi instantánea ante un requerimiento de flexibilidad. Situación que hace que ante la inclusión de otras tecnologías flexibles al sistema, con mayor capacidad que las baterías, pueden reemplazar por completo a las unidades Diesel.

Tabla 3.8.14.-Comparación de ciclados caso base y considerando baterías.

Tipo	Base	Baterías
Carbón	4541	3785
Diesel	204	217
GNL	956	830

Tabla 3.8.15.- Comparación de apagados caso base y considerando baterías.

Tipo	Base	Baterías
Carbón	752	695
Diesel	3385	3011
GNL	517	343

4.1.4. Análisis de costos de operación para los casos evaluados

Finalmente, se realiza un análisis respecto a los costos de operación del sistema, se observa en la Tabla 3.8.16. Mediante la acción de flexibilizar el parque térmico se pueden disminuir los costos del sistema en 1.6% para el caso evaluado, sin embargo, se debe tener en consideración que llevar a cabo este tipo de acciones no es gratuito y de hecho es posible que sea más costoso que la reducción que el beneficio que presta al sistema, sin embargo, este análisis se escapa de los objetivos de esta memoria, por lo que no se realizará en detalle. Por su parte las baterías reducen el costo de operación en un 0.5%, en donde esta reducción podría ir directamente a costear la inversión de baterías. Pese a que la reducción sea menor que en el caso de flexibilizar el parque térmico, las baterías también reciben una remuneración por inyectar energía al sistema como cualquier otro generador, y como se mencionó, en su operación la carga concuerda con las horas de menor costo marginal y la inyección cuando es más alto, lo que podría traer beneficios que podrían costear la inversión de las baterías en conjunto con la reducción de costos de operación del sistema. Como se puede ver en [45], es probable que no sea rentable costear las baterías desde una perspectiva puramente privada, pero es factible cuando la inversión la realiza el operador del sistema. Desde una perspectiva económica, instalar baterías desde el punto de vista del operador no tendría sentido si los beneficios van destinados a costear la inversión a baterías, pero como se evidenció en este trabajo las baterías son un recurso que aportan a

la flexibilidad, por consiguiente, cuando este tipo de servicios sea reconocido se verá una oportunidad cada vez más factible para la instalación de estos recursos.

Si bien el caso de los embalses es totalmente ficticio, fue posible verificar que una operación del sistema sin estos recursos es posible. De hecho, no aumenta la energía no suministrada por lo que se puede afirmar que se tienen los recursos suficientes para satisfacer la demanda. Pese a que sea posible en términos de operación, el mayor impacto de esta alternativa es en los costos de operación, aumentando un 50% respecto al costo base, lo que hace que los embalses además de ser una tecnología que aporta a la flexibilidad, también reduce considerablemente los costos del sistema, lo que ocurre porque al omitir estas tecnologías en la operación, es la generación Diesel la que toma protagonismo y se caracteriza por tener elevados costos de operación.

Tabla 3.8.16.- Comparación de costos de operación.

Caso Simulado	Operación Anual [MMUSD]
Base	1,647
Sin Embalse	+49.7%
Sin P_{min} ni Rampa	-1.6%
Baterías	-0.5%

4.1.1. Efecto de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico

En esta sección se analizarán los efectos de la penetración de vehículos eléctricos en el sistema eléctrico nacional. Se analizarán los efectos cuando el parque de vehículos no es gestionado para luego verificar el aporte de una gestión en su carga.

Cuando el sistema eléctrico se enfrenta al consumo adicional, ocasionado por los vehículos eléctricos, sin un control en su carga y siguiendo los perfiles generados anteriormente, la demanda total generada en el sistema tiene la forma mostrada en la Figura 2.4.1. En ella se demuestra que a medida que aumenta la cantidad de vehículos eléctricos en el sistema, la carga ocurre principalmente en las horas de la noche, cuando los usuarios llegan a sus hogares, todo esto producto de que la jornada laboral es similar para los usuarios de los grupos evaluados. En términos concretos, cuando en el caso base se cuenta con unos requerimientos máximo de potencia de 14.030 [MW], bajo penetración del 100% de vehículos eléctricos, los requerimientos máximos aumentan en un 13.3%, lo que hace que también aumenten los requerimientos de infraestructura no solo a nivel de potencia, sino que también a nivel de distribución al aumentar la demanda residencial.

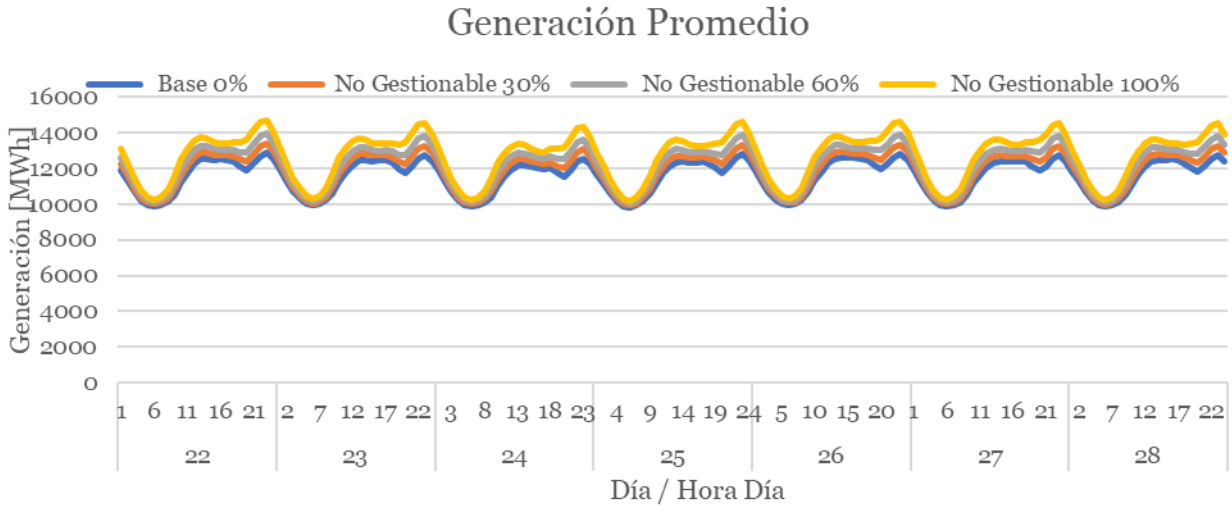


Figura 3.8.24.- Efectos de los vehículos eléctricos en la demanda total del sistema.

Para el caso de los índices, se exponen en la Tabla 3.8.17, en donde se aprecia una mejora en la flexibilidad del sistema desde la perspectiva del índice IRRE, pese a que los vehículos eléctricos no tienen ningún tipo de control durante su carga. Dicha mejora se debe a que la penetración de vehículos eléctricos produce un aumento en la demanda eléctrica, y en consecuencia también aumenta la demanda mínima del sistema como lo muestra la Figura 3.8.24. Al aumentar la demanda, también lo hace el punto de operación del sistema, con lo que se tienen más recursos (más unidades térmicas encendidas) para brindar rampa de bajada y, en consecuencia, una combinación más flexible basada en el índice IRRE, mismo comportamiento se repite para las distintas penetraciones que se muestran en la figura mencionada.

Tabla 3.8.17.- Cálculo de índices para el caso no gestionable.

Índice Calculado\Penetración	No Gestionable			
	Base	30	60	100
NFI	0.668	0.670	0.670	0.670
$IRRE_{Up}$	0	0	0	0
$IRRE_{Dn}$	12.692	9.228	3.508	1.203
$LORP_{Up}$	0	0	0	0
$LORP_{Dn}$	0.016	0.013	0.011	0.009

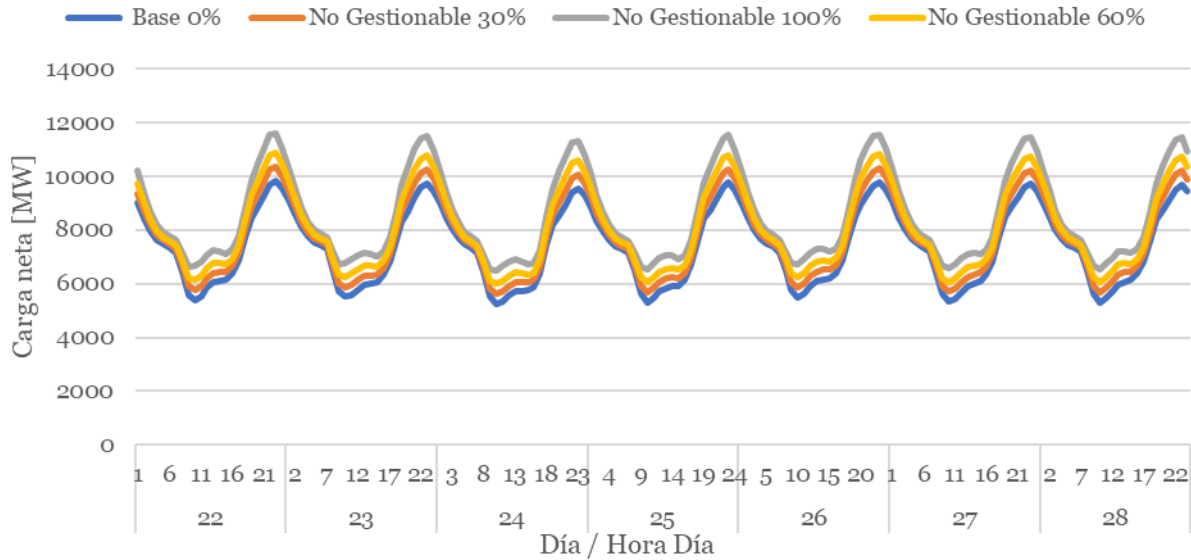


Figura 3.8.25.- Carga neta para una semana promedio anual para distintas penetraciones de vehículos eléctricos.

