



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

**GESTIÓN DE LA DEMANDA A TRAVÉS DE LAS CARGAS
REFRIGERANTES, PARA LA OPERACIÓN ECONÓMICA DE LOS
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

NAIM ALAIN GEBRIE YÁÑEZ

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

ANDRÉS CABA RUTTE
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE
2018

GESTIÓN DE LA DEMANDA A TRAVÉS DE LAS CARGAS REFRIGERANTES, PARA LA OPERACIÓN ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Hoy en día la operación económica de sistemas eléctricos de potencia tiene como uno de sus principales objetivos minimizar los costos de operación del sistema mientras se mantienen márgenes de seguridad y suficiencia. Además, para su correcto funcionamiento se hacen necesarias cada vez más herramientas, entre ellas se encuentra el Demand Side Management (DSM), el cual permite la incorporación de los consumidores finales como un actor relevante, a través de la gestión de artefactos eléctricos de uso residencial, lo cual en la actualidad ocurre muy poco.

El objetivo de este trabajo consiste en eso, incorporar DSM a través de las cargas refrigerantes (refrigeradores) de los consumidores, para ello, se desarrolla una metodología que contempla el desarrollo de un modelo de Unit Commitment que considere las restricciones físicas de un set de 20 máquinas térmicas las cuales conforman un parque térmico de 3 tecnologías (gas natural licuado, Diesel y carbón) con una capacidad instalada de 2.554 MW y una alta penetración de energías renovables (50% de la demanda máxima entre recurso eólico y solar). Además, se establece una curva de demanda típica con un pick de 1920 MW con un tiempo de análisis correspondiente a 96 periodos de media hora cada uno.

Posteriormente, se hace necesario caracterizar el consumo de los refrigeradores e incorporar una formulación matemática que permita utilizar estas cargas como un refrigerador equivalente controlable, para ello, se incorpora al Unit Commitment el modelo presentado en [1], el cual considera este refrigerador equivalente como una batería con fuga. Mediante lo anterior se consideraron 139 MW de consumo promedio del total de los refrigeradores (equivalente a 3.470.000 refrigeradores) para incorporar al modelo de Unit Commitment.

Luego, se presentan los casos de análisis para evaluar el desempeño que tienen los refrigeradores al ser utilizados como carga controlable, para lo cual, se propone realizar en régimen permanente 3 Unit Commitment, uno sin control, otro en el cual se agrupan todos los refrigeradores como una única batería controlable y un tercero en el cual se agrupan en 1000 baterías para ver cómo afecta el control de los refrigeradores en el desempeño del sistema, apreciándose que no existe una diferencia significativa entre utilizar 1 o 1000 baterías, sin embargo, se obtiene que sí existe una modificación de la curva de demanda del sistema con respecto al caso sin control, especialmente en las horas de mayor exigencia de éste, en las cuales el consumo se ve reducido en un máximo de 46 MW y los costos totales del sistema alrededor de 58.831 USD.

Finalmente, se realizan escenarios de contingencia sobre los casos previamente descritos, en los cuales se realizan 2 casos de déficit intempestivo del recurso renovable (uno en hora punta y otro en valle) y 1 caso de superávit, de los cuales se desglosa que, en caso de un desbalance intempestivo del recurso solar y eólico, es posible entregar una gran cantidad de flexibilidad al sistema para responder ante este evento, pues se atenúa considerablemente la potencia no suministrada al sistema en caso de un déficit y por otro lado se mejora el costo total del sistema en caso de un superávit.

A mi familia, mi polola y amigos.

Agradecimientos

Agradezco de todo corazón a mi madre Rosa, por criarnos a mí y a mis hermanos sola, por todo el esfuerzo y la preocupación que tuvo con nosotros para darnos la mejor educación y calidad de vida a la que podríamos optar, y que hasta el día de hoy nos entrega con sus cariños y atenciones cuando nos reunimos.

Agradezco a mis hermanos Ninette y Hugo, por las gratas vivencias, buenas relaciones y apoyo incondicional de hermanos que nos entregamos mutuamente y que a pesar de ser muy diferentes los unos de los otros sé que siempre estarán ahí.

También agradezco de todo corazón a Constanza, mi polola, quien ha estado conmigo prácticamente desde que inicié en la carrera y me ha apoyado siempre desde el fondo de su corazón, ya sea con sus consejos o sus caricias.

A la vez, agradezco a Alejandro Navarro, profesor guía de este trabajo, quien a pesar de ser un hombre muy ocupado siempre tuvo la disposición de hacer un espacio en su agenda para poder avanzar con el trabajo cuando era necesario, además de haber encontrado en él una persona preocupada, simple, inteligente y comprensiva con sus estudiantes.

Finalmente agradezco a “los amiguitos”, por la buena convivencia y la buena disposición a ayudarnos los unos a los otros y por esos buenos días de pizza.

Tabla de Contenido

| | | |
|-------|--|----|
| 1. | Introducción..... | 1 |
| 1.1 | Motivación..... | 1 |
| 1.2 | Objetivos..... | 2 |
| 1.2.1 | Objetivo general..... | 2 |
| 1.2.2 | Objetivos específicos..... | 2 |
| 1.3 | Alcances..... | 2 |
| 1.4 | Metodología..... | 3 |
| 1.4.1 | Explicitar la importancia de agregar flexibilidad y DSM al sistema..... | 3 |
| 1.4.2 | Desarrollo del modelo de estudio..... | 3 |
| 1.4.3 | Establecer los escenarios de estudio y analizar los resultados de efectuar control sobre los refrigeradores para realizar DSM..... | 4 |
| 2. | Conceptos aplicables al modelo de Unit Commitment con cargas térmicas controlables..... | 5 |
| 2.1 | Sistema Eléctrico de Potencia..... | 5 |
| 2.1.1 | Modelo Uninodal..... | 5 |
| 2.2 | Sistemas de Generación..... | 6 |
| 2.2.1 | Algunas definiciones..... | 7 |
| 2.3 | Unit Commitment de unidades térmicas..... | 8 |
| 2.3.1 | Branch & Bound..... | 9 |
| 2.3.2 | GAP..... | 10 |
| 2.3.3 | Re-despacho térmico..... | 10 |
| 2.4 | Gestión de la demanda..... | 11 |
| 2.4.1 | Smart Grid..... | 12 |
| 2.4.2 | Cargas Controlables..... | 13 |
| 2.4.3 | El refrigerador como carga..... | 13 |
| 3. | Flexibilidad, Demand Side Management y Servicios complementarios..... | 16 |
| 3.1 | Demand side management en los sistemas eléctricos de potencia..... | 18 |
| 3.2 | Thermostatically Controlled Loads - TCL..... | 18 |
| 3.3 | Servicios complementarios y load shifting..... | 19 |
| 3.3.1 | Demand Side Balancing Reserve (DSBR) [45]..... | 19 |
| 3.3.2 | Demand Turn-Up (DTU) [45]..... | 19 |
| 3.3.3 | Aggregator..... | 21 |
| 4. | Diseño del Problema de Optimización..... | 22 |

| | | |
|-------|--|----|
| 4.1 | Unit Commitment de Máquinas Térmicas..... | 22 |
| 4.1.1 | MODELO A UTILIZAR..... | 22 |
| 4.1.2 | FORMULACIÓN MATEMÁTICA..... | 25 |
| 4.2 | Recopilación de información de los refrigeradores e incorporación al UC..... | 29 |
| 4.2.1 | Mediciones reales a un refrigerador..... | 29 |
| 4.2.2 | Modelación matemática de un grupo de refrigeradores e incorporación al UC..... | 32 |
| 4.3 | Incorporación de energías renovables al problema de Unit Commitment..... | 39 |
| 4.3.1 | Sets..... | 39 |
| 4.3.2 | Constantes..... | 39 |
| 4.3.3 | Variables..... | 40 |
| 4.3.4 | Restricciones..... | 40 |
| 4.4 | Sumario del modelo de optimización..... | 40 |
| 4.5 | Software utilizado..... | 40 |
| 4.5.1 | Lenguaje de programación en el que se implementa..... | 41 |
| 5. | Parámetros de entrada para el modelo..... | 43 |
| 5.1 | Periodos de análisis..... | 43 |
| 5.2 | Perfil de demanda..... | 43 |
| 5.3 | Perfiles de energía inyectable renovable..... | 44 |
| 5.3.1 | Perfil Solar..... | 44 |
| 5.3.2 | Perfil eólico..... | 44 |
| 5.4 | Reserva del sistema..... | 46 |
| 5.5 | Maquinas térmicas..... | 47 |
| 5.5.1 | Parámetros operacionales..... | 48 |
| 5.6 | Modelo de batería con fuga..... | 48 |
| 5.6.1 | Control de los refrigeradores cómo más de una batería..... | 49 |
| 6. | Casos de estudio y resultados..... | 52 |
| 6.1 | Casos base de análisis..... | 52 |
| 6.1.1 | Resultados..... | 52 |
| 6.2 | Casos de re-despacho..... | 60 |
| 6.2.1 | Incorporación de máquina con costo de falla de corta duración..... | 60 |
| 6.2.2 | Re-despachos con déficit intempestivo de renovables..... | 61 |
| 6.2.3 | Re-despachos con superávit intempestivo de renovables..... | 67 |
| 7. | Conclusiones..... | 69 |
| 7.1 | Conclusiones generales..... | 69 |

| | | |
|------|---|----|
| 7.2 | Conclusiones sobre aspectos específicos del Trabajo de Título..... | 70 |
| 8. | Bibliografía..... | 72 |
| 9. | Anexos..... | 75 |
| 9.1 | Anexo A: Formulación del Unit Commitment | 75 |
| 9.2 | Anexo B: Parametros operacionales de las máquinas térmicas | 77 |
| 9.3 | Anexo C: Incremento de la potencia manejable al dividir los refrigeradores en más baterías..... | 79 |
| 9.4 | Anexo D: Evolución de la energía almacenable al dividir los refrigeradores en más baterías..... | 81 |
| 9.5 | Anexo E: Cambios en el commitment- Caso base sin control vs Control de 1 batería. . | 82 |
| 9.6 | Anexo F: Cambios en el commitment- Caso base sin control vs Control de 1000 baterías. | 85 |
| 9.7 | Anexo G: Cambios en el commitment- Caso base Control 1 batería vs Control de 1000 baterías..... | 88 |
| 9.8 | Anexo H: Redespacho con déficit en el periodo 39..... | 89 |
| 9.9 | Anexo I: Redespacho con déficit en el periodo 28. | 91 |
| 9.10 | Anexo J: Redespacho con superávit en el periodo 39..... | 93 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Información del mercado en UK y el DTU [48] | 21 |
| Tabla 2: Desempeño de los modelos evaluados en [8]..... | 23 |
| Tabla 3: Comparación entre los MILP según [8]. | 24 |
| Tabla 4: Comparación entre los 3 MILP variando el número de máquinas [8] | 24 |
| Tabla 5: Sets utilizados en el Unit Commitment..... | 25 |
| Tabla 6: Constantes del Unit Commitment | 25 |
| Tabla 7: Variables del Unit Commitment..... | 26 |
| Tabla 8: Especificaciones técnicas del refrigerador medido | 30 |
| Tabla 9: Set utilizados en el modelo de batería con fuga | 38 |
| Tabla 10: Constantes utilizadas en el modelo de batería con fuga..... | 38 |
| Tabla 11: Variables utilizadas en el modelo de batería con fuga | 38 |
| Tabla 12: Sets utilizados para incorporar energías renovables al modelo..... | 39 |
| Tabla 13: Constantes utilizadas para incorporar energías renovables al modelo | 39 |
| Tabla 14: Variables utilizadas para incorporar energías renovables al modelo | 40 |
| Tabla 15: Días con la mayor variación del recurso eólico Septiembre 2016 | 45 |
| Tabla 16: Datos de máquinas térmicas según programación semanal del 17 de noviembre del 2017 | 48 |
| Tabla 17: Parámetros para distintos tipos de refrigeradores tipo [1]..... | 49 |
| Tabla 18: Cambios en el commitment entre sin control y con control..... | 53 |
| Tabla 19: Costos de minimizados para cada caso | 60 |
| Tabla 20: Casos déficit de renovables | 62 |
| Tabla 21: Despacho original, periodo 39 | 65 |
| Tabla 22: Detalle del periodo 39 luego del redespacho por déficit en el mismo. | 66 |
| Tabla 23: Despacho original, periodo 28 | 67 |
| Tabla 24: Detalle del periodo 28 luego del redespacho por déficit en el mismo | 67 |
| Tabla 25: Copia tabla del redespacho original, periodo 39 | 68 |
| Tabla 26: Redespacho por superávit en el periodo 39..... | 68 |

Índice de ilustraciones

| | |
|--|----|
| Figura 1: Metodología utilizada | 3 |
| Figura 2: Sistema eléctrico de potencia..... | 5 |
| Figura 3: Fases en el proceso de generación [6]..... | 6 |
| Figura 4: Otras fuentes de energía [6] | 7 |
| Figura 5: Curva de consumo o de carga [6]..... | 8 |
| Figura 6: Ramificación del problema relajado. | 10 |
| Figura 7: Representación de una Smart Grid [15]..... | 12 |
| Figura 8: Comportamiento como carga y Load Shifting en un refrigerador [3] | 14 |
| Figura 9: Principales actores en la flexibilidad de un sistema [30]..... | 17 |
| Figura 10: Evolución de la carga de un refrigerador domestico 4-01-2018..... | 29 |
| Figura 11: Distribución del número de ciclos diarios | 31 |
| Figura 12: Histograma del número de ciclos diarios..... | 31 |
| Figura 13: Distribución del tiempo de encendido por ciclo | 31 |
| Figura 14: Histograma del tiempo de encendido..... | 31 |
| Figura 15: Distribución del tiempo de apagado por ciclo | 32 |
| Figura 16: Histograma del tiempo de apagado..... | 32 |
| Figura 17: Modelo de batería con fuga [1] | 37 |
| Figura 18: Crecimiento del uso de los lenguajes de programación más utilizados (Disponible en: https://stackoverflow.blog/2017/09/06/incredible-growth-python/) | 41 |
| Figura 19: Perfil de demanda utilizado en el modelo..... | 43 |
| Figura 20: Perfil solar utilizado en el modelo | 44 |
| Figura 21: Perfil eólico utilizado en el modelo | 45 |
| Figura 22: Operación programada v/s operación real | 46 |
| Figura 23: Error entre generación real y programada..... | 47 |
| Figura 24: Parque de generación del sistema modelado..... | 47 |
| Figura 25: Energía almacenable total según número de baterías | 50 |
| Figura 26: Potencia gestionable total según número de baterías..... | 51 |
| Figura 27: Perfiles de demanda casos base | 54 |
| Figura 28: Peaks de demanda casos base | 54 |
| Figura 29: Despacho de máquinas térmicas en los casos base | 55 |
| Figura 30: Despacho de máquinas térmicas en los periodos de punta | 55 |
| Figura 31: Inyección de energías renovables para los 3 casos base | 56 |
| Figura 32: Costo de la última unidad generada para los casos base..... | 56 |
| Figura 33: Evolución de los refrigeradores caso base 1 Batería..... | 57 |
| Figura 34: Evolución de los refrigeradores caso base 1000 Baterías (total) | 58 |
| Figura 35: Despacho por tecnología casos base | 59 |
| Figura 36: Redespacho con restricción de S_{min} eliminada durante 0 periodos-1 batería | 63 |
| Figura 37: Redespacho con restricción de S_{min} eliminada durante 1 periodo- 1 batería..... | 63 |
| Figura 38: Despacho original (pre-contingencia) 1 batería..... | 64 |
| Figura 39: Despacho con contingencia periodo 39 (Sin relajar S_{min}) 1 batería | 64 |
| Figura 40: Despacho con contingencia periodo 39 (Relajando S_{min} 1 periodo) 1 batería | 65 |

1. Introducción

1.1 Motivación

La energía es la base para supervivencia y desarrollo de la humanidad. El cómo mejorar la eficiencia económica y reducir la polución ambiental en el proceso es el foco de las preocupaciones que el mundo tiene en común [2].

Hoy en día la operación económica de sistemas eléctricos de potencia tiene como uno de sus principales objetivos el minimizar los costos de operación del sistema, tomando en consideración siempre las restricciones de la red y de operación (capacidad de las líneas, topología de la red, mínimos y máximos técnicos de las unidades generadoras, rampas de toma de carga, etc.). Es por ello que se desarrollan en todo el mundo modelos matemáticos del sistema eléctrico para dar forma a las centrales de generación, las redes disponibles y la demanda del sistema. El fundamento del problema de operación económica se enfoca en las características de entrada y de salida de las unidades generadoras y las características de su tecnología [3].

A través del desarrollo de este problema, conocido también como despacho económico, se busca un nivel de generación de cada una de las unidades disponibles (encendidas), tal que el costo de operación del sistema sea el menor posible mientras satisface toda la demanda, considera las pérdidas y mantiene márgenes de seguridad para que el sistema no falle.

Por otra parte, el problema de optimización que define la entrada en servicio de una unidad generadora u otra se denomina Predespacho o Unit Commitment (UC). Este utiliza los diversos patrones típicos de la demanda del sistema, ya sea diarios, semanales o estacionales, para cubrir la necesidad de la óptima programación de cada una de las máquinas que participan en el balance para satisfacer la fluctuante demanda [4]. El objetivo del UC consiste en obtener el mínimo costo, sin violar las restricciones del sistema; este costo incluye los costos de encendido, apagado y de combustible de las máquinas generadoras.

Los modelos de solución descritos previamente consideran como participantes y como variables de decisión tan solo al estado de los generadores y no considera como un actor relevante a quienes son responsables de la demanda, pues se supone dada e inelástica en el horizonte de simulación y por lo cual no cambia con el precio, de esta manera se asume que la demanda del sistema es un valor determinístico dado.

Para contrarrestar lo anterior, en esta memoria se propone considerar como una opción la introducción de la Gestión de la Demanda (o Demand Side Management, DSM) una solución dinámica contra la demanda de energía y precios del combustible, que además se preocupa del cambio climático y la incertidumbre por temporadas de la demanda eléctrica [5]. Para ello se propone identificar, estudiar e integrar un modelo de cargas térmicas controlables (orientado principalmente a refrigeradores residenciales) para luego considerarlas como un recurso a tomar en cuenta al realizar el Pre Despacho, de tal manera de optimizar la operación económica del sistema y lograr encontrar potenciales beneficios de realizar un control sobre la demanda al momento de seleccionar las máquinas que se harán cargo de suministrar la energía al sistema a lo largo del día.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es programar en un software, un modelo de Unit Commitment que considere modificar la curva de demanda mediante el control de un set de cargas controlables (refrigeradores residenciales) en un sistema uninodal con alta penetración de energía renovables, y con ello analizar las implicancias que esto representa en el sistema.

1.2.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos del trabajo de título son:

- Proponer un modelo matemático de optimización de rápida resolución y que permita representar las características principales de las máquinas térmicas.
- Estudiar y entender el comportamiento de refrigeradores y su potencial aporte a la flexibilidad del sistema en un entorno de alta penetración de recursos renovables.
- Incorporar cargas controlables (específicamente refrigeradores) al modelo de Unit Commitment con el fin de gestionar la demanda.
- Identificar los potenciales beneficios de la implementación del Demand Side Management (manejo de la demanda) en el modelo mediante la propuesta de diversos casos de estudio.
- Minimizar los costos del sistema de análisis.
- Analizar el comportamiento de los refrigeradores frente a situaciones de contingencia de superávit o déficit del recurso renovable mediante un re-despacho del modelo.

1.3 Alcances

En este trabajo, se busca la integración de cargas controlables a nivel de distribución, con el fin de poder recortar la curva de carga del sistema mediante un modelo de optimización de Unit Commitment a nivel de generación.

Las cargas controlables (o TCL por su sigla en inglés), que serán estudiadas en esta memoria corresponden a las de los sistemas de refrigeración. Estas cargas son de carácter térmico, se estudian en base a la toma real de datos y analizando su comportamiento a lo largo del día, acompañados de modelos obtenidos de la bibliografía. La incorporación de los mismos al Unit Commitment se realiza mediante la formulación de refrigeradores equivalentes, en los cuales se agrupan los mismos para obtener una única unidad representativa que sea aplicable al modelo.

El modelo para el Unit Commitment se formulará en base a revisión bibliográfica, en el se representarán las máquinas térmicas considerando sus restricciones temporales, considerando un sistema uninodal (es decir, que no se considera su topología y por ende no considera pérdidas óhmicas ni congestiones), además, se estudia el impacto de esta modelación incluyendo una alta penetración de energías renovables intermitentes disponibles para la utilización del sistema, permitiendo así al modelo decidir cuando sea o no pertinente utilizarlas. Por otra parte, no se incorporan centrales hidro eléctricas al modelo, pues no se pretende utilizar el recurso hídrico para el balance de energía en este estudio.

1.4 Metodología

La metodología de este trabajo de título se presenta en la Figura 1 y a continuación, se explica brevemente cada una de las etapas de la metodología.

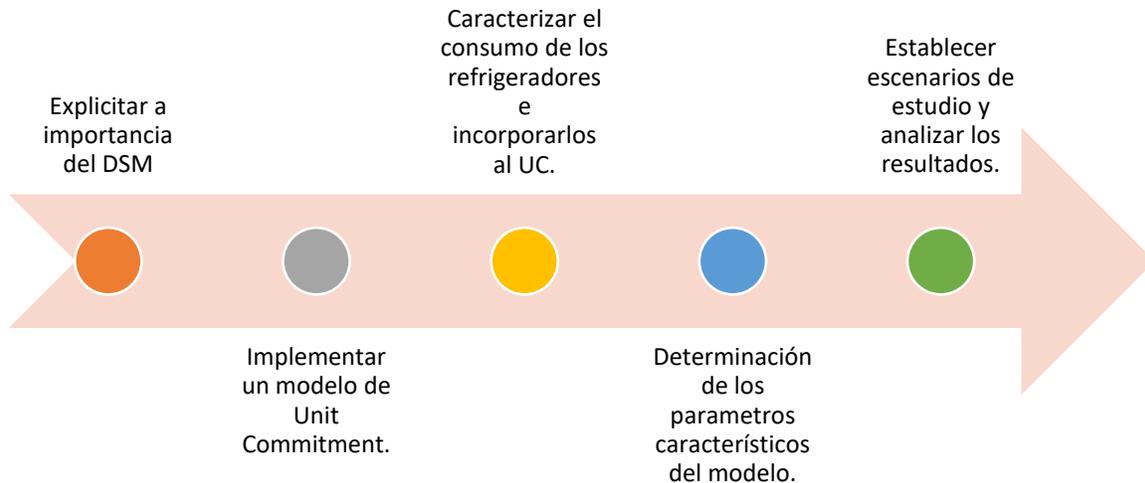


Figura 1: Metodología utilizada

1.4.1 Explicitar la importancia de agregar flexibilidad y DSM al sistema.

En esta sección se presenta el concepto de flexibilidad y su importancia para el sistema eléctrico. Para ello se revisa bibliografía que muestre sus estudios y conclusiones con respecto a la incorporación de servicios de flexibilidad a los sistemas eléctricos de potencia.

1.4.2 Desarrollo del modelo de estudio

1.4.2.1 Implementar un modelo de Unit Commitment

Como base para realizar el estudio de agregar DSM mediante el control de refrigeradores primero es necesario implementar un modelo de Unit Commitment que considere las restricciones físicas de un set de máquinas térmicas, para luego incorporar al mismo, el modelo matemático que represente las cargas controlables.

Se busca incorporar un UC capaz de representar fielmente a las máquinas térmicas y que a la vez le sea factible encontrar la solución óptima en el menor tiempo posible.

1.4.2.2 Caracterizar el consumo de los refrigeradores e incorporarlos al UC como carga controlable.

En esta parte se implementa un sistema de medición a un refrigerador doméstico con el fin de caracterizar su consumo. En paralelo se busca una formulación matemática que represente estas cargas y sea a la vez incorporable al modelo de UC como un refrigerador equivalente, que represente todas las cargas residenciales a controlar y facilitar la incorporación al UC mediante la minimización del número de restricciones que esto implica.

1.4.2.3 Determinar los parámetros característicos del modelo.

En esta sección, una vez formulado el UC e incorporado el modelo de los refrigeradores, es necesario determinar los parámetros de entrada al unit commitment, entre ellos se determinarán los parámetros físicos de las máquinas térmicas, el nivel de penetración de energías renovables no convencionales, el tipo y número de refrigeradores a controlar, entre otros.

1.4.3 Establecer los escenarios de estudio y analizar los resultados de efectuar control sobre los refrigeradores para realizar DSM.

Luego de plantear los escenarios de estudios se analizan los resultados, con tal de mostrar el desempeño obtenido. En base a lo anterior se concluye y se proponen nuevas mejoras al modelo.

2. Conceptos aplicables al modelo de Unit Commitment con cargas térmicas controlables

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) corresponde al conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad [6].

Los sistemas de generación (Gx) se ubican a menudo en zonas alejadas de los centros de consumo. Ello ocurre por un conjunto de razones técnicas, económicas y ambientales, tales como la localización de caídas o desniveles adecuados en el caso de centrales hidroeléctricas, una ubicación cercana a las fuentes de carbón y a fuentes adecuadas de agua para refrigeración en el caso de centrales a vapor, cercanía a gasoductos, etc. Esto obliga a construir líneas de transmisión eléctricas (Sistemas de Transmisión o Tx) que dan origen a redes de gran tamaño, denominados sistemas eléctricos interconectados [6] y permiten la recepción de los recursos energéticos a los sistemas de distribución (Dx).

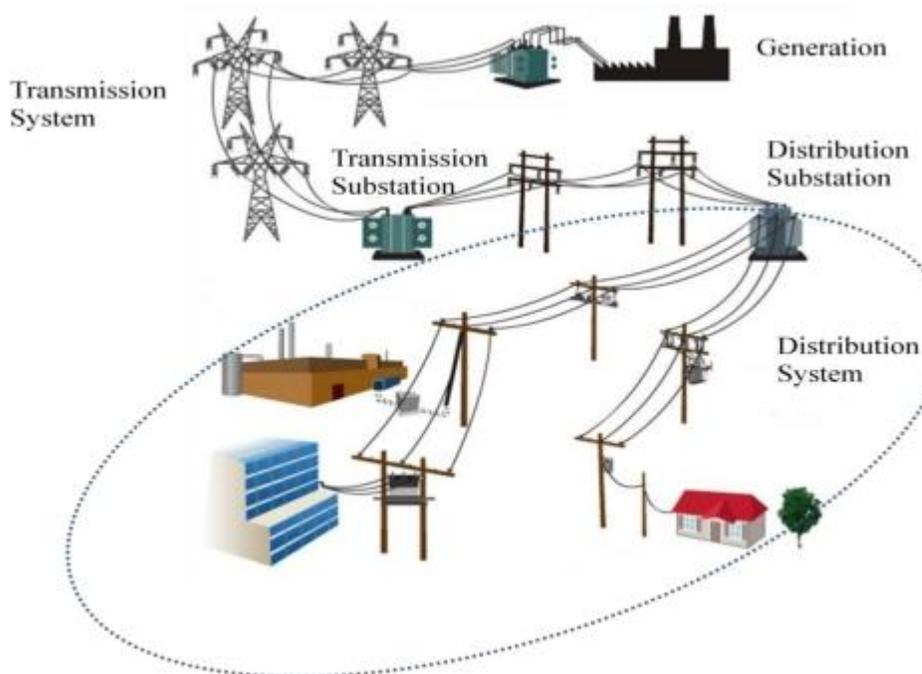


Figura 2: Sistema eléctrico de potencia

En el esquema anterior, se muestran los sistemas generación, transmisión y distribución, los principales integrantes de los sistemas de potencia, además, se muestran los sistemas de distribución, los consumidores industriales y los consumidores residenciales, siendo estos últimos clientes finales y hacia quienes se orientan estos tipos de sistemas.

2.1.1 Modelo Uninodal

En esta modelación se considera una única barra y por tanto deja fuera del análisis el sistema de transmisión. En este tipo de modelos, la carga del sistema se caracteriza en un solo nodo de análisis, por lo que no es posible percibir los flujos de potencia que pasan por las redes. Además, todos los consumidores perciben un mismo precio de la energía. Existen modelos uninodales más

sofisticados que incorporan la transmisión de manera implícita, modelando las pérdidas óhmicas que se producen en el sistema mediante una expresión que es función de la generación de las unidades [6].

Una formulación típica del problema de Unit Commitment considerando el sistema uninodal es la que se muestra a continuación [7]:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} c_g \quad (1)$$

s. t

$$\sum_{g \in G} p_g(t) = D(t), \forall t \in T \quad (2)$$

$$\sum_{g \in G} \bar{p}_g(t) = D(t) + R(t), \forall t \in T \quad (3)$$

$$p_g(t) \in \Pi_j(t), \forall t \in T, \forall g \in G \quad (4)$$

Donde Π_j representa la región factible de producción de la unidad g , la primera ecuación representa la minimización de los costos operacionales de las unidades generadoras, la segunda asegura el cumplimiento del requerimiento de demanda y la última se encarga de mantener un nivel de reserva apropiado para el sistema.

2.2 Sistemas de Generación

Las centrales eléctricas son aquellas instalaciones donde se genera la energía eléctrica, a través de la conversión de una fuente energética. En la Figura 3 se muestra un esquema con las principales fases de en los procesos de generación más utilizados en la actualidad [6].

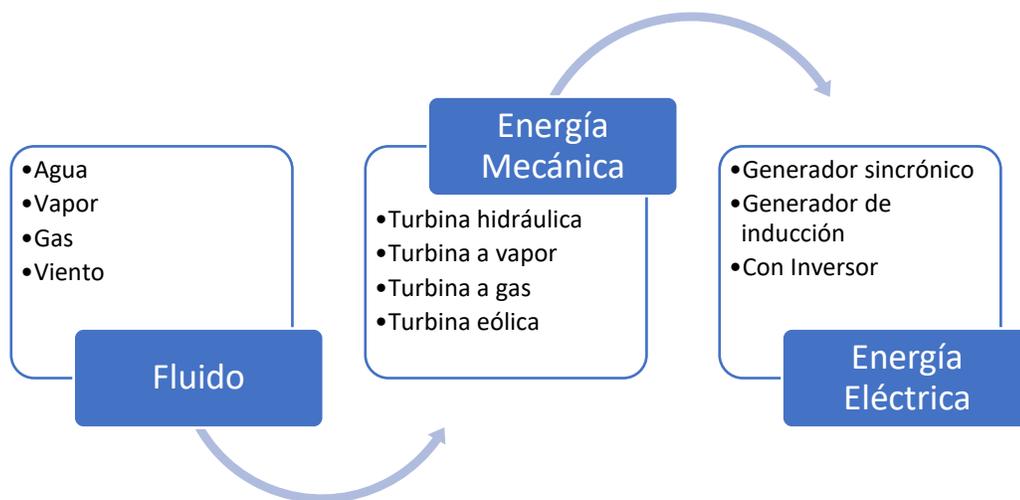


Figura 3: Fases en el proceso de generación [6]

Los fluidos mediante los cuales se mueven los distintos tipos de turbina se obtienen de diversas fuentes, por ejemplo, el agua de las turbinas hidráulicas se obtiene de afluentes de ríos o embalses, el vapor se obtiene mediante calderas o yacimientos geotérmicos, el gas de combustibles fósiles y el viento de lugares con regímenes de viento adecuados [6]

Otros procesos de generación que no se encuentran ligados a un fluido se muestran en la siguiente figura, en su mayoría renovables y que generan en corriente continua, por lo cual es necesario utilizar un inversor para llevar a corriente A/C y un transformador para elevar su tensión de salida [6].

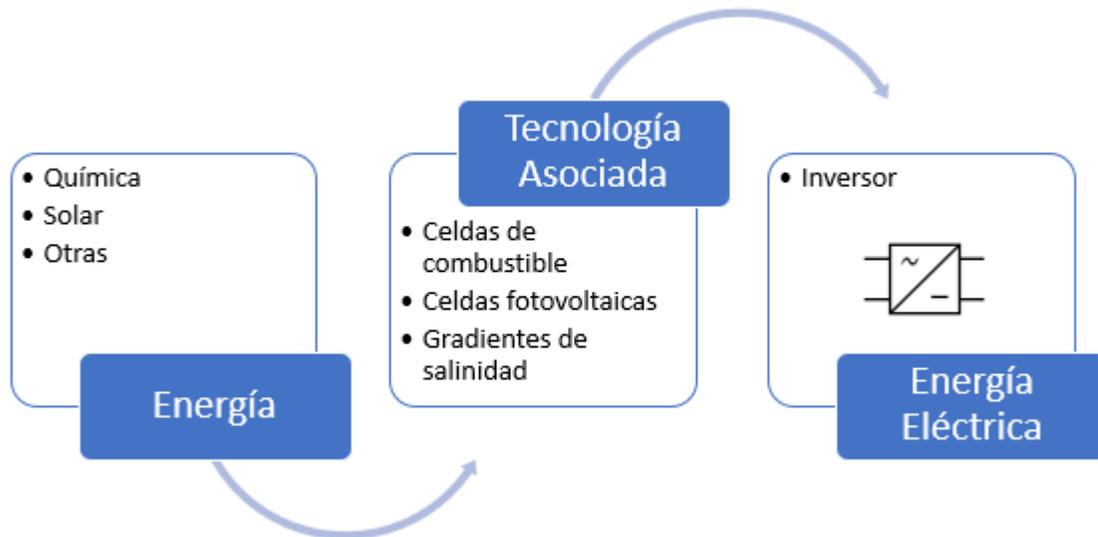


Figura 4: Otras fuentes de energía [6]

2.2.1 Algunas definiciones

Potencia nominal: Es la potencia que puede suministrar (transportar o absorber según sea el caso) un equipo, por periodos largos de tiempo, en condiciones de diseño previamente definidas y que garantizan una vida útil normal. [6]

Potencia Máxima o Máximo Técnico: Es la mayor cantidad de potencia que puede inyectar al sistema por periodos de tiempo definidos sin provocar daños al equipo. [6]

Potencia Mínima o Mínimo Técnico: Es la menor potencia que un equipo puede entregar, operando en condiciones estables y sin comprometer su vida útil. Es mayor que cero en la mayoría de las turbinas [6].

Potencia Instalada: Es la suma de todas las potencias instaladas en una central generadora. [6]

Tasa de toma de carga: Cuando una unidad opera por sobre su mínimo técnico, el aumento y disminución de la generación entre dos periodos consecutivos se encuentra limitado. Estos valores son denominados rampas de subida y de bajada.