El comportamiento del IRRE también se aprecia en el LORP, y se debe a la misma razón, producto que aumenta el punto de operación durante las horas de sol, aumenta también la diferencia entre el punto de operación y la rampa de bajada. Para ilustrar de mejor manera esta idea, se muestra el gráfico de la Figura 3.8.26. En él se puede observar la rampa necesaria de la carga neta (diferencia entre punto de operación t y el punto $t-1$) y la rampa disponible de subida y de bajada. También este índice considera los errores de pronóstico de las ERV y la demanda que comete el operador del sistema, los que son considerados en base a una distribución de probabilidades centrada en la rampa necesaria para cada una de las horas. Para mostrarlos en el gráfico de la Figura 3.8.26, son expuestos en esta figura de color azul difuminado, en donde mientras menos notorio es el color, representa una menor probabilidad. Este índice detecta cuando la rampa disponible ingresa dentro de la zona demarcada por la distribución de probabilidad, de esta forma se puede entender gráficamente la detección del LORP frente a una deficiencia de flexibilidad. Un ejemplo concreto de tal situación se puede ver en la Figura 3.8.27, en donde se puede ver como a lo largo del día la única que entra dentro de la probabilidad de desviación de la energía ERV es la rampa de bajada, por lo que este índice es en ese momento donde detecta los problemas.

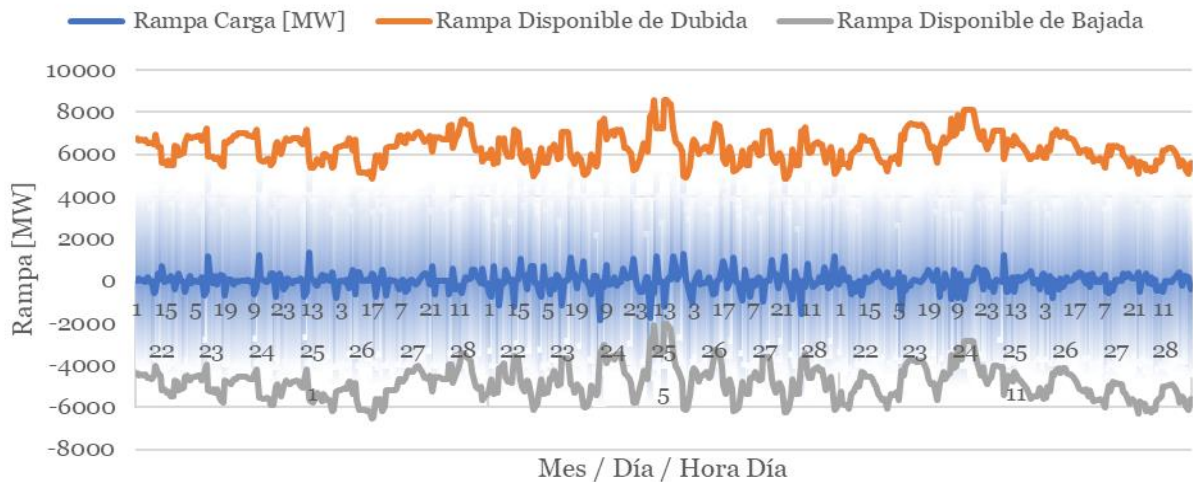


Figura 3.8.26.- Rampa de carga, subida y bajada disponibles para el año simulado en el caso base con horizonte mensual.

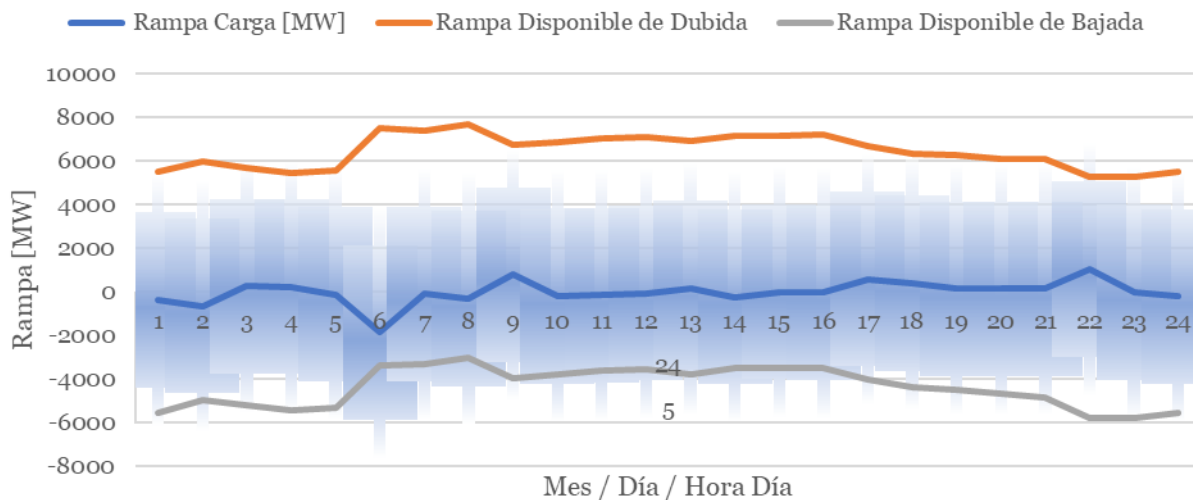


Figura 3.8.27.- Rampa de carga, subida y bajada disponibles para el año simulado en el caso base con horizonte diario.

Teniendo el comportamiento del LORP en mente, se grafican la rampa de bajada y la requerida para la carga, pero comparando el caso base y considerando una penetración del 100% de vehículos eléctricos. Para este caso no es necesario incluir los errores de pronóstico, pues se mantienen iguales que en el caso anterior (es un input predefinido del cálculo). Dicho resultado es graficado en la Figura 3.8.28, en donde se evidencia que con los vehículos eléctricos aumentan los requerimientos de rampa (curva gris), lo que se da principalmente en las horas de punta del sistema. Si bien aumenta la rampa para algunas horas, la rampa disponible de bajada aumenta en mayor medida que los requerimientos, debido a un aumento en el punto de operación, como se mostró en la Figura 3.8.25. Con ello, se obtendría un menor valor en el cálculo del LORP, lo que concuerda con los resultados vistos anteriormente.

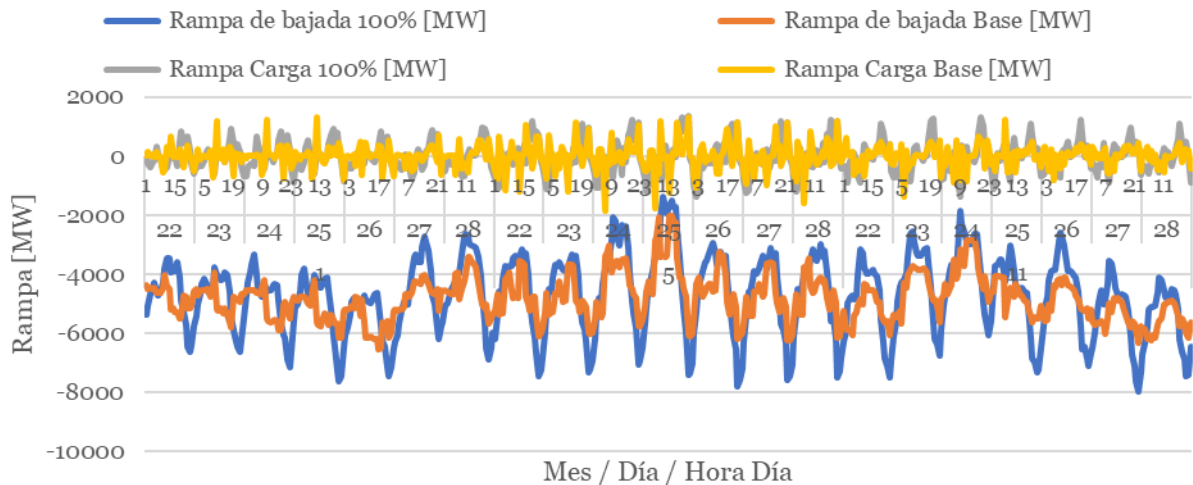


Figura 3.8.28.- Comparación de requerimientos de rampa de bajada para caso base y una penetración de 100% de vehículos eléctricos con horizonte mensual.

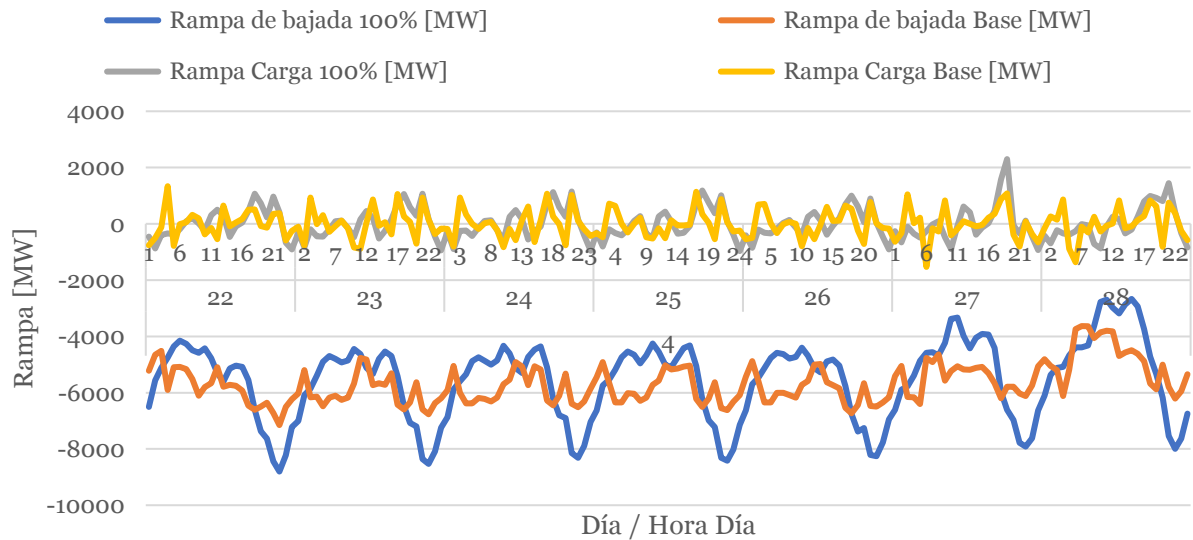


Figura 3.8.29.- Comparación de requerimientos de rampa de bajada para caso base y una penetración de 100% de vehículos eléctricos con horizonte

Respecto al cálculo de las métricas, se demuestra que el número de ciclados disminuye para las tecnologías de carbón, mientras que aumentan para el GNL, este comportamiento se debe al aumento que experimenta la demanda total del sistema con la penetración de vehículos eléctricos. En este último caso el carbón comienza a funcionar cada vez más como una tecnología de base del sistema, por lo que es más común que este tipo de centrales se encuentren al máximo de su capacidad, como lo muestra la Figura 3.8.30. El caso del GNL es que comienza a tomar cada vez más el protagonismo que el de carbón para prestar flexibilidad al sistema teniendo extensas excursiones en su punto de operación durante un mismo día. Además, durante los meses con mayor radiación solar, las centrales a carbón vuelven a ciclar desplazando los requerimientos del GNL durante las horas de sol, ya que por la generación solar adicional (dada por la estación), el carbón es suficiente para suplir a la demanda en conjunto con las ERV, sin embargo, se da que

por el aumento de la demanda en horas de punta producto de los vehículos eléctricos, las centrales GNL se deban encender unas pocas horas al día para brindar los requerimientos de demanda de punta.

Tabla 3.8.18.- Calculo de ciclados anuales por tecnología.

Tipo\Penetración	Base	No Gestionable			
	0	30	60	100	
Carbón	4541	4402	4180	3833	
Diesel	204	256	287	339	
GNL	956	1212	1417	1612	
Total	5701	5870	5884	5784	

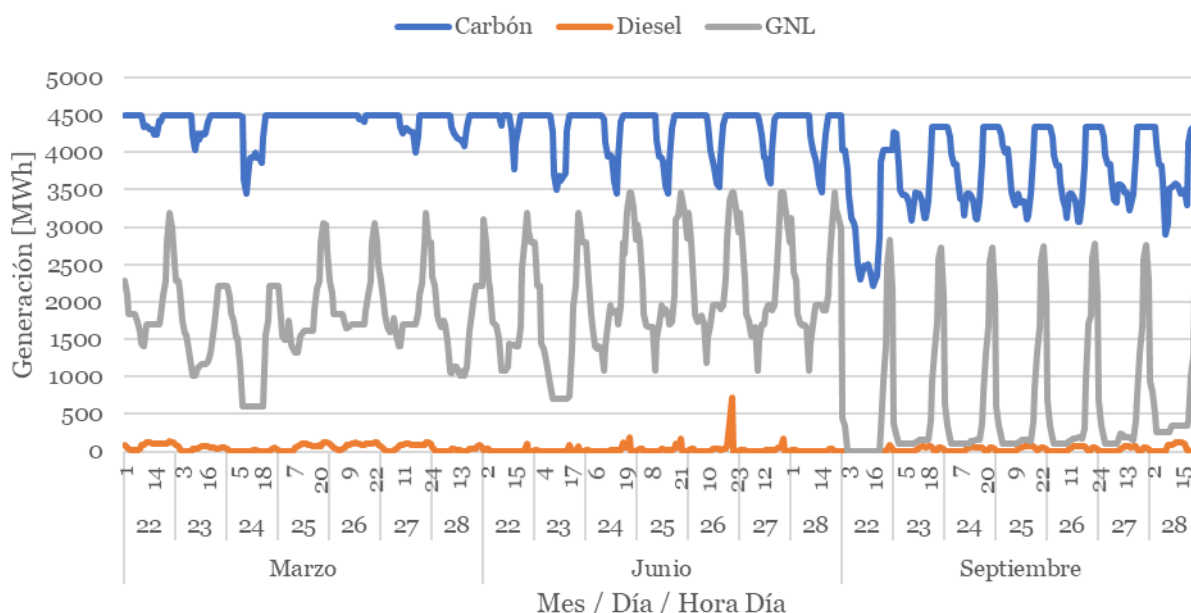


Figura 3.8.30.- Generación por tecnología para una penetración del 100% de vehículos eléctricos.

Como se muestra en la Figura 3.8.17, son en los encendidos y apagados en donde las centrales Diesel tienen el mayor efecto, esto se debe a que el aumento de la demanda punta del sistema aumenta los requerimientos de suficiencia, en donde son estas centrales las que pasan a hacerse cargo de tales requerimientos. Por otro lado, las centrales a carbón disminuyen su cantidad de apagados debido a que pasan a operar en base. En cuanto a las centrales GNL, aumenta su cantidad de apagados, lo que ocurre en los meses con mayor radiación solar en donde la generación ERV toma más protagonismo (septiembre en la Figura 3.8.30), con lo que la generación GNL no se necesita durante el día y solo son encendidas en las horas de punta para brindar suficiencia del sistema.

Tabla 3.8.19.- Apagados anuales por cada una de las tecnologías.

Tipo\Penetración	Base	No Gestionable		
	0	30	60	100
Carbón	752	647	521	478
Diesel	3385	2937	2950	3580
GNL	517	691	834	1008
Total	4654	4275	4305	5066

4.1.2. Efecto de los vehículos eléctricos en el sistema con carga gestionable

Teniendo en consideración el efecto de los vehículos eléctricos cuando son cargados por los usuarios sin ningún control desde el operador de la red, se analizará el efecto de una gestión en la carga de ellos utilizando la formulación de la sección 3.2, en donde la carga de los vehículos es adicionada al sistema como una variable de decisión que puede ser en cualquier instante del día (mientras se tengan vehículos conectados a la red), teniendo que cumplir la condición de que a las 5 a.m. el nivel de carga de los vehículos esté por sobre el 90%. Por otro lado, el consumo de los vehículos se incluye en su propia ecuación de balance, sin influir en la ecuación de balance nodal del sistema (no extrae energía del sistema en ese momento).

Como se muestra en la Figura 3.8.31, los vehículos provocan que aumenten los requerimientos de demanda, sin embargo, a diferencia del caso sin posibilidad de gestión su aumento se centra durante las horas de sol y en la noche, manteniendo en el mismo nivel la demanda, que hasta este punto era identificada como la hora de punta del sistema. Intuitivamente se tendería a pensar que la carga debería repartirse a lo largo del día para limitar los requerimientos de suficiencia del sistema (generación de unidades más caras) y así tener una demanda más plana. No obstante, se tiene que la carga de los vehículos se decide cuando se presenta una mayor penetración de energía solar, por tanto, una generación más barata. Pese a que los vertimientos se mantienen para los casos evaluados respecto al caso base, lo que ocurre es que la presencia de generación solar durante esas horas hace que se desplacen el resto de las tecnologías y por tanto se pueda abastecer la demanda adicional de vehículos eléctricos, con generación proveniente de las centrales a carbón, lo que no ocurriría durante las horas de la noche, porque en esa situación las centrales a carbón ya se encuentran operando al máximo de su capacidad.

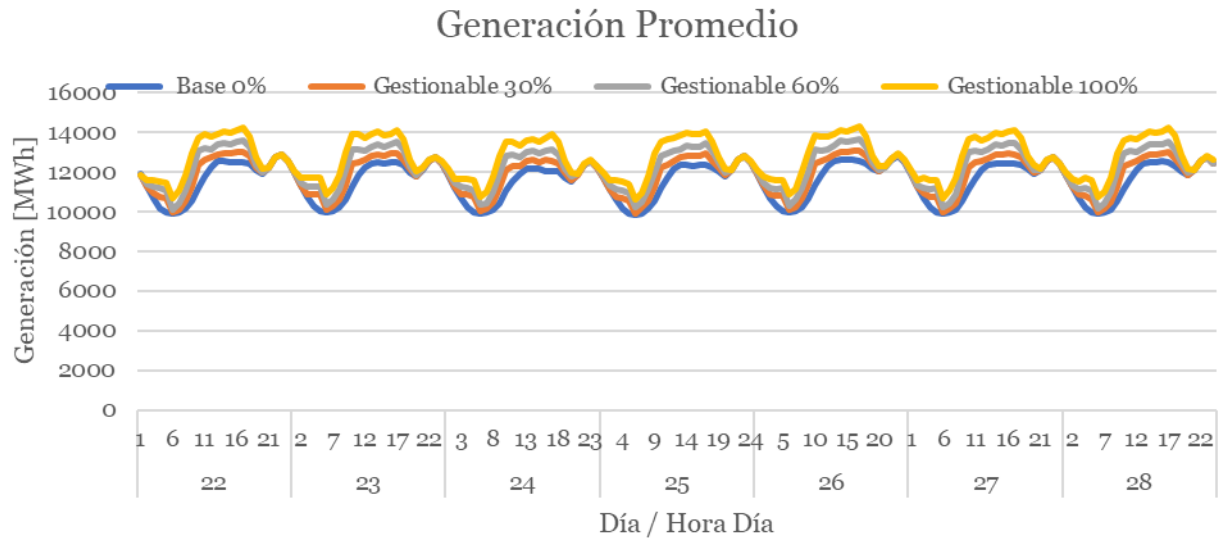


Figura 3.8.31.- Efecto de los vehículos eléctricos con una carga gestionable.

Se debe recordar que para este caso se supuso una infraestructura de carga perfecta para vehículos eléctricos, bajo ese sentido es posible afirmar que la decisión más económica frente a una abundante penetración solar es cargar los vehículos durante las horas de sol con lo que los esfuerzos deberían estar en promover una infraestructura masiva, por ejemplo, mediante cargadores en los estacionamientos públicos o privados de la ciudad. Para reafirmar este comportamiento se realiza el análisis considerando que el 100% de los vehículos son eléctricos, frente a distintas penetraciones ERV, resultados que se pueden visualizar en la Figura 3.8.32. De dicha figura se desprende que frente a una penetración baja de ERV (10% del caso base), se decide cargar también los vehículos durante las horas de sol, pero de forma limitada en comparación con el caso de 100% ERV y 200% ERV, adicionalmente los requerimientos máximos se tienden a mantener al mismo nivel en las horas de punta del sistema, por su parte, los requerimientos que no son satisfechos durante las horas de sol, se suplen durante las horas de la noche, donde la demanda es más baja que el resto de las horas del día. Bajo este análisis las decisiones que debe tomar las autoridades frente a los requerimientos de infraestructura de carga de los vehículos eléctricos dependen de la expansión del parque de generación, particularmente frente a una alta adopción de energía solar, la decisión que brindaría más beneficios para el sistema son los cargadores masivos ubicados en los puestos de trabajo, los que podrían ir de la mano con el negocio de “Agregadores” descrito en el marco teórico.