Tiempos mínimos de funcionamiento: Debido a las características termo mecánicas de las unidades de las unidades, cuando se encienden deben mantenerse en este estado durante un mínimo de horas, asimismo ocurre cuando la máquina comienza con su proceso de apagado.

Demanda: Es la potencia presente en los terminales de un sistema, promediada en un intervalo y específico de tiempo (periodos de 15 minutos, 30 minutos y de 1 hora son los más comunes) [6]

Consumo: Es la energía total solicitada en un periodo dado

Energía utilizada: Es la energía utilizada a lo largo del periodo T y se representa como el área bajo la curva de carga. [6]

Curva de carga: Las curvas de carga representan el consumo característico de un sistema, el cual se modifica significativamente dependiendo del comportamiento de los usuarios del sistema, por ejemplo, eventos de alta envergadura social pueden modificar esta curva y mover los puntos de demanda máxima a otros horarios del día. [6]

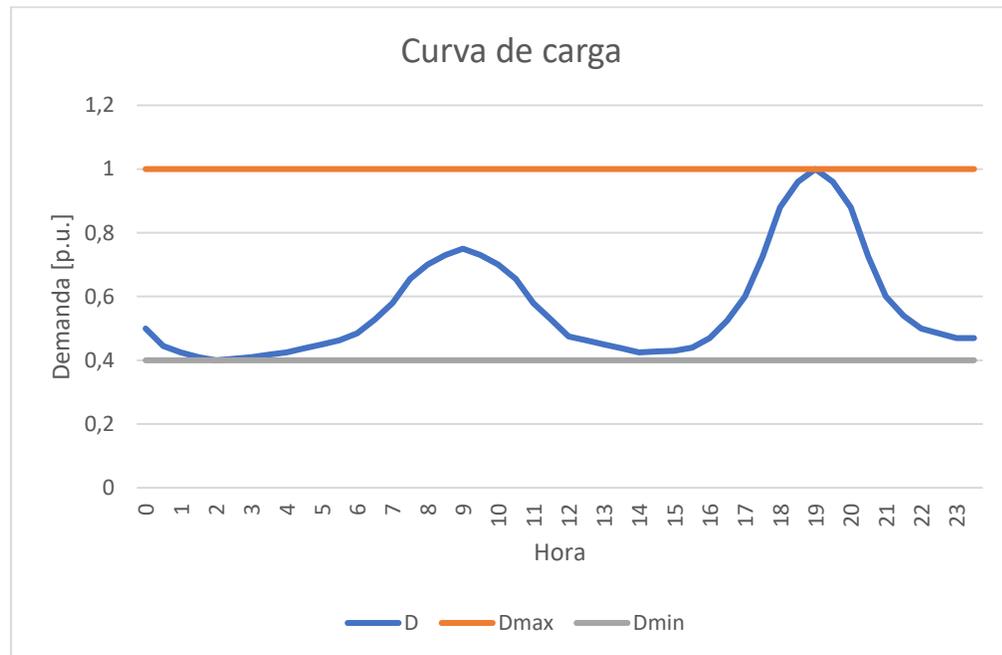


Figura 5: Curva de consumo o de carga [6]

Demanda máxima o “peaks” de demanda: es la mayor demanda que se presenta en el sistema durante un periodo considerado, en la figura anterior está representado por D_{max} . [6]

Periodo de máxima carga: Es el periodo de tiempo en el cual se presentan las mayores demandas durante periodos continuados, por ejemplo, de las 6 a las 11 de la noche en horario de invierno. [6]

Demanda mínima o carga base: Es la menor demanda que se presenta en el sistema durante el periodo de análisis, en la Figura 5.

2.3 Unit Commitment de unidades térmicas

El Unit Commitment de unidades térmicas es utilizado en sistemas de potencia centralizados para determinar cuándo encender y apagar las máquinas y cómo despachar los generadores que se encuentran encendidos para relacionar la generación con la demanda del sistema y la reserva en giro del mismo, mientras satisfacen las restricciones de generación (límites de producción, límites

de rampa y mínimos tiempos de encendido y apagado) y de ésta forma dar paso a la minimización de los costos del sistema [7].

Este problema es complejo pues tiene un carácter no lineal, de gran tamaño, entero mixto y combinatorial, razón por la cual ha permanecido activo como foco de investigación debido al potencial ahorro de operación de los sistemas eléctricos que este representa [8]. Como consecuencia, se han propuesto en la literatura muchos tipos de formulaciones como solución a este problema entre los cuales se encuentran:

- Métodos Heurísticos
- Programación Dinámica
- Relajación Lagrangeana
- Programación Lineal Entera Mixta

De los mencionados anteriormente el utilizado para efectos de esta memoria corresponde a uno del tipo Programación Lineal Entera Mixta (MILP), estos problemas se caracterizan porque no todas las variables de decisión involucradas pueden representarse por valores reales, sino que también considera de tipo discreto, las cuales son del tipo enteras o binarias. Específicamente, el método de solución a utilizar es el método de *Branch & Bound*.

2.3.1 Branch & Bound

Branch & Bound corresponde a un método de solución para los MILP, el cual consiste en un examen inteligente de alternativas enteras. El método proporciona una búsqueda inteligente del óptimo combinando la comparación de distintas alternativas en función de las variables enteras, con un procedimiento para eliminar combinaciones que no pueden conducir al óptimo y para determinar las condiciones de óptimo basándose en cotas del mismo. De ahí que mientras más variables binarias o enteras existan, las dimensiones del problema se multiplican.

Las ideas principales en las que se basa son:

- Relajación: proporcionando cotas al problema.
- Ramificación: examina las alternativas de las variables enteras en un punto dado del árbol de decisión.
- Poda: elimina determinados grupos de combinaciones de variables enteras simplificando la búsqueda del óptimo.

2.3.1.1 Relajación

Una relajación de un problema MILP consiste en suponer que las variables binarias y enteras pueden tomar valores reales en el intervalo de interés ($0 \leq y_j \leq 1$ para variables binarias). Por lo que en el problema relajado todas las variables son reales y resulta un problema del tipo lineal, el cual posee un universo de soluciones mucho más amplio que el problema mixto, sin embargo, estas soluciones serán una cota inferior en el caso de la minimización o una cota superior en el caso de la maximización.

2.3.1.2 Ramificación

La ramificación corresponde al proceso de crear y resolver los subproblemas que se obtienen al resolver el problema lineal, de esta forma se toma una de las variables relajadas que no tomaron valores enteros y se utilizan para crear ramificaciones del problema imponiendo los posibles

valores enteros de estas, eliminando así el intervalo real en el que se encontraba la variable. Luego, se resuelve cada uno de los subproblemas, repitiendo el procedimiento anterior hasta que todas las variables relajadas obtengan valores enteros.

A continuación, se muestra un esquema de la ramificación del problema inicial (F), donde los siguientes nodos (F_i) representan las ramificaciones y los subproblemas que se crean.

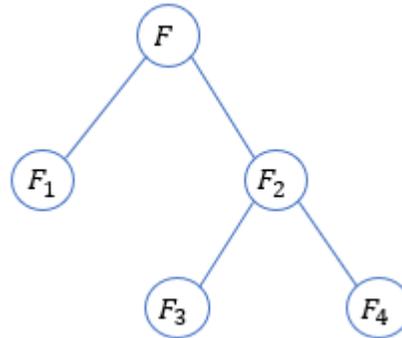


Figura 6: Ramificación del problema relajado.

2.3.1.3 Poda

La poda corresponde al proceso en el que se eliminan ramas debido a la infactibilidad o debido a la existencia de un subproblema que resulta más cercano al óptimo real.

2.3.2 GAP

El gap representa el porcentaje de diferencia entre la solución local obtenida por el algoritmo y el óptimo al que se espera llegar, generalmente se utiliza un gap para realizar un intercambio entre el tiempo de resolución y la precisión con la que se requiere encontrar la solución.

2.3.3 Re-despacho térmico

Es una modificación al programa de generación con optimización para los siguientes periodos del día. Los redespachos se utilizan para modificar la planificación a corto plazo de las unidades de generación, con el fin de preservar la seguridad y obtener un nuevo mínimo del costo global de operación del sistema, siempre respetando las restricciones físicas de las máquinas involucradas [9].

2.3.3.1 Costo de falla [10]

El concepto de costo de falla o también conocido como costo de energía no suministrada, se utiliza en la literatura especializada y en la operación real de sistemas eléctricos para definir y agrupar de forma genérica los costos económicos que pueden afectar a la sociedad en su conjunto cuando el suministro de electricidad no puede ser realizado conforme lo requiere la demanda.

Los costos económicos que pueden afectar a la sociedad cuando no está disponible el suministro pueden ser separados en déficit de “capacidad” o de “energía”.

El déficit de capacidad se refiere a una situación en que la capacidad instalada disponible es incapaz de cubrir la demanda en un instante determinado. Este tipo de déficit es en general de corta duración y la mayoría de las veces no viene acompañado de previo aviso, por lo que en general su costo es elevado puesto que no es posible discriminar el tipo de consumo que se fue afectado. Estos costos son también llamados costos de interrupción.

Por otro lado, un déficit de energía se refiere a una situación en que la cantidad de energía que sería adquirida durante un cierto periodo de tiempo, supera la energía disponible en ese mismo lapso. Estas situaciones suceden cuando las fuentes primarias disponibles no son suficientes, un clásico ejemplo de esta problemática sucede con los embalses de agua utilizados en las hidroeléctricas, pues, si bien existe capacidad instalada de generación (pues es una propiedad intrínseca de las máquinas), el recurso utilizable (agua) dependerá de las condiciones climáticas en las que se haya desenvuelto el embalse y la programación que se le dé al recurso. Estos episodios son en general de larga duración y son precedidos de avisos previos a la población. Los costos asociados a este tipo de déficit se conocen como “costos de déficit”.

2.3.3.1.1 Costos de falla de larga y corta duración [10]

Los costos de falla de corta duración representan el costo unitario en que incurre un usuario por la falla intempestiva, sin previo aviso, del bien o servicio que está recibiendo, normalmente a través de una red pública de suministro, en circunstancias que dicho bien o servicio es esencial y por su condición de tal se efectúa con un elevado grado de confiabilidad [10]. El costo en que se incurre depende de la condición particular en la que se encuentra el usuario en ese momento, pero puede aseverarse que para el conjunto de usuarios interrumpidos el costo asociado es muy alto.

Por su parte el costo de falla de larga duración (CFLD), usualmente representa el costo unitario en que incurre un usuario por la indisponibilidad preanunciada del bien o servicio que está recibiendo. El costo en que se incurre en estas circunstancias, si bien puede ser elevado, es muy inferior al CFCD. Ello por cuanto el usuario y el proveedor pueden prepararse para esta circunstancia, adaptando sus actividades, sustituyendo el bien o servicio interrumpido por un sustituto o bien proveyéndolo a través de un medio alternativo de reserva.

2.4 Gestión de la demanda

El control o gestión de la demanda (*Demand Side Management* o DSM) hace referencia a la manipulación del consumo con el fin de aplanar la curva de demanda en cuestión, y con ello presentar potenciales beneficios a nivel de sistema [3]. Usualmente, este esquema de control se utiliza con el fin de evitar *peaks* indeseables en la curva de demanda que ocurren en ciertos periodos del día, resultando en un arreglo que representa mayores beneficios [11] [12] [13]. A través del uso del DSM, se pueden esperar muchos beneficios, cómo el incremento en la eficiencia del sistema, aumento en la seguridad del suministro y la mitigación de emisiones de CO_2 al medio ambiente, sin embargo, se deben enfrentar algunas barreras cómo lo son la falta de la nueva infraestructura que implica una Smart Grid para poder aprovechar los canales de comunicación y realizar DSM de manera eficiente. [14].

DSM contempla todas las acciones realizadas para gestionar la demanda de un sistema eléctrica, abarcando desde el cambio de bombillas incandescentes hacia luces led, hasta la instalación de sistemas sofisticados de control de carga [14].

Esta memoria no se encuentra centrada en los sistemas de control de las cargas, sino más bien, en los tipos de cargas que pueden ser controlables a nivel residencial (específicamente las térmicas de carácter de refrigeración) y el potencial beneficio que ellas podrían representar al sistema

2.4.1 Smart Grid

Las Smart Grids o redes inteligentes pretenden optimizar al máximo la red de distribución de energía eléctrica, de forma que se haga un uso eficiente y sostenible del recurso renovable. Para ello es necesario emplear tecnologías de última generación.

Una Smart Grid es un sistema que permite la comunicación bidireccional entre el consumidor final de la energía y las compañías eléctricas. La información obtenida en este proceso de comunicación permite a las compañías eléctricas realizar una operación más eficiente de la red eléctrica.

Además, las redes inteligentes representan un buen recurso para el manejo de la energía y una gran herramienta para lograr la comunicación entre el sistema, las generadoras y los consumidores para poder tomar decisiones más eficientes [15].

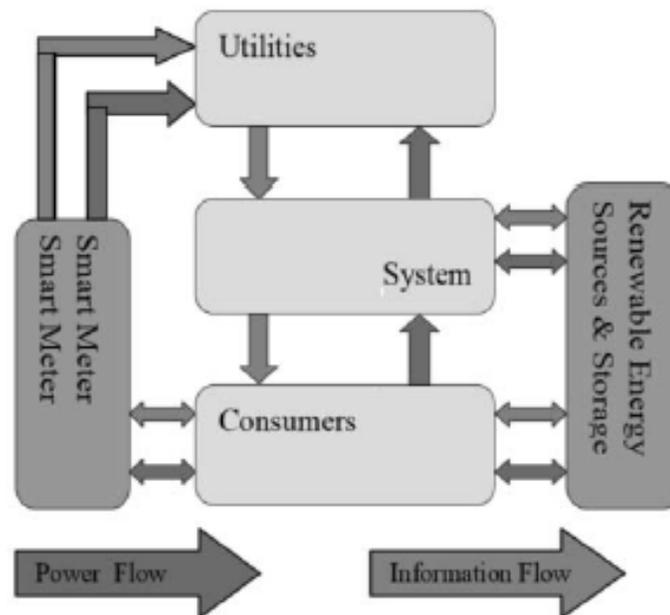


Figura 7: Representación de una Smart Grid [15]

2.4.1.1 Smart Meter

Es uno de los pilares fundamentales de las Smart Grids. Es el dispositivo encargado de medir la energía consumida por el usuario, el cual puede ser capaz de proveer información de carácter bidireccional entre los proveedores y los consumidores (dependiendo del nivel tecnológico del mismo). [16]

Entre las características más importantes de los Smart Meters se encuentran:

- Medir la cantidad de potencia consumida por el usuario. [15]
- Provee un método bi-direccional de comunicación el cual puede enviar información y recibir órdenes en tiempo real. Además, puede ser programado remotamente. [15]
- Soporta servicios de multipropósito como leer el consumo de gas o de agua de un hogar [15].

- Permite la automatización del sector de distribución; IEEE define este concepto como “Un sistema que es capaz de monitorear remotamente, coordinar y operar componentes del sector de distribución en tiempo real desde un lugar remoto” [15].

Este último punto hace posible la comunicación con las cargas de los consumidores finales, por lo que provoca que el control de las cargas residenciales deje de ser ficción.

En Chile, se pretenden instalar medidores inteligentes que cumplan con las siguientes funciones según la “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución” [17]:

1. Medición: El sistema debe permitir la medición remota de inyección y consumo de potencia activa y reactiva de los clientes con una resolución de por lo menos 15 minutos [17].
2. Monitoreo: El sistema deberá permitir el monitoreo remoto de las principales variables de Calidad de Suministro y de Calidad de Producto en el Sistema de Distribución que se establezcan en el anexo técnico “Sistemas de Medición, Monitoreo y Control” y se deberán monitorear al menos las siguientes variables: [17]
 - a. Tensión.
 - b. Corrientes.
 - c. Estado de suministro: deberá ser capaz de notificar desconexiones de clientes y/o usuarios mayores a 3 minutos en un tiempo no mayor a 15 minutos.
3. Control: El sistema deberá permitir la conexión y desconexión y limitación y/o inyecciones de Clientes y/o Usuarios de manera remota. [17]

2.4.2 Cargas Controlables

Las cargas controlables hacen referencia a focos de demanda que debido a sus características pueden reducir sus consumos a ciertas horas y aumentar en otras sin afectar su funcionamiento ni desempeño como equipo eléctrico.

Las más estudiadas en la literatura corresponden a:

- Cargas térmicas controlables (También llamadas TCL por Thermostatically Controlled Loads)
 - Sistemas de refrigeración
 - Sistemas de calentamiento de agua
- Vehículos eléctricos

Esta memoria se basa en la posibilidad de controlar los sistemas de refrigeración e incorporarlos como una variable al problema del Unit Commitment. A continuación, se exploran los tipos de carga previamente mencionados.

2.4.3 El refrigerador como carga

Los refrigeradores se centran en mantener la temperatura alrededor de un punto de operación definido por el usuario. El algoritmo típico que controla la temperatura dentro del refrigerador es llamado “*bang-bang algorithm with hysteresis*” y se encarga cambiar de estado el compresor del refrigerador cuando la temperatura que percibe se encuentra en alguno de sus límites, ya sea el superior o el inferior mientras la temperatura media que percibe el refrigerador sigue cercana al punto de operación, encendiendo o apagando el compresor según corresponda [3].

Si bien, tradicionalmente la temperatura dentro los refrigeradores es modelada como un incremento exponencial cuando el compresor está apagado, y con un decaimiento del mismo tipo cuando se enciende [18] [19], el modelo para sistemas de refrigeración utilizado usualmente en la investigación se sistemas de potencia es de primer orden [18] [19] [20] [21] [22] y puede ser escritas como las siguientes ecuaciones diferenciales:

$$\frac{dT^a(t)}{dt} = -\alpha(T(t) - T^{on}), \quad \text{Compresor Encendido} \quad (5)$$

$$\frac{dT^a(t)}{dt} = \alpha(T^{ambiente} - T(t)), \quad \text{Compresor Apagado} \quad (6)$$

Donde la temperatura es representada por $T(t)$, la constante de relajación α , la temperatura de enfriamiento asintótico T^{on} y la temperatura ambiente $T^{ambiente}$. La constante de relajación se relaciona directamente con la aislación térmica “A” y la masa térmica del refrigerador “ m_c ”, el coeficiente de desempeño “COP” (el cual representa la relación entre la potencia consumida “P” y la cantidad de calor que es extraída del dispositivo de enfriamiento. [23]

$$\alpha = \frac{A}{m_c} \quad (7)$$

$$T^{on} = T^{ambiente} - \frac{COP * P}{A} \quad (8)$$

Para las cargas térmicas que son controladas utilizando un ancho de banda como las propuestas anteriormente, pequeñas fluctuaciones en la temperatura son aceptables mientras el set point de operación sea mantenido a lo largo del tiempo. Lo anterior implica que es posible mover la carga de un momento a otro sin afectar la calidad del servicio [24]. En la figura obtenida de [3], se muestra el principio de mover la carga en un refrigerador en particular, los bloques café muestran el tiempo en el que el compresor se encuentra encendido y por ende consumiendo.

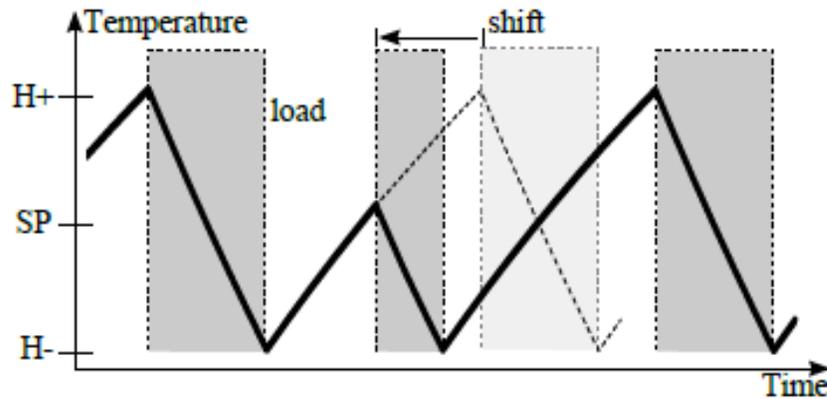


Figura 8: Comportamiento como carga y Load Shifting en un refrigerador [3]

2.4.3.1 Sistemas de Calentamiento de Agua

Los sistemas de calentamiento de agua cómo los termos eléctricos tienen un funcionamiento similar al de los refrigeradores, con la diferencia que esto calientan masas de agua en vez de enfriar un compartimento, por su naturaleza similar a la de los refrigeradores resultan ser buenos candidatos para ser parte del *Demand Side Management*.

2.4.3.2 Vehículos Eléctricos

Los vehículos eléctricos obtienen su energía de sistemas de baterías recargables las cuales necesitan alimentarse desde las redes de potencia, es por ello que su presencia representa una fuente de stress para el sistema, sin embargo, al funcionar en base a baterías, realizar un control no escapa de las expectativas que podrían esperarse para un futuro de alta penetración de vehículos eléctricos [25].

Si bien este tipo de carga hoy en día no es tan común, se espera que para el 2020 la penetración de estos sea de 9 veces la penetración del 2012 [26], por lo que aún más a futuro podrían representar una buena forma de controlar la demanda y de hacer partícipe del sistema al consumidor final.

Los vehículos eléctricos usualmente se cargan en base a un procedimiento de dos estados, el primero consiste en un periodo con una corriente constante y un voltaje que va variando en el tiempo, luego, al llegar a un nivel de carga y de voltaje suficientes comienza una segunda etapa de voltaje constante hasta que la batería está llena durante el cual la potencia con la que se carga disminuye paulatinamente [27]. Durante este periodo de voltaje constante es extremadamente fácil devolver potencia a la red si la estación de carga cumple con las especificaciones correspondientes.

A pesar de la facilidad con la que se pueden descargar los vehículos eléctricos en la segunda etapa de carga previamente mencionada, el rol que cumplen estos vehículos en el Demand Response sigue patrones aleatorios pues están sujetos a los hábitos de uso de las personas como lo son las horas de llegada de las personas, el de salida y el tiempo de carga del modelo del vehículo en cuestión [28].

Una forma de manejar lo anterior es mediante “*aggregators*”, los cuales a través de contratos entregan facilidad tanto a los clientes como al sistema eléctrico para despachar o consumir la energía en conveniencia para ambos lados, de esta forma el sistema no ve muchos usuarios sino que maneja las capacidades que disponen los “*aggregators*” para así utilizar las baterías de los vehículos como una sola gran batería dispuesta a ser despachada en ciertas horas y capaz de consumir en otras. [29]

3. Flexibilidad, Demand Side Management y Servicios complementarios

El término flexibilidad describe la habilidad de un sistema de potencia para adaptarse a los cambios en la carga del sistema utilizando los recursos disponibles en el mismo [30]. A medida que los sistemas de potencia integran una mayor cantidad de recursos renovables intermitentes (como lo son las energías de origen Solar y principalmente la Eólica), los operadores de sistema deben asegurarse de que la flexibilidad de todos los elementos del sistema sea utilizada, esto se debe a que la intermitencia de las energías renovables dificulta el balance entre el consumo y la energía generada al sistema, pues los cambios de las fuentes renovables no convencionales son muy rápidos y a veces impredecibles, lo que hace necesario estar preparados para hacer seguimiento a la intermitencia a través de la flexibilidad de los sistemas de potencia. Los mayores actores en la flexibilidad del sistema incluyen las características de los generadores, de la transmisión y los actores del lado de la demanda. En cuanto a la flexibilidad de generación, se hace referencia a la habilidad que tienen para cambiar rápidamente su consigna de generación a través de sus rampas. Por otra parte, recursos de flexibilidad del lado de la demanda deben ser abordados con tecnología relacionada a las Smart Grids, la cual permite que la demanda sea capaz de responder a las necesidades del sistema. Es importante recalcar que la flexibilidad en el sistema puede mejorar los costos de operación, los riesgos del mismo y los precios a los que los consumidores se ven enfrentados, ya que permite gestionar de mejor forma el recurso [30].

Existen diversas fuentes de las cuales los sistemas eléctricos de potencia pueden obtener flexibilidad, entre ellas se encuentran:

- Las máquinas de generación
- La operación del sistema
- Las cargas
- Los medios de almacenamiento energético
- Las redes de transmisión y su gestión.

A continuación, se muestra un diagrama obtenido de [30], con los principales actores en la flexibilidad del sistema y sus derivaciones:

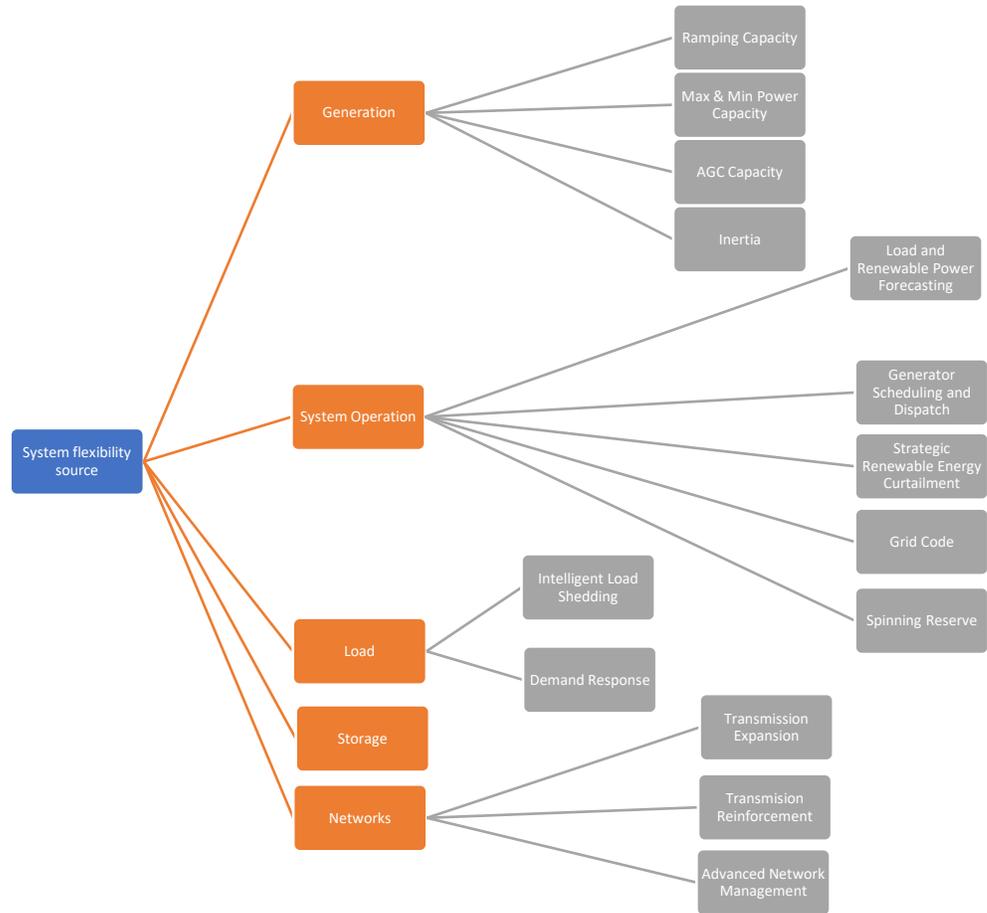


Figura 9: Principales actores en la flexibilidad de un sistema [30]

, de las cuales para efectos de este trabajo es de interés principalmente la flexibilidad que pueden aportar las cargas.

Demand Side Management representa una importante fuente para aportar flexibilidad al sistema [31], por ejemplo, a través del “*load shifting*”, el cual consiste en modificar el consumo en un periodo y transferirlo a otro para la conveniencia del sistema, otra forma en la que DSM puede aportar a la flexibilidad del sistema es la de equilibrar rápidamente la curva de carga con la de generación, sin depender totalmente de las rampas de las máquinas generadoras.. Avances recientes en el campo de las telecomunicaciones y la incorporación de los Smart-Meters pueden aumentar significativamente la flexibilidad del sistema al permitir la comunicación directa con las cargas. La flexibilidad se puede obtener programando el despacho de las cargas acorde a los requerimientos del sistema mientras se predefinen las limitaciones de las mismas [30]. Un ejemplo de lo anterior es el de Francia, donde se controla la carga que representan 6 millones de calentadores de agua, el cual representa un equivalente a 12 GW disponibles para equilibrar la demanda con la generación [32], otro ejemplo de esto es el “*demand turn up*” de UK, un servicio complementario utilizado para darle uso a la alta penetración de energías renovables que se incorporan al sistema eléctrico de este país, en el cual se dispone de usuarios que postulan al servicio complementario para aumentar su nivel de carga en periodos de baja demanda y alta penetración de renovables.

3.1 Demand side management en los sistemas eléctricos de potencia.

De acuerdo con [33], Demand Side Management consiste en un set de técnicas, políticas y programaciones de mercado que son diseñadas con el fin de reducir los peaks de demanda en los sistemas eléctricos de potencia. Los peaks de demanda usualmente tienen un comportamiento similar para temporadas similares y pueden traer consigo perjuicios tanto de carácter económico como de carácter ecológico, pues pueden influir directamente en el encendido de máquinas más caras y/o de combustibles más contaminantes. [34]

En esencia, DSM no necesariamente significa reducir la demanda, pero si moverla en el tiempo con el fin de mejorar el suministro del sistema [34]. Los beneficios de realizar DSM no son solo para el consumidor sino también para el sistema, pues de acuerdo con [35] DSM puede ser considerado una forma para utilizar la flexibilidad de las cargas y de esta manera ajustar el perfil de consumo para asistir en la incertidumbre de los recursos renovables y mejorar a la vez la eficiencia del sistema. Esto significa, desde la perspectiva del consumidor, una reducción en los costos, pues utilizar este recurso de manera adecuada puede significar una reducción de la inversión en generación que sólo se utiliza en periodos de punta y por ende una reducción en la inversión de la capacidad de la red de transmisión (o la posibilidad de diferir inversiones en el tiempo).

3.2 Thermostatically Controlled Loads - TCL

Estudios recientes han demostrado que DSM, en conjunto con otras opciones como unidades de almacenamiento, pueden ser un gran soporte para la descarbonización del sector eléctrico [36] [37].

Dentro de lo que es DSM, TCL representa una prometedora opción para aumentar la flexibilidad del sistema e incluso una opción más barata que otras tecnologías de almacenamiento de energía tales como baterías del tipo Li-ion, plomo ácido, y bromuro de zinc [38].

Bajo ciertas condiciones es posible alterar el ciclo regular de operación de los dispositivos del tipo TCL, logrando incluso que no exista impacto perceptible en la temperatura controlada. Sin embargo, no es tan sencillo realizar un algoritmo de control del cual se pueda sacar el máximo provecho a la flexibilidad de este tipo de carga. La complejidad reside en su naturaleza, pues en general los compresores sólo operan en dos estados, encendiéndose para enfriar cuando se ha llegado al límite superior de temperatura para enfriar el contenido del compartimiento y apagándose cuando llega al límite inferior de temperatura y repitiendo el proceso cíclico, además, la población de dispositivos de refrigeración en un sistema eléctrico es enorme [39].

A pesar de la complejidad que involucra manejar una gran cantidad de este tipo de cargas, existe mucha bibliografía que investigan los aportes que puede generar el controlar los TCL. Estos modelos buscan beneficios mediante 2 métodos:

- Arbitraje de energía [40] [22] [20] [41]
- Control de frecuencia [42] [43]

Debido a que el fin principal de esta memoria consiste en analizar los beneficios que pueden otorgar las cargas térmicas controlables a un modelo de Unit Commitment, la orientación que tomará la incorporación de este tipo de cargas al modelo será el de una batería que contribuye a minimizar los costos de operación del sistema, la cual, si bien en algunos momentos puede realizar arbitraje de energía dependiendo de las condiciones del sistema, está orientada a estar al servicio del sistema para contribuir a la minimización de costos, más adelante se explicará el modelo mediante el cual se incorporaran los TCL al modelo de Unit Commitment.

3.3 Servicios complementarios y load shifting.

Según la CNE, en Chile hoy existen 3 tipos de servicios complementarios [44]:

- Servicios de balance
- Servicios de Control de Tensión
- Servicios de recuperación de servicio

De los 3 servicios anteriormente mencionados, ninguno de ellos se enfoca en el control de las cargas del sistema con el objetivo de minimizar los costos del mismo, sino más bien, se encargan de corregir las desviaciones y anomalías del sistema, ya sea por desviación de frecuencia, de tensión o por algún apagón que necesite recuperar el servicio [44]. Sin embargo, existen países como UK que han incorporado servicios complementarios al sistema eléctrico que utilizan como principal recurso el Demand Side Management. Estos servicios son [45]:

- Demand Side Balancing Reserve (DSBR)
- Demand Turn-Up.

3.3.1 Demand Side Balancing Reserve (DSBR) [45]

Este servicio complementario realiza un contrato con consumidores no residenciales, con una capacidad de reducir su demanda en al menos 1 MW, y se puede hacer mediante los denominados “*aggregators*” (entidades encargadas de agrupar interesados para cumplir los requisitos mínimos) o por quienes cumplan con el mínimo de 1 MW por sí solos.

El servicio consiste en que el sistema le informa cuando se necesite la reducción de carga en su punto y a cambio ellos reciben un pago por reducir su demanda.

Este servicio complementario no está dirigido a aquellos consumidores que ya reducen su demanda en las horas punta debido a las señales de precio. Por lo que las personas que tienen contratos para hacer seguimiento a las señales de precio no pueden participar del servicio como tal. [46]

Como mínimo, para ser participe del DSBR el consumo debe estar siendo medido con una resolución mínima de 30 minutos y el consumo debe ser mayor a 100 kW (recordemos que, si bien el mínimo es de 1 MW, mediante *aggregators* consumidores más pequeños pueden ser partícipes, por ende, esto restringe a que cada foco de consumo debe ser por lo menos de 100 kW). [46]

Aquellos que participen del DSBR deben declarar su capacidad de reducción de demanda, entregando un perfil en el cuál sería posible realizar esta acción, deben tener como requisito mínimo cumplir con esto durante 1 hora entre las 4pm y 8 pm en días de semana entre los meses de Noviembre y Febrero. [46]

En cuanto al requerimiento de la capacidad de reducción de carga ya se mostró el mínimo, sin embargo, éstas están sujetas a un máximo total de reducción de carga definido por el “Government’s Reliability Standard” de UK. [46]

Finalmente, si bien el 2015 y 2016 se llevó a cabo este tipo de servicio complementario, el 2017 y 2018 DSBR no fue llamado a licitación pues no existía necesidad energética por parte del país para reducir la demanda a través de este servicio complementario [47]

3.3.2 Demand Turn-Up (DTU) [45]

Demand Turn-Up es un servicio diseñado en UK para aumentar la demanda cuando existe exceso de energía en el sistema. Este servicio complementario fue desarrollado para permitir que los

actores del lado de la demanda consuman los excesos de energía renovable del sistema que no pueden ser utilizados normalmente, mediante el load shifting y así modificar la curva de carga del sistema.

El DTU motiva a los usuarios y generadores a incrementar la demanda o reducir su generación en los momentos en que hay una alta tasa de energía renovable disponible en el sistema y una baja demanda, esto ocurre generalmente muy tarde en la noche y en las tardes de verano, por lo que DTU en UK se realiza desde el primero de Mayo hasta el 28 de Octubre en este país. [48]

Existen facilidades para suscribirse a este servicio complementario, pues quien no pueda participar por el periodo completo en el que está programado el DTU, puede inscribirse por lo que se denomina “*Fixed DTU Service*”, el cual consiste en que los participantes informaran los periodos en los que son capaces de proveer el servicio y en cuales no y se les será respetado (todo esto ocurre entre el primero de Mayo al 28 de Octubre), todo esto se realiza a través de licitaciones, además, existe otro medio para participar para quienes no aprueban el periodo de licitación denominado “*Optional DTU Service*”, el cual consiste en quienes no aprueban el periodo de licitación para el Fixed DTU Service, pueden poner a disposición su consumo mediante señales de precio que envía el mercado. [48]

3.3.2.1 Requerimientos técnicos [48].

Mínima capacidad en MW: El requisito mínimo para participar de este servicio complementario es de 1 MW, sin embargo, es posible realizar agrupaciones de consumos con un mínimo de 0.1MW para completar el mínimo de entrada. [48]

Tiempo promedio de duración del aumento de consumo: Esto se consulta con el usuario para no exceder este límite al momento de enviar la solicitud de aumento de carga. [48]

Equipamiento: Medidores con resolución minuto a minuto o media hora, teléfono celular y acceso a Microsoft Outlook. [48]

Despacho del servicio: Las instrucciones son enviadas vía e-mail y SMS. En este se especifican la cantidad de carga que debe ser aumentada y los periodos en los que se debe realizar. Para confirmar, el usuario dispone de 30 minutos para responder el mensaje para luego hacer efectivo el aumento de carga. [48]

3.3.2.2 Información del mercado en UK y el DTU [48]

Determinaron que el rango de carga que era necesario aumentar para el 2018 es de 0 a 4.5GW. A continuación, se muestra una tabla con el requerimiento energético con respecto al porcentaje del verano. [48]

Tabla 1: Información del mercado en UK y el DTU [48]

| Requerimiento [GW] | % del Verano |
|--------------------|--------------|
| ≥ 0 | 60 |
| ≥ 0.5 | 50 |
| ≥ 1.5 | 30 |
| ≥ 3 | 10 |
| ≥ 4.5 | 2 |

3.3.3 Aggregator

Actualmente, existen empresas dedicadas a brindar servicios de control de cargas, entre ellas se encuentra Flexitricity, especializada en el Demand Side Management y por ende en vender flexibilidad al sistema eléctrico de potencia, entre sus labores están las de gestionar y realizar los servicios complementarios previamente mencionados en 3.3.1 y 3.3.2. Mediante la gestión de las cargas de sus clientes, estas empresas permiten a personas naturales agruparse para cumplir con los requisitos mínimos para optar a ser partícipes de los servicios complementarios, de esta manera, un grupo de personas puede cumplir, por ejemplo, con el requisito mínimo de 1 MW para hacer Demand Turn Up mencionado en 3.3.2.

3.3.3.1 Flexitricity [49]

Flexitricity tiene el portafolio más grande de “*demand response*” en Gran Bretaña, esta empresa se dedica a agrupar clientes interesados en participar en el negocio eléctrico a través de los servicios complementarios pero que no quieren hacerse cargo por si mismos o simplemente no tienen la capacidad de participar de las licitaciones como individuos, de esta manera, Flexitricity actúa como representante de sus colaboradores para brindar los servicios al sistema eléctrico.

Flexitricity brinda principalmente servicios que otorgan flexibilidad al sistema, algunos de ellos son:

- STOR (Short Term Operating Reserve): como su nombre lo indica consiste en una reserva de corta duración para realizar balance de carga con el sistema eléctrico, este balance se realiza reduciendo demanda o incrementando la generación en alrededor de 10 minutos y sosteniéndolo durante una o dos horas. Esto se paga a quienes aportan el servicio tanto por su disponibilidad como por la reducción de demanda y/o aumento de la generación.
- FCFDM (Frequency Control by Demand Management): un servicio entregado al Sistema eléctrico mediante la agrupación de las cargas disponibles de los socios de Flexitricity, así, se puede hacer seguimiento a la curva de demanda modificando la carga de los usuarios.
- Demand Turn Up: Agrupan organizaciones capaces de aumentar su consumo o reducir u generación cuando sea necesario, así todos aquellos que no puedan participar por si solos pueden participar mediante el aggregator Flexitricity.

4. Diseño del Problema de Optimización

Para comenzar con el diseño del problema de optimización y así evaluar los potenciales beneficios de realizar Demand Side Management en un sistema eléctrico de potencia mediante el uso de refrigeradores, es necesario definir matemáticamente cada uno de los elementos que participarán y serán actores del problema de optimización. A continuación, se presenta el desglose de cada uno de los elementos que conforman el modelo realizado, además, se explicita y explican cada uno de ellos.

4.1 Unit Commitment de Máquinas Térmicas.

4.1.1 MODELO A UTILIZAR

El modelo de Unit Commitment en el que se basa este trabajo es el propuesto en [8] y denominado MILP-UC de una variable binaria, este se basa en un modelo linealizado de máquinas térmicas que considera costos de encendido y apagado, toma de carga, tiempos mínimos de operación etc., obteniendo de él las restricciones térmicas que se adecúan a los requerimientos del sistema y eliminando las que escapan de los alcances del problema de estudio. El modelo presentado en [8] es comparado en el mismo documento con diversos métodos de resolución del problema UC, entre los cuales se destacan los modelos de:

- Relajación lagrangeana [50]
- Algoritmo genético [50]
- Algoritmo de evolución [51]
- Un híbrido entre relajación lagrangeana y algoritmo genético [52]
- Lista de mérito [53]
- Una mejorada relajación lagrangeana adaptativa [54]

Para ello se resuelve en [8] un caso de estudio basado en 10 unidades térmicas obtenidas de [55], en [8] replican 10 veces estas máquinas para evaluar el desempeño de cada uno de los algoritmos mencionados anteriormente al estar enfrentados a un sistema de gran escala (100 máquinas térmicas). Los escenarios son ejecutados con un GAP de 0.5% de la solución óptima como criterio de detención. Con ello, MILP-UC demora 123 segundos en encontrar la solución con un costo de operación de \$5.605.189.

A continuación, se presenta una tabla con los valores de solución obtenidos por los tipos de optimización evaluados en [8]:

Tabla 2: Desempeño de los modelos evaluados en [8]

| Modelo Utilizado | Costo total de operación (\$) |
|---|-------------------------------|
| Relajación Lagrangeana | 5.657.277 |
| Algoritmo Genético | 5.627.437 |
| Algoritmo de Evolución | 5.623.885 |
| Híbrido entre relajación Lagrangeana y algoritmo genético | 5.613.127 |
| Lista de mérito | 5.608.440 |
| Relajación lagrangeana adaptativa | 5.605.678 |
| MILP-UC | 5.605.189 |

La calidad de la solución encontrada por el MILP-UC, como se puede ver en la Tabla 2, es superior a los demás algoritmos, principalmente ya que los costos de operación encontrados son menores [8].

Además, el modelo es comparado con otras formulaciones de MILP en [8], específicamente estas son denominadas MILP-3 y MILP-3R, MILP-3 incluye 2 set adicionales de variables binarias, utilizadas en las restricciones de encendido y de apagado [56] [57]. En este modelo la lógica asociada a la partida y apagada de las máquinas es reforzada mediante el set de 3 variables binarias [56] [57]. Esto permite que relajar una de las variables binarias mientras resulte en la toma del valor 0 o 1 para la relajada, puesto que hay restricciones del modelo que garantizan que al ser las otras dos binarias, necesariamente esta variable relajada deba tomar semejante valor. Aprovechando lo anterior, es que MILP-UC se compara con MILP-3 y MILP-3R también en [8]. Nuevamente el parámetro de optimalidad es ajustado a 0.5% y al comparar las 3 formulaciones los autores de [8] obtiene los resultados presentados en la Tabla 3.

Tabla 3: Comparación entre los MILP según [8].

| | MILP-UC | MILP-3 | MILP-3R |
|--|-----------|-----------|-----------|
| #de variables binarias | 2.400 | 7.200 | 4.800 |
| # de variables continuas | 19.201 | 19.201 | 21.601 |
| # de restricciones | 69.489 | 74.349 | 74.349 |
| # de elementos que no son ceros la matriz de restricciones | 389.161 | 414.741 | 414.741 |
| Tiempo de computo [s] | 123 | 324 | 409 |
| Costo total de operación | 5.605.189 | 5.612.129 | 5.606.877 |

En la tabla anterior se ve el resumen de los 3 modelos de MILP, es fácil notar que el tiempo de solución sobresale en el modelo propuesto por [8], reduciendo los tiempos de MILP-3 y MILP-3R en factores de 2.63 y 3.33 respectivamente. Además, para demostrar la eficiencia del modelo, los autores muestran la influencia del tamaño del problema en relación con el tiempo de computo, esta tabla se presenta a continuación y es fácil notar que los tiempos de solución son mucho menores en todos los casos de resolución (ya sea con más o menos unidades térmicas en el modelo).

Tabla 4: Comparación entre los 3 MILP variando el número de máquinas [8]

| # de unidades | MILP-UC | MILP-3 | MILP-3R |
|---------------|---------|--------|---------|
| 10 | 0,97 | 2,09 | 2,56 |
| 20 | 4,49 | 16,17 | 16,04 |
| 30 | 11,77 | 63,83 | 44,11 |
| 40 | 19,53 | 76,23 | 76,09 |
| 50 | 25,65 | 119,68 | 118,95 |
| 60 | 37,83 | 171,20 | 106,04 |
| 70 | 50,71 | 171,24 | 161,85 |
| 80 | 133,88 | 216,38 | 203,97 |
| 90 | 167,73 | 231,97 | 349,43 |
| 100 | 123,00 | 324,00 | 409,00 |

Es de lo anterior y las claras ventajas que representa este algoritmo al momento de modelar las características físicas de las máquinas térmicas por sobre otros modelos, que se toma como base del problema de optimización el denominado MILP-UC descrito en [8]

4.1.2 FORMULACIÓN MATEMÁTICA

A continuación se procede a mostrar y explicar cada una de las restricciones que gobiernan el comportamiento de las máquinas térmicas del modelo en desarrollo basadas en [8], para ello se subdivide la formulación matemática en 2 partes, la primera de ellas es la nomenclatura, que explica que significa cada uno de los parámetros modelados y que se comunican a través de las restricciones y la segunda, las restricciones como tal del modelo de Unit Commitment.

4.1.2.1 Nomenclatura:

4.1.2.1.1 Sets:

Tabla 5: Sets utilizados en el Unit Commitment

| | |
|-----|---|
| J | Set de índices de las unidades generadoras; 1,2... J |
| K | Set de índices de los periodos de tiempo; 1,2... T. |

4.1.2.1.2 Constantes:

Tabla 6: Constantes del Unit Commitment

| | |
|-------------------|--|
| a_j, b_j | Coefficientes lineales de los costos de producción de la unidad j. |
| C_{on_j} | Costo de encendido de la unidad j. |
| C_{off_j} | Costo de apagado de la unidad j. |
| D_k | Demanda de potencia en el periodo k. |
| DT_j | Mínimo tiempo de apagado de la unidad j. |
| UT_j | Mínimo tiempo de encendido de la unidad j. |
| G_j | Numero de periodos que debe estar inicialmente encendida la máquina j debido a su restricción de mínimo tiempo de encendido. |
| L_j | Numero de periodos que debe estar inicialmente apagada la máquina j debido a su restricción de mínimo tiempo de apagado. |
| \bar{P}_j | Potencia máxima técnica de la unidad j. |
| \underline{P}_j | Potencia mínima técnica de la unidad j. |
| RD_j | Tasa máxima de reducción de carga de la unidad j. |
| RU_j | Tasa máxima de toma de carga de la unidad j. |
| SD_j | Tasa máxima de reducción de carga de apagado. |
| SU_j | Tasa máxima de toma de carga de encendido. |
| T | Numero de periodos del modelo de análisis. |
| R | Porcentaje de reserva sobre la demanda. |

4.1.2.1.3 Variables:

Tabla 7: Variables del Unit Commitment

| | |
|----------------|---|
| $p_j(k)$ | Potencia generada por la unidad j en el periodo k |
| $c_j(k)$ | Costo de producción de la unidad j en el periodo k |
| $c_{on_j}(k)$ | Costo de encendido de la unidad j en el periodo k |
| $c_{off_j}(k)$ | Costo de apagado de la unidad j en el periodo k |
| $p_{max_j}(k)$ | Potencia máxima disponible de la unidad j en el periodo k |
| $v_j(k)$ | Variable binaria de la máquina j en el periodo k, representa si está apagada o encendida (0 o 1). |

4.1.2.2 Restricciones del modelo.

4.1.2.2.1 Función objetivo.

La función objetivo consiste en la reducción de los costos del sistema de análisis, y se resume como la minimización de la suma de los costos de producción, de encendido y de apagado de las máquinas térmicas que compongan el sistema (para efecto del costo de falla este se formula como una máquina extra con parámetros de encendido y apagado instantáneo, capacidad infinita y costo de falla de larga duración en base al documento expuesto en [10], con un costo igual a 1021 USD/MWh), se define matemáticamente mediante la ecuación que se presenta a continuación.

$$MIN\left(\sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^T c_j(k) + c_{on_j}(k) + c_{off_j}(k)\right) \quad (9)$$

Costos de producción:

Los costos de producción que se utilizan en este proyecto son de carácter lineal, por lo que posee una componente constante y otra relacionada a la cantidad de potencia producida en el periodo de interés. Así, los costos de producción se muestran en (10) y (11)

$$c_j(k) = a_j + b_j p_j(k), \forall j \in J, \forall k \in K \quad (10)$$

$$c_j(k) \geq 0, \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (11)$$

Costos de encendido:

Los costos de encendido se relacionan directamente con el cambio de estado de las máquinas, este costo está ligado al cambio desde un estado de apagado hacia el de encendido. La formulación matemática en el modelo queda como sigue:

$$c_{onj} = C_{onj}[v_j(k) - v_j(k - 1)], \forall j \in J, \forall k \in K \quad (12)$$

$$c_{onj} \geq 0, \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (13)$$

Se debe recalcar el hecho que se destaca en [8], del uso de sólo una variable binaria que corresponde al estado de la máquina para definir el costo de encendido y que se muestra en las ecuaciones (12) y (13), esto resulta en el ahorro de dos variables binarias, lo que desemboca en un aceleramiento del proceso de optimización como tal.

Costos de apagado:

Los costos de apagado, al igual que los de encendido representan el costo de la transición de estado de las máquinas, sin embargo, en este caso representan el cambio del estado encendido hacia el de apagado. La formulación se muestra a continuación:

$$c_{offj} = C_{offj}[v_j(k - 1) - v_j(k)], \forall j \in J, \forall k \in K \quad (14)$$

$$c_{offj} \geq 0, \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (15)$$

4.1.2.2 Restricciones de balance del sistema.

Existen dos restricciones principales que son necesarias de definir en un modelo de Unit Commitment, la primera hace relación al balance entre demanda y potencia generada que debe existir en el sistema en todo momento y se formula como en la ecuación número (16). La segunda, considera un porcentaje de reserva¹ al sistema para darle seguridad al mismo, esta se indica en la ecuación (17)

$$\sum_{j \in J} p_j(k) = D(k), \forall k \in K \quad (16)$$

$$\sum_{j \in J} p_{max}(k) = D(k)[1 + R], \forall k \in K \quad (17)$$

4.1.2.3 Restricciones térmicas.

Las restricciones térmicas del sistema corresponden al funcionamiento “físico” de las unidades, al trabajar en conjunto con las demás restricciones del modelo determinan cómo deben ser despachadas a lo largo del periodo de análisis.

Restricciones de límites de generación y de rampa:

Los límites de generación en cada uno de los periodos vienen dados por (18) y (19), la primera, limita la generación de las máquinas térmicas entre el mínimo técnico y la máxima generación disponible de aquella máquina en ese periodo, la segunda, limita el máximo disponible para no superar el máximo técnico de la máquina, de esta forma, el modelo asegura que la potencia despachada se mueva entre el mínimo y máximo técnico.

$$\underline{P}_j v_j(k) \leq p_j(k) \leq p_{maxj}(k), \forall j \in J, \forall k \in K \quad (18)$$

¹ Esta reserva se otorga a través de las máquinas encendidas en el sistema y se conoce como reserva en giro, tiene como finalidad utilizarse en un rango de tiempo menor a 10 minutos con el fin de dar balance a la carga y generación en caso de ser necesario.

$$0 \leq p_{max j}(k) \leq \bar{P}_j v_j(k), \forall j \in J, \forall k \in K \quad (19)$$

Además de las ecuaciones anteriores, el máximo disponible de cada unidad generadora se encuentra restringido por las rampas de las mismas mediante la siguiente ecuación.

$$p_{max j}(k) \leq p_j(k-1) + RU v_j(k-1) + SU_j [v_j(k) - v_j(k-1)] + \bar{P}_j [1 - v_j(k)], \forall j \in J, \forall k \in K \quad (20)$$

Esta ecuación asegura que el máximo disponible no sea superior a lo que son capaces de entregar las rampas de la máquina “j”. Por otra parte, las rampas de reducción de carga se encuentran limitadas por la siguiente restricción:

$$p_j(k-1) - p_j(k) \leq RD_j v_j(k) + SD [v_j(k-1) - v_j(k)] + \bar{P}_j [1 - v_j(k+1)], \forall j \in J, \forall k \in K \quad (21)$$

Con esto el modelo asegura que la potencia en el periodo siguiente no baje más que lo que la rampa puede quitar a la generación de la máquina j.

Hay que destacar nuevamente, el uso de sólo una variable para determinar las restricciones de rampa.

Restricciones de mínimo tiempo de encendido:

A continuación se muestra la formulación presentada en [8], la cual restringe los mínimos tiempos de partida a través de solo variables binarias $v_j(k)$, estas restricciones, como su nombre lo indican, se encargan de que las máquinas no sean capaces de cambiar de estado (apagado a encendido) a menos que el mínimo tiempo de encendido sea cumplido.

$$\sum_k^{G_j} [1 - v_j(k)] = 0, \forall j \in J \quad (22)$$

$$\sum_{n=k}^{k+UT_j-1} v_j(n) \geq UT_j [v_j(k) - v_j(k-1)], \forall j \in J, \forall k = G_j + 1 \dots T - UT_j + 1 \quad (23)$$

$$\sum_{n=k}^T \{v_j(n) - [v_j(k) - v_j(k-1)]\} \geq 0, \forall j \in J, \forall k = T - UT_j + 2 \dots T \quad (24)$$

La restricción (22) tiene que ver con el mínimo tiempo que debe estar encendida al comienzo de los periodos, definido por G, la restricción (23) se encarga de los periodos subsiguientes a G y se encarga de satisfacer el mínimo tiempo de encendido de la máquina j, por último, la restricción (24) se asegura que si en los periodos finales, relacionados al tiempo mínimo de encendido, con el fin que sean respetados en los periodos finales del modelo.

Restricciones de mínimo tiempo de apagado:

De forma análoga a las restricciones de mínimo tiempo de encendido se presentan las de apagado.

$$\sum_k^{L_j} [v_j(k)] = 0, \forall j \in J \quad (25)$$

$$\sum_{n=k}^{k+DT_j-1} [1 - v_j(n)] \geq DT_j [v_j(k-1) - v_j(k)], \forall j \in J, \forall k = L_j + 1 \dots T - DT_j + 1 \quad (26)$$

$$\sum_{n=k}^T \{1 - v_j(n) - [v_j(k-1) - v_j(k)]\} \geq 0, \forall j \in J, \forall k = T - DT_j + 2 \dots T \quad (27)$$

Cada una de las restricciones anteriores funcionan de forma análoga a las de encendido, sin embargo, estas aseguran que se cumplan los mínimos tiempos que debe estar apagada la máquina “j”.

4.2 Recopilación de información de los refrigeradores e incorporación al UC.

4.2.1 Mediciones reales a un refrigerador

A modo de ejemplo y con carácter meramente residencial, se decide realizar un set de mediciones al refrigerador residencial del autor de esta memoria, con el fin de cotejar la información recopilada a través de la revisión bibliográfica. Es por ello que se conecta el sistema de medición “Engage Efergy HUB KIT”, el cual otorga mediciones en tiempo real y de fácil acceso en la página web del producto.

Mediante el sistema de monitoreo se toman los datos de consumo del refrigerador/congelador residencial con una resolución de 1 minutos durante 88 días, con ello se pretende verificar el comportamiento cíclico (entendiéndose como ciclado al proceso completo de encender y apagar el compresor) y obtener un promedio aproximado del consumo de un sistema de refrigeración típico residencial. En la siguiente imagen se muestra la toma de datos del día 4 de enero del 2018.

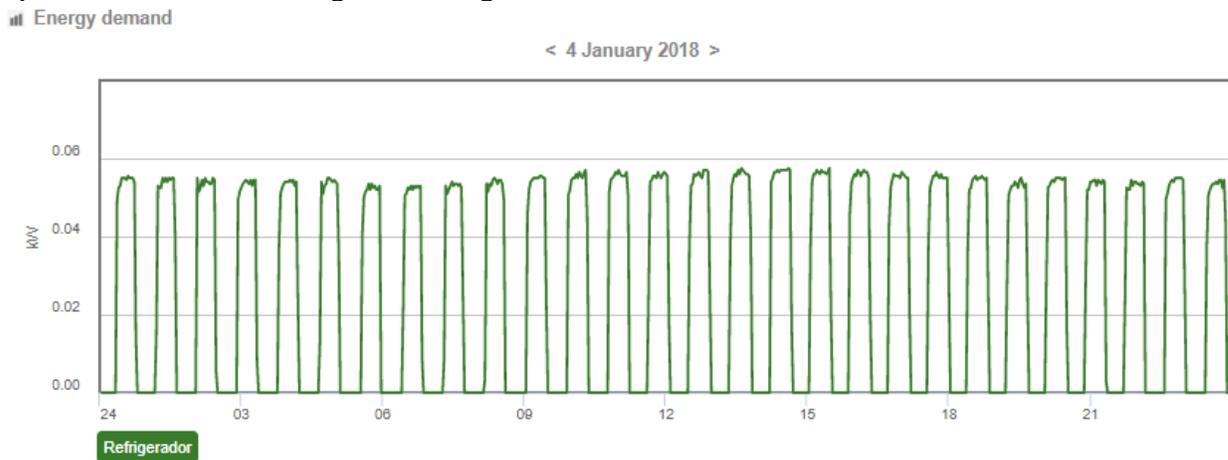


Figura 10: Evolución de la carga de un refrigerador domestico 4-01-2018

El modelo del electrodoméstico es LG-GT29BPP y especificaciones técnicas de interés del electrodoméstico son:

Tabla 8: Especificaciones técnicas del refrigerador medido

| Dato de interés | Valor |
|---|--|
| Refrigerador | LG-GT29BPP |
| Voltaje nominal | 220 V |
| Corriente nominal | 0,9 A |
| Potencia nominal | 72 W |
| Frecuencia nominal | 50 Hz |
| Clase de consumo de energía | A+ |
| Tipo de motor | Smart Inverter Compressor |
| Capacidad Litros | 254 total; 56 congelador; 198 refrigerador |
| Dimensiones cm (ancho x alto x profundidad) | 55,5x166,7x63 |

4.2.1.1 Resultados de las mediciones

Al procesar los datos obtenidos mediante el sistema de medición se puede caracterizar el comportamiento del refrigerador. En la Figura 11 y Figura 12 se muestra que la mayor cantidad de ciclos diarios se encuentra en 23-25 ciclados por día, siendo esta la tendencia, y así también se ve reflejado en el histograma, lo que significa que en una hora existe un proceso de encendido y uno de apagado promedio. Por otra parte en las figuras: Figura 13, Figura 14, Figura 15 y Figura 16 se observa que la media del tiempo de encendido y apagado de este refrigerador se presenta alrededor de los 20-30 minutos.

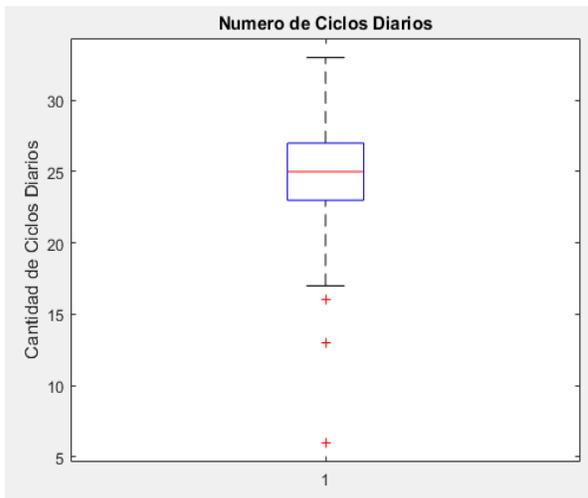


Figura 11: Distribución del número de ciclos diarios

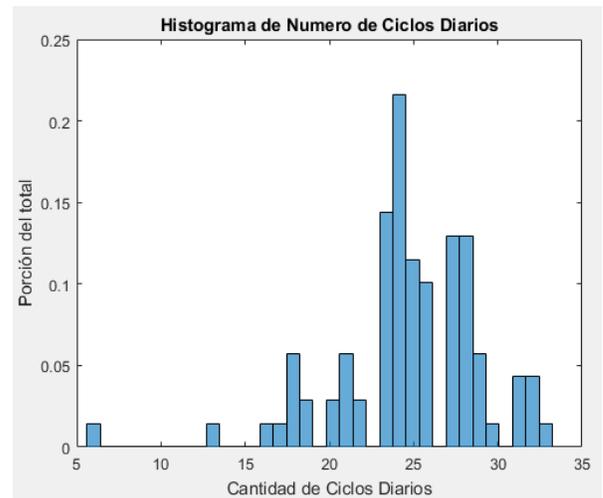


Figura 12: Histograma del número de ciclos diarios

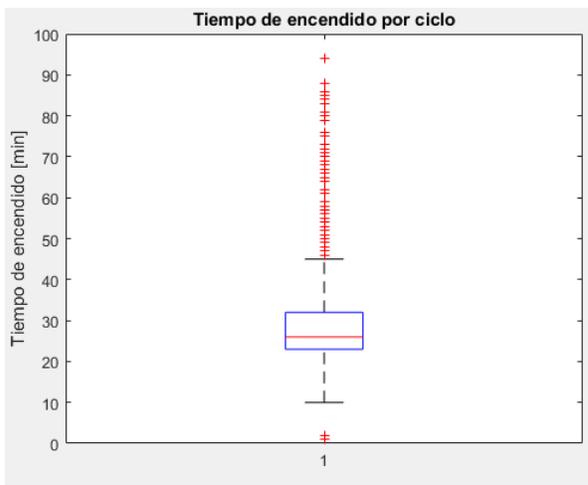


Figura 13: Distribución del tiempo de encendido por ciclo

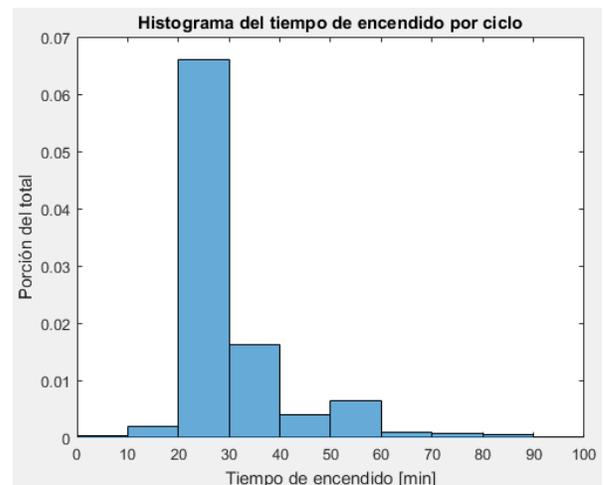


Figura 14: Histograma del tiempo de encendido

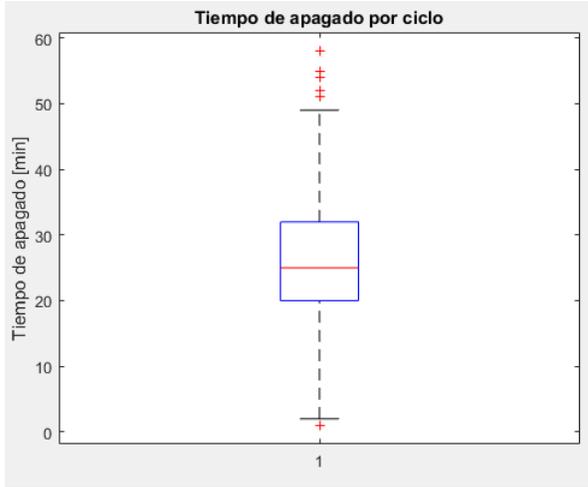


Figura 15: Distribución del tiempo de apagado por ciclo

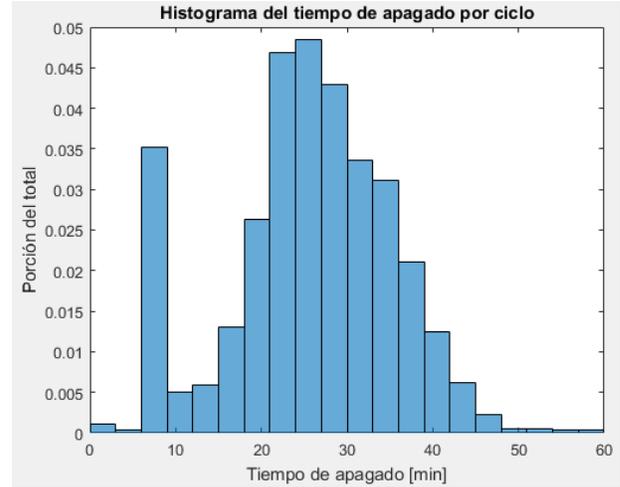


Figura 16: Histograma del tiempo de apagado

Finalmente, considerando el consumo de los 88 días, con resolución minuto a minuto, se obtiene que el consumo promedio de este refrigerador es 46.2 Wh. En cuanto a la potencia media que consume el refrigerador cuando éste está activa es de 60 W.

4.2.2 Modelación matemática de un grupo de refrigeradores e incorporación al UC

Para utilizar los refrigeradores como parte del modelo de Unit Commitment, se ha seleccionado un modelo matemático que representa a los refrigeradores como una “batería con fuga” (es decir, que se descarga con el tiempo). Este modelo se presenta en [1] y habla sobre la representación de las cargas térmicas como una unidad de almacenaje disipativa y que se basa en un sistema de control de cargas térmicas desarrollado por ellos mismos en [24], esto se debe al funcionamiento característico de los refrigeradores, los cuales luego de llegar a la temperatura mínima de set point, dejan que esta aumente paulatinamente por la transferencia de calor hasta que sea necesario volver a encenderlo para enfriar nuevamente, este proceso de encender y apagar el refrigerador se asimila al de una batería con fuga, pues al enfriarse por completo no es necesario volver a consumir hasta llegar al mínimo set point de temperatura de los refrigeradores, haciendo el símil, si uno enfría el refrigerador a tiempo, no es necesario consumir en el periodo de tiempo siguiente, lo que se puede expresar como un ahorro de energía por haber “cargado” el refrigerador previamente. El sistema de control en el que se basa es un sistema de control estocástico que permite modular el consumo de un gran grupo de electrodomésticos basado en una señal a seguir, ya sea de precio o de consumo.

4.2.2.1 Modelación de la evolución de la temperatura en la que se basa la formulación presentada en [1]

Para comenzar a digerir el modelo, es necesario tener en claro como es la formulación que se presenta en [1], sobre la evolución de la temperatura, tanto para un único refrigerador, como para una cantidad $N \gg 1$. La formulación de la evolución de la temperatura presentada corresponde a:

$$\frac{dT^a(t)}{dt} = -\frac{1}{\tau^a} (T^a(t) - T_{off}^a + s^a(t)[T_{off}^a - T_{on}^a]) \quad (28)$$

s^a representa el estado binario en el que se encuentra el compresor de refrigerador “a”, es decir si está encendido o apagado, $T^a(t)$ representa la temperatura a la que se encuentra en el tiempo t, T_{off}^a es la temperatura ambiente a la que se encuentra sometido y T_{on}^a la temperatura asintótica de enfriamiento. De esta manera, la ecuación anterior representa ambas ecuaciones (5) y (6),

dependiendo de cuál sea el estado en el que se encuentra el refrigerador y modelando linealmente el comportamiento de la temperatura en el electrodoméstico. Ahora, si el modelo se extiende a N cargas controlables de idénticos parámetros ($\tau, T_{off}^a, T_{on}^a$) y utilizando la propiedad lineal de la ecuación (28), entonces se obtiene:

$$\frac{d\bar{T}(t)}{dt} = -\frac{1}{\tau} [\bar{T}(t) - T_{off} + \pi(t)\{T_{off} - T_{on}\}] \quad (29)$$

Donde $\pi(t) = \frac{1}{N} \sum_a s^a(t) \in [0,1]$ representa el porcentaje de refrigeradores que se encuentran encendidos en el periodo t. Por otro lado, se supone que la temperatura del conjunto de cargas controlables evoluciona como si fuese un solo refrigerador de temperatura igual al promedio de todos los refrigeradores en análisis y que comparten un único ratio de cambio en la temperatura τ . Además, en [18] [24] se muestra que la distribución de temperaturas de una población de refrigeradores puede ser interpretada como la de un único artefacto con condiciones iniciales desconocidas, lo que desemboca en que el promedio de las propiedades de la población de refrigeradores evaluados puedan ser representados mediante la esperanza de un único artefacto (pues son todos iguales) $\pi(t)$ sea proporcional a la esperanza de consumo de un único refrigerador:

$$\pi(t) = E[P^a(t)]/P_{on}^a \quad (30)$$

De lo anterior se destaca que gracias a ello es posible relacionar la temperatura y potencia esperada de una carga controlable. Además, cuando la temperatura llega a estado estacionario $\frac{d\bar{T}(t)}{dt} = 0$, se puede determinar la probabilidad π_0 de estar encendido en estado estacionario (también conocido como “*Duty Cycle*”) y la temperatura esperada T_0 :

$$\pi_0 = \frac{T_{off} - T_0}{T_{off} - T_{on}} \quad (31)$$

Además, se presenta el siguiente cambio de variables, donde $\Pi(t)$ es la potencia relativa y σ representa una medida a dimensional de la energía almacenada.

$$\Pi(t) = \frac{\pi(t)}{\pi_0}, \quad \sigma(t) = \frac{T_{off} - E[T^a(t)]}{T_{off} - T_0} \quad (32)$$

Al aplicar el cambio de coordenadas a la ecuación, la relación entre potencia y temperatura puede ser fácilmente expresada por:

$$\frac{d\sigma(t)}{dt} = -\frac{1}{\tau} [\sigma(t) - \Pi(t)] \quad (33)$$

Con solución estacionaria $\sigma_0 = \Pi_0=1$ cuando se alcanza la temperatura esperada en los refrigeradores (ecuación (32)). Este análisis es válido para cualquier modelo de primer orden de las cargas térmicas controlables, la principal diferencia que muestra el control presentado en [24] se recalca en el siguiente subtítulo de esta memoria.