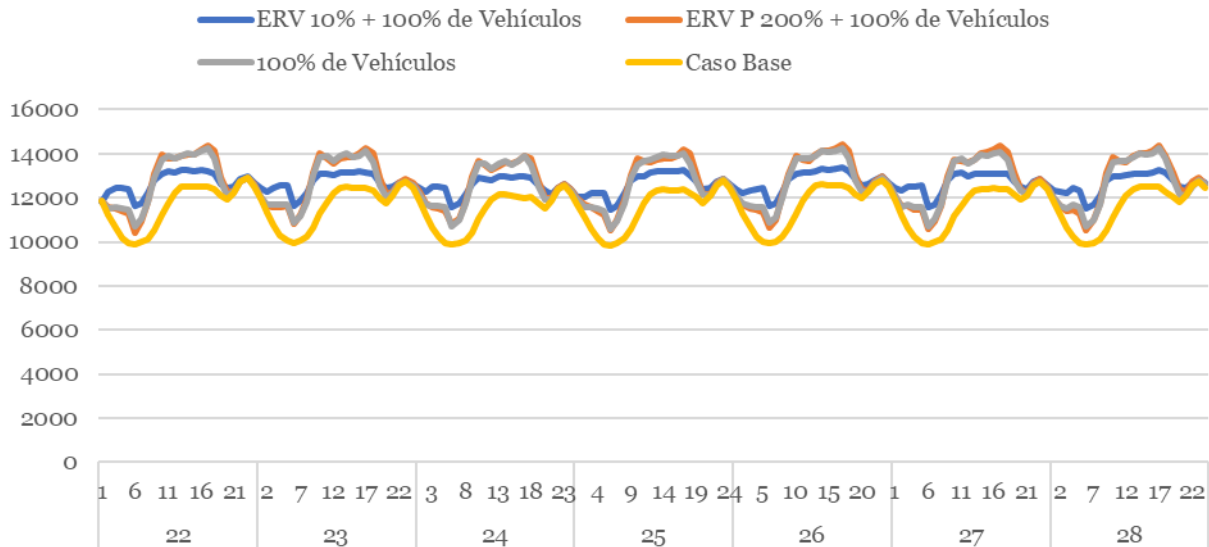


Figura 3.8.32.- Comportamiento de carga de vehículos frente a distinta penetración ERV.

Del mismo modo se realizó el análisis de los índices para el caso gestionable en la Tabla 3.8.20, en donde para una gestión de los vehículos se da el mismo comportamiento evidenciado en el caso no gestionable, pero presenta con un mejor desempeño puesto que todos los casos presentan una disminución si es comparado con su homólogo de penetración cuando los vehículos no son gestionados. Dicha mejora se explica porque la decisión de carga de los vehículos eléctricos se da precisamente durante las horas de sol, que coincide cuando los índices detectan dificultades.

Tabla 3.8.20.- Cálculo de índices para caso base, gestionable y no gestionable.

Cálculo anual de índices							
Índice Calculado\Penetración	No Gestionable			Gestionable			
	Base	30	60	100	30	60	100
NFI	0.668	0.670	0.670	0.670	0.670	0.670	0.670
$IRRE_{Up}$	0	0	0	0	0	0	0
$IRRE_{Dn}$	12.692	9.228	3.508	1.203	4.767	1.963	0.159
$LORP_{Up}$	0	0	0	0	0	0	0
$LORP_{Dn}$	0.016	0.013	0.011	0.009	0.012	0.009	0.007

Para el caso de los ciclados y apagados mostrados en la Tabla 3.8.21 y Tabla 3.8.22 respectivamente, se da que cuando se tiene la posibilidad de gestionar los vehículos, todos presentan una disminución incluido el Diesel, dicho comportamiento viene de que la demanda adicional de los vehículos eléctricos no se da durante las horas de punta, por lo que no se necesitan las centrales a Diesel para satisfacer esa demanda, por tanto no es que la gestión de la demanda produzca que las máquinas se enciendan y se apaguen menos veces, si no que produce que no sean requeridas (modificación del despacho con respecto al caso no gestionable).

Por otro lado, el caso del carbón disminuye sus ciclados y apagados, puesto que el carbón pasa a operar completamente en base para algunos meses como lo muestra la

Figura 3.8.33, operando al máximo de su capacidad durante todo el día. En el caso del GNL, disminuye el número de ciclados con una penetración del 60% de vehículos eléctricos, pero vuelve a aumentar con una penetración de 100 %, lo que se debe a que un aumento en la demanda hace que las centrales puedan mantenerse encendidas y en consecuencia disminuir la cantidad de apagados que sufren las centrales, como se ve en la Tabla 3.8.22, situación que provocaría un menor impacto en las máquinas debido a que el gradiente de temperatura para ciclar es menor que el que deben sufrir para apagarse.

Tabla 3.8.21.- Comparación de ciclados para el caso base, gestionable y no gestionable.

Ciclados Totales Anuales							
Tipo\Penetración	Base	No Gestionable			Gestionable		
	0	30	60	100	30	60	100
Carbón	4541	4402	4180	3833	3176	2377	1647
Diesel	204	256	287	339	239	252	200
GNL	956	1212	1417	1612	899	782	817
Total	5701	5870	5884	5784	4314	3411	2664

Tabla 3.8.22.- Comparación de apagados para el caso base, gestionable y no gestionable.

Apagados Anuales							
Tipo\Penetración	Base	No Gestionable			Gestionable		
	0	30	60	100	30	60	100
Carbón	752	647	521	478	465	395	291
Diesel	3385	2937	2950	3580	2564	2225	2003
GNL	517	691	834	1008	600	543	408
Total	4654	4275	4305	5066	3629	3163	2702

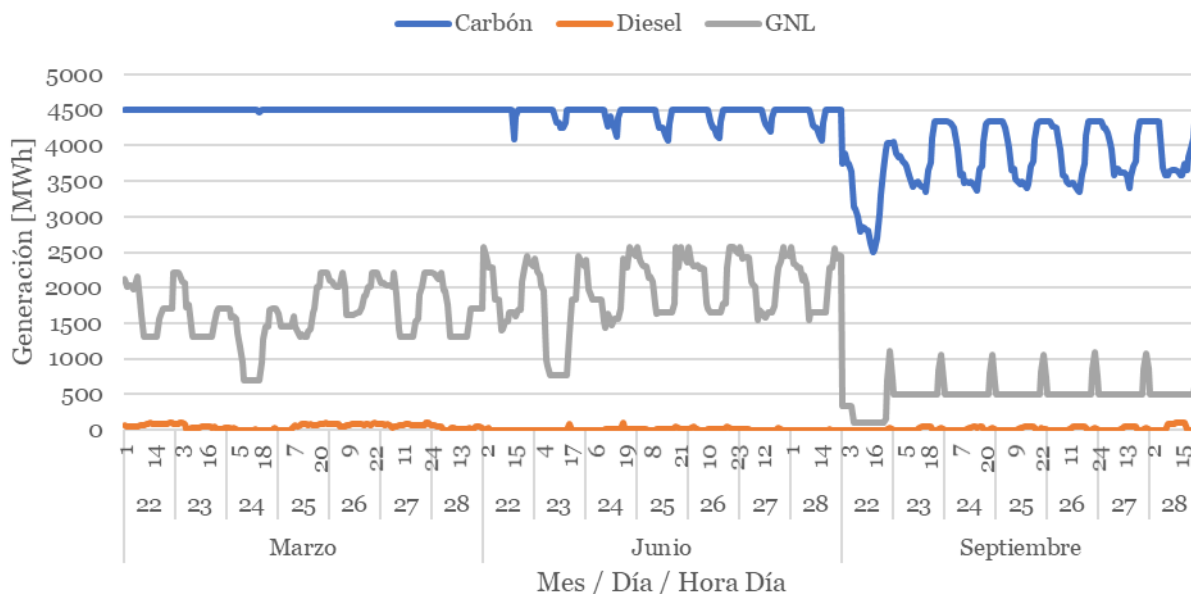


Figura 3.8.33.- Operación horaria por tecnología para una penetración del 100 % de vehículos eléctricos.

En términos operacionales, la Figura 3.8.34 muestra la carga de los vehículos cuando se tiene una penetración del 100%, en él se observa el estado de carga, la potencia máxima de carga y la potencia efectivamente cargada para cada una de las horas de la semana. La potencia cargada se da particularmente en las horas de la mañana, en donde incluso está limitada por la potencia máxima. En dicho momento se da el mayor de los requerimientos de flexibilidad, por tanto, los vehículos eléctricos gestionables participan directamente en la flexibilidad del sistema, como en el caso de las baterías. A diferencia de este caso cuando la demanda no es gestionada se da un consumo equivalente al comportamiento de los usuarios, como de ilustra con la línea roja de la Figura 3.8.34. La diferencia entre la carga con gestión y sin gestión es crítica, puesto que cuando es posible gestionarla los requerimientos máximos se dan durante las horas de la mañana, en contraste con el caso sin gestión donde los requerimientos son en la noche y coincidentes con la punta del sistema.