4.2.2.2 Estrategia de control en la que se basa la formulación presentada en [1]

A continuación, se procederá a explicar brevemente la estrategia de control utilizada, puesto que escapa de los alcances de la memoria. Posteriormente se explicará la formulación matemática que dan los autores a los refrigeradores para utilizarlos como una batería con fuga.

La función primaria del controlador que se muestra en [24], es la de mantener la temperatura deseada alrededor de la temperatura de referencia (setpoint T_0), para asegurar esto, se limitan los valores que $\sigma(t)$ y $\Pi(t)$ pueden tomar mediante el controlador.

El controlador es de carácter des centralizado, por lo que cada electrodoméstico puede responder independientemente a una única señal de control $\Pi(t)$ y que modula el consumo en base a la primera ecuación de π , de esta manera el consumo de $N \gg 1$ refrigeradores se puede modelar como $P(t) = N\pi_0 P_{on}^a \Pi(t) + O(N^{-\frac{1}{2}})$ pues depende del estado en el que se encontraba cada refrigerador que fue controlado. Donde $O(N^{-\frac{1}{2}})$ representa la desviación de $P(t)$, sin embargo, cuando $N \gg 1$ este valor es prácticamente 0 [58]

El controlador fue modelado con simplicidad, para que la modificación del consumo siga la temperatura esperada del refrigerador. De esta manera, el controlador produce que las fluctuaciones de los refrigeradores persigan la temperatura promedio y se mueva de la forma $T_{min} \leq E[T^a] \leq T_{max}$. En ausencia de señal de control, actúa como el típico controlador de un refrigerador normal, sin embargo, en presencia de la señal, asegura que ningún electrodoméstico de controlado exceda los límites de temperatura por efectuar la modificación de la potencia. Esto en términos del parámetro a dimensional σ implica que sigma se mueve como sigue:

$$\sigma_{min} \leq \sigma \leq \sigma_{max} \quad (34)$$

Por otro lado, las potencias a las que se puede llevar el modelo vienen dados por el mínimo y el máximo nivel relativo de potencia consumida:

$$\Pi_{min} \leq \Pi \leq \Pi_{max} \quad (35)$$

Los cuales son definidos en base a los parámetros funcionales de estas cargas controlables ($T_{min}, T_{max}, T_{off}, T_{on}$ y T_0) y el cálculo será detallado más adelante.

4.2.2.3 El modelo de batería presentado en [1]

El modelo se basa en una batería con fugas para sistemas de refrigeración diferentes, en base a ello es que el representar a varios refrigeradores distintos como una sola batería debe considerar los parámetros más restrictivos como modelo representativo, de tal manera que todos y cada uno de los actores sean capaces de responder en caso de entregarles una señal de control.

4.2.2.3.1 Potencia consumida total

Bajo la estrategia de control en la que se basa la modelación, cada uno de los electrodomésticos debe apuntar hacia la curva de carga deseada $\Pi(t)$ individualmente, de esta manera, el consumo total de la batería queda definido por:

$$P(t) = \hat{P}_0 \Pi(t) \quad (36)$$

Donde \hat{P}_0 se define como la potencia esperada del total de refrigeradores y se calcula en base a la potencia que se espera de cada uno de ellos:

$$\hat{P}_0 = \sum \pi_0^a P_{on}^a \quad (37)$$

4.2.2.3.2 Consumo instantáneo de potencia

La señal de potencia consumida $\Pi(t)$ para un set homogéneo se ve limitada por la ecuación (35), análogamente, para un set de refrigeradores de parámetros heterogéneos, estos límites deben

cumplirse la forma más restrictiva para que pueda ser compatible con todos los electrodomésticos de manera que todos sean capaces de satisfacer:

$$\hat{\Pi}_{min} \leq \Pi \leq \hat{\Pi}_{max} \quad (38)$$

Y los límites se determinan de la siguiente forma:

$$\hat{\Pi}_{min} = \max_a \Pi_{min}^a ; \hat{\Pi}_{max} = \min_a \Pi_{max}^a \quad (39)$$

Como se dijo anteriormente, Π_{min}^a y Π_{max}^a , se definen en base a los parámetros operacionales de los refrigeradores, a continuación, se presenta el cálculo pertinente para cada uno de ellos:

$$\Pi_{min} = \max(\Pi_{min}^{regular}, \Pi_{min}^{mirror}) \quad (40)$$

Donde “regular” hace referencia a la zona de control entre $[T_0, T_{max}]$ y “mirror” al complemento de control utilizado la temperatura se maneja entre $[T_{min}, T_0]$.

$$\Pi_{min}^{regular} = \frac{(T_{off} - T_{max})(T_0 - T_{min})}{(T_{max} - T_{min})(T_{off} - T_0)} \quad (41)$$

$$\Pi_{min}^{mirror} = \frac{(T_{off} - T_{min})(T_0 - T_{max})}{(T_{min} - T_{max})(T_{off} - T_0)} \quad (42)$$

Ahora, siguiendo con $\hat{\Pi}_{max}$:

$$\Pi_{max} = \min(\Pi_{max}^{regular}, \Pi_{max}^{mirror}) \quad (43)$$

$$\Pi_{max}^{regular} = \frac{(T_{max} - T_0)(T_{max} - T_{on}) + (T_{off} - T_{max})(T_{max} - T_{min})}{(T_{max} - T_{min})(T_{off} - T_0)} \quad (44)$$

$$\Pi_{max}^{mirror} = \frac{(T_{min} - T_0)(T_{min} - T_{on}) + (T_{off} - T_{min})(T_{min} - T_{max})}{(T_{min} - T_{max})(T_{off} - T_0)} \quad (45)$$

4.2.2.3.3 Consumo de larga duración

El modelo debe tener la habilidad de sostener grandes/bajos consumos durante periodos de tiempo prolongados. Esto se logra fácilmente cuando $\Pi(t)$ cambia lentamente, lo que resulta en que $\Pi(t) \approx \sigma(t)$. De aquí que sea necesario limitar $\sigma(t)$, para evitar que alguno de los refrigeradores que están siendo representados por la batería lleguen a temperatura muy bajas/altas. Para ello se proponen en [1] las siguientes restricciones que toman en consideración los casos más restrictivos de cada uno de los electrodomésticos involucrados.

$$\hat{\sigma}_{min} \leq \sigma \leq \hat{\sigma}_{max} \quad (46)$$

$$\hat{\sigma}_{min} = \max_a \sigma_{min}^a \quad \hat{\sigma}_{max} = \min_a \sigma_{max}^a \quad (47)$$

La ecuación (47) se asegura de que los límites de temperatura de todos los refrigeradores involucrados sean respetados, tomando como referencia del valor mínimo de sigma para la batería representativa el más grande de todos los mínimos de cada refrigerador. De la misma manera ocurre para el límite superior, donde se toma el mínimo valor de los máximos de sigma. De esta forma, los límites que representan σ restringen a todos los refrigeradores en un rango de operación aceptable.

4.2.2.3.4 Consumos de mediana duración

El último parámetro de interés para modelar la batería, tiene que ver con la habilidad de seguir la señal de consumo y que debe satisfacer además (38)(39)(46)(47). La tarea anteriormente descrita está limitada por los límites de σ y por la constante de tiempo relacionada con la temperatura del sistema τ^a y debe ser caracterizada por el mínimo tiempo que toma moverse a lo largo de todo el intervalo de energía. Tomando la ecuación (33) para un electrodoméstico “a” y un valor de potencia constante Π :

$$\sigma(t; \sigma^a(0), \Pi, \tau^a) = (\sigma^a(0) - \Pi)e^{\frac{-t}{\tau^a}} + \Pi \quad (48)$$

Uno de los peores escenarios a los que se puede ver enfrentado uno de los electrodomésticos en el modelo de batería es el que tiene que ver con el decrecimiento abrupto en la señal de potencia hasta su mínimo $\hat{\Pi}_{min}$ luego de haber estado sometido a un valor constante de ella tal que $\Pi(t \leq 0) = \hat{\sigma}_{max}$, (ya que esto se puede dar para cualquiera de los refrigeradores involucrados, este peor caso es genérico y por ende $\sigma^a(0) = \hat{\sigma}_{max}$). El refrigerador a puede sostener esta señal de encendido sólo por un tiempo t_{down}^a hasta que su límite inferior σ_{min}^a sea alcanzado y que se define implícitamente por $\sigma(t_{down}^a; \hat{\sigma}_{max}, \hat{\Pi}_{min}, \tau^a) = \sigma_{min}^a$, despejando t_{down}^a se tiene:

$$t_{down}^a = \tau^a \ln \left[\frac{\hat{\sigma}_{max} - \hat{\Pi}_{min}}{\sigma_{min}^a - \hat{\Pi}_{min}} \right] \quad (49)$$

Expresión que muestra la flexibilidad que ofrecen la constante de tiempo τ^a y el límite de energía σ_{min}^a , sin embargo, para otorgar la misma flexibilidad a un modelo que considere la población entera de refrigeradores es necesario considerar que el límite inferior de la población a ser controlada está restringida por $\hat{\sigma}_{min}$, luego, realizando este reemplazo en la ecuación anterior, se debe encontrar una constante de tiempo τ_{down}^{a*} que soporte la misma cantidad de tiempo t_{down}^a , así se puede despejar la constante de tiempo representativa para para el modelo normalizándola acorde al mínimo $\hat{\sigma}_{min}$ que caracteriza al modelo conjunto de las baterías, y queda definida como sigue:

$$\tau_{down}^{a*} = \tau^a \frac{\ln \left[\frac{\hat{\sigma}_{max} - \hat{\Pi}_{min}}{\sigma_{min}^a - \hat{\Pi}_{min}} \right]}{\ln \left[\frac{\hat{\sigma}_{max} - \hat{\Pi}_{min}}{\hat{\sigma}_{min} - \hat{\Pi}_{min}} \right]} \quad (50)$$

El otro peor escenario es análogo al anterior, pero con la diferencia que este se caracteriza por partir en un estado de energía interno del refrigerador igual al mínimo del dispositivo y llegar abruptamente al nivel más alto de energía permitido por el modelo representativo de todos los refrigeradores. En términos de la ecuación sería, $\sigma(t_{down}^a; \hat{\sigma}_{max}, \hat{\Pi}_{min}, \tau^a) = \sigma_{max}^a$ y desarrollándolo de forma análoga a τ_{down}^{a*} se tiene:

$$\tau_{up}^{a*} = \tau^a \frac{\ln \left[\frac{\hat{\Pi}_{max} - \hat{\sigma}_{min}}{\hat{\Pi}_{max} - \sigma_{max}^a} \right]}{\ln \left[\frac{\hat{\Pi}_{max} - \hat{\sigma}_{min}}{\hat{\Pi}_{max} - \hat{\sigma}_{max}} \right]} \quad (51)$$

Luego, de manera que una única constante de tiempo sea capaz de abarcar todos los refrigeradores, se debe seleccionar la más restrictiva entre todas las del modelo:

$$\hat{t} = \min_a (\min(\tau_{down}^{a*}, \tau_{up}^{a*})) \quad (52)$$

4.2.2.3.5 El modelo de batería

Una vez definidos los parámetros que caracterizan a todos los refrigeradores como un único modelo equivalente, es necesario llevarlo a una interpretación utilizable en modelos de despacho, es de ello que se define la energía almacenada en la batería como:

$$S(t) = \hat{P}_0 \hat{\tau} \sigma \quad (53)$$

Los límites de almacenaje (S_{min}, S_{max}) de la batería son fácilmente calculables si se reemplaza σ por los límites del modelo calculado ($\hat{\sigma}_{min}, \hat{\sigma}_{max}$), además, se pueden calcular los límites de potencia (P_{min}, P_{max}) que esta consumirá para la evolución de la energía de la batería, estos se calculan utilizando los límites de la señal de potencia expresados en (38) para luego ser reemplazados en (36). Finalmente, la expresión que determina la evolución de la energía dentro de la batería se puede despejar tomando los parámetros del “refrigerador equivalente” en combinación con la ecuación (33) y la ecuación (36) resultando en la ecuación diferencial:

$$\frac{dS(t)}{dt} = \frac{-1}{\hat{\tau}} S(t) + P(t) \quad (54)$$

Como resumen, el “leaky storage model”, es capaz de incrementar o aumentar su consumo de potencia ($P(t)$) alrededor de su valor de estado estacionario \hat{P}_0 fluctuándolo entre el mínimo y máximo permitido, por otro lado la capacidad de almacenamiento está dado por la diferencia entre S_{min} y S_{max} , el estado de energía de estado estacionario está dado por $S_0 = \hat{P}_0 \hat{\tau}$ y que pierde energía a razón de $\frac{1}{\hat{\tau}}$. En base a ello el modelo de batería se puede representar como un estanque con fuga como el de la siguiente imagen tomada también de [1]:

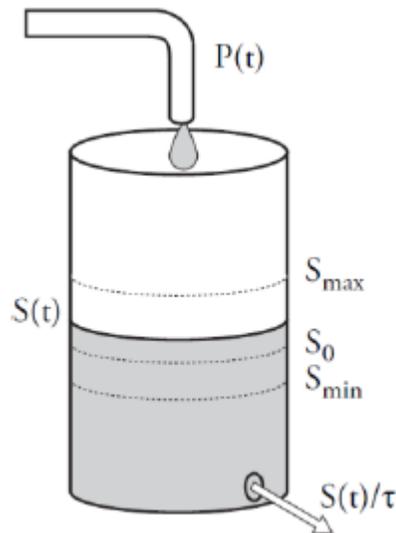


Figura 17: Modelo de batería con fuga [1]

Si bien todo lo anterior demuestra el modelo como batería, no asegura que las fluctuaciones de temperatura de los refrigeradores no se alejen demasiado de S_0 , pues podrían optar por estar siempre con un alto consumo o al revés, es por ello que es necesario agregar una restricción que asegure que las fluctuaciones de energía/potencia mantengan la temperatura y por ende la energía en valores cercanos al de estado estacionario S_0 (pues están ligados por las ecuaciones (53) y (32)), para ello se impone la siguiente restricción :

$$\frac{1}{w} \int_w S(t) dt = S_0 \quad (55)$$

La cual se encarga de que los alimentos se encuentren siempre en el rango aceptable de temperatura para que no se vean reflejados efectos perjudiciales para el consumidor, esto a la vez resulta implícitamente en que el consumo promedio de los refrigeradores debe estar alrededor de \hat{P}_0 .

4.2.2.3.6 Incorporación al unit commitment

Sets:

Tabla 9: Set utilizados en el modelo de batería con fuga

| | |
|-----|---------------------------------------|
| K | Set de periodos de tiempo: 1, 2, ...T |
|-----|---------------------------------------|

Constantes:

Tabla 10: Constantes utilizadas en el modelo de batería con fuga

| | |
|------------|---|
| S_{min} | Capacidad mínima de energía almacenada en la batería con fuga |
| S_{max} | Capacidad máxima de energía almacenada en la batería con fuga |
| S_0 | Energía promedio almacenada al final de todos los periodos. |
| P_{min} | Potencia mínima de alimentación a la batería (representa el consumo mínimo del grupo de refrigeradores) |
| P_{max} | Potencia máxima de alimentación a la batería (representa el consumo máximo del grupo de refrigeradores) |
| Δt | Duración de los intervalos de tiempo |
| \hat{t} | Constante de tiempo encargada de la evolución de la energía almacenada |

Variables

Tabla 11: Variables utilizadas en el modelo de batería con fuga

| | |
|-------|---|
| S_k | Energía almacenada en el periodo k (resulta directamente de la potencia consumida en el periodo anterior) |
| P_k | Energía consumida en el periodo k |

Restricciones

Para incorporar este modelo de batería al unit commitment es necesario discretizar las restricciones de evolución temporal, esto se debe al carácter de los problemas de optimización, puesto que

normalmente son resueltos con herramientas computacionales y que trabajan de forma discreta. La primera ecuación que debe ser discretizada es (54) :

$$S_{k+1} = S_k e^{\frac{-\Delta t}{\hat{\tau}}} + \hat{t}P_k \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{\hat{\tau}}}\right), \forall k \in K \quad (56)$$

Con Δt el intervalo de tiempo que será utilizado y k el periodo de análisis.

La segunda y última ecuación que debe ser discretizada es (55) y esta queda como (con K el número de intervalos de tiempo):

$$\frac{1}{K} \sum_{k=1}^K S_k = S_0 \quad (57)$$

El resto de las ecuaciones que deben ser incorporadas al unit commitment son las limitaciones físicas de la batería:

$$S_{min} \leq S \leq S_{max}, \forall k \in K \quad (58)$$

$$P_{min} \leq P \leq P_{max}, \forall k \in K \quad (59)$$

4.3 Incorporación de energías renovables al problema de Unit Commitment

La incorporación de energías renovables intermitentes al modelo de Unit Commitment se realiza a través de 2 tipos de perfiles de energía generable, uno eólico y uno solar. Luego se incorporan restricciones que permitan cuantificar la inyección de estas energías dependiendo de las necesidades del sistema, es decir, se restringe de tal manera que el modelo decida cuánta inyección es conveniente para el sistema del total disponible en cada periodo.

4.3.1 Sets

Tabla 12: Sets utilizados para incorporar energías renovables al modelo

| | |
|-----|-------------------------------------|
| K | Set de periodos de tiempo: 1, 2...T |
|-----|-------------------------------------|

4.3.2 Constantes

Tabla 13: Constantes utilizadas para incorporar energías renovables al modelo

| | |
|-------------|--|
| P_{eol_k} | Potencia eólica inyectable en el periodo k |
| P_{sol_k} | Potencia solar inyectable en el periodo k |
| R_{ren} | Potencia a considerar como reserva por efecto de la inyección y variabilidad del recurso renovable |

4.3.3 Variables

Tabla 14: Variables utilizadas para incorporar energías renovables al modelo

| | |
|-------------|---|
| p_{eol_k} | Potencia de origen eólica inyectada en el periodo k |
| p_{sol_k} | Potencia de origen solar inyectada en el periodo k |

4.3.4 Restricciones

. Las restricciones que se encargan de restringir la inyección de los dos tipos de energía previamente mencionados son:

$$p_{eol_k} \leq P_{eol_k} \forall k \in K \quad (60)$$

$$p_{sol_k} \leq P_{sol_k} \forall k \in K \quad (61)$$

Además, la incorporación de estas implica la modificación en las ecuaciones de balance de energía, puesto que la inyección de energía renovable implica una disminución en el consumo de energías que provienen de otro tipo de fuente. Las restricciones que deben ser modificadas son las que se presentan en la sección 4.1.2.2.2, específicamente las ecuaciones (16) y (17), las modificaciones de estas quedan de la siguiente forma:

$$\sum_{j \in J} p_j(k) = D(k) - p_{eol_k} - p_{sol_k}, \forall k \in K \quad (62)$$

$$\sum_{j \in J} p_{max}(k) + p_{eol_k} + p_{sol_k} = D(k)[1 + R] + R_{ren}, \forall k \in K \quad (63)$$

R_{ren} representa la cantidad de potencia de reserva que debe darse a través de las máquinas térmicas por concepto de las energías renovables.

4.4 Sumario del modelo de optimización

El modelo de optimización, implementado y desarrollado en este trabajo, queda entonces conformado por las ecuaciones (9)-(15), (18)(27) y (56)-(63). En el Anexo A: Formulación del Unit Commitment se presenta la formulación del problema.

4.5 Software utilizado.

El solver escogido para resolver el problema de optimización es Gurobi en su versión 7.5.1, escogido por las siguientes razones:

- Ser un software de acceso libre para propósito académicos.
- La capacidad de soportar diversos lenguajes de programación, lo que le entrega versatilidad al momento de elegir cuál utilizar, entre ellos se encuentran:
 - Python
 - Matlab
 - Java

- C,C+, C++.
- Lenguajes estándar de modelación como AMPL, AIMMS, GAMS y MPL
- Capacidad de resolver “*Mixed Integer Linear Programming*”, el cual es exactamente el tipo de problema que se está modelando

Lo anterior convierte a Gurobi una herramienta ideal para la resolución de este problema de optimización, pues la formulación está completamente dentro de los alcances.

4.5.1 Lenguaje de programación en el que se implementa.

Como ya se mencionó anteriormente en el documento, Gurobi es capaz de comunicarse con diversos lenguajes de programación, es por ello que, la elección del lenguaje de programación se basa en la utilización de un software que sea de libre acceso y con una gran cantidad de librería. Además, sería interesante utilizar uno de los lenguajes de mayor interés a nivel de programación mundial. En base a ello stack overflow presenta estadísticas sobre las mayores tendencias en el uso de diversos tipos de lenguajes, enfocando los números en los países de grandes ingresos (Estados Unidos, Reino Unido, Alemania, Canadá y similares)², para ello han utilizado los datos los datos de preguntas realizadas a su sitio web, donde se nota un gran crecimiento en el interés hacia Python.

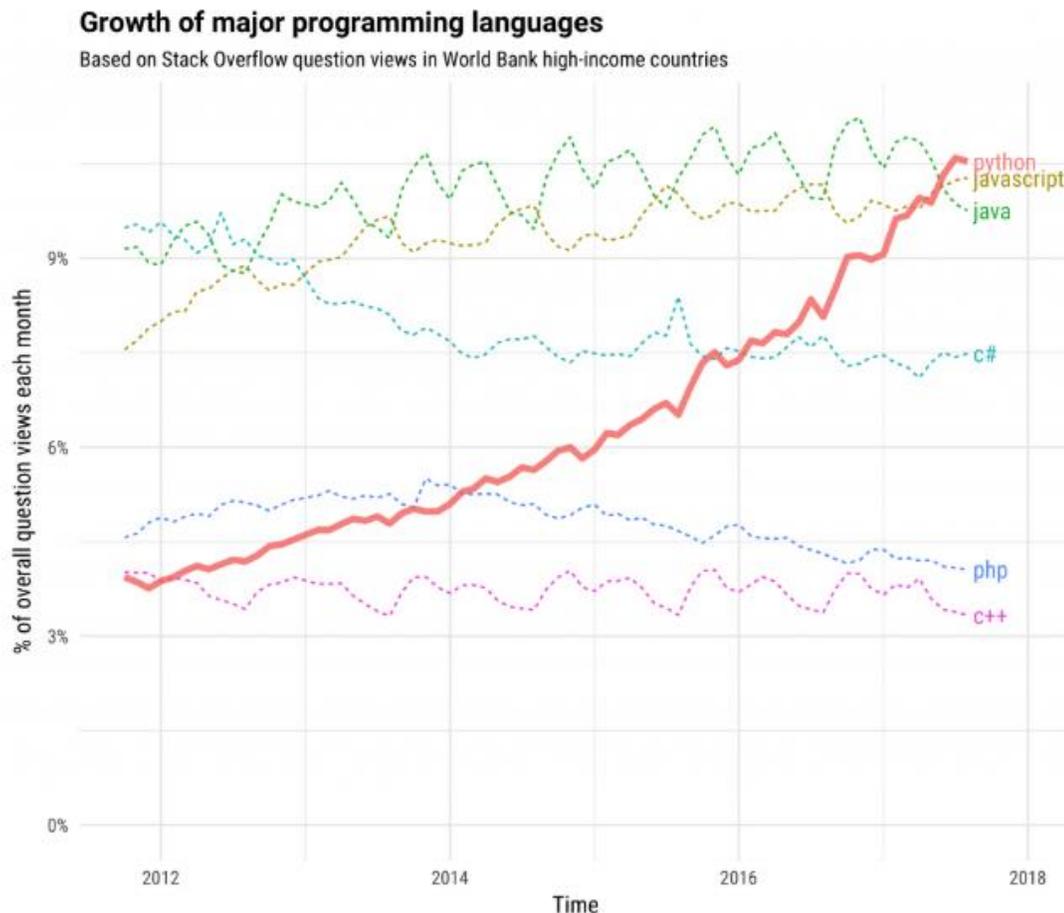


Figura 18: Crecimiento del uso de los lenguajes de programación más utilizados (Disponible en: <https://stackoverflow.blog/2017/09/06/incredible-growth-python/>)

²El increíble crecimiento de Python. Disponible en: <https://stackoverflow.blog/2017/09/06/incredible-growth-python/>

Además, en el mismo sitio web se pronostica el crecimiento para los siguientes 2 años a través de un modelo llamado “STL”, el cual muestra un amplio crecimiento en el uso de este lenguaje nuevamente.

5. Parámetros de entrada para el modelo

5.1 Periodos de análisis

Se utilizan 2 días como periodos de análisis, con un intervalo de tiempo $\Delta t = 30 \text{ minutos}$ y consecuentemente, 96 periodos (48 periodos por día). Esto con el fin de realizar casos de estudio sobre los primeros 48 periodos y tener un tiempo de recuperación (los siguientes 48), pues si se hacen modificaciones sobre los últimos, estos se verían afectados por la condición de fin que pone el modelo, lo que significa que no se preocupa por lo que pase más allá del fin de los periodos de análisis, por lo que realizar cambios en los escenarios al final de los 96 periodos podría no ser lo más representativo

5.2 Perfil de demanda

La demanda del sistema se encuentra determinada por 2 valores para efecto del modelo, uno es el consumo de los refrigeradores en el periodo de tiempo y el segundo es el perfil de demanda del resto de los consumos de la red, en esta sección se hablará solo del perfil de demanda ya que más adelante se especifica el cálculo promedio de refrigeración por periodo.

El perfil de demanda define las variaciones de consumo a lo largo del tiempo de análisis. Una forma típica para un sistema grande (en un país no tropical y que no se emplee mucho aire acondicionado), está caracterizado por dos máximos bien diferenciados a lo largo del día, que se caracterizan por la plena ocupación industrial cerca del final de la mañana y la superposición del alumbrado al final de la tarde [6].

Ya que el modelo presentado en esta memoria abarca dos días y en consecuencia con lo descrito anteriormente acerca del perfil típico de demanda, se ha propuesto utilizar la siguiente curva de demanda para los dos días, en donde el primer máximo de cada día ocurre cercano a las 10 de la mañana y el segundo cercano a las 8 de la tarde, con unos valores de 1440 MW y 1920MW respectivamente.

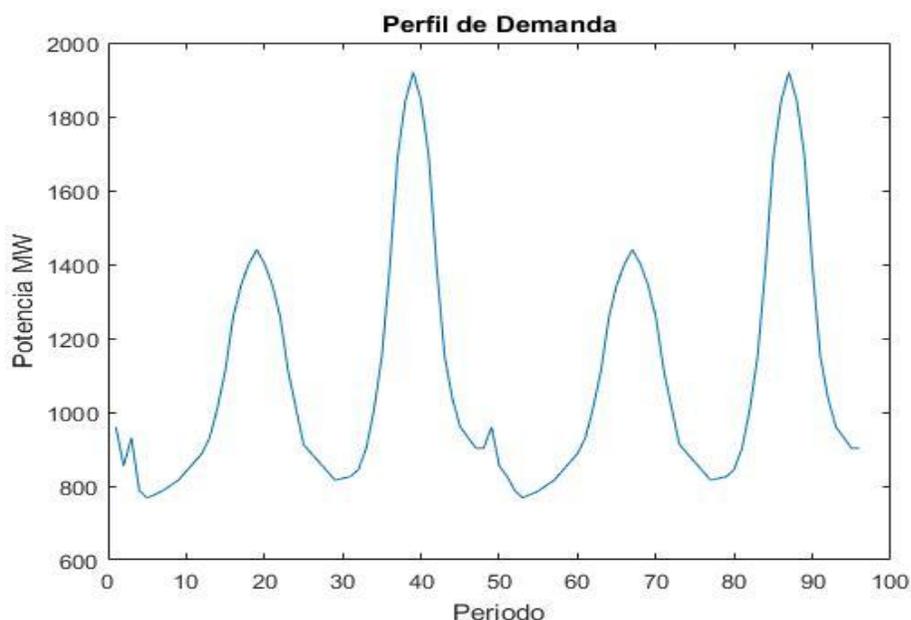


Figura 19: Perfil de demanda utilizado en el modelo

5.3 Perfiles de energía inyectable renovable

5.3.1 Perfil Solar

El perfil solar incorporado al modelo se obtuvo del explorador solar³ del Ministerio de Energía de Chile, para ello se buscó el perfil de una zona de alta radiación solar, específicamente Taltal, ubicado en la Latitud $-25,483^\circ$ y Longitud $-69,6973^\circ$. Ya que lo que se busca es una alta inyección del recurso renovable, el perfil utilizado es el esperado para el mes de enero. Este perfil es ajustado a modo de simplificación, de tal manera que el máximo de inyección solar posible en el perfil corresponda a un 20% de la demanda del sistema en hora punta, es decir, en la hora de mayor inyección (cercana a las 13:00 hrs) la cantidad de energía inyectable será de 384 MW, además, para el segundo día se reduce la energía solar disponible para darle diferenciación a los días, con un máximo de 256,3 MW a la misma hora. A continuación, se muestra el perfil de energía solar utilizado en el sistema.

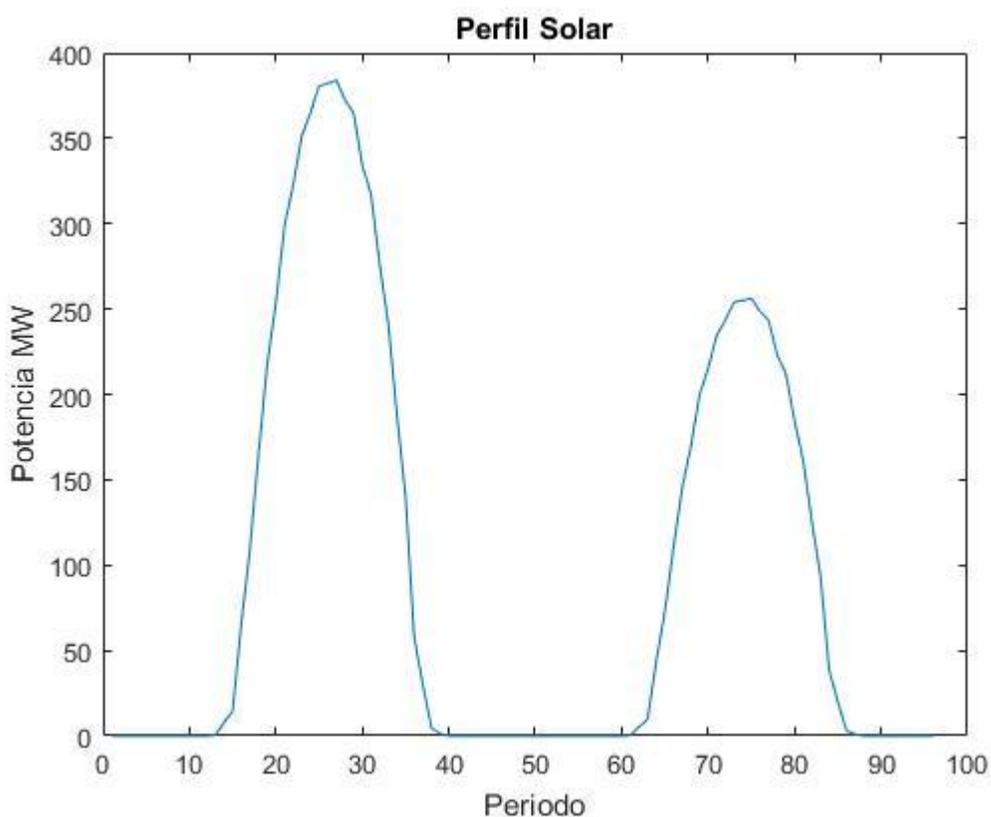


Figura 20: Perfil solar utilizado en el modelo

5.3.2 Perfil eólico

El perfil eólico se toma basado en la operación real⁴ del ex Sistema Interconectado Central (SIC), tomando el mes de septiembre del 2016 como referencia, en base a ello se calcula el promedio de rampa horaria que tuvo la generación en los días del mes, el promedio generado y la desviación estándar que tienen las rampas (entendiendo como rampa la variación entre un periodo y el siguiente) para seleccionar un perfil con alta variabilidad durante el día, todo esto con el fin de no

³ Disponible en: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

⁴ Disponible en: <https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>

generar una dependencia tan extrema del recurso renovable por parte de las máquinas térmicas, pues de esta forma deben considerar las grandes variaciones en cortos periodos de tiempo para programar el despacho de unidades. A continuación, se muestran los 10 días de septiembre con mayores rampas promedio (horario):

Tabla 15: Días con la mayor variación del recurso eólico Septiembre 2016

| | Promedio Rampas | Promedio Generación | Desviación Estándar de Inyección Renovable |
|--------|-----------------|---------------------|--|
| Día 25 | 70,25 | 623,06 | 116,42 |
| Día 15 | 62,60 | 568,29 | 137,02 |
| Día 20 | 60,56 | 551,88 | 204,99 |
| Día 21 | 57,93 | 685,79 | 102,45 |
| Día 22 | 57,32 | 461,28 | 137,98 |
| Día 24 | 57,16 | 451,54 | 185,66 |
| Día 4 | 54,31 | 589,92 | 106,42 |
| Día 2 | 49,32 | 436,72 | 101,54 |
| Día 10 | 47,85 | 284,96 | 202,94 |
| Día 11 | 47,45 | 485,11 | 94,72 |

De la tabla anterior se aprecia que el día con mayor rampa es el día 25 de septiembre, además, al tener una alta desviación estándar sobre el universo de rampas, muestra un comportamiento bastante variado en cuanto a la potencia que se inyectó en el sistema en el SIC durante ese día. Es por lo anterior, que se escoge el perfil de generación del día 25 de septiembre del 2016, el cual se modifica para que tenga un valor pick igual al 30% del pick de demanda del sistema de análisis, con un valor total de 768 MW a las 19:00. Utilizando el perfil anterior para los dos días de análisis la incorporación de energía eólica inyectable al sistema queda como sigue:

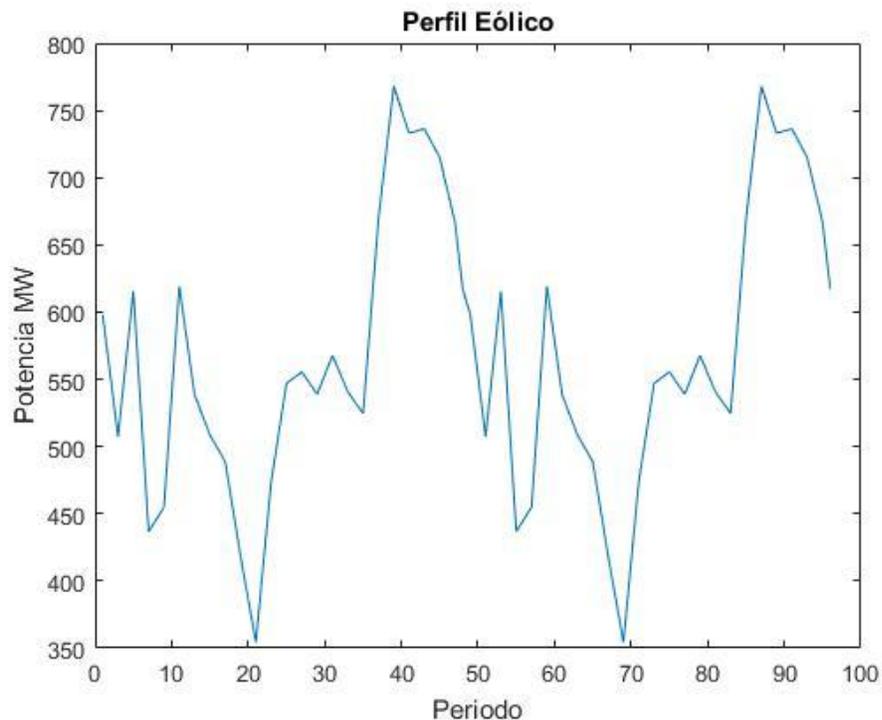


Figura 21: Perfil eólico utilizado en el modelo

5.4 Reserva del sistema

Para efectos de la seguridad del sistema se propone una reserva en giro igual al 10% generación térmica del sistema.

Por otra parte, se propone otro nivel de reserva al sistema por concepto de la variabilidad del recurso renovable, específicamente por la gran variedad que puede presentar el recurso eólico. Para calcular este valor se tomaron los valores de generación eólica real y programada del 2016 del SIC, debido a la similitud en la magnitud de inyección eólica que tiene con el modelo planteado aquí, llegando a un máximo de 720 MW de generación programada del recurso eólico.

Para calcular el valor se calculó el error entre la generación esperada y la real para el año 2016, posteriormente se tomó como valor de reserva la magnitud que es capaz solventar el 95% de los errores calculados con los datos, este valor corresponde a 126 MW.

A continuación, se presenta el error entre la generación real y programada del SIC en el 2016:

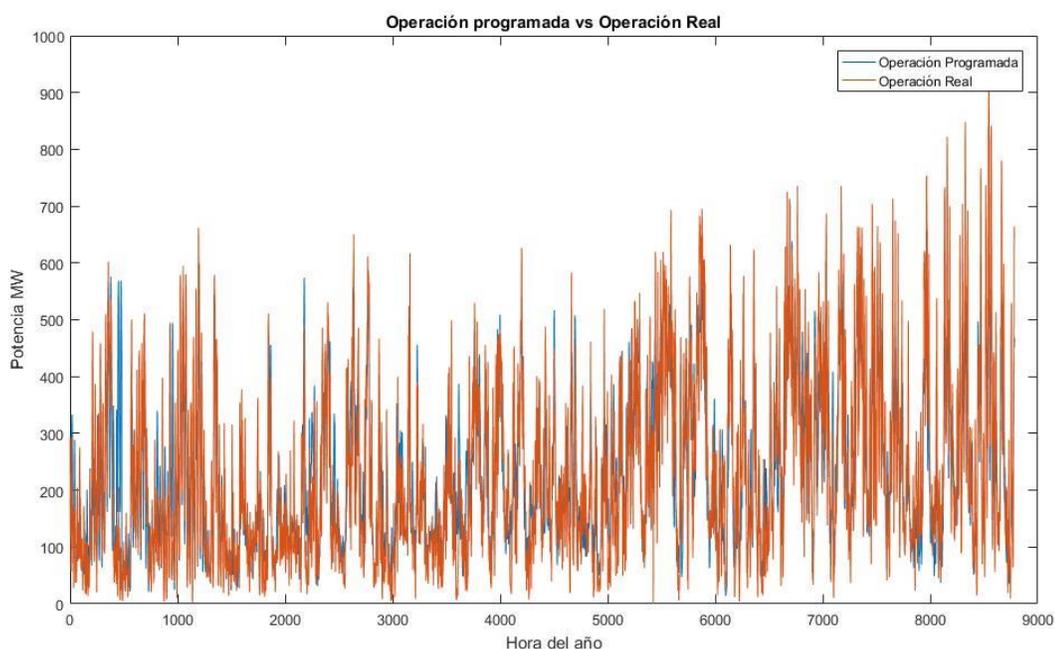


Figura 22: Operación programada v/s operación real

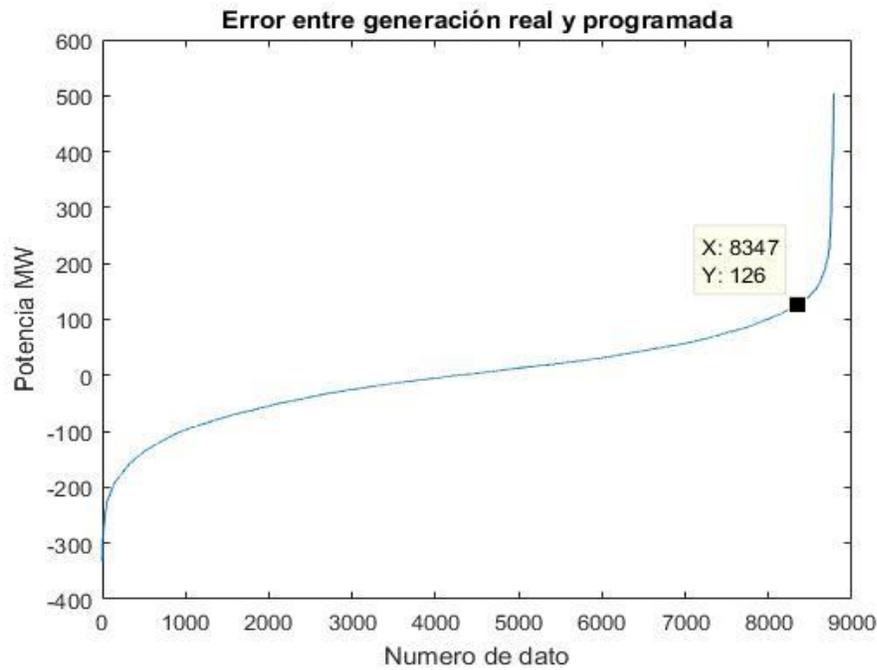


Figura 23: Error entre generación real y programada

5.5 Maquinas térmicas

Para el modelo de Unit Commitment se definen 20 máquinas térmicas, dentro de las cuales se consideran los usos de 3 tipos de combustibles diferentes y de acuerdo a estos se definen sus costos y parámetros operacionales. El parque térmico de unidades generadoras del modelo posee un total de 2.554 MW lo que considerando la capacidad de generación renovable del sistema corresponde a un total de 3.706 MW de potencia instalada el cual se distribuye de la siguiente forma de acuerdo a su tecnología:

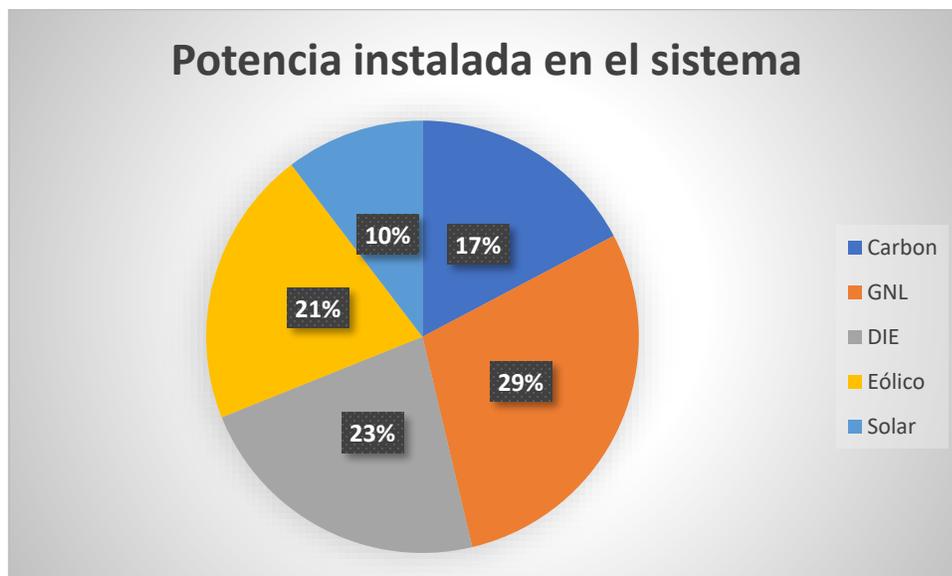


Figura 24: Parque de generación del sistema modelado

5.5.1 Parámetros operacionales

Para obtener parámetros operacionales realistas, se recurrió en primera instancia a los últimos datos disponibles en el coordinador de operación programada, correspondientes a la semana del 17 de noviembre del 2017⁵, donde se escogieron 10 máquinas térmicas y se extrajeron los datos disponibles de ellas, entre estos datos se encuentran, sus costos de partida, costo variable total (CVT), tipo de tecnología y tiempos de encendido. A continuación, se presentan las máquinas y sus respectivos datos:

Tabla 16: Datos de máquinas térmicas según programación semanal del 17 de noviembre del 2017

| | Cmg (CVT) [USD/hora] | Tpo. Partida [horas] | Costo Partida[USD] | Pmax[MW] | Tecnología |
|---------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|----------|------------|
| Santa Maria | 31,4 | 21,0 | 257.646 | 370 | Carbón |
| San Isidro 2 GNL | 50,4 | 5,0 | 36.673 | 268 | GNL |
| Nueva Renca / GNL | 53,5 | 4,0 | 9.566 | 210 | GNL |
| Nehuenco 2 GNL SPOT | 54,0 | 5,0 | 18.000 | 148 | GNL |
| Quintero_TG_1B_GNL | 78,5 | 0,8 | 10.594 | 128 | GNL |
| San Isidro 2 DIE | 116,3 | 5,0 | 57.852 | 268 | Diesel |
| Candelaria1 Diesel | 152,8 | 0,5 | 5.000 | 125 | Diesel |
| Candelaria2 Diesel | 152,8 | 0,5 | 5.000 | 126 | Diesel |
| Colmito Diesel | 170,6 | 0,3 | 1.500 | 50 | Diesel |
| Nueva Ventanas | 45,5 | 16,0 | 25.667 | 272 | Carbón |

Una vez obtenidos los datos anteriores se varían estos valores de tal manera de obtener un set de 20 máquinas ficticias pero con valores cercanos a los de la tabla anterior, luego, para complementar la información de las máquinas se recurrió al sistema de información pública, en la sección de unidades generadoras⁶ y recopilando información de máquinas con máximos técnicos similares a los obtenidos al variar la tabla anterior se recopilan valores de mínimos técnicos y de rampa (se realiza de esta forma puesto que la información pública es compartida por las empresas generadoras y por ende no siempre están completas, por lo que hace necesario aproximar máquinas compuestas por valores de diferentes máquinas pero de similares características).

Los valores de los parámetros operacionales de las máquinas del modelo se encuentran disponibles en el Anexo B: Parametros operacionales de las máquinas térmicas. En él se describen las máquinas con sus valores a detalle y su tipo de tecnología, la tecnología determina principalmente el costo del combustible, rampa y tiempos de partida.

5.6 Modelo de batería con fuga

Para incorporar el modelo de batería con fuga descrito en la sección 4.2.2 es necesario primero caracterizar los refrigeradores que participaran en el modelo de Unit Commitment. Para ello, se selecciona un refrigerador de la Tabla 17 extraída de [1], esta contiene parámetros representativos de diversos tipos de refrigeradores.

⁵ Disponible en: <https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-programada-2/>

⁶ Disponible en: <http://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/?eid=0&type=43>

Tabla 17: Parámetros para distintos tipos de refrigeradores tipo [1]

| Tipo de refrigerador | τ [h] | T_{max} [°C] | T_{min} [°C] | T_{on} [°C] | T_{off} [°C] | P_{on} [W] | T_0 [°C] | E [P[W]] |
|-------------------------|------------|----------------|----------------|---------------|----------------|--------------|------------|------------|
| Domestic refrigerator | 2 | 7 | 2 | -44 | 20 | 70 | 4.6 | 16,8 |
| Domestic freezer | 5.1 | -15 | -21 | -135 | 20 | 100 | -17.9 | 24,5 |
| Domestic fridge/freezer | 5 | -14 | -21 | -151 | 20 | 180 | -17.4 | 39,4 |
| Bottle cooler | 5.5 | 10 | 4 | -1 | 25 | 200 | 6.8 | 140 |
| Upright Fridg | 15.2 | 4 | 1 | -28 | 23 | 150 | 2.5 | 60,3 |
| Upright freezer | 19.2 | -18 | -22 | -84 | 23 | 250 | -20 | 100,5 |
| Multideck 1 | 0.6 | 6.5 | 1.2 | -5 | 25 | 750 | 3.7 | 532,5 |
| Multideck 2 | 0.9 | 6.5 | 1.2 | -10 | 25 | 840 | 3.8 | 508,8 |

Se selecciona el fridge/freezer, por poseer un consumo por hora similar al del refrigerador doméstico del cual se tomaron datos y se mostraron en la sección 4.2.1, además de ser un modelo similar, puesto que está compuesto al igual que el mencionado por un compartimiento de refrigerador y otro de congelador. Luego de seleccionado el tipo de TCL se varían los valores de la tabla en un $\pm 15\%$ con el fin de generar de manera referencial un grupo de refrigeradores domesticos similares, pero de características ligeramente diferentes. El número de refrigeradores que se incorporan al modelo es de 3.470.000 refrigeradores el cual representa una carga de aproximadamente 140 MW equivalente al 6,75% de la carga del sistema, esto sería un porcentaje aceptable según [59] donde se asegura que los refrigeradores representan entre un 5-15% de la carga del sistema en lugares como Gran Bretaña.

Una vez creado el set de 3.470.000 refrigeradores se debe modelar la batería como se explicitó en 4.2.2.3 y para ello se deben calcular los parámetros $\widehat{P}_0, \widehat{\sigma}_{min}, \widehat{\sigma}_{max}, \widehat{t}, \widehat{\Pi}_{min}, \widehat{\Pi}_{max}$, los cuales definirán los parametros de la batería $S_{min}, S_{max}, S_0, P_{min}, P_{max}$. En la siguiente sección se explora la posibilidad de formar un mayor número de baterías a partir de los mismos refrigeradores.

5.6.1 Control de los refrigeradores cómo más de una batería.

En esta sección se muestra la evolución de los parámetros $S_{min}, S_{max}, S_0, P_{min}, P_{max}$, al tomar el grupo de refrigeradores que representan el universo del sistema y dividirlos en grupos al azar y de forma equitativa para conformar diversas “baterías” y con ello explorar la posibilidad de realizar un control más detallado de los refrigeradores y por cierto, más flexible, pues al agruparlos de forma más pequeña, lo que resulta en un conjunto de baterías que se rigen por diferentes parámetros, puesto que al no utilizar el total de refrigeradores como una sola batería, las restricciones de mínimos y máximos son diferentes para cada una de ellas y podría resultar en que la suma de las baterías tenga menos restringidos sus valores de energía almacenada y potencia consumida.

En los Anexos C y D se muestra cómo se modifican los parámetros de potencia y energía total gestionable al dividir los refrigeradores en una mayor cantidad de baterías

5.6.1.1 Evolución de la energía total almacenable.

A continuación, se muestra el resultado en la capacidad de almacenamiento que representaría el modelar las baterías como varias en vez de una sola y por ende, el aumento de la capacidad de gestionar el consumo de los mismos. En el gráfico se puede apreciar como aumenta el mínimo y

máximo gestionable de energía y cómo repercute en que el total de la energía que está a disposición del modelo aumente notablemente cuando se aplica el proceso para formar muchas baterías pasando de 81,2 MWh almacenables con una batería a 117,7 MWh almacenables para 1.735.000 baterías, por lo que aparentemente, aumentar considerablemente el número de baterías incrementa en un 44% la energía gestionable para el mismo conjunto de refrigeradores.

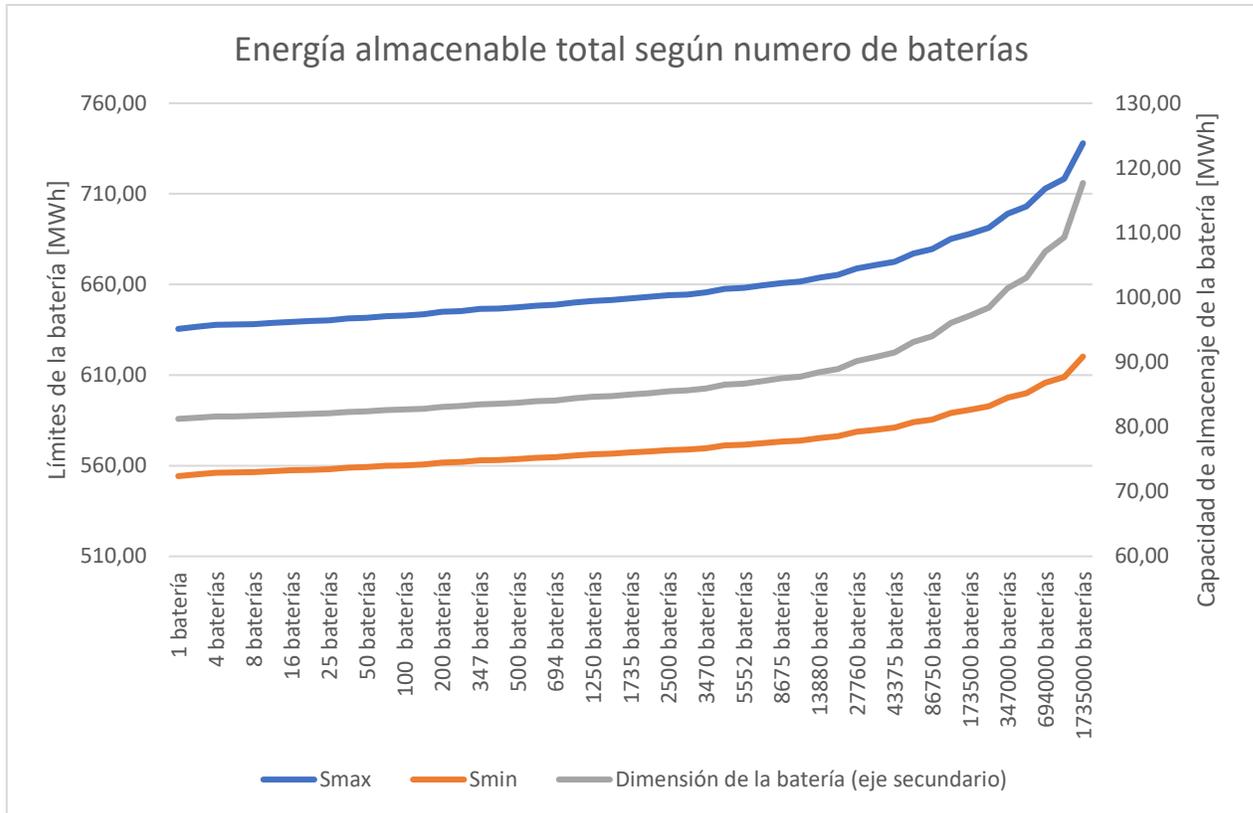


Figura 25: Energía almacenable total según número de baterías

5.6.1.2 Evolución de la potencia total gestionable.

Además de aumentar la energía que se puede almacenar en las baterías, también se produce un aumento en la potencia gestionable por parte de las mismas al aumentar el número de ellas. A continuación, se muestra un gráfico que incorpora la evolución de los parámetros de máxima y mínima potencia, así como el consumo promedio que deben tener los refrigeradores (recordemos que este es P_0) y la capacidad gestionable (el rango en el cual se puede mover la potencia).

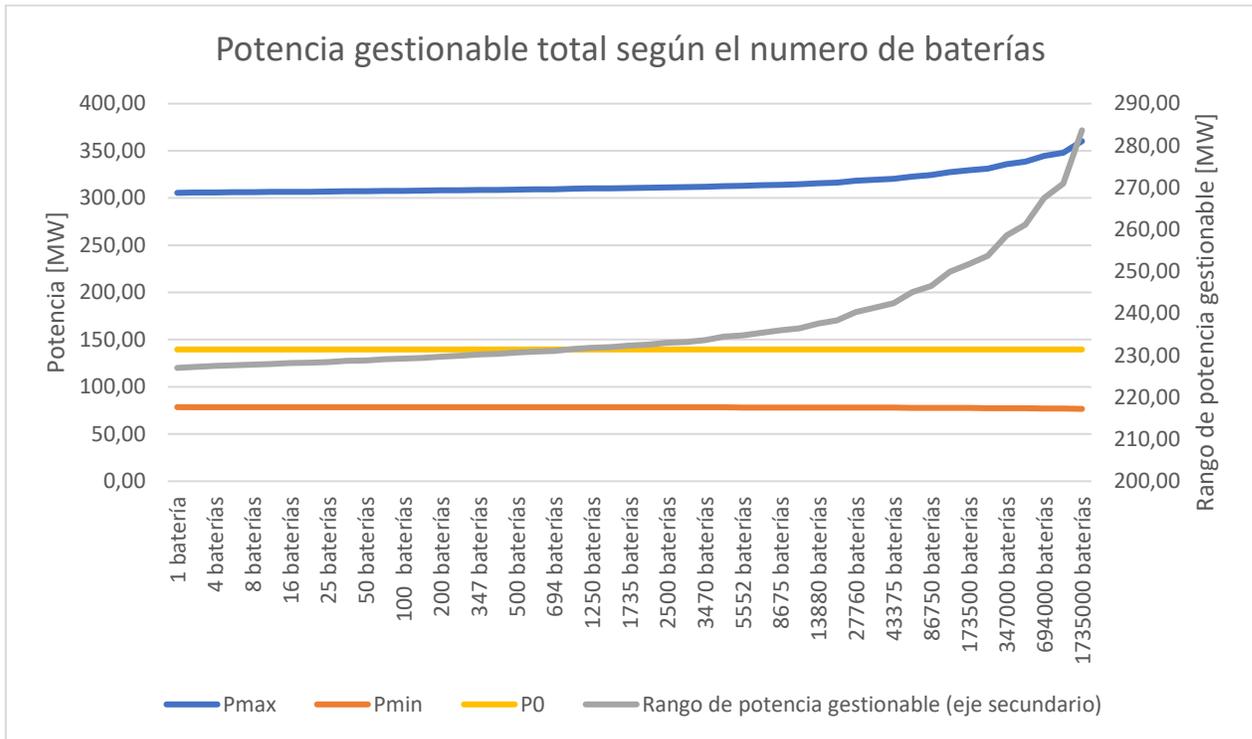


Figura 26: Potencia gestionable total según número de baterías

6. Casos de estudio y resultados

6.1 Casos base de análisis

Los casos base de análisis hacen referencia a casos de estudio que son necesarios para realizar una comparación y establecer los beneficios del modelo. Se proponen 3 casos base:

1. Unit Commitment sin considerar control en los refrigeradores
2. Unit Commitment considerando control en los refrigeradores como una única batería
3. Unit Commitment considerando control en los refrigeradores y modelándolo como 1000 baterías independientes.

El primer escenario descrito anteriormente no considera control en los refrigeradores, por lo que mostraría un Pre despacho que considera la carga de los refrigeradores a través de su consumo promedio a lo largo de cada periodo de análisis, en particular se ha establecido que la demanda promedio de los refrigeradores es de 139 MW (39,4W cada uno aproximadamente) para este trabajo, por lo que esta cantidad se agrega al consumo base del perfil de demanda mencionado en el capítulo 5.

El segundo y tercer escenario consideran el control de los refrigeradores del sistema de análisis (con 1 y 1000 baterías respectivamente), por lo que se puede manejar la demanda total del sistema al disponer del nivel de consumo estos electrodomésticos y de la energía del modelo de batería.

6.1.1 Resultados

6.1.1.1 Cambios en el despacho.

Lo primero es mencionar que hay cambios en el commitment. Los cambios específicos se pueden encontrar en los Anexos E, F y G. A continuación, se muestra una tabla con todas las máquinas que modificaron su programación al aplicarse el control sobre los refrigeradores en el modelo del Unit Commitment, para el caso con 1 y 1000 baterías.

Tabla 18: Cambios en el commitment entre sin control y con control

| | ¿Modificó su commitment? | |
|------------|--------------------------|--------------------------|
| | Control 1 Batería | Control 1000 Baterías |
| Maquina 1 | No | No |
| Maquina 2 | No | No |
| Maquina 3 | Si | Si |
| Maquina 4 | Si | Si |
| Maquina 5 | Si | Si |
| Maquina 6 | No | No |
| Maquina 7 | Si | Si |
| Maquina 8 | No | No |
| Maquina 9 | No | No |
| Maquina 10 | No | No |
| Maquina 11 | No | No |
| Maquina 12 | Si | Si |
| Maquina 13 | Si | Si |
| Maquina 14 | No | No |
| Maquina 15 | No | No |
| Maquina 16 | Si | Si |
| Maquina 17 | Si | Si |
| Maquina 18 | Si | Si |
| Maquina 19 | Si | Si |
| Maquina 20 | Si | Si |

6.1.1.2 Perfiles de demanda

Como resultado de los casos de análisis, se puede mostrar en la Figura 27 como variaron las curvas de demanda de sistema, todo esto porque al modelar la carga de los refrigeradores como batería, estas son alimentadas de acuerdo a las necesidades del sistema, en base a lo anterior, se puede apreciar que las curvas de carga se ven reducidas en los periodos de punta, reduciendo así, el requerimiento máximo del sistema. También se puede apreciar que ejercer control con 1 o 1000 baterías no produce mayor cambio en la curva de carga, de hecho, es casi imperceptible en el gráfico, esto se debe a que la diferencia de energía almacenada y de potencia gestionable para 1 o 1000 baterías es de apenas 3 MWh y 4 MW respectivamente, mientras que si se usasen 1.735.000 baterías estos valores aumentarían en 37 MWh y 56 MW.

En la Figura 28, se realiza un zoom a los perfiles de demanda del caso base, específicamente en la zona de los peaks. En el peak relacionado a media mañana se reduce el consumo de los refrigeradores cerca de 30 MW, mientras que en las puntas hay una reducción aproximada de 46 MW lo que resulta en la reducción de la demanda máxima del sistema en estos periodos.

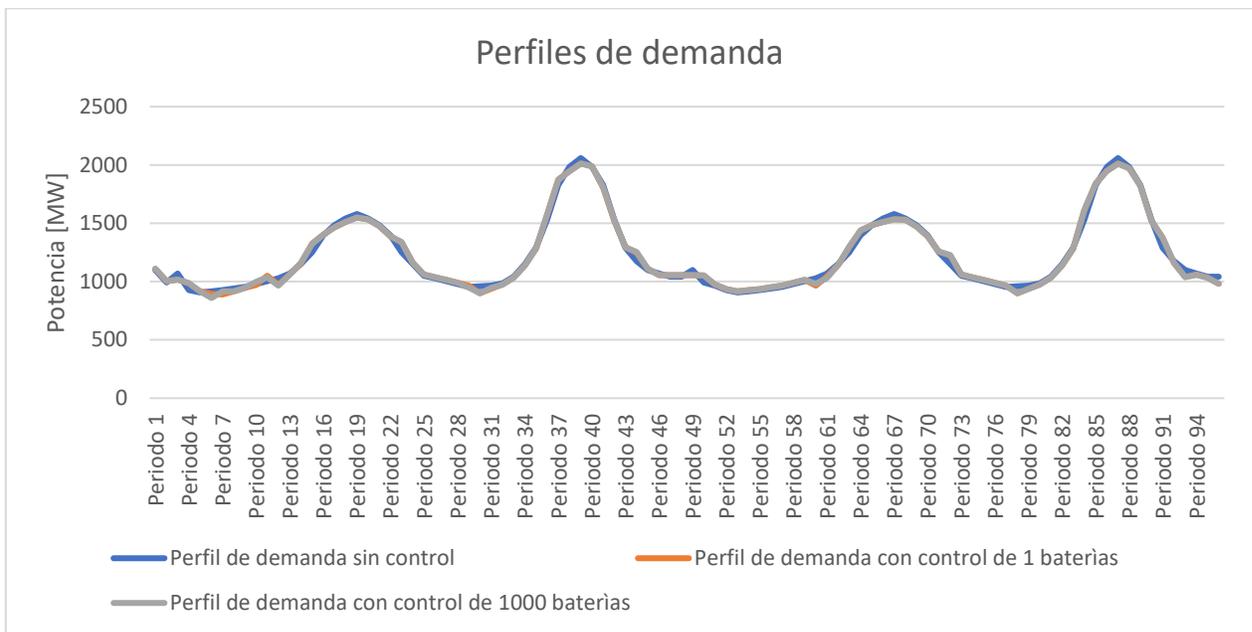


Figura 27: Perfiles de demanda casos base

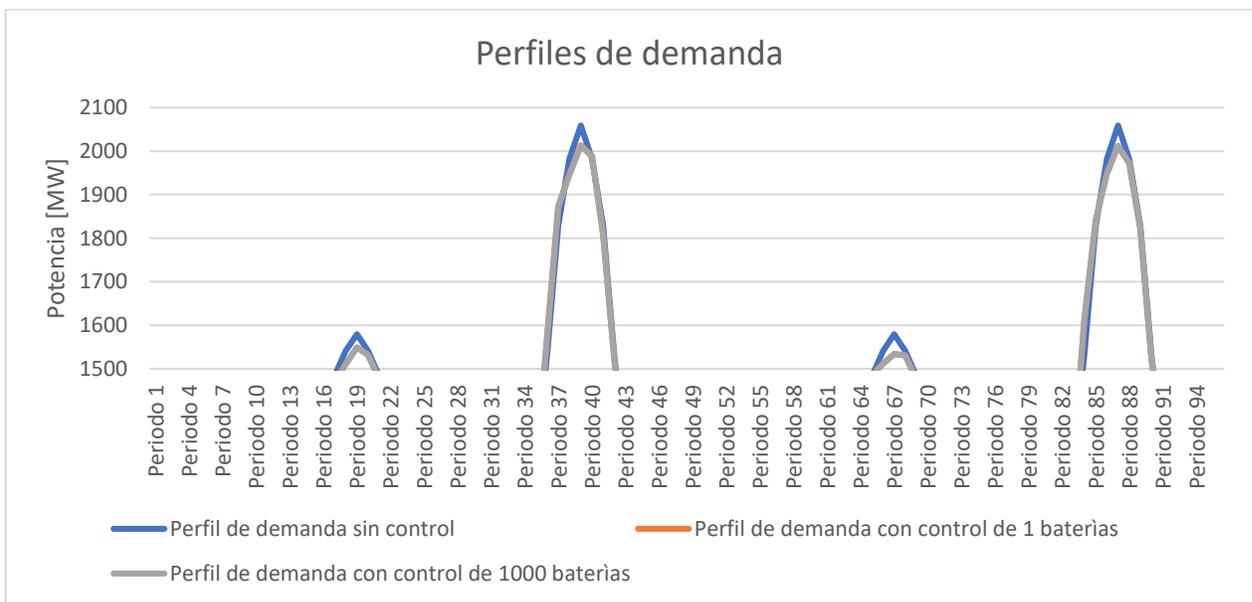


Figura 28: Peaks de demanda casos base

6.1.1.3 Despacho de origen térmico.

En cuanto a cómo se modifica el despacho de máquinas térmicas, si se observa el gráfico presentado en las Figura 29 y Figura 30 se puede observar una reducción del consumo de este recurso en los horarios cercanos a las horas de punta, específicamente, la reducción del consumo térmico en el periodo de punta que corresponde a la mañana es de 12 MW, mientras que en el peak máximo la reducción del consumo de energía de origen térmico se reduce en 46 MW. Nuevamente el cambio en la curva entre utilizar 1000 o 1 batería es prácticamente imperceptible.