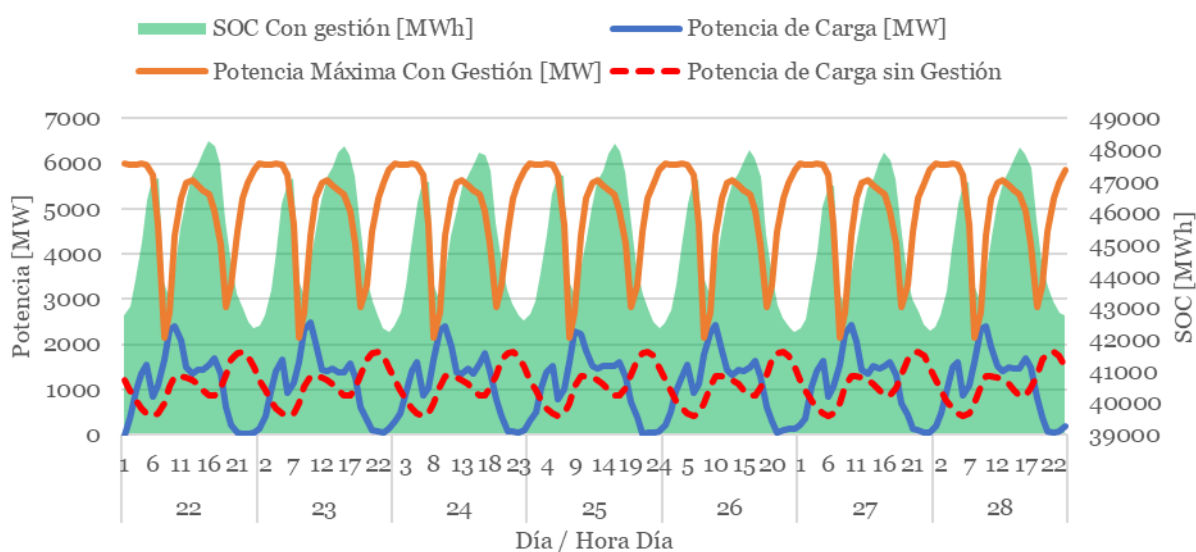


Figura 3.8.34.- Operación de vehículos eléctricos para una penetración del 100%.

En relación a los costos de operación del sistema, en todos los casos analizados aumentan considerablemente, debido al aumento de la demanda eléctrica. Frente a una gestión de los vehículos eléctricos, la reducción de costos respecto al caso no gestionable disminuye entre un 2-3%.

Tabla 3.8.23.- Variación de costos de operación para caso gestionable y no gestionable.

Caso	Operación Anual [MMUSD]
Base 0%	\$1,647
No Gestionable 30%	+10%
No Gestionable 60%	+20%
No Gestionable 100%	+34%
Gestionable 30%	+8%
Gestionable 60%	+17%
Gestionable 100%	+31%

Se bien en Chile se tiene un modo de operación centralizado, despachando las unidades a mínimo costo, las compras y ventas de energía en el mercado se realizan mediante una remuneración marginalista en el nodo de consumo e inyección. Teniendo este factor en consideración, se realiza una comparación de los costos marginales para el caso base, caso gestionable y no gestionable para una penetración del 100 % de vehículos eléctricos, los que se muestran en la Figura 3.8.35 para la barra Alto Jahuel 110, en la que se puede ver como aumenta el costo marginal durante las horas de punta, cuando no se cuenta con una gestión de los vehículos eléctricos, por otro lado, cuando la carga es posible gestionarla se presentan costo marginales más estables durante el periodo evaluado en donde la excursión del costo marginal a lo largo del día es menor. Adicionalmente, se puede ver que el costo marginal presenta sus menores valores durante las horas de sol, con lo que es lógico que si se pudiera gestionar la carga de vehículos eléctricos se realice en estos periodos. Si bien existe una oscilación mayor en el caso no gestionable, en términos promedio el costo marginal es sumamente parecido, de hecho los promedio anuales solo difieren en 0.5 [USD/MWh]. Si bien el promedio se mantiene parecido, no así la tecnología que genera tal energía, lo que se traduce en la diferencia en los costos de operación.

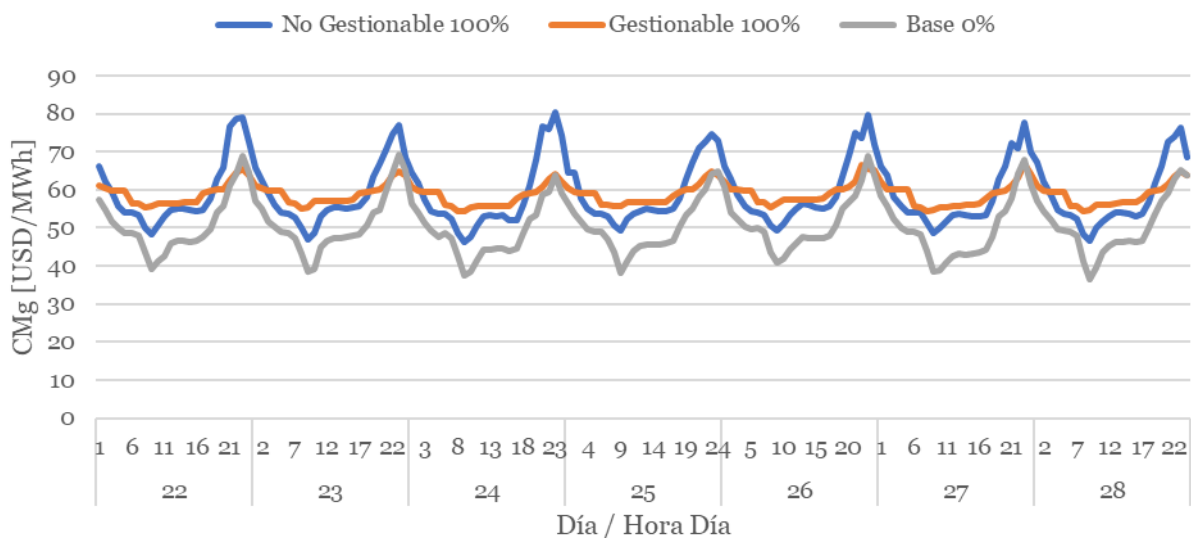


Figura 3.8.35.- Comparación de costos marginales para caso base, gestionable y no gestionable con una penetración del 100% de vehículos eléctricos.

4.1.3. Impacto ambiental de los vehículos eléctricos

Hasta este punto, se ha descrito el aporte de los vehículos eléctricos a la flexibilidad del sistema eléctrico nacional. Desde otra perspectiva, se puede evaluar cuales son los impactos ambientales que produce contar con ellos. Para analizar este aspecto una primera evaluación es determinar en términos energéticos que centrales brindan la energía adicional necesaria por los vehículos eléctricos. La Figura 3.8.36 muestra la participación en la generación anual de las tecnologías evaluadas, en donde se tiene a pesar de una abundante penetración de energías renovables, es la generación a carbón la que cobra mayor protagonismo. Lo complejo de esta situación es que el carbón es la

tecnología más contaminante que existe en el sistema, lo que brinda un panorama poco alentador si no se toman medidas adicionales para reducir sus emisiones.

En la Figura 3.8.37 y Figura 3.8.38, se ilustra el mismo caso, pero considerando una penetración del 100% de vehículos eléctricos, cuando no son gestionados y cuando existe la posibilidad de hacerlo. En caso de no ser gestionado, la energía adicional demandada por los vehículos eléctricos es producida por el GNL, manteniéndose el aporte del carbón. En el caso de que los vehículos cuenten con capacidad de gestión, el GNL también es el que cobra mayor protagonismo, sin embargo, la generación en base a carbón también sufre un aumento. El hecho de que aumente la generación de las centrales a carbón abre la posibilidad de que una alternativa de gestión aumente las emisiones desde la generación.

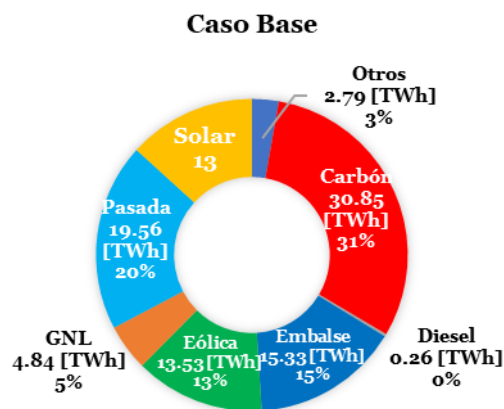


Figura 3.8.36.- Generación anual por tipo para caso base.

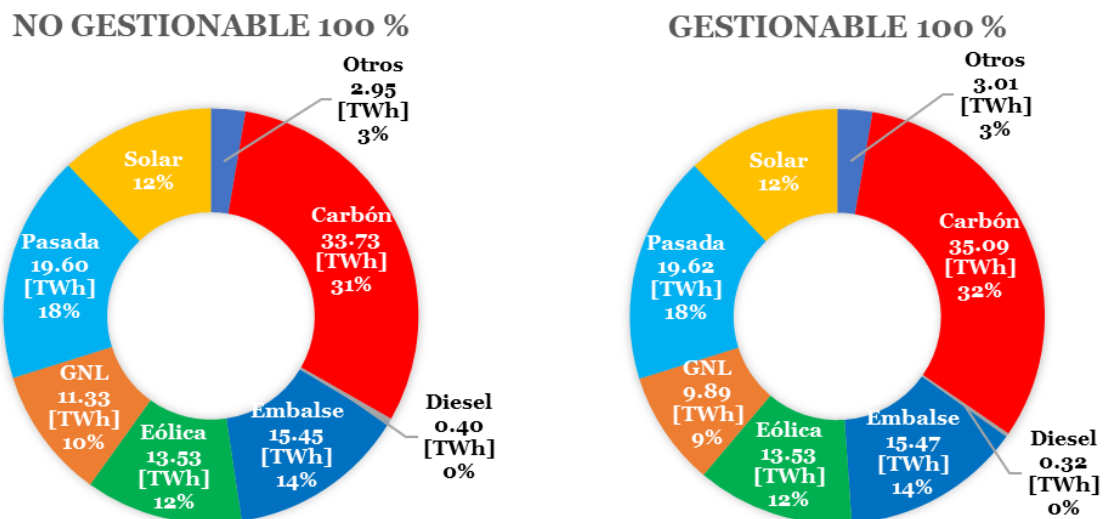


Figura 3.8.37.- Generación anual por tipo para caso no gestionable 100%.

Figura 3.8.38.- Generación anual por tipo para caso gestionable 100%.

Para analizar con mayor detalle lo que ocurre en términos de emisiones, basado en la metodología presentada en la sección 3.7, se calcularon las emisiones de CO₂ producidas por el parque generador a lo largo del año simulado. En la Figura 3.8.39, se muestran las emisiones para el caso base, en donde el carbón es el protagonista de la mayoría de ellas, en donde no solo es la tecnología con mayores emisiones, si no también es la que anualmente genera la mayor cantidad de energía. Para el caso en el que se consideran vehículos eléctricos, tanto gestionables como no gestionables, se muestra la Figura 3.8.40, en donde se evidencia un aumento en las emisiones entre el 6% y el 19%, siendo para todos los casos mayor cuando la carga vehicular es gestionada.