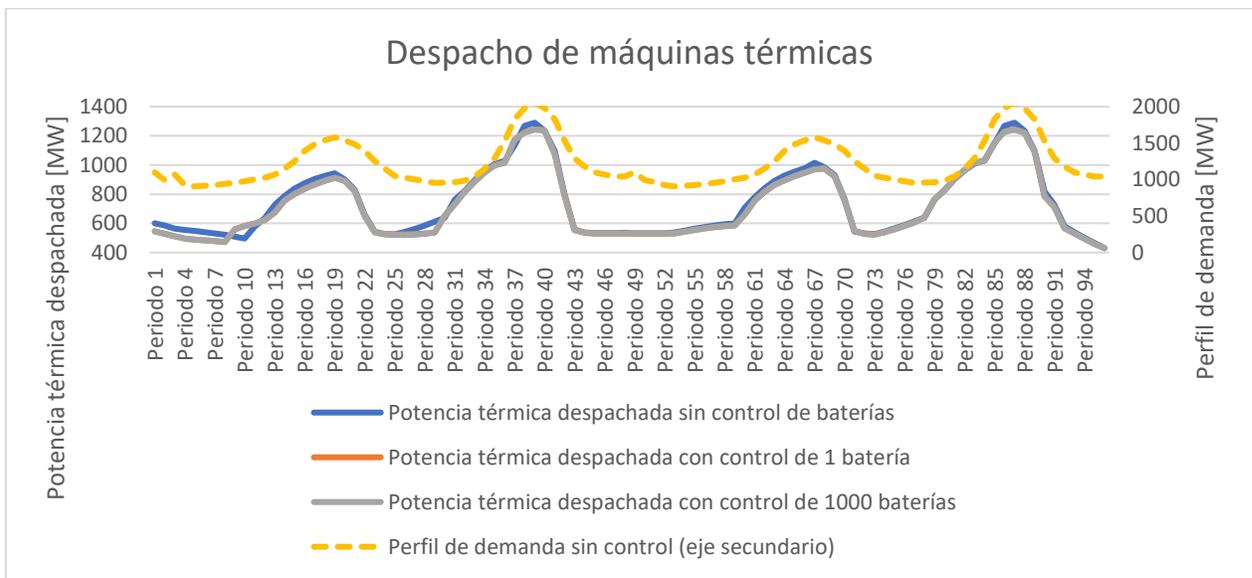


Figura 29: Despacho de máquinas térmicas en los casos base

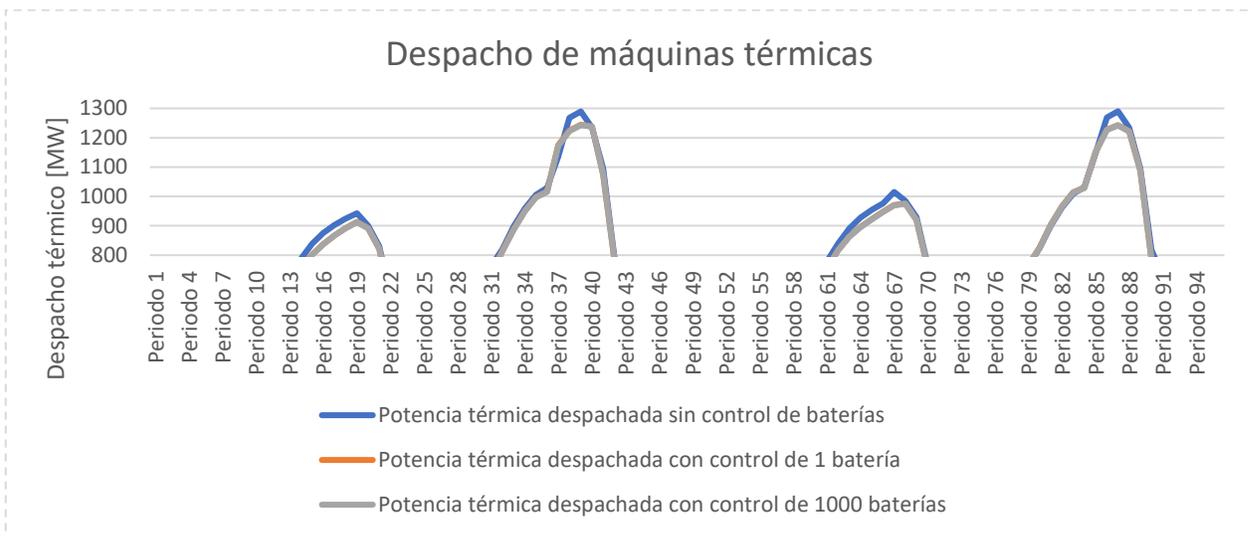


Figura 30: Despacho de máquinas térmicas en los periodos de punta

6.1.1.4 Inyección de energías de origen renovable

Anteriormente se mostró la modificación tanto en las curvas de demanda como en la cantidad de energía de origen térmica despachada. A continuación, en la Figura 31, se muestra la modificación en la inyección de energía renovables intermitentes, el mayor cambio apreciable es que en los periodos cercanos a las puntas de la curva de demanda, la curva que representa los casos con control se encuentra levemente por encima de la sin control, lo que muestra que se está utilizando de manera de poder inyectar una mayor cantidad de este recurso cuando la carga del sistema es mayor. Nuevamente, la variación de organizar los refrigeradores como 1 o 1000 baterías es imperceptible.

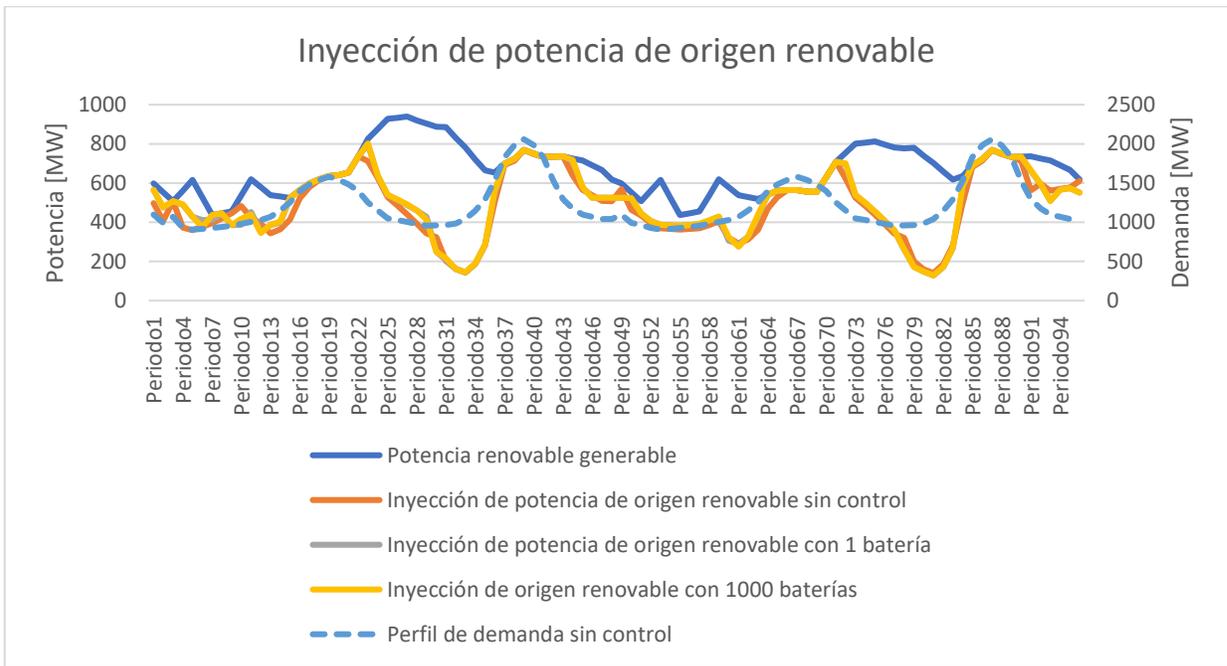


Figura 31: Inyección de energías renovables para los 3 casos base

6.1.1.5 Costo de la última unidad generada

Aplicar control ya sea mediante una o mil baterías, permite disminuir el costo de la última unidad generada en la primera punta del sistema, sin embargo, esta máquina está funcionando más tiempo durante la última punta, esto se debe a que como se mencionó anteriormente, se modifica el commitment de varias máquinas dependiendo de sus tiempos de encendido/apagado y sus costos asociados, por lo que para la minimización de costos del sistema se apagan otros generadores y no necesariamente la unidad más cara. Esto se ve reflejado en los anexos E, F y G.

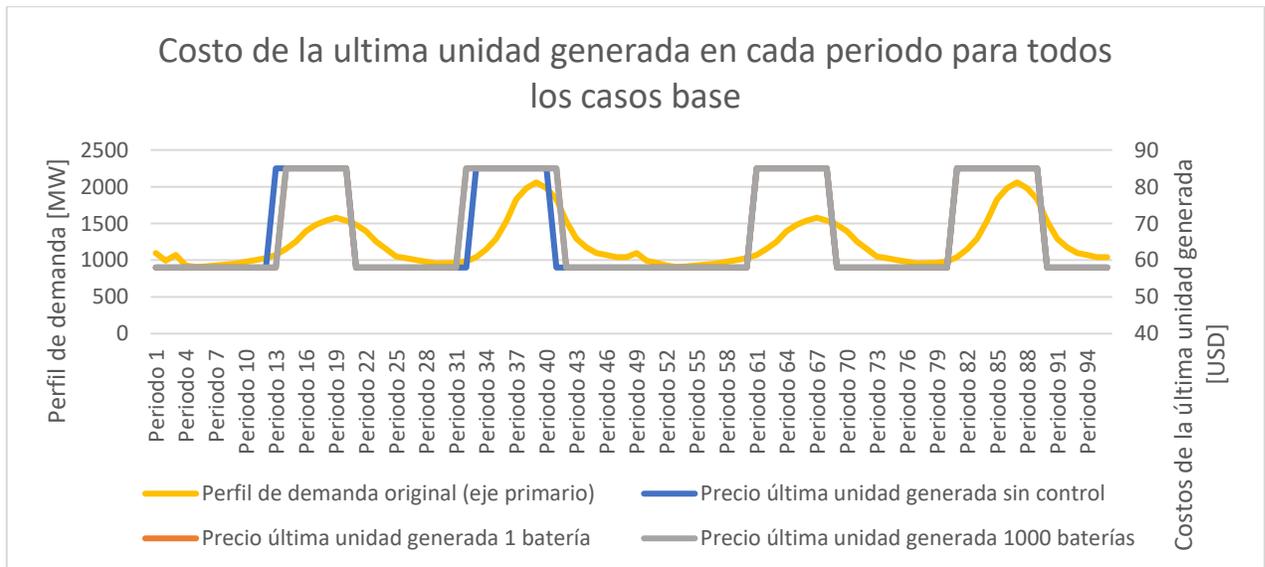


Figura 32: Costo de la última unidad generada para los casos base

6.1.1.6 Evolución de los refrigeradores como batería.

6.1.1.6.1 Caso 1 Batería

En el caso en que se utilizan todos los refrigeradores como una sola batería el modelo se encarga de cargarla en los periodos anteriores a las horas de punta, para así brindar una mayor reducción de carga en estas horas. Esto se ve reflejado en el gráfico de la Figura 33, además, se puede apreciar que para mantener cargada la batería luego de llevarla a su pick, es necesaria llevarla a un consumo mayor al de P0 (consumo promedio de los refrigeradores), esto se ve reflejado en los horarios con menor consumo, donde el modelo programa la carga de los refrigeradores por sobre P0, para tenerla cargada y utilizar esta energía cuando la carga del sistema comienza a subir.

Es necesario recalcar que, por la formulación, el nivel de energía y la potencia consumida están desplazados en 1 periodos, pues la evolución temporal de la energía almacenada depende del periodo anterior.

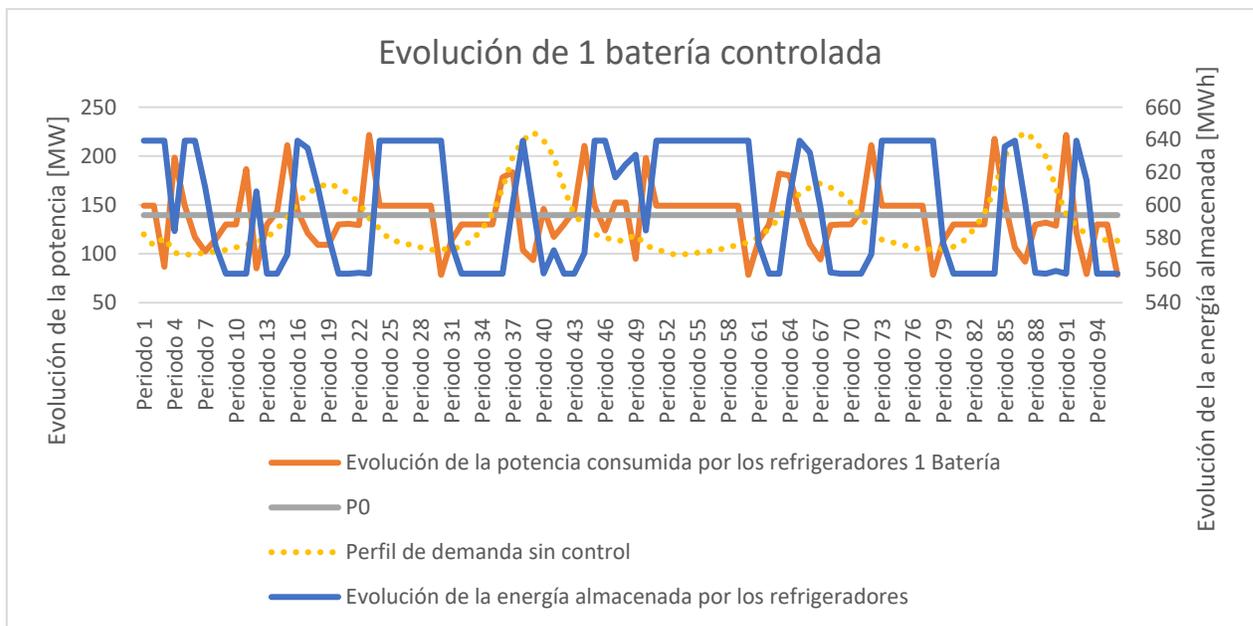


Figura 33: Evolución de los refrigeradores caso base 1 Batería

6.1.1.6.2 Caso 1000 baterías

En la Figura 34, se muestra la evolución de las 1000 baterías controladas, el comportamiento que tienen es prácticamente el mismo que el mostrado en la sección anterior, solamente se diferencian en los intervalos de energía en que se puede realizar control, puesto que al utilizar los refrigeradores como 1000 baterías en vez de 1, los límites de energía son mayores y con ello además, aumenta la capacidad de almacenar energía (2.4 MWh).

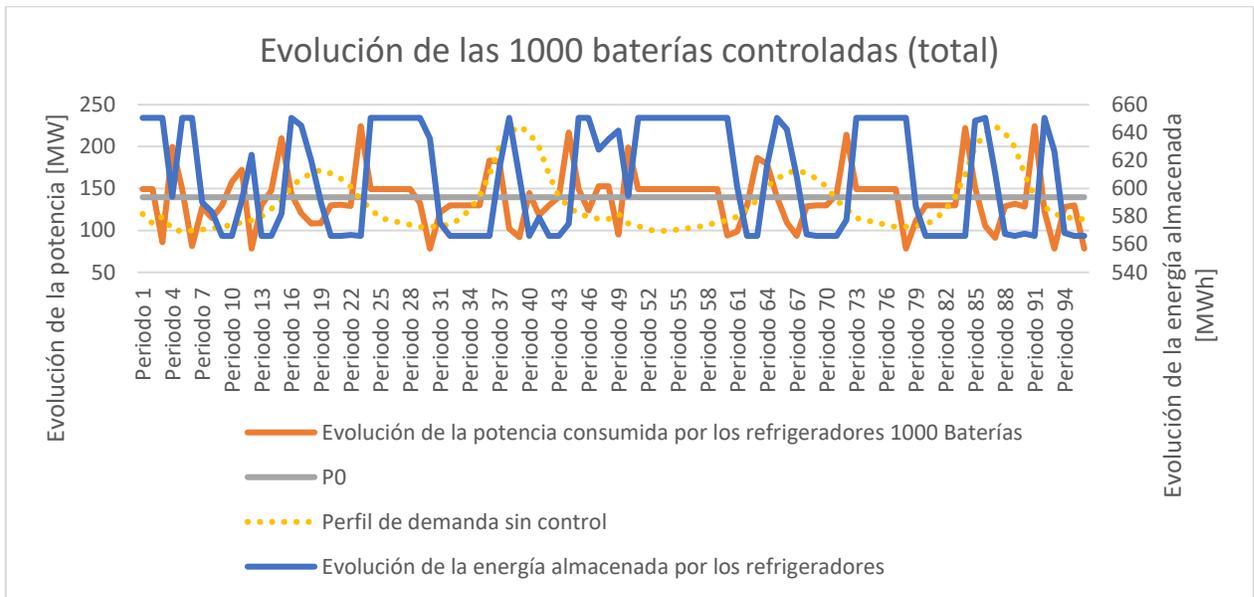


Figura 34: Evolución de los refrigeradores caso base 1000 Baterías (total)

6.1.1.7 Despacho total por tipo de tecnología

De acuerdo con todo lo anterior, a continuación, se presentan los gráficos de círculos que resumen cómo varió la generación programada para el sistema al aplicar control con 1 y 1000 baterías por sobre el caso sin control.

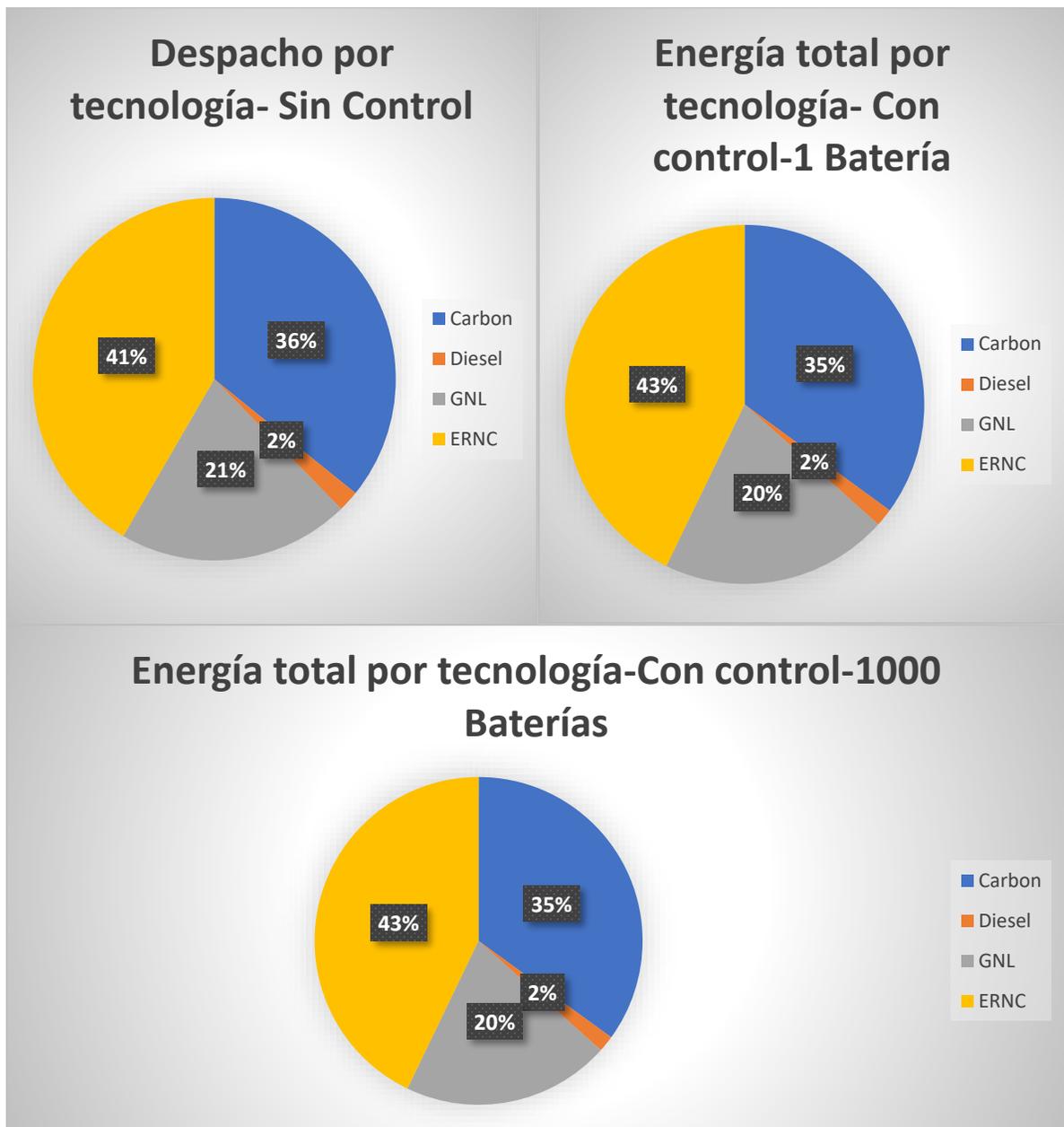


Figura 35: Despacho por tecnología casos base

En los gráficos mostrados anteriormente se muestra cómo cambia la distribución de del consumo por tipo de energía que se inyectó al sistema, en ambos casos de control se redujo en un 1% tanto el consumo de energía proveniente del carbón como del GNL, el cual se ve reflejado en el aumento de un 2% en las energías de fuentes renovables.

6.1.1.8 Valor objetivo

En la Tabla 19 se tienen los valores objetivo alcanzados al minimizar los costos del sistema, en esta se muestra cómo la incorporación de los refrigeradores como una batería al modelo de Unit Commitment produce un ahorro mínimo de 58.831,95 USD y que a pesar de la imperceptible diferencia en los gráficos anteriores, al aumentar el número de baterías que se modelan con la misma cantidad de refrigeradores, si se produce una reducción en los costos extra, puesto que la

diferencia entre modelar los refrigeradores como una sola batería y 1000 baterías es de 1.336,41 USD.

Tabla 19: Costos de minimizados para cada caso

| Caso | Valor Objetivo [USD] |
|-------------------------------------|----------------------|
| Sin control de refrigeradores | 2.228.365,95 |
| Control refrigeradores 1 Batería | 2.169.534,75 |
| Control refrigeradores 100 Baterías | 2.168.198,34 |

6.2 Casos de re-despacho

En la sección anterior se observó cómo el control de las baterías en régimen permanente en el Unit Commitment permite la disminución de las puntas mediante la disminución del consumo de los refrigeradores y que consecuentemente lleva a una disminución en los costos del sistema.

Con el fin de explorar la posibilidad de utilizar las cargas refrigerantes para agregar flexibilidad al sistema, se propone realizar un re-despacho del sistema frente a las siguientes condiciones (considerando los casos que aplican control mediante una y mil baterías de refrigeradores):

- Déficit intempestivo de renovables de 168 MW en un periodo de punta. (Periodo 39)
- Superávit intempestivo de renovables de 120 MW en un periodo de punta. (Periodo 39)
- Déficit intempestivo de renovables de 590 MW en un periodo de baja demanda. (Periodo 28 se encuentra vertiendo energías renovables por lo que para estresar el sistema es necesario tener un déficit mayor, para de esta manera afectar la inyección del recurso y no solo modificar el perfil)

Si bien se realizó el caso con superávit en el periodo 28, no se muestra en este trabajo de título, pues no existen cambios en el Unit Commitment, todo esto se debe a que en ese periodo en particular existe vertimiento de las energías renovables, por lo que tener a disposición una mayor cantidad del recurso no hace diferencia.

Todo esto con el fin de analizar cuáles serían los beneficios que podría otorgar el carácter instantáneo que tienen los refrigeradores al momento de necesitar una rápida respuesta debido a la alta penetración de ERNC.

Para realizar los re-despachos (ajustes luego del cambio abrupto de generación renovable), se fijaron todas las variables previas al periodo en el que se hará el mismo con los valores de los casos bases correspondientes, es decir, al realizar un re-despacho en el periodo 39, utilizando el modelo con una sola batería de refrigeradores, se utilizaran los valores respectivos a su caso base.

6.2.1 Incorporación de máquina con costo de falla de corta duración.

Se hace necesario incorporar una máquina de falla, la razón es que al someter al sistema a un escenario donde se pierde generación de forma intempestiva puede generar una desconexión de carga con el fin de equiparar la demanda con la generación. Es por ello, que se hace necesario dimensionar cuánto es el costo en el que incurren los usuarios finales al perder parte del recurso de forma intempestiva. Debido a lo anterior es que se incorpora una máquina con costo de falla al modelo con las siguientes características:

- Costo de falla: 9.930 [USD/MWh]
- Rampas de subida y de bajada infinitas

- Capacidad infinita.
- Incapaz de aportar reserva.
- Encendido y apagado automático, con sus tiempos mínimos igual a 0.

El costo de falla utilizado en este trabajo es el explicitado en el Informe final del Estudio de “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM” [10], específicamente el de corta duración, pues la naturaleza del fenómeno a representar es de pérdida de generación durante 30 minutos (que es la duración de un periodo de análisis). El valor utilizado corresponde a 9.930 [USD/MWh] y corresponde al valor vigente a diciembre del 2015 del SIC [10] (último valor disponible en la CNE), este valor considera las actividades de las personas naturales y de las empresas particulares, pues al generar desconexión de carga no es posible realizar diferenciación.

6.2.2 Re-despachos con déficit intempestivo de renovables.

Para realizar los re despachos con déficit de energías renovables se toma en consideración la posibilidad de relajar las restricciones del modelo y así eventualmente apagar todos los refrigeradores durante a los más media hora, si bien el modelo en si no lo considera, los autores del modelo de la batería con fuga expresan en [24] que si el modelo de control se cambiase a uno más complejo, sería posible apagar todos los refrigeradores en caso de ser necesario utilizando los mismos esquemas de trabajo, además, en [59] se asegura que mover la carga de los refrigeradores domésticos completamente durante 30 minutos resulta en ningún inconveniente para los usuarios residenciales por lo que el costo en el que incurre el sistema es cercano a cero.

En base a lo anterior, se propone que para los re despachos (luego de la contingencia) con déficit se elimine la restricción del límite de potencia inferior durante el periodo de re despacho (y dejarla exclusivamente como ≥ 0), con ello también se propone eliminar la restricción de energía mínima durante el periodo siguiente (y dejarla también como ≥ 0), para así poder permitirle al modelo bajar el consumo de los refrigeradores hasta 0, pues si no se elimina ésta restricción, entonces el modelo optará por no apagar los refrigeradores completamente, ya que resultaría en una descarga que excede el mínimo de energía que deberían tener almacenados los refrigeradores. Además, se propone añadir un segundo periodo en el que no sea necesario llegar al mínimo de energía en caso de ser necesario para que modelo responda apropiadamente acorde a los 30 minutos que se pretenden apagar los refrigeradores. Estos casos previamente explicados quedan como sigue:

Tabla 20: Casos déficit de renovables

| Caso | Periodos en los que se produce el déficit de renovables y se elimina la restricción del mínimo de consumo | Periodos en el que se elimina la restricción del mínimo de energía almacenada |
|----------------|---|---|
| Déficit 168 MW | 39 | Ninguno |
| Déficit 168 MW | 39 | 40 |
| Déficit 168 MW | 39 | 40 y 41 |
| Déficit 590 MW | 28 | Ninguno |
| Déficit 590 MW | 28 | 29 |
| Déficit 590 MW | 28 | 29 y 30 |

6.2.2.1 Casos de déficit en el periodo 39.

En la Tabla 21, se muestra cómo fue el despacho de generación en el periodo 39 para los casos base con control con 1 y 1000 baterías. Por otra parte, en la Tabla 22 se detalla el periodo 39 luego del redespacho por déficit del recurso renovable (168 MW).

En el despacho original se puede apreciar una demanda enfrentada con una diferencia de 1,55 MW, lo cual tiene relación directa con el consumo de los refrigeradores en cada caso, en el caso base con control sobre 1000 baterías en el periodo de punta más alto el consumo se redujo en 1,55 MW más que en el con 1 batería.

Al realizar el re despacho con las diferentes condiciones mencionadas anteriormente sobre P y S, se muestra que si no se libera la restricción de energía al menos en el periodo siguiente al del redespacho, es imposible aportar flexibilidad al sistema con los refrigeradores, lo que resulta en la necesidad de encender la máquina con costo de falla para suplir todo el déficit, esto se debe a que al estar en la punta de la curva de demanda los refrigeradores ya se encuentran en el límite mínimo de energía, por lo que necesariamente para disminuir el consumo es necesario liberar S_{min} . El detalle de la evolución de los refrigeradores para este caso se presenta en el anexo H. A continuación, se muestra la evolución del caso con 1 batería cuando no se libera la restricción de S_{min} y cuando es liberada en el periodo siguiente.

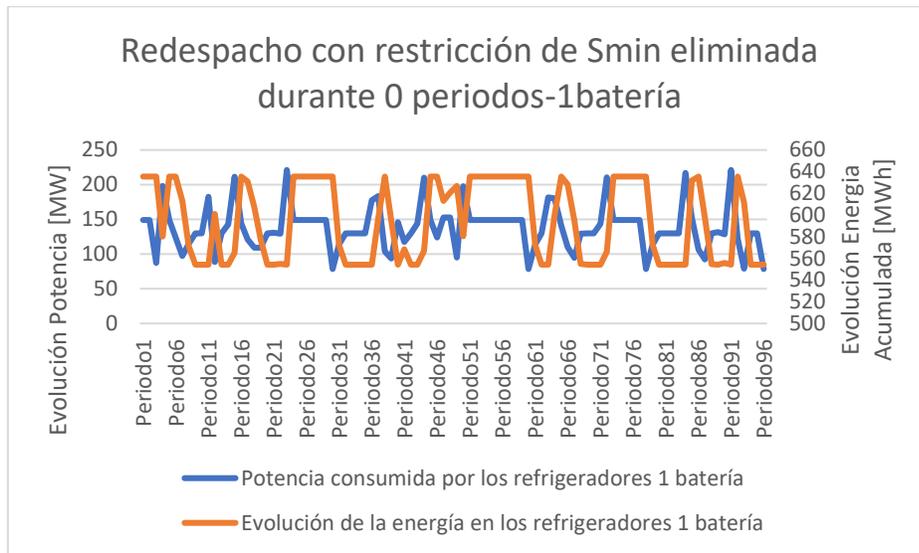


Figura 36: Redespacho con restricción de S_{min} eliminada durante 0 periodos-1 batería

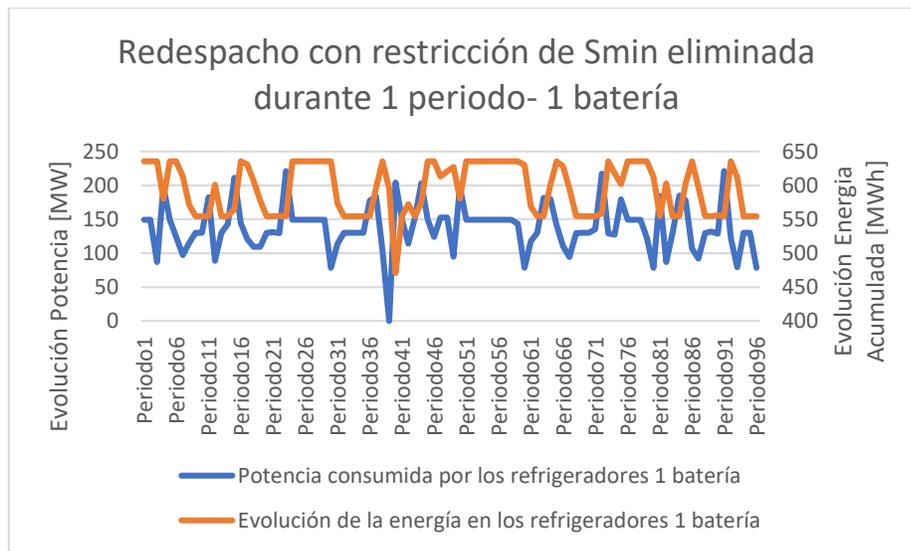


Figura 37: Redespacho con restricción de S_{min} eliminada durante 1 periodo- 1 batería

De los gráficos anteriores se aprecia claramente como los refrigeradores pueden apagarse completamente al momento de ser necesario si se relaja durante un periodo la restricción de energía de estos.

A continuación, se muestran los efectos que esto provoca a nivel del despacho del suministro (no se agrega el gráfico con S_{min} relajado durante dos periodos, pues no se aprecia diferencia en él con respecto al que relaja 1 periodo esta restricción).

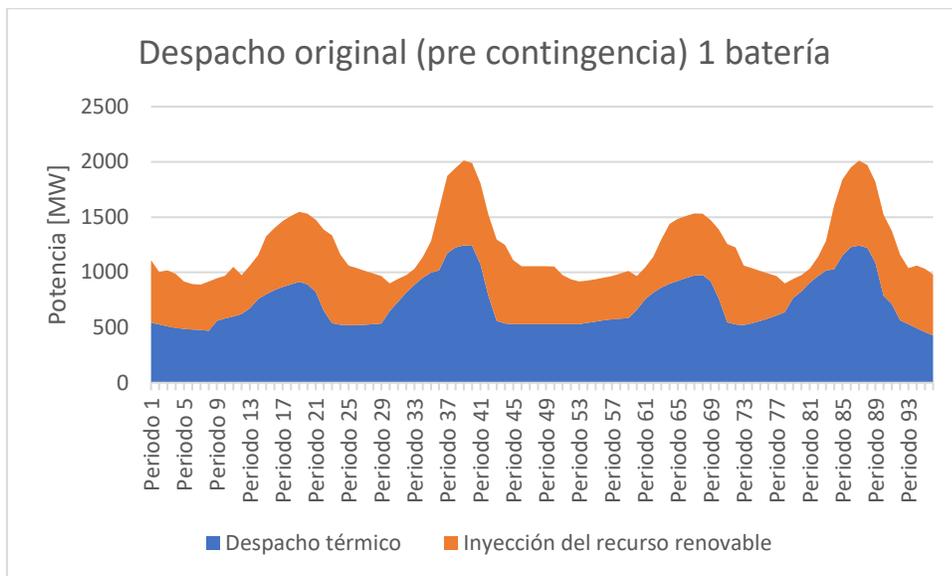


Figura 38: Despacho original (pre-contingencia) 1 batería

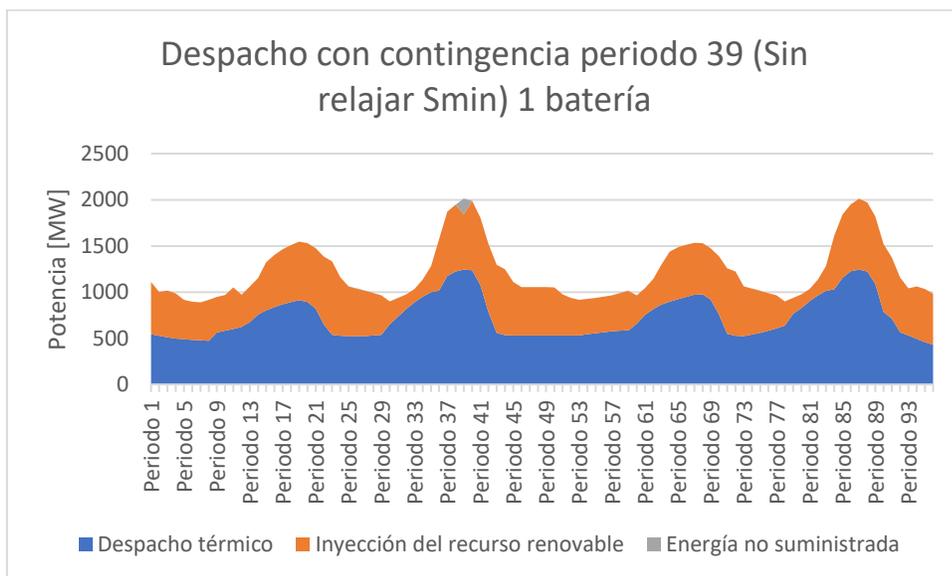


Figura 39: Despacho con contingencia periodo 39 (Sin relajar S_{min}) 1 batería

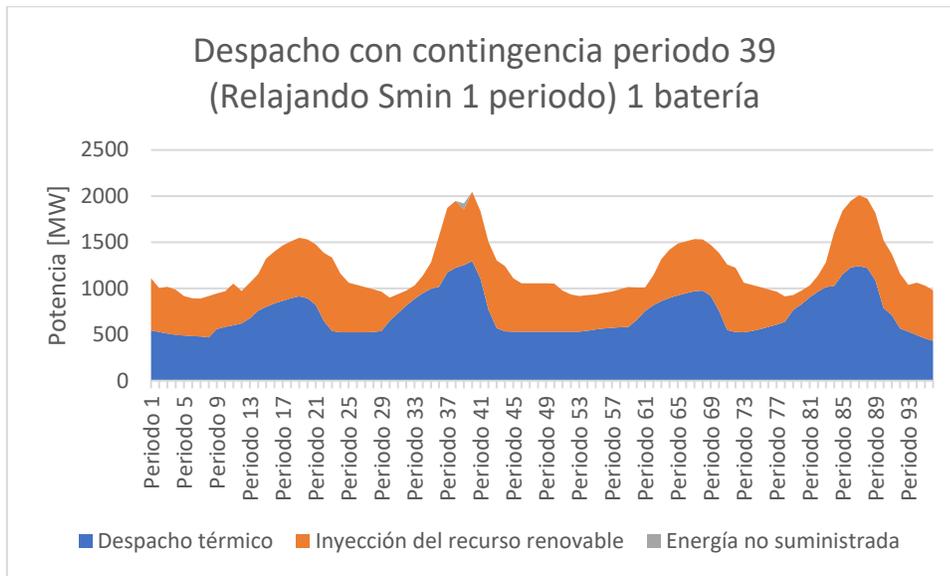


Figura 40: Despacho con contingencia periodo 39 (Relajando S_{min} 1 periodo) 1 batería

Por otro lado, liberar las restricciones de S_{min} en el periodo siguiente y el subsiguiente, resultan en un gran aporte al sistema, pues es posible reducir todo el consumo de los refrigeradores a 0, lo que se traduce en que para el caso de 1 batería se pueda reducir a 93,59 MW el consumo y con 1000 baterías en 92,14 (esto se debe a que el consumo en los casos base al realizar control con una batería el consumo en la hora punta era mayor, luego, apagar este consumo en un re despacho en la hora punta resulta más beneficioso). De esta manera, el liberar la restricción de energía en todos los casos resulta en un ahorro de casi medio millón USD, pues se ve disminuida ampliamente la energía no suministrada al sistema, todo gracias a la flexibilidad que aportan los refrigeradores.