El hecho de que las emisiones sean mayores cuando es posible gestionar la carga, viene de la base de operación del sistema, despachando las unidades bajo un régimen de mínimo costo, en donde su objetivo es despachar las unidades más baratas disponibles. Por un lado, cuando la carga es posible gestionarla, se decide cargar durante las horas de sol para aprovechar la generación renovable, pero también la generación más barata que es el carbón, por lo que en términos de despacho será más económico, pero en términos ambientales tendrá una mayor generación de CO₂. Por otro lado, cuando no es posible gestionar la carga, el consumo no es controlado y en base a los datos reales disponibles, estos tienden a coincidir con la punta del sistema, en donde la generación a carbón se encuentra a su máxima capacidad y se mantiene la perspectiva durante las horas de sol, teniendo a las centrales a carbón generando a un punto más cercano a su mínimo técnico, por lo que las emisiones en este último caso serán menores. También si se lleva a cabo el cronograma de descarbonización impulsado por el Coordinador, este efecto se verá mermado puesto que no se contará con las unidades en base a carbón.

Emisiones [t CO₂] Base

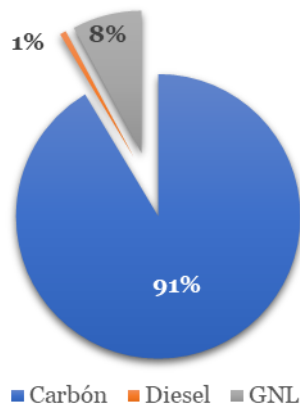


Figura 3.8.39.- Emisiones Para Caso Base.

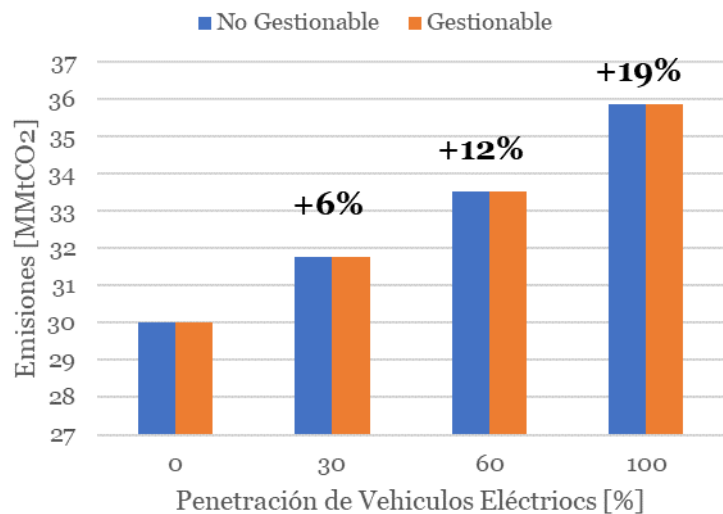


Figura 3.8.40.- Emisiones para distintas penetraciones de vehículos eléctricos.

Los vehículos eléctricos resuenan como una alternativa para reducir las emisiones del parque automotriz, pero como se ha visto hasta ahora, pese a que reduzcan las emisiones del parque automotriz, la energía a causa de estos vehículos debe ser provista por los generadores, los que como se mostró en este caso provienen de generación térmica convencional (GNL y Carbón). Para poder dar una respuesta concreta sobre la validez de que los vehículos eléctricos reducen las emisiones, se debe poner en la balanza las

emisiones generadas, si los vehículos fueran en base a combustibles fósiles con las emisiones adicionales del parque generador si los vehículos son eléctricos. En la Tabla 3.8.24, se muestra la reducción de emisiones para las distintas penetraciones de vehículos eléctricos, en este caso la reducción es la misma tanto para el caso gestionable como para el no gestionable. Tal cálculo se realiza considerando la cantidad de viajes de los vehículos convencionales por cada tipo, su emisión por cada kilómetro recorrido, y la distancia promedio recorrida por cada tipo de vehículo.

Tabla 3.8.24.- Reducción de emisiones vehiculares respecto a la penetración de vehículos con una distancia de viaje promedio de 8.3[km].

Penetración [%]	Reducción de emisiones [MMtCO₂]
0	0
30	0.7
60	1.3
100	2.2

Si se comparan las emisiones reducidas por los vehículos eléctricos, con el aumento de las emisiones del parque generador producto de estos vehículos (Figura 3.8.40), se puede notar que el aumento de las emisiones, por ejemplo, para el caso de una penetración del 100% de vehículos eléctricos en el parque de generación es de 6 [MM tCO₂], en comparación con los 2.2 [MM tCO₂] que disminuyen producto del reemplazo de los vehículos en base a combustibles fósiles. Esto indica que el reemplazo de los vehículos convencionales por vehículos eléctricos aumenta las emisiones netas del país, por lo que podría no ser conveniente del punto de vista ambiental una inclusión masiva de ellos si es que no se toman las medidas de mitigación adecuadas. Si bien la EOD señala una distancia promedio de 8.3 [km] por cada uno de los viajes, se realizan sensibilidades para distintas distancias de viaje promedio para ampliar la validez del resultado. La Figura 3.8.41 muestra el resultado mencionado y se desprende que para que las emisiones se mantengan constantes la distancia promedio de cada viaje debería ser 22 [km], lo que está lejos de los 8.3 [km] que presenta la EOD.

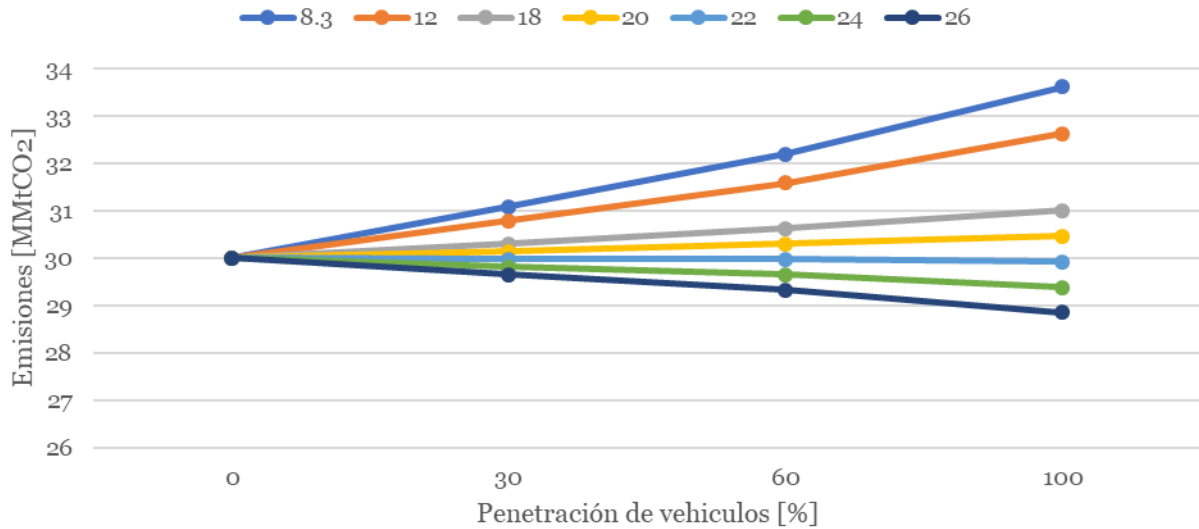


Figura 3.8.41.- Emisiones para distintas distancias de viaje promedio.

Un método de poder hacerse cargo de esta problemática es que la autoridad proyecte la demanda producto de los vehículos eléctricos y realice licitaciones de suministro para abastecer esa energía, lo que abrirá la puerta para que nuevas centrales renovables ingresen al mercado. Para pensar en la posibilidad de evaluar este aspecto, en las simulaciones realizadas se duplica la penetración de energías renovables y se evalúan las emisiones resultantes cuando se tiene una penetración del 100 % de vehículos eléctricos. En ese caso las emisiones solo del parque generador alcanzan los 29 [MM tCO₂] al año, las que son menores que las 30 [MM tCO₂] del caso base, por lo que un adecuado fomento a las energías renovables podría cambiar las dificultades que imponen los vehículos eléctricos en torno a las emisiones. Pese a que sea una alternativa factible, se debe tener en cuenta que una mayor penetración ERV en el sistema, este aumentará también los índices y métricas evaluadas para los demás casos como se muestra entre la Tabla 3.8.25 y Tabla 3.8.27, en ellos se puede observar que se pierden las mejoras obtenidas por la presencia de vehículos eléctricos en el sistema, pero si se tiene una mejora respecto al caso base, por tanto, la alternativa escogida debe ser un equilibrio entre flexibilidad, economía y contaminación que este alineada con las metas impuestas como país.

Tabla 3.8.25.- Comparación de índices considerando el doble de penetración ERV.

Índice Calculado \ Penetración	Base	No Gestionable 100% ERV Base	Gestionable 100% ERV Base	Gestionable 100% Doble de ERV
NFI	0.668	0.67	0.67	0.67
<i>IRRE_{Up}</i>	0	0	0	0
<i>IRRE_{Dn}</i>	12.692	1.20	0.159	8.697
<i>LORP_{Up}</i>	0	0	0	0
<i>LORP_{Dn}</i>	0.016	0.01	0.007	0.016

Tabla 3.8.26.- Comparación de ciclados considerando una doble de penetración ERV.

Tipo\Penetración	Base	No Gestionable 100% ERV Base	Gestionable 100% ERV Base	Gestionable 100% Doble de ERV
Carbón	4541	3833	1647	3963
Diesel	204	339	200	209
GNL	956	1612	817	526
Total	5701	5784	2664	4697

Tabla 3.8.27.- Comparación de apagados considerando una doble penetración ERV.