Finalmente, entregar más periodos para recuperar la energía para llegar a S_{min} , resulta en una mejora del valor objetivo, sin embargo, es fácil notar que aplazar la llegada al mínimo de energía que exige el modelo es innecesario, pues ya con un periodo los refrigeradores son capaces de ser apagados totalmente, además, aplazar la llegada al mínimo de energía implica un riesgo a la experiencia de los clientes, pues, significa extender en un periodo la llegada al mínimo de temperatura en la que se recomienda que funcionen los refrigeradores.

Tabla 21: Despacho original, periodo 39

| | Despacho original periodo 39 | | | | | |
|---------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------|----------------------|
| | Consumo Refrigeradores [MW] | Despacho de unidades térmicas [MW] | Despacho máquina de falla [MW] | Inyección De Renovables [MW] | Demanda Enfrentada [MW] | Valor Objetivo [USD] |
| 1 batería | 93,59 | 1.244,32 | 0.00 | 769,26 | 2.013,96 | 2.169.534,75 |
| 1000 baterías | 92,14 | 1.242,87 | 0.00 | 769,27 | 2.012,14 | 2.168.198,34 |

Tabla 22: Detalle del periodo 39 luego del redespacho por déficit en el mismo.

| Caso | Re-despacho déficit intempestivo de renovable periodo 39 | | | | | | |
|---|--|-----------------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|
| Sin límite inferior de P para el periodo 39 | Periodos donde $S \geq 0$ | Consumo Refrigeradores [MW] | Re Despacho Térmico [MW] | Despacho Máquina de falla [MW] | Inyección Renovable [MW] | Demanda Enfrentada [MW] | Valor Objetivo [USD] |
| 1 batería | Ninguno | 93,45 | 1.244,34 | 167,84 | 601,27 | 2.013,45 | 3.004.008,33 |
| 1 batería | 40 | 0,00 | 1.253,68 | 65,07 | 601,27 | 1.920,00 | 2.510.931,20 |
| 1 batería | 40, 41 | 0,00 | 1.253,82 | 65,04 | 601,27 | 1.920,00 | 2.497.812,83 |
| 1000 baterías | Ninguno | 92,14 | 1242,87 | 168,00 | 601,27 | 2.012,14 | 3.003.399,15 |
| 1000 baterías | 40 | 0,00 | 1.252,08 | 66,64 | 601,27 | 1.920,00 | 2.517.588,72 |
| 1000 baterías | 40, 41 | 0,00 | 1.252,08 | 66,64 | 601,27 | 1.920,00 | 2.504.320,97 |

Es necesario mencionar que si bien se redujo la cantidad de energía suministrada gracias a la flexibilidad que aportan los refrigeradores, ésta no es suficiente para abarcar toda la potencia que no es capaz de suministrarse pues la pérdida es muy grande en comparación al consumo total que representan los refrigeradores en el periodo de análisis. Además, las máquinas térmicas no son capaces de responder ante este escenario para evitar la pérdida del suministro.

6.2.2.2 Casos de déficit en el periodo 28.

Análogo al caso anterior, se muestra el estado del sistema para ambos casos base en la Tabla 23 y en la Tabla 24 el detalle del periodo 28 luego del redespacho.

En este caso, en el despacho original los consumos están muy cercanos tanto para el modelo con 1000 baterías como para el de 1 batería, sin embargo, a diferencia del caso anterior, en este escenario las 1000 baterías están consumiendo más pues son periodos de menor costo para el sistema y es oportuno cargarse. También se debe recalcar el hecho de que el uso de 1000 baterías permite inyectar 2,6 MW extra de energías renovables por sobre el uso de una única batería.

Al analizar el re-despacho, se muestra que, si no se libera la restricción sobre S en los periodos siguientes, entonces, el uso de 1000 baterías para el re-despacho resulta más favorable, esto se debe a que la demanda enfrentada es menor. De la misma forma, para los demás casos, donde S es liberado ya sea por uno o dos periodos, 1000 baterías resultan mejores, pues en ambos casos no se despacha la máquina de falla, y sigue la tendencia que tenían en los casos base.

Finalmente, se debe destacar el hecho que en este caso otorgar más periodos para llegar al mínimo de energía que exige el modelo (S_{min}) no entrega ningún beneficio, pues al realizarse en un periodo donde la energía de los refrigeradores se encuentra en su máximo, provocar la caída del consumo de los mismos hasta 0 haga innecesario otorgar más de 1 periodo de recuperación, pues el modelo decide al igual que en 6.1.1.6 que debe mantener cargadas las baterías para los siguientes periodos y aprovechar que el costo de la última unidad generada es menor en estos periodos, así que rápidamente aumenta el consumo para llevar la carga de las baterías al máximo. El detalle de la evolución de los refrigeradores para este caso se presenta en el anexo I

Tabla 23: Despacho original, periodo 28

| Caso | Despacho original periodo 28 | | | | | |
|---------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------|----------------------|
| | Consumo Refrigeradores [MW] | Despacho de Unidades térmicas [MW] | Despacho máquina de falla [MW] | Inyección de Renovables [MW] | Demanda Enfrentada [MW] | Valor Objetivo [USD] |
| 1 batería | 149,12 | 529,71 | 0.00 | 459,39 | 989,10 | 2.169.534,75 |
| 1000 baterías | 149,18 | 527,39 | 0.00 | 461,88 | 989,28 | 2.168.198,34 |

Tabla 24: Detalle del periodo 28 luego del redespacho por déficit en el mismo

| Redespacho déficit intempestivo de renovable periodo 28 | | | | | | | |
|---|---------------------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|
| Sin límite Inferior de P para el periodo 28 | Periodos donde $S \geq 0$ | Consumo refrigeradores [MW] | Re Despacho Térmico [MW] | Despacho Máquina de falla [MW] | Inyección Renovable [MW] | Demanda Enfrentada [MW] | Valor Objetivo [USD] |
| 1 batería | Ninguno | 57,55 | 538,86 | 29,01 | 329,67 | 897,55 | 2.314.403,96 |
| 1 batería | 29 | 31,17 | 541,50 | 0 | 329,67 | 871,17 | 2.170.369,38 |
| 1 batería | 29,30 | 31,17 | 541,50 | 0 | 329,67 | 871,17 | 2.170.369,37 |
| 1000 baterías | Ninguno | 54,73 | 536,84 | 28,20 | 329,67 | 894,73 | 2.309.087,05 |
| 1000 baterías | 29 | 29,08 | 539,41 | 0 | 329,67 | 869,08 | 2.169.049,24 |
| 1000 baterías | 29,30 | 29,08 | 539,41 | 0 | 329,67 | 869,08 | 2.169.049,24 |

En este caso se hace necesario destacar el hecho de que, si es posible llevar la energía no suministrada a 0, esto se debe a que al estar en un periodo “valle” de la curva, los refrigeradores se encuentran consumiendo una mayor cantidad de potencia que en los horarios de punta (con respecto a los casos originales), es por ello que les es posible entregar una mayor flexibilidad al sistema en este caso análisis, pues su consumo original era cercano a los 149 MW y luego de la contingencia con tan solo disminuirlo a un valor cercano a 30 MW ya no existen problemas de energía no suministrada.

6.2.3 Re-despachos con superávit intempestivo de renovables.

En 6.1.1.4 se puede apreciar que en las horas de punta la inyección de energías renovable se maximiza respecto al perfil de potencia generable. Al comparar las

Tabla 25 y Tabla 26 se puede apreciar cómo un aumento en la potencia generable provoca que la demanda enfrentada sea mayor para ambos casos (91,05 MW para 1 batería y 94,55 para 1000), esto se debe a que el modelo aprovecha el superávit de energías renovable i.e. recursos gratuitos, para cargar las baterías y aprovecharlas de mejor manera. El detalle de la evolución de los refrigeradores para este caso se presenta en el anexo J.

Además, se debe recalcar que las 1000 baterías, al tener una mayor capacidad de almacenamiento de energía y encontrarse en un estado de baja carga, pueden aprovechar de mejor manera el recurso, disminuyendo más los costos del sistema que si se utilizase sólo una batería.

El superávit entonces resulta en una disminución de los costos al aumentar el número de baterías que se gestionan en el modelo, aprovechando de mayor manera las energías renovables y maximizando el consumo de los refrigeradores en estos periodos para mantenerlos cargados.

Tabla 25: Copia tabla del redespacho original, periodo 39

| Despacho original periodo 39 | | | | | | |
|------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------|----------------------|
| | Consumo Refrigeradores [MW] | Despacho de unidades térmicas [MW] | Despacho máquina de falla [MW] | Inyección de renovables [MW] | Demanda enfrentada [MW] | Valor Objetivo [USD] |
| 1 batería | 93,59 | 1.244,32 | 0.00 | 769,26 | 2.013,96 | 2.169.534,75 |
| 1000 baterías | 92,14 | 1.242,87 | 0.00 | 769,27 | 2.012,14 | 2.168.198,34 |

Tabla 26: Redespacho por superávit en el periodo 39

| Superávit de renovable periodo 39 | | | | | | |
|-----------------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------|----------------------|
| | Consumos refrigeradores [MW] | Re Despacho térmico [MW] | Despacho máquina de falla [MW] | Inyección de renovables [MW] | Demanda enfrentada [MW] | Valor objetivo [USD] |
| 1 Batería | 185,00 | 1222,29 | 0,00 | 882,71 | 2.105,01 | 2.165.860,99 |
| 1000 Baterías | 186,69 | 1.220,65 | 0,00 | 886,04 | 2.106,69 | 2.164.356,28 |

7. Conclusiones

7.1 Conclusiones generales

- **De la revisión bibliográfica**

De la recopilación de información se puede concluir que es esencial para los sistemas eléctricos de potencia venideros el aumentar la flexibilidad de estos, en especial con la alta incorporación de energías renovables. La alta variabilidad del recurso que poseen las ERNC hace indispensable el aumento de la flexibilidad, se presenta como una gran alternativa la utilización de diversos recursos en el sistema para hacer un uso eficiente de ellas, entre los que se encuentra el Demand Side Management, alternativa que hoy en día en Chile no se utiliza para nada más que para la desconexión de cargas en caso de fallas del sistema. Incorporar control sobre cargas que permitan modificar su consumo fácilmente a lo largo de la curva de demanda cómo lo es a través del manejo de las cargas térmicas controlables, puede permitir la modificación de la demanda del sistema sin representar ningún perjuicio para los consumidores, sin embargo, para ello es necesario la incorporación de recursos relacionados con las Smart Grids, que permitan la comunicación bidireccional entre el operador del sistema y las cargas del mismo, en este sentido, la utilización de Smart Meters podría ser esencial al momento de realizar control sobre los refrigeradores.

- **El refrigerador como carga**

En cuanto a los refrigeradores, se caracterizó su comportamiento térmico y se muestra que existe una relación directa entre el consumo que estos representan y la temperatura dentro de los mismos, de esta forma se muestra la posibilidad de realizar el load shifting al encender de forma prematura los compresores para así poder realizar modificaciones a la curva de demanda siempre y cuando los refrigeradores se mantengan en los rangos esperados de temperatura y estos no modifiquen la principal función de los refrigeradores la cual es conservar los alimentos.

- **Formulación del Unit Commitment que incorpora a los refrigeradores.**

Se logró implementar un modelo que coordinara las máquinas de forma veloz y posteriormente se combinó con la formulación de las cargas térmicamente controlables, de tal manera de poder programar el Unit Commitment de la manera más eficiente posible a través de la modificación de la curva de demanda.

- **Aumento del número de baterías modeladas a través de la agrupación de refrigeradores.**

Con respecto a aumentar el número de baterías modeladas a través de agrupar los refrigeradores, se muestra que incrementar el número de baterías resulta en un aumento de la energía y potencia gestionable para el sistema y por tanto aumenta la flexibilidad del mismo, en especial cuando el número de baterías es alto, sin embargo, la incorporación de ellas al modelo representa un aumento considerable en el número de restricciones del problema y por ende en los tiempos de resolución, por lo que para este trabajo de título se incorporó sólo con 1 y 1000 baterías.

7.2 Conclusiones sobre aspectos específicos del Trabajo de Título.

- **Efecto de la incorporación de los refrigeradores al modelo de Unit Commitment (régimen permanente)**

En cuanto a la incorporación de los refrigeradores al modelo de Unit Commitment (presentados en los casos base), se puede concluir que efectivamente la incorporación de las cargas de los refrigeradores como baterías al sistema aportan significativamente, pues más allá del ahorro cercano a los 60000 USD que implica la incorporación de esto a los costos del sistema, se logran reducir las cargas en los horarios de punta, permitiendo disminuir el costo total del sistema. Además, a lo largo de todo el intervalo de análisis se logra disminuir en un 2% el despacho de las energías que provienen de fuentes térmicas no renovables y en contraste, aumentar la inyección de ERNC en el mismo monto, efecto benéfico que presenta sistema al incorporar el modelo de baterías.

Por otra parte, si bien el aumento en la cantidad de energía y potencia manejable al pasar de 1 a 1000 baterías es poco, de todas maneras, implementar un aumento en la cantidad de baterías controladas representa una disminución extra en los costos del sistema de 1336 dólares. En las curvas presentadas en las Figura 25 y 26 se aprecia que el aumento de baterías si se lleva a números más grandes como desde las 10000 baterías en adelante da para incrementar mucho más las dimensiones de la energía/potencia manejable por el modelo, sin embargo el número de restricciones aumenta de gran manera, lo que desemboca en el aumento de los tiempos de resolución por lo que queda propuesto desarrollar el modelo con una mayor cantidad de baterías.

- **Efecto de la utilización de los refrigeradores para contingencias por mal pronóstico del recurso renovable.**

En cuanto a los casos de redespacho, la conclusión general sobre estos es que efectivamente utilizar las cargas refrigerantes como una medida para mitigar la pérdida de cargas por déficit de generación resulta efectiva, pues es un gran apoyo el apagar todos los refrigeradores lo que resulta en un gran aporte a la flexibilidad del sistema. Con respecto a lo anterior, es necesario aclarar que para poder estar seguros de dar la posibilidad de apagar los refrigeradores, es necesario liberar la restricción de la energía mínima que debe tener almacenada cada batería en el periodo siguiente al acontecimiento (tomando en consideración que 30 minutos de desconexión no representan perjuicios para los alimentos), además, la efectividad de cuánto será el aporte de flexibilidad según el número de baterías implementadas depende exclusivamente del manejo que se haya tenido de las cargas al optimizar el despacho original, pues al aumentar el número de baterías el recurso se utiliza de forma más óptima en los casos originales, lo que puede significar que en ciertos periodos donde se provoque un déficit de renovable (por ejemplo los periodos de punta) la cantidad de potencia consumida que estos puedan disminuir en el redespacho sea menor por el simple hecho de que el consumo en el despacho original era menor y por ende lo que se puede “apagar” es menos.

Por otra parte, en caso de superávit de energías renovables resulta beneficioso aplicar un redespacho sólo en caso de que no exista vertimiento en el horario que se tiene, puesto que en caso de existir vertimiento el modelo ya asume que no es óptimo incorporar una mayor cantidad de ERNC en aquel periodo. En caso de no existir vertimiento, significa que aún existe la posibilidad de inyectar energías de carácter renovables, esto como se vio en los resultados genera un aumento del consumo de los refrigeradores con el fin de aprovechar la energía “gratis”, para enfriar las cargas térmicas y de esta manera reducir los consumos a futuro aprovechando la tasa de disminución de la energía almacenada, lo que resulta en una disminución de los costos del sistema.

- **Comparación de los beneficios que aportan los refrigeradores al ser utilizados en régimen permanente v/s en contingencia**

En los casos base (régimen permanente) se pudo apreciar como el mayor aporte que entregan los refrigeradores al modelo es el de la reducción de la curva de carga en las horas de punta y la leve incorporación extra de energías renovables al sistema (cerca al 2%), sin embargo, el aporte a la flexibilidad no se ve mayormente reflejado en este punto, pues no da cuenta de la posibilidad de modificar rápidamente la consigna de consumo de los refrigeradores. Por otra parte, la utilización de éstos en los casos de contingencia refleja un gran aporte a la flexibilidad del sistema, pues permite disminuir el consumo de éstos en casos de déficit de renovables llegando a 0 si es necesario, por lo que el aporte a la flexibilidad de los refrigeradores es proporcional a la cantidad de potencia que dejan de consumir en el periodo solicitado. Asimismo, el superávit del recurso renovable da cuenta del aporte que representan los refrigeradores a la flexibilidad del sistema, pues éste puede ser bien aprovechado por los refrigeradores, permitiendo consumir la energía “gratis” para mantener “cargados” los refrigeradores y aprovechar esta energía extra en el sistema para disminuir los costos del mismo.

- **Análisis de la incorporación de refrigeradores controlables al sistema**

La incorporación del control de cargas refrigerantes al modelo de Unit Commitment resulta en un beneficio económico para el sistema y también en uno ecológico, pues se logra disminuir la curva de carga en horas de punta e inyectar una mayor cantidad de recurso de origen renovable al sistema, además, se mostró que en casos de contingencia por mal pronóstico del recurso variable (renovable) el aporte de los refrigeradores a la flexibilidad del sistema es positivo. De acuerdo a lo anterior es que sería posible fomentar la incorporación de sistemas de control de este tipo, tomando como referencia el margen ahorrado por la incorporación del modelo y en base a ello, proponer alguna especie de servicio complementario que ofrezca remuneraciones por disponer de las cargas de este tipo según el operador del sistema lo requiera. Para facilitar lo anterior se puede dar margen a la entrada de empresas privadas que se encarguen de coordinar a los usuarios para la incorporación de este tipo de servicios complementarios, como lo hacen en UK Flexitricity y KiWiPower.

8. Bibliografía

- [1] V. Trovato, S. Tinderman y G. Strbac, The Leaky Storage Model for Optimal Multi-Service Allocation of Thermostatic Loads, Department of Electrical and Electronic Engineering-Imperial College London.
- [2] Z. Wang, Z. Wang, J. Cao y L. Wang, Analysis on economic operation of multi energy flow system, The journal of engineering, 2017.
- [3] T. Bigler, G. Gaderer, P. Loschmidt y T. Sauter, SmartFridge: Demand Side Management for the Device Level, Main technical program IEEE, 2011.
- [4] S. Abujarad, M. Mustafa y J. Jamian, Unit Commitment Problem Solution in the Presence of Solar and Wind Power Integration By An Improved Priority List, 2016.
- [5] M. Govardhan y R. Roy, Impact of Demand Side Management on Unit Commitment Problem, International Conference on Control, Instrumentation, Energy & Communication, 2014.
- [6] W. Brokerin, R. Palma y L. Vargas, Ñom Lűfke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia, Santiago de Chile: Pearson Education, 2008.
- [7] A. Wood y B. Wollenberg, Power Generation, Operation and control, 1996.
- [8] M. Carrion y J. Arroyo, "A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem", IEEE Trans. on Power Systems, 2006.
- [9] CDEC SING - Chile, Tareas y responsabilidades del Centro de Despacho y Control, 2009.
- [10] Synex; MOE, Estudio " Costo de falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM" preparado para la Comisión Nacional de Energía, Chile, Diciembre 2015.
- [11] P. Palensky y D. Dietrich, Demand Side Management: Demand Response Intelligent Energy Systems and Smart Loads, IEEE Trans ind, 2011.
- [12] EU Commission Staff Working Document, Incorporing Demand Side Flexibility in Particular Demand Responce in Electricity Markets, 2013.
- [13] T. Lenghiran, D. Srinivasan y T. Shun, Demans Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization, IEEE Trans Smart Grid, 2012.
- [14] G. Strbac, Demand Side Management: Benefits and challenges, 2008.
- [15] A. Singla y S. Chauhan, A Review Paper on Impact on the Decentralization of the Smart Grid, Proceedings of the Second International Conference on Inventive Systems and Control, 2018.
- [16] K. Holbert, G. Heydt y H. Ni, Use of satellite technologies for power system measurements, command and control, In Proceeding of IEEE, 2005.
- [17] CNE, Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, 2015.
- [18] D. Angeli y P. Koutourioutis, A stochastic approach to "dynamic-demand" refrigerator control, IEEE Trans. Control Syst, 2012.
- [19] M. Stadler, W. Krause, M. Sonnenschein y U. Vogel, Modelling and evaluation of control schemes for enhancing load shift of electricity demand for cooling devices, 2009.
- [20] H. Hao, M. sanandaji, K. Polla y T. Vincent, Aggregate flexibility of Thermostatically controlled loads, IEEE Transactions on Power Systems, 2014.

- [21] C. Perfumo, E. Kofman, J. Braslavsky y J. Ward, Load management: Model-based control for population of thermostatically controlled loads, *Energy Conversion and Management*, vol.55.
- [22] J. Mathieu, S. Koch y D. Callaway, State estimation and control of electric loads to manage real-time energy imbalance, *IEEE Trans on Power Syst.*, 2013.
- [23] T. Borsche, J. d. Santiago y G. Andersson, Stochastic control of cooling appliances under disturbances for primary frequency reserves., *Sustainable Energy, Grids and Networks* 7, 2016.
- [24] S. Tindemans, V. Trovato y G. Strbac., Decentralized Control of Thermostatic Loads for Flexible Demand Response, *IEEE Transactions on control systems technology*, vol 23, 2015.
- [25] P. Shinde y S. Swarup, Optimal Electrical Vehicle Charging Schedule for Demand Side Management.
- [26] N. e. m. m. p. 2020, «<http://dhi.nic.in/writereaddata/content/nemmp2020.pdf>,» [En línea].
- [27] F. Yi, L. Yongxiang y Z. Xiaomei, Power Demand Side Response Potential and Operating Model Based on EV Mobile Energy Storage.
- [28] F. Rassaei, W.-S. Soh y K.-. C. Chua, Demand Response for Residential Electric Vehicles With Random Usage Patterns in Smart Grids, October 2015.
- [29] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulus y T. Salondinis., The role of aggregators in smart grid response markets., 2013.
- [30] Y. Wu, Y. Li y Y. Wu, Overview of Power System Flexibility in a High Penetration of Renewable Energy System, Taiwan: IEEE International Conference on Applied System Innovation, 2018.
- [31] A. Roos y T. Folsland, Value of demand flexibility on spot and reserve electricity markets in future power system with increased shares of renewable energy, 2018.
- [32] H. Holttinen, A. Tuohy, M. Milligan, E. Lannoye, V. Silva, S. Muller y L. Soder, The flexibility workout: Managing variable resources and assessing the need for power system modification, *IEEE Power and Energy Magazine*, 2013.
- [33] J. Torriti, *Peak Energy Demand and Demand Side Response* 1 ed, New York: Routledge, 2016.
- [34] M. Marwan y Syafaruddin, Optimal Demand Side Response Considering to the Peak Price in the Peak Season, Bali, Indonesia: International Conference on High Voltage Engineering and Power System, 2017.
- [35] S. Lokhande, V. Menon y Y. Bichpuriya, Modelling of DEMand Response for Utility's Load Forecasting, Dresden, Germany: 14th International Conference on the European Energy market (EEM) IEEE.
- [36] L. Jia y L. Tong, Dynamic Pricing and Distributed Energy Management for Demand Response, *IEEE Trans, on Smart Grids*, vol 7, 2016.
- [37] L. B. N. Laboratories, *Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience*, 2007.
- [38] H. Hao, B. Sanandaji, K. Poolla y T. Vincen, Potentials and economics of residential thermal loads providing regulation reserve, *Energy Policy*, vol 79, 2015.
- [39] D. Callaway y S. Hiskens, Achieving Controllability of Electric Loads, *Proceeding of the IEEE*, vol 39, 2011.

- [40] J. Mathieu, M. Kamgarpour, J. Lygeros, G. Andersson y D. Callaway, Arbitraging intraday wholesale energy market prices with aggregations of thermostatic loads, IEEE Trans. on Power Syst, 2015.
- [41] D. Papadaskalopoulos y G. Strbac, Decentralized participation of flexible demand in electricity markets- Part I: market mechanism, IEEE Trans. on Power Syst., 2013.
- [42] K. Samarakoon, J. Ekanayake y N. Jenkins, Investigation of domestic load control to provide primary frequency response using smart metres, IEEE Trans. on Smart Grids, vol 23, 2012.
- [43] A. Abiri-Jahromi y F. Bouffard, Contingency-Type Reserve Leveraged Through Aggregated Thermostatically-Controlled Loads- Part I: Characterization and Control, IEEE Trans. on Power Syst., 2016.
- [44] CNE, «<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/05/Definiciones-SSCC.pdf>,» 2017. [En línea].
- [45] Energy UK, Ancillary services report 2017, 2017.
- [46] N. Grid, Service Overview, Demand Side Balancing Reserve, UK , 2015.
- [47] https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/03/decision_to_remove_sbr_and_dsbr_cost_recovery_arrangements_for_2017-18.pdf.
- [48] N. Grid, Demand Turn Up, Interactive Guidance document and invitation to tender, UK, 2018.
- [49] <https://www.flexitricity.com/en-gb/>.
- [50] S. A. .. Kazarlis, A. G. Bakirtzis y V. Petridis, A genetic algorithm solution to the unit commitment problem, IEEE Trans. Power Syst. vol. 11, 1996.
- [51] K. A. Juste, E. T. H. Kita y J. Hasegawa, An Evolutionary programming solution to the unit commitment problem, IEEE Trans. Power Syst., vol 17, 1999.
- [52] C. P. Cheng, C. W. Liu y L. C. C, Unit commitment by Lagrangian relaxation and genetic algorithms, IEEE Trans. Power Syst. vol. 15, 2000.
- [53] T. Senjyu, K. Shimabukuro, K. Uezato y T. Funabashi, A fast technique for unit commitment problem by extended priority list, IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, 2003.
- [54] W. Ongsakul y N. Petcharak, Unit commitment by enhanced adaptative Lagrangian Relaxation, IEEE Trans. Power Syst., vol 19, 2004.
- [55] S. Kazarlis, A. Bakirtzis y V. Petridis, A genetic algorithm solution to the unit commitment problem, IEEE Trans. Power Syst vol. 11, 1996.
- [56] T. Dillon, K. Edwin, H. Kochs y R. Tand, Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination, IEEE Trans. Power App. Sust., 1978.
- [57] J. Arroyo y A. Conejo, Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market, IEEE Trans. Power Syst, 2000.
- [58] V. Trovato, F. Teng y G. Strbac, Role and Benefits of Flexible Thermostatically Controller Loads in Future Low-Carbon Systems, IEEE Transactions on Smart Grids, 2017.
- [59] S. Tindemans, Managing risks in a bottom-up electricity system, Imperial College London, IOP Nonlinear and Complex Physics Group, 2016.

9. Anexos

9.1 Anexo A: Formulación del Unit Commitment

$$\text{MIN} \left(\sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^T c_j(k) + c_{on_j}(k) + c_{off_j}(k) \right) \quad (64)$$

s. t.