Tipo\Penetración	Base	No Gestionable 100% ERV Base	Gestionable 100% ERV Base	Gestionable 100% Doble de ERV
Carbón	752	478	291	695
Diesel	3385	3580	2003	2094
GNL	517	1008	408	404
Total	4654	5066	2702	3194

Capítulo 5: Conclusiones

De la revisión bibliográfica y simulaciones realizadas, se pudo evidenciar en base a las correlaciones de las tecnologías, que la definición que mejor se adapta a la flexibilidad en el sistema eléctrico nacional es la capacidad de mantener el equilibrio entre la carga neta y generación a un costo adicional razonable. Este concepto, además es propio del siglo XXI, puesto que anteriormente la generación convencional no estaba expuesta a grandes fluctuaciones como con la llegada de Energías Renovables Variables (ERV). Adicionalmente, no solo una caída del sistema es representada como una falta de flexibilidad, sino que también un sistema que deba operar con la decisión de verter energía ERV, alejándose del despacho más económico, pues esta situación podría ser solucionada en la medida que se cuente con un parque térmico con la capacidad de responder rápidamente ante las fluctuaciones de la carga neta (diferencia entre demanda neta y la generación neta de ERV).

Desde el punto de vista técnico, para mantener el equilibrio entre la carga neta y generación se deben tener suficientes recursos de rampa y capacidad de reacción. Es por ello que las limitaciones técnicas de las unidades generadoras que deben ser consideradas dentro de esta definición son: las tasas de toma y desprendimiento de carga, los tiempos de encendido y apagado y la capacidad mínima de generación. Teniendo estos aspectos en consideración, fue posible encontrar en la literatura índices que evaluarán la flexibilidad y considerarán estos parámetros técnicos claves en la flexibilidad que presta cada una de las unidades generadoras. Con estos índices se pudo entender que el parque generador instalado es considerado flexible y tiene la capacidad de adaptar una gran penetración ERV. Del mismo modo, los índices mostraron que los problemas de flexibilidad se concentran durante las horas de la mañana, momento que concuerda con la mínima demanda del sistema, por tanto, se tiene una capacidad reducida para descender el punto de operación ante la ocurrencia de algún evento como el aumento del recurso ERV o la desconexión de demanda.

Los generadores convencionales son las tecnologías que se hacen cargo de los requerimientos de flexibilidad, en este trabajo se evidenció que, de acuerdo con la matriz energética, son los embalses los que tienen un rol protagonista en la flexibilidad, brindando una cantidad considerable de recursos para hacerse cargo de ella. En segundo lugar, está el carbón, variando diariamente su nivel de operación para dar paso a la generación solar. En tercer lugar, es el GNL el que se hace cargo de la flexibilidad, pero de forma limitada debido a que en la mayor parte del día (durante las horas de sol) el carbón es suficiente para suplir la demanda en conjunto con los embalses y ERV, por lo que la mayoría de las unidades GNL se encuentra apagada, solo siendo encendidas para dar la punta del sistema, lo que sucede producto de que el GNL tiene un costo variable más alto que el carbón, en caso contrario sería el GNL el que prestaría la flexibilidad del sistema hasta alcanzar su capacidad máxima. Otro efecto a tener en cuenta es la estacionalidad, durante los meses de menor radiación es el GNL quien se hace cargo de la flexibilidad del sistema debido a que el carbón se encuentra operando en varias ocasiones al máximo de su capacidad, situación que se revierte cuando se está en los meses de mayor radiación y el GNL solo se activa para dar la punta del sistema siendo el carbón el que cicla constantemente para dar paso a las ERV.

5.1. Alternativas desde el sistema de Potencia

Por un lado, en el caso donde se evalúa un parque térmico flexible, fue posible confirmar que los vertimientos resultantes de la operación económica del sistema, no se atribuyen a las unidades propiamente tal, más bien están asociados a la transmisión. Situación que se confirma cuando se ejecuta el problema de manera uninodal y los vertimientos se reducen casi en 100 %. Por otro lado, se pudo ver que las baterías son un aporte directo a la flexibilidad del sistema eléctrico nacional, ya que se deciden cargar en el momento de mayor requerimiento de flexibilidad, haciendo que aumenten los recursos disponibles para brindar rampa de bajada durante las horas de la mañana, momento en el que se registra el mínimo de la carga-neta. Finalmente, pese a que el caso de los embalses es totalmente ficticio, fue posible verificar que una operación del sistema sin estos recursos es posible. De hecho, no aumenta la energía no suministrada por lo que se puede afirmar que se tienen los recursos suficientes para satisfacer la demanda.

Pese a que todas las alternativas sean factibles desde el punto de vista operacional, se debe tener cuenta el impacto económico de cada una de ellas. Si bien una operación sin embalses es posible, es donde mayor aumentó el costo de operación, llegando incluso a un incremento del 50%. Para el caso del parque térmico flexible se tiene una disminución del 1.6% del costo de operación, sin embargo, esta es el caso más favorable en donde todas las unidades no cuentan con restricciones técnicas, y llevar cabo una alternativa de este tipo podría conllevar elevados costos de operación. Finalmente, las baterías tienen una reducción del 0.5% y también son un aporte directo a la flexibilidad, haciéndola una alternativa llamativa para el sistema. Cabe destacar que a medida que se reconozca adecuadamente el pago de los servicios complementarios, las baterías tendrán la posibilidad de participar en otro mercado y podrán ser una alternativa cada vez más factible para el sistema.

5.2. Aporte de los vehículos eléctricos

La inclusión de vehículos eléctricos en esta memoria planteo la utilización de perfiles reales lo que brinda un valor agregado a los resultados obtenidos. Una primera mirada pudo corroborar que, pese a que tienen un comportamiento similar a un pulso cuadrado, mantienen una propiedad de la demanda, ya que al ser agregados siguen una tendencia definida, lo que permite utilizarlos de manera agregada para evaluar los efectos que tienen sobre el sistema eléctrico de potencia. Sin embargo, pese a que cumplan la propiedad, se debe tener precaución al usar datos reales medidos en otro lugar del mundo, puesto como se demostró en esta memoria, las costumbres que poseen los usuarios dependen de la ubicación donde se encuentren.

Aunque una carga descontrolada de los vehículos eléctricos aumenta la punta del sistema, también ocurre que favorece a la flexibilidad al aumentar la demanda en las horas de la mañana donde se tienen los mayores requerimientos de ella. En ese sentido, los vehículos eléctricos son un apoyo a la flexibilidad del sistema basado en los índices, aunque no sean gestionados. A pesar de que favorecen a la flexibilidad del sistema, generan un impacto en las unidades térmicas aumentando la cantidad de ciclados y apagados, especialmente del GNL, lo que se debe tener en consideración pues aumentan los costos de mantenimiento asociados a estas unidades.

De la formulación de gestión utilizada en esta memoria, fue posible distribuir la carga de los vehículos a lo largo del día para sea realice cuando el sistema estime que es más económico. De ello se pudo concluir que el momento que mayor beneficio trae, tanto en términos de flexibilidad como en costo, es durante las horas de sol. Por tal razón, una alternativa factible para ello es promover una infraestructura de carga comunitaria como en los estacionamientos públicos cercanos a los centros de trabajo. Para dar fuerza a esta alternativa, no es necesario inyectar recurso mediante subsidios, más bien brindando las condiciones de competencia adecuadas para que los agregadores como “Flexitricity” o “Kiwi Power” tengan una cabida en el mercado nacional, lo que se puede construir en base a un mercado de servicios complementarios o un reconocimiento adecuado de estos servicios que permitan hacer rentable el negocio.

Un punto importante para tener en cuenta es que se tienen efectos ambientales adversos con la inclusión de vehículos eléctricos al sistema, esto pues lo que disminuye en generación vehicular se emite en el lado de la generación, y como se demostró, se da en mayor cantidad. Esta situación se ve incrementada cuando se incluye una gestión de los vehículos eléctricos, producto de que una combinación más económica aumenta la generación de las unidades a carbón que son las de menor costo variable pero las de mayor contaminación. Tales complicaciones podrían verse mermadas si es que se considera el plan de descarbonización planteado por el coordinador, el que quita del sistema la totalidad de las unidades en base a carbón^{xxxvi}.

Finalmente, una alternativa de inclusión de energías renovables podría disminuir las emisiones provenientes del parque generador, pero se debe tener en cuenta que un aumento de estas tecnologías también traerá mayores problemas de flexibilidad al sistema, con lo que la solución adecuada debe ser tal que se cumpla un balance entre flexibilidad, costo de operación y emisiones ambientales.

5.3. Trabajos futuros

Basado en los perfiles utilizados sería interesante evaluar el impacto en la red de distribución y establecer métodos de coordinación entre el sistema de potencia y la red de baja tensión, para que se tenga un impacto localmente en la carga de los vehículos que tenga relación con la decisión que se tome en el sistema de potencia. Adicionalmente, es posible realizar una evaluación que considere la totalidad del parque vehicular, como el transporte y el resto de los vehículos destinados a uso comercial. Con ello se tendrá una perspectiva más global sobre los impactos de los impactos o beneficios de los vehículos eléctricos en el sistema.

También sería interesante realizar una expansión del sistema eléctrico considerando los perfiles de vehículos eléctricos con posibilidad de gestión, de esa forma se podrían utilizar como un activo que actúe para los requerimientos de flexibilidad y así permita adicionar una mayor cantidad ERV en el sistema. Bajo la misma consigna incluir los índices de flexibilidad en la expansión podría significar un beneficio para la operación del sistema cuente con recursos suficientes para hacerse cargo de la flexibilidad.

^{xxxvi} <https://www.coordinador.cl/informe-documento/desarrollo-y-nuevos-negocios/estudios-de-planificacion/estudio-de-operacion-y-desarrollo-sin-centrales-a-carbon/>

Del mismo modo se podría repetir el análisis con el plan de descarbonización planteado por el coordinador, lo que podría brindar un resultado positivo sobre la inclusión de los vehículos eléctricos.

Capítulo 6: Listado de variables utilizadas

Parámetros	Descripción
$g_{i,t}$	Generación del generador i en el instante t.
$Cv_{i,t}$	Costo variable del generador i en el instante t.
$falla_{t,n,k}$	Generación de falla en el tiempo t, en la barra n y el tramo k
CF_k	Costo de falla del tramo k
$f_{t,j,k}$	Flujo por la línea conectada entre el nodo j y k, en el instante t
T	Conjunto de los intervalos de tiempo evaluados
$D_{t,n}$	Demanda de la barra n en el instante t
I	Conjunto de todos los generadores
\overline{P}_i	Potencia máxima del generador i
O	Conjunto de nodos de origen
D	Conjunto de nodos de destino
$V_{i,t}$	Volumen del embalse i en el instante t
\overline{V}_i	Volumen máximo del embalse i
E	Conjunto de todos los embalses
$E_{i,t}$	SOC de la batería i en el instante t
$P_{i,t}^C$	Potencia de carga de la batería i en el instante t
η_i^C	Rendimiento de carga de la batería i
$P_{i,t}^D$	Potencia de descarga de la batería i en el instante t
η_i^D	Rendimiento de descarga de la batería i
B	Conjunto de todas las baterías.
\overline{SOC}_i	Estado de carga máximo de la batería i
\overline{P}^B_i	Potencia de carga máxima de la batería i
$y_{i,t}$	Binaría de transición de subida del generador i en el instante t
SUC_i	Costo de encendido del generador i
$Z_{i,t}$	Binaría de transición de bajada del generador i en el instante t
SDC_i	Costo de apagado del generador i
\overline{P}_i	Potencia máxima del generador i
\underline{P}_i	Potencia mínima del generador i
$x_{i,t}$	Binaría de estado de operación del generador i en el instante t
RD_i	Rampa de bajada del generador i
RU_i	Rampa de subida del generador i
\overline{F}_l	Flojo máximo de la línea l
\underline{F}_l	Flujo mínimo de la línea l
$PC_{n,t}^{EV}$	Potencia de carga de los vehículos eléctricos en la barra n para el instante t
$EVsF_{n,j}$	Demanda eléctrica de los vehículos eléctricos en la barra n para el instante t.
$SOC_{n,t}$	Estado de carga de los vehículos asignados a la barra n en el instante t
$BatteryFull_n$	Estado de carga mínimo para condición de vehículos domiciliarios
H_n^{fix}	Hora de condición para los vehículos conectados a la barra n (5 a.m.)
$EVsAvailable_{n,t}$	Número de vehículos disponibles para cargar conectados a la barra n durante la hora t.
p_n^{max}	Potencia de carga máxima de cada vehículo conectado a la barra n

Capítulo 7: Bibliografía

- [1] El País, “Calentamiento global: El año 2017 batió el récord de CO₂ de los últimos 800.000 años | Ciencia | EL PAÍS.” [Online]. Available: https://elpais.com/elpais/2018/08/01/ciencia/1533147583_087131.html. [Accessed: 05-Aug-2018].
- [2] Boston Consulting Group, “Inventario de emisiones de GEI 1990-2010, proyección de emisiones a 2040 y matrices de abatimiento de CO₂ en Chile,” pp. 1–134, 2013.
- [3] POCH Ambiental and Generadoras de Chile, “Actualización de la proyección de emisiones 2017- 2030 y análisis medidas de mitigación de CO₂ equivalente,” 2017.
- [4] M. Mena, “Compromiso de Chile en el Acuerdo climático de Paris 2015,” 2015.
- [5] Comisión nacional de energía, “Anuario Estadístico 2015,” p. 140, 2016.
- [6] Comisión nacional de energía, “Anuario estadístico de energía 2017,” 2017.
- [7] H. Holttinen, A. Tuohy, M. Milligan, V. Silva, S. Müller, and L. Soder, “The Flexibility Workout,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 11, no. 6, pp. 53–62, 2013.
- [8] M. I. Alizadeh, M. Parsa Moghaddam, N. Amjady, P. Siano, and M. K. Sheikh-El-Eslami, “Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 1186–1193, 2016.
- [9] H. Kondziella and T. Bruckner, “Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems - A review of research results and methodologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 10–22, 2016.
- [10] N. Kumar, P. Besuner, S. Lefton, D. Agan, and D. Hilleman, “Power Plant Cycling Costs,” no. April, 2012.
- [11] E. M. S.A.P., “¿Cuándo podrían bajar de precio los autos eléctricos en Chile? | Emol.com,” 2018.
- [12] F. Ávila, J. Ayala, P. Cerda, A. Navarro-Espinosa, S. Córdova, and H. Rudnick, “Importance of hourly multi-bus unit commitment models in the context of high adoption of variable renewable energies: A Chilean example,” *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. - Lat. Am. ISGT Lat. Am. 2017*, vol. 2017–Janua, pp. 1–6, 2017.
- [13] E. Lannoye, D. Flynn, and M. O’Malley, “Power system flexibility assessment State of the art,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 2012.
- [14] J. Cochran *et al.*, “Flexibility in 21st Century Power Systems,” 2014.
- [15] H. Mangesius, M. Huber, S. Hirche, and T. Hamacher, “A Framework to Quantify

- Flexibility in Power Systems Based on Reliability Certificates,” pp. 1–5, 2013.
- [16] A. Ulbig and G. Andersson, “Analyzing operational flexibility of electric power systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 72, pp. 155–164, 2015.
- [17] E. Lannoye, D. Flynn, and M. O’Malley, “Evaluation of power system flexibility,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 922–931, 2012.
- [18] J. Ma, V. Silva, R. Belhomme, D. S. Kirschen, and L. F. Ochoa, “Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 200–209, 2013.
- [19] M. Huber, D. Dimkova, and T. Hamacher, “Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements,” *Energy*, vol. 69, pp. 236–246, 2014.
- [20] The North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Flexibility Requirements and Potential Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies,” 2010.
- [21] Comisión Nacional de Energia, “Norma Técnica De Seguridad Y Calidad De Servicio,” 2006.
- [22] Y. Yasuda *et al.*, “Evaluation on diversity of flexibility in various areas,” *12th Wind Integr. Work.*, 2013.
- [23] D. Madzharov, E. Delarue, and W. D’haeseleer, “Integrating electric vehicles as flexible load in unit commitment modeling,” *Energy*, vol. 65, pp. 285–294, 2014.
- [24] W. Kempton and J. Tomić, “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue,” *J. Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 268–279, 2005.
- [25] E. McKenna and M. Thomson, “High-resolution stochastic integrated thermal-electrical domestic demand model,” *Appl. Energy*, vol. 165, pp. 445–461, 2016.
- [26] M. Y. Electric *et al.*, “My Electric Avenue Has Been Trialling New Technology Demands From Increasing Numbers of Electric Vehicles .,” 2016.
- [27] J. Quirós-Tortós, A. Navarro-Espinosa, L. F. Ochoa, and T. Butler, “tatistical Representation of EV Charging: Real Data Analysis and Applications,” *20th Power Syst. Comput. Conf.*, pp. 1–7, 2018.
- [28] A. Y. S. Lam, K. C. Leung, and V. O. K. Li, “Capacity management of vehicle-to-grid system for power regulation services,” *2012 IEEE 3rd Int. Conf. Smart Grid Commun. SmartGridComm 2012*, pp. 442–447, 2012.
- [29] T. A. Becker, I. Sidhu, and B. Tenderich, “Technology Brief - Electric vehicles in the United States,” *Cent. Entrep. Technol.*, 2009.
- [30] J. J. Q. Yu, V. O. K. Li, and A. Y. S. Lam, “Optimal V2G scheduling of electric vehicles and unit commitment using chemical reaction optimization,” *2013 IEEE Congr.*

Evol. Comput. CEC 2013, pp. 392–399, 2013.

- [31] A. Y. S. Lam and V. O. K. Li, “Chemical-reaction-inspired metaheuristic for optimization,” *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 14, no. 3, pp. 381–399, 2010.
- [32] S. Chen and L. Tong, “IEMS for large scale charging of electric vehicles: Architecture and optimal online scheduling,” *2012 IEEE 3rd Int. Conf. Smart Grid Commun. SmartGridComm 2012*, no. i, pp. 629–634, 2012.
- [33] Z. Yang, K. Li, Q. Niu, and Y. Xue, “A comprehensive study of economic unit commitment of power systems integrating various renewable generations and plug-in electric vehicles,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 132, pp. 460–481, 2017.
- [34] O. Van Vliet, A. S. Brouwer, T. Kuramochi, M. Van Den Broek, and A. Faaij, “Energy use, cost and CO₂ emissions of electric cars,” *J. Power Sources*, vol. 196, no. 4, pp. 2298–2310, 2011.
- [35] J. Mullan, D. Harries, T. Bräunl, and S. Whitely, “Modelling the impacts of electric vehicle recharging on the Western Australian electricity supply system,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 7, pp. 4349–4359, 2011.
- [36] A. Perujo and B. Ciuffo, “The introduction of electric vehicles in the private fleet: Potential impact on the electric supply system and on the environment. A case study for the Province of Milan, Italy,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 8, pp. 4549–4561, 2010.
- [37] C. Weiller, “Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the United States,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 6, pp. 3766–3778, 2011.
- [38] “Flexitricity.” [Online]. Available: <https://www.flexitricity.com/>. [Accessed: 31-Dec-2018].
- [39] “Homepage | Kiwi Power.” [Online]. Available: <https://www.kiwipowered.com/>. [Accessed: 31-Dec-2018].
- [40] “Open Energi - Dynamic Demand 2.0 distributed energy platform.” [Online]. Available: <https://www.openenergi.com/>. [Accessed: 31-Dec-2018].
- [41] “Limejump, the Future of Energy including Power Purchase Agreements, the Balancing Mechanism and Firm Frequency Response and the Capacity Market.” [Online]. Available: <https://limejump.com/>. [Accessed: 31-Dec-2018].
- [42] “Precio Nudo Corto Plazo - Comisión Nacional de Energía.” [Online]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>. [Accessed: 08-Dec-2018].
- [43] “A Speed Comparison Of C, Julia, Python, Numba, and Cython on LU Factorization (IT Best Kept Secret Is Optimization).” [Online]. Available: https://www.ibm.com/developerworks/community/blogs/jfp/entry/A_Comparison_of_C_Julia_Python_Numba_Cython_Scipy_and_BLAS_on_LU_Factorization?lang=en_us. [Accessed: 09-Dec-2018].

- [44] T. Norma and C. Nacional, “Biblioteca del Congreso Nacional de Chile - documento generado el 17-Oct-2014,” pp. 17–20, 2014.
- [45] SysteP, “Reporte mensual Sector Eléctrico Agosto 2018,” p. 12, 2018.