Restricciones de costo

$$c_j(k) = a_j + b_j p_j(k), \forall j \in J, \forall k \in K \quad (65)$$

$$c_j(k) \geq 0, \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (66)$$

$$c_{on_j} = C_{on_j} [v_j(k) - v_j(k-1)], \forall j \in J, \forall k \in K \quad (67)$$

$$c_{on_j} \geq 0, \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (68)$$

$$c_{off_j} = C_{off_j} [v_j(k-1) - v_j(k)], \forall j \in J, \forall k \in K \quad (69)$$

$$c_{off_j} \geq 0, \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (70)$$

Restricciones de límite de generación y rampa

$$\underline{p}_j v_j(k) \leq p_j(k) \leq p_{max_j}(k), \forall j \in J, \forall k \in K \quad (71)$$

$$0 \leq p_{max_j}(k) \leq \bar{P}_j v_j(k), \forall j \in J, \forall k \in K \quad (72)$$

$$p_{max_j}(k) \leq p_j(k-1) + RU v_j(k-1) + SU_j [v_j(k) - v_j(k-1)] + \bar{P}_j [1 - v_j(k)], \forall j \in J, \forall k \in K \quad (73)$$

$$\begin{aligned} p_j(k-1) - p_j(k) \\ \leq RD_j v_j(k) + SD [v_j(k-1) - v_j(k)] + \bar{P}_j [1 - v_j(k+1)], \forall j \in J, \forall k \in K \end{aligned} \quad (74)$$

Restricciones de mínimo tiempo de encendido y apagado

$$\sum_k^{G_j} [1 - v_j(k)] = 0, \forall j \in J \quad (75)$$

$$\sum_{n=k}^{k+UT-1} v_j(n) \geq UT_j [v_j(k) - v_j(k-1)], \forall j \in J, \forall k = G_j + 1 \dots T - UT_j + 1 \quad (76)$$

$$\sum_{n=k}^T \{v_j(n) - [v_j(k) - v_j(k-1)]\} \geq 0, \forall j \in J, \forall k = T - UT_j + 2 \dots T \quad (77)$$

$$\sum_k^{L_j} [v_j(k)] = 0, \forall j \in J \quad (78)$$

$$\sum_{n=k}^{k+DT_j-1} [1 - v_j(n)] \geq DT_j [v_j(k-1) - v_j(k)], \forall j \in J, \forall k = L_j + 1 \dots T - DT_j + 1 \quad (79)$$

$$\sum_{n=k}^T \{1 - v_j(n) - [v_j(k-1) - v_j(k)]\} \geq 0, \forall j \in J, \forall k = T - DT_j + 2 \dots T \quad (80)$$

Restricciones del modelo de batería

$$S_{k+1} = S_k e^{\frac{-\Delta t}{\hat{\tau}}} + \hat{t} P_k \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{\hat{\tau}}}\right), \forall k \in K \quad (81)$$

$$\frac{1}{K} \sum_{k=1}^K S_k = S_0 \quad (82)$$

$$S_{min} \leq S \leq S_{max}, \forall k \in K \quad (83)$$

$$P_{min} \leq P \leq P_{max}, \forall k \in K \quad (84)$$

Restricciones del recurso renovable

$$p_{eol_k} \leq P_{eol_k} \forall k \in K \quad (85)$$

$$p_{sol_k} \leq P_{sol_k} \forall k \in K \quad (86)$$

Restricciones de balance de demanda y reserva

$$\sum_{j \in J} p_j(k) = D(k) - p_{eol_k} - p_{sol_k}, \forall k \in K \quad (87)$$

$$\sum_{j \in J} p_{max}(k) + p_{eol_k} + p_{sol_k} = D(k)[1 + R] + R_{ren}, \forall k \in K \quad (88)$$

9.2 Anexo B: Parametros operacionales de las máquinas térmicas

| Máquina | Coefa [USD/0.5h] | Coefb [USD/0.5h] | Coston [USD] | Costoff [USD] | Pmax [MW] | Pmin [MW] | SU | SD | UT [Periodos] | DT [Periodos] | RU [MW/0.5h] | RD [MW/0.5h] |
|------------|---------------------|---------------------|-----------------|------------------|--------------|--------------|--------|--------|------------------|------------------|-----------------|-----------------|
| Máquina 1 | 510,00 | 15,70 | 257646,00 | 0,00 | 370,00 | 220,00 | 220,00 | 220,00 | 21,00 | 21,00 | 45,00 | 45,00 |
| Máquina 2 | 479,77 | 58,00 | 50000,00 | 0,00 | 297,00 | 2,70 | 39,20 | 39,20 | 10,00 | 10,00 | 19,60 | 19,60 |
| Máquina 3 | 575,00 | 39,25 | 10594,00 | 0,00 | 97,75 | 46,00 | 46,00 | 46,00 | 2,00 | 2,00 | 8,63 | 8,63 |
| Máquina 4 | 500,00 | 26,75 | 9566,00 | 0,00 | 237,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 8,00 | 8,00 | 36,50 | 36,50 |
| Máquina 5 | 216,30 | 75,00 | 5000,00 | 0,00 | 140,00 | 36,50 | 36,50 | 36,50 | 1,00 | 1,00 | 11,00 | 11,00 |
| Máquina 6 | 700,00 | 22,50 | 25700,00 | 0,00 | 270,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 16,00 | 16,00 | 30,00 | 30,00 |
| Máquina 7 | 491,90 | 39,25 | 10594,00 | 0,00 | 90,00 | 30,00 | 30,00 | 30,00 | 2,00 | 2,00 | 15,00 | 15,00 |
| Máquina 8 | 500,00 | 36,50 | 11000,00 | 0,00 | 85,00 | 40,00 | 40,00 | 40,00 | 2,00 | 2,00 | 7,50 | 7,50 |
| Máquina 9 | 400,00 | 11,50 | 1500,00 | 0,00 | 50,00 | 25,00 | 25,00 | 25,00 | 1,00 | 1,00 | 20,00 | 20,00 |
| Máquina 10 | 366,00 | 12,50 | 2500,00 | 0,00 | 47,50 | 18,60 | 18,60 | 18,60 | 1,00 | 1,00 | 20,00 | 20,00 |
| Máquina 11 | 199,00 | 80,00 | 5000,00 | 0,00 | 154,00 | 40,15 | 40,15 | 40,15 | 4,00 | 4,00 | 12,10 | 12,10 |
| Máquina 12 | 590,28 | 39,50 | 10000,00 | 0,00 | 108,00 | 36,00 | 36,00 | 36,00 | 2,00 | 2,00 | 18,00 | 18,00 |
| Máquina 13 | 575,00 | 39,25 | 10594,00 | 0,00 | 97,75 | 46,00 | 46,00 | 46,00 | 2,00 | 2,00 | 8,63 | 8,63 |
| Máquina 14 | 468,00 | 10,50 | 1000,00 | 0,00 | 58,50 | 29,25 | 29,25 | 29,25 | 1,00 | 1,00 | 23,40 | 23,40 |
| Máquina 15 | 311,10 | 11,00 | 1300,00 | 0,00 | 40,38 | 15,81 | 15,81 | 15,81 | 1,00 | 1,00 | 17,00 | 17,00 |
| Máquina 16 | 184,53 | 72,00 | 7500,00 | 0,00 | 142,80 | 37,23 | 37,23 | 37,23 | 4,00 | 4,00 | 11,22 | 11,22 |
| Máquina 17 | 639,47 | 39,25 | 10594,00 | 0,00 | 117,00 | 39,00 | 39,00 | 39,00 | 2,00 | 2,00 | 19,50 | 19,50 |
| Máquina 18 | 350,00 | 80,00 | 1500,00 | 0,00 | 59,50 | 28,00 | 28,00 | 28,00 | 1,00 | 1,00 | 5,25 | 5,25 |
| Máquina 19 | 360,00 | 85,00 | 1500,00 | 0,00 | 45,00 | 22,50 | 22,50 | 22,50 | 1,00 | 1,00 | 18,00 | 18,00 |
| Máquina 20 | 366,00 | 11,75 | 550,00 | 0,00 | 47,50 | 18,60 | 18,60 | 18,60 | 1,00 | 1,00 | 20,00 | 20,00 |

| Máquina | G | L | Combustible |
|------------|------|------|-------------|
| Máquina 1 | 0,00 | 0,00 | Carbón |
| Máquina 2 | 0,00 | 0,00 | Diesel |
| Máquina 3 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 4 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 5 | 0,00 | 0,00 | Diesel |
| Máquina 6 | 0,00 | 0,00 | Carbón |
| Máquina 7 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 8 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 9 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 10 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 11 | 0,00 | 0,00 | Diesel |
| Máquina 12 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 13 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 14 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 15 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 16 | 0,00 | 0,00 | Diesel |
| Máquina 17 | 0,00 | 0,00 | GNL |
| Máquina 18 | 0,00 | 0,00 | Diesel |
| Máquina 19 | 0,00 | 0,00 | Diesel |
| Máquina 20 | 0,00 | 0,00 | GNL |

9.3 Anexo C: Incremento de la potencia manejable al dividir los refrigeradores en más baterías.

| | 1 batería | 2 baterías | 4 baterías | 5 baterías | 8 baterías | 10 baterías | 16 baterías | 20 baterías | 25 baterías | 40 baterías | 50 baterías | 80 baterías | 100 baterías |
|---|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Pmax[MW] | 305,50 | 305,77 | 305,99 | 306,11 | 306,27 | 306,43 | 306,59 | 306,68 | 306,83 | 307,10 | 307,17 | 307,46 | 307,63 |
| Pmin [MW] | 78,48 | 78,47 | 78,47 | 78,46 | 78,46 | 78,45 | 78,44 | 78,44 | 78,43 | 78,42 | 78,42 | 78,41 | 78,40 |
| Rango de Potencia gestionable [MW] | 227,02 | 227,30 | 227,52 | 227,65 | 227,82 | 227,98 | 228,15 | 228,24 | 228,40 | 228,68 | 228,76 | 229,05 | 229,23 |
| PO[MW] | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 |

| | 125 baterías | 200 baterías | 250 baterías | 347 baterías | 400 baterías | 500 baterías | 625 baterías | 694 baterías | 1000 baterías | 1250 baterías | 1388 baterías | 1735 baterías | 2000 baterías |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Pmax[MW] | 307,74 | 308,09 | 308,31 | 308,60 | 308,74 | 308,99 | 309,23 | 309,34 | 309,81 | 310,13 | 310,28 | 310,63 | 310,85 |
| Pmin[MW] | 78,39 | 78,37 | 78,37 | 78,35 | 78,35 | 78,34 | 78,33 | 78,32 | 78,30 | 78,29 | 78,28 | 78,27 | 78,26 |
| Rango de Potencia Gestionable [MW] | 229,35 | 229,72 | 229,94 | 230,24 | 230,39 | 230,65 | 230,90 | 231,02 | 231,51 | 231,84 | 232,00 | 232,36 | 232,60 |
| PO[MW] | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 |

| | 2500 baterías | 2776 baterías | 3470 baterías | 5000 baterías | 5552 baterías | 6940 baterías | 8675 baterías | 10000 baterías | 13880 baterías | 17350 baterías | 27760 baterías | 34700 baterías | 43375 baterías |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Pmax[MW] | 311,24 | 311,44 | 311,87 | 312,67 | 312,94 | 313,49 | 314,13 | 314,54 | 315,60 | 316,39 | 318,23 | 319,25 | 320,31 |
| Pmin[MW] | 78,24 | 78,23 | 78,21 | 78,18 | 78,17 | 78,14 | 78,12 | 78,10 | 78,06 | 78,02 | 77,95 | 77,91 | 77,87 |
| Rango de Potencia Gestionable [MW] | 233,00 | 233,21 | 233,66 | 234,50 | 234,78 | 235,35 | 236,01 | 236,44 | 237,54 | 238,37 | 240,28 | 241,34 | 242,44 |
| PO[MW] | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 |

| | 69400 baterías | 86750 baterías | 138800 baterías | 173500 baterías | 216875 baterías | 347000 baterías | 433750 baterías | 694000 baterías | 867500 baterías | 1735000 baterías |
|---|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| Pmax[MW] | 322,87 | 324,26 | 327,53 | 329,31 | 331,23 | 335,88 | 338,42 | 344,56 | 347,92 | 360,28 |
| Pmin[MW] | 77,77 | 77,72 | 77,60 | 77,54 | 77,48 | 77,32 | 77,25 | 77,06 | 76,97 | 76,63 |
| Rango de Potencia Gestionable [MW] | 245,10 | 246,53 | 249,93 | 251,77 | 253,76 | 258,56 | 261,17 | 267,50 | 270,95 | 283,66 |
| P0[MW] | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 | 139,58 |

9.4 Anexo D: Evolución de la energía almacenable al dividir los refrigeradores en más baterías.

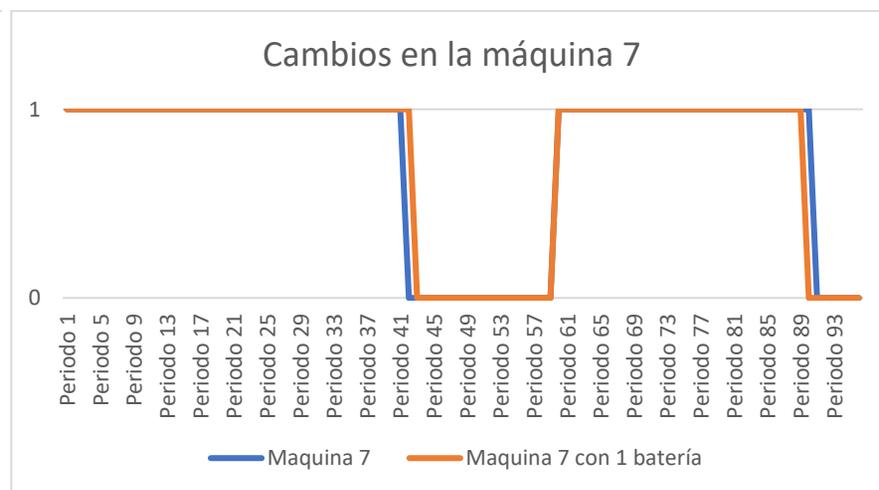
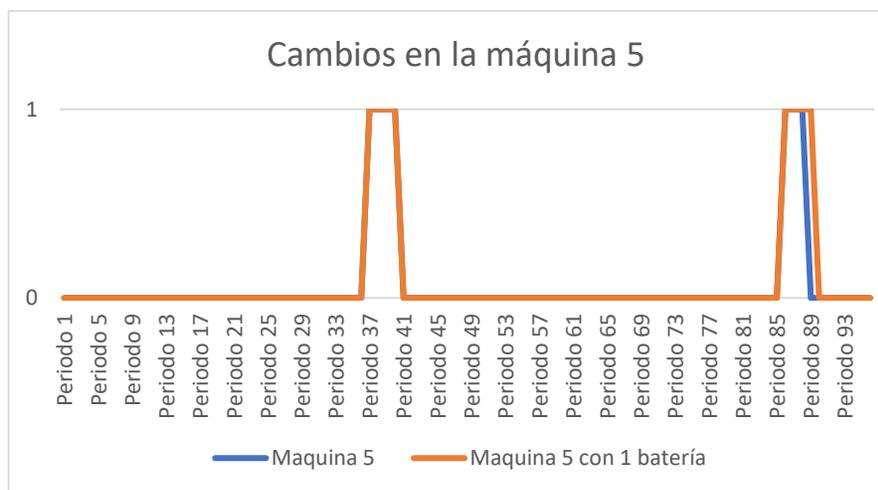
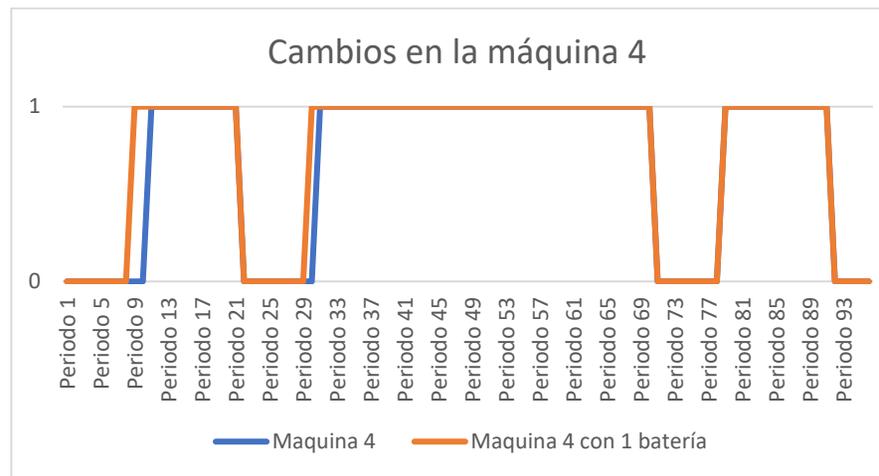
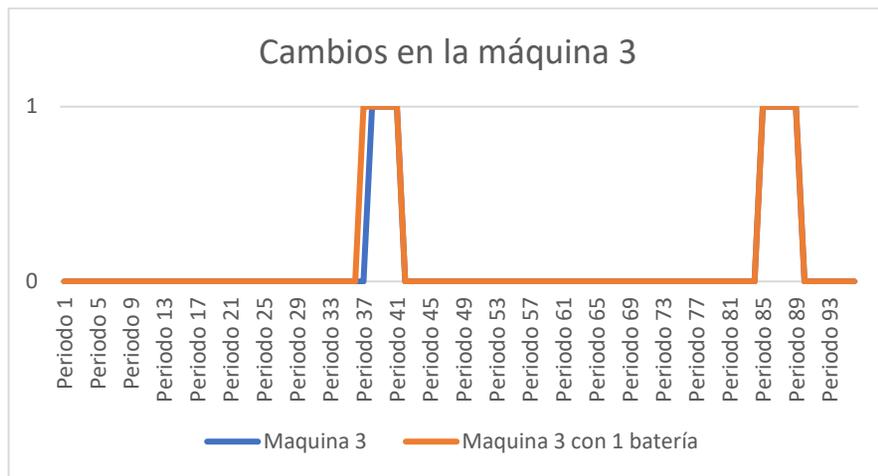
| | 1 batería | 2 baterías | 4 baterías | 5 baterías | 8 baterías | 10 baterías | 16 baterías | 20 baterías | 25 baterías | 40 baterías | 50 baterías | 80 baterías | 100 baterías |
|------------------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Smax[MWh] | 635,49 | 636,64 | 637,69 | 637,87 | 638,16 | 638,74 | 639,38 | 639,77 | 640,15 | 641,22 | 641,65 | 642,50 | 642,85 |
| Smin[MWh] | 554,25 | 555,21 | 556,10 | 556,25 | 556,46 | 556,95 | 557,48 | 557,76 | 558,06 | 558,92 | 559,27 | 559,91 | 560,18 |
| Dimensión de la batería[MWh] | 81,24 | 81,43 | 81,59 | 81,62 | 81,70 | 81,79 | 81,90 | 82,01 | 82,09 | 82,30 | 82,37 | 82,59 | 82,67 |

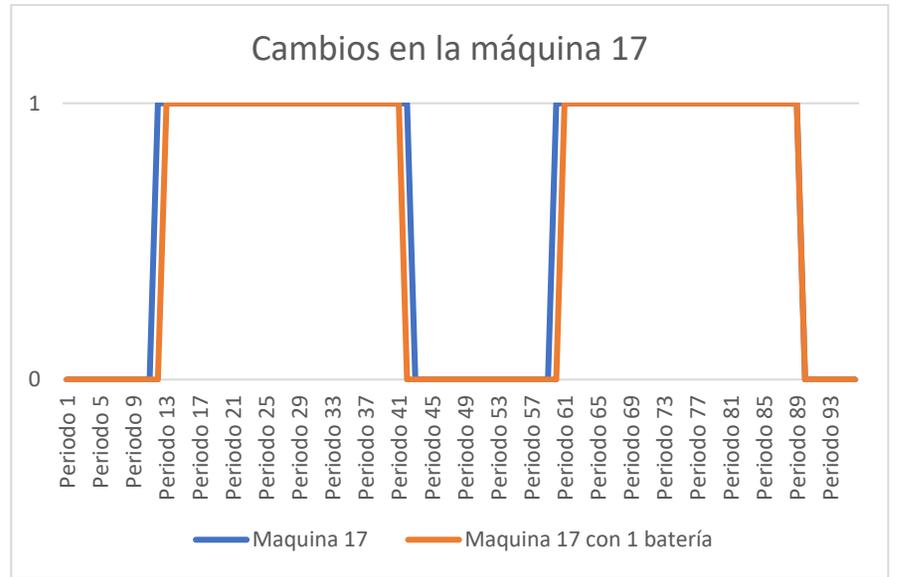
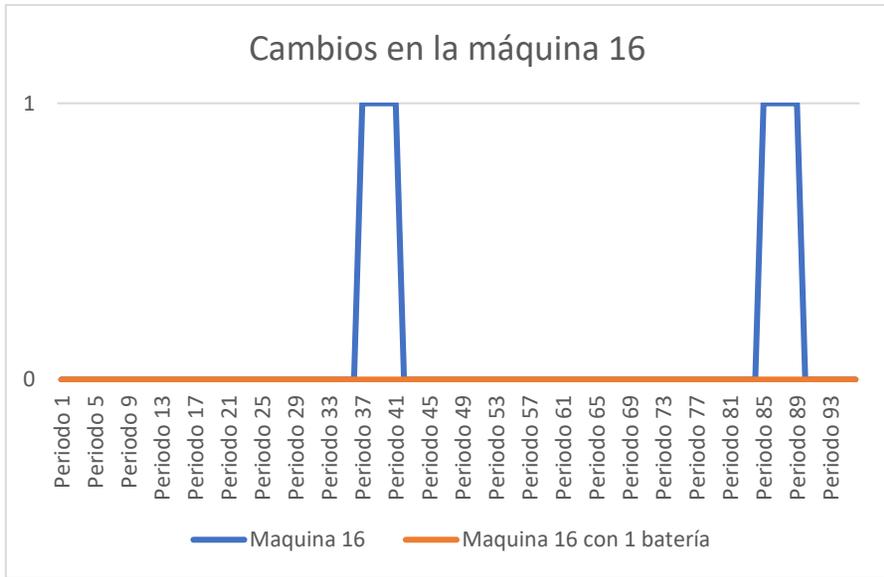
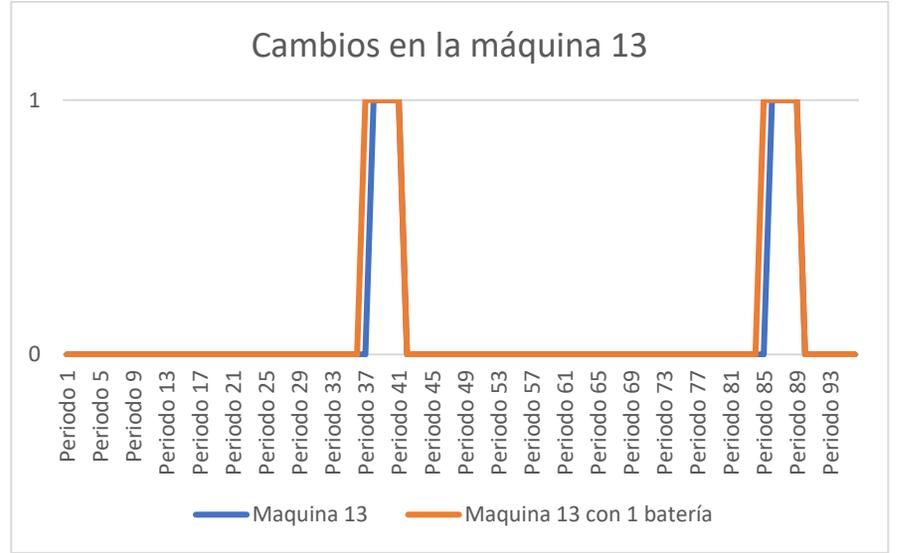
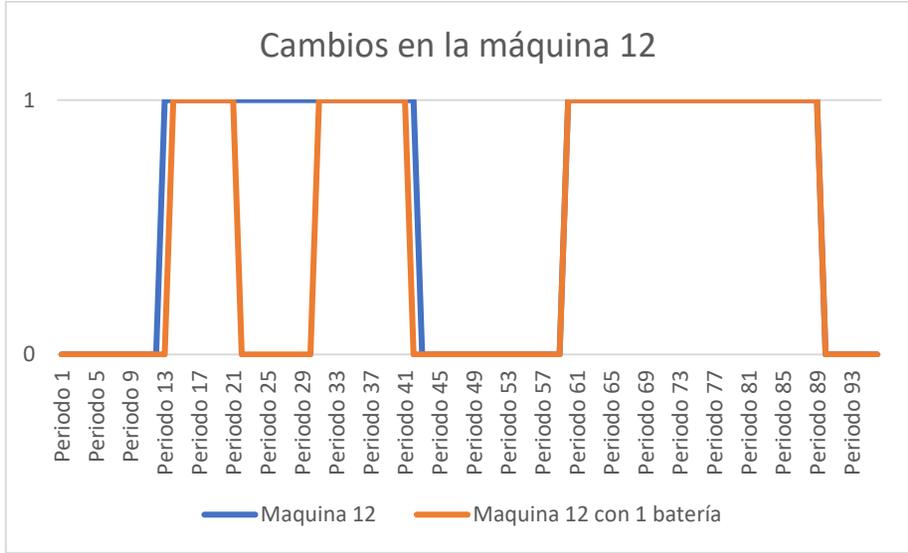
| | 125 baterías | 200 baterías | 250 baterías | 347 baterías | 400 baterías | 500 baterías | 625 baterías | 694 baterías | 1000 baterías | 1250 baterías | 1388 baterías | 1735 baterías | 2000 baterías |
|------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Smax[MWh] | 643,49 | 644,86 | 645,35 | 646,49 | 646,74 | 647,43 | 648,24 | 648,74 | 650,04 | 650,96 | 651,40 | 652,38 | 653,10 |
| Smin[MWh] | 560,68 | 561,75 | 562,11 | 563,00 | 563,16 | 563,69 | 564,29 | 564,68 | 565,65 | 566,32 | 566,63 | 567,36 | 567,91 |
| Dimensión de la batería[MWh] | 82,81 | 83,11 | 83,24 | 83,49 | 83,58 | 83,74 | 83,95 | 84,06 | 84,40 | 84,64 | 84,76 | 85,02 | 85,20 |

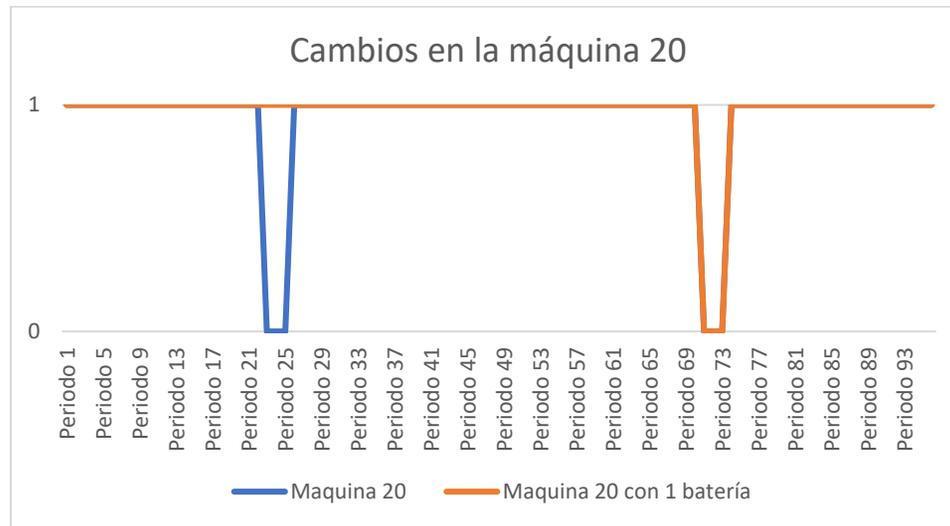
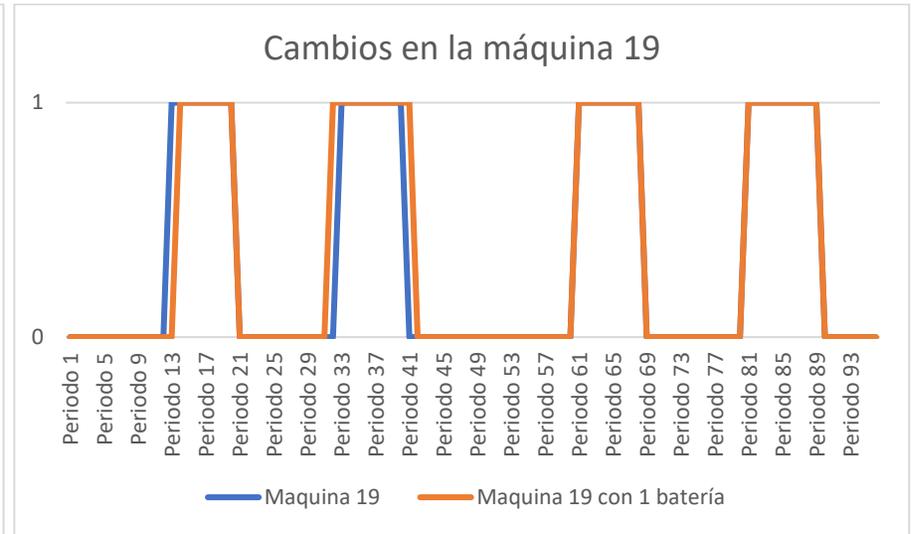
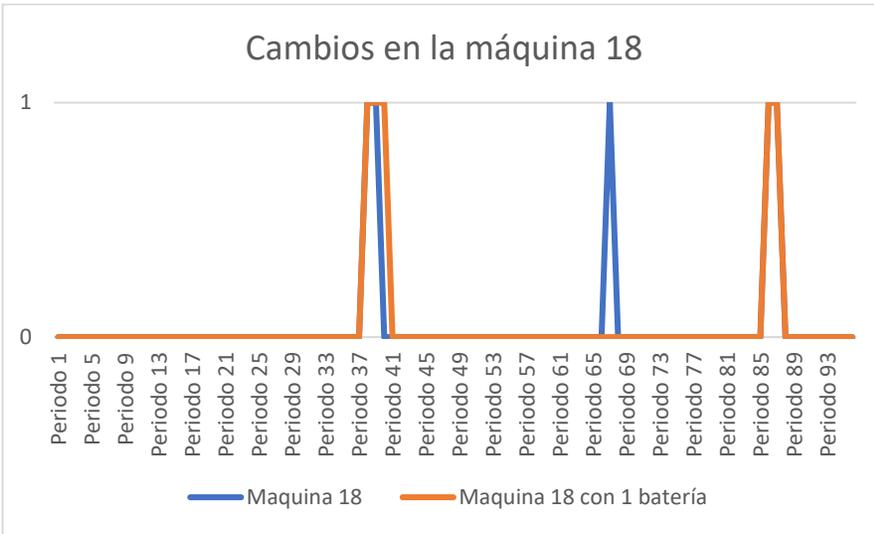
| | 2500 baterías | 2776 baterías | 3470 baterías | 5000 baterías | 5552 baterías | 6940 baterías | 8675 baterías | 10000 baterías | 13880 baterías | 17350 baterías | 27760 baterías | 34700 baterías | 43375 baterías |
|------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Smax[MWh] | 654,05 | 654,48 | 655,61 | 657,65 | 658,16 | 659,48 | 660,77 | 661,56 | 663,77 | 665,32 | 668,83 | 670,67 | 672,57 |
| Smin[MWh] | 568,57 | 568,86 | 569,66 | 571,14 | 571,48 | 572,40 | 573,29 | 573,81 | 575,33 | 576,36 | 578,68 | 579,88 | 581,10 |
| Dimensión de la batería[MWh] | 85,48 | 85,62 | 85,94 | 86,51 | 86,69 | 87,07 | 87,48 | 87,75 | 88,45 | 88,96 | 90,15 | 90,79 | 91,48 |

| | 69400 baterías | 86750 baterías | 138800 baterías | 173500 baterías | 216875 baterías | 347000 baterías | 433750 baterías | 694000 baterías | 867500 baterías | 1735000 baterías |
|------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| Smax[MWh] | 677,11 | 679,48 | 685,10 | 688,03 | 691,23 | 698,92 | 703,06 | 712,95 | 718,27 | 737,92 |
| Smin[MWh] | 584,00 | 585,51 | 589,02 | 590,83 | 592,81 | 597,50 | 600,01 | 605,88 | 608,98 | 620,24 |
| Dimensión de la batería[MWh] | 93,11 | 93,97 | 96,07 | 97,19 | 98,43 | 101,41 | 103,05 | 107,07 | 109,29 | 117,68 |

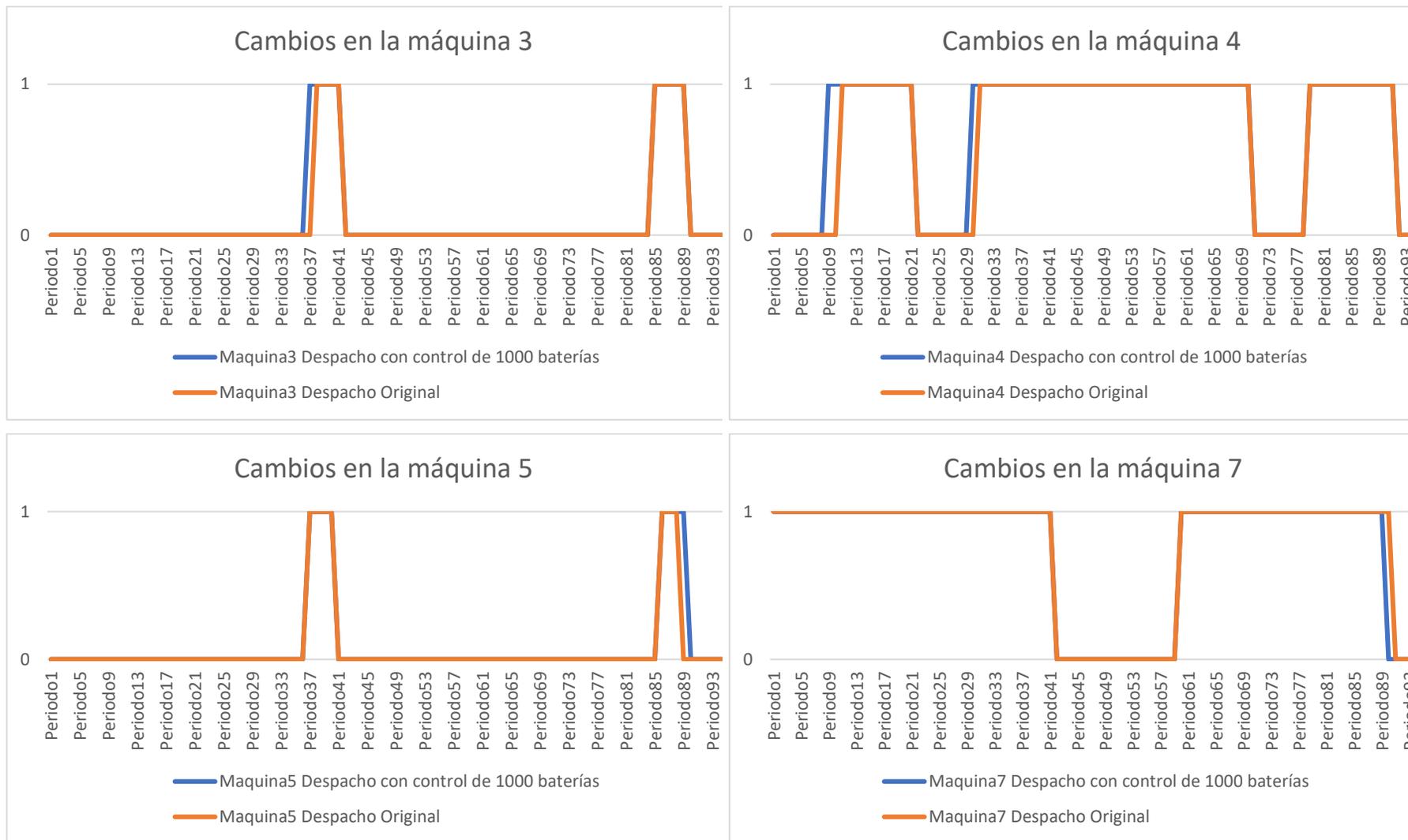
9.5 Anexo E: Cambios en el commitment- Caso base sin control vs Control de 1 batería.



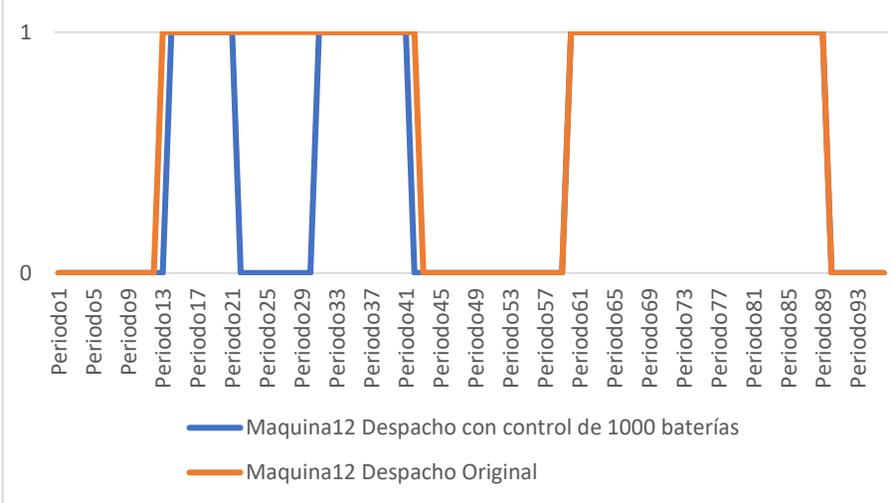




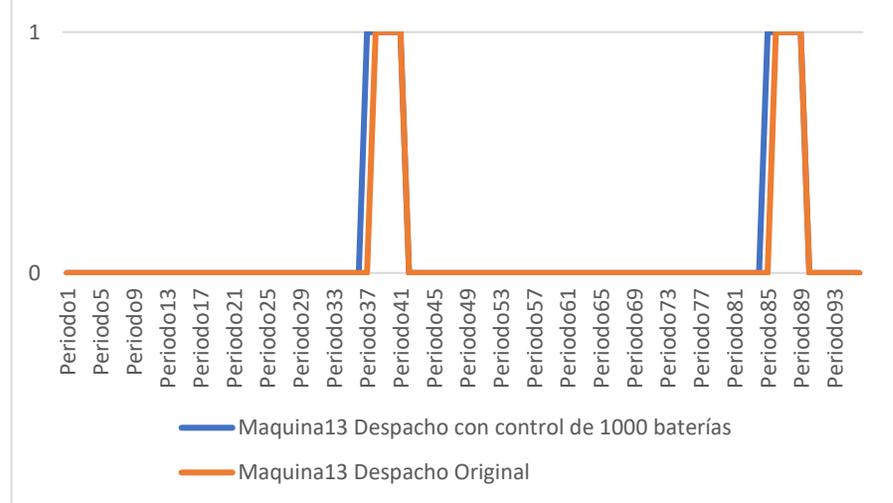
9.6 Anexo F: Cambios en el commitment- Caso base sin control vs Control de 1000 baterías.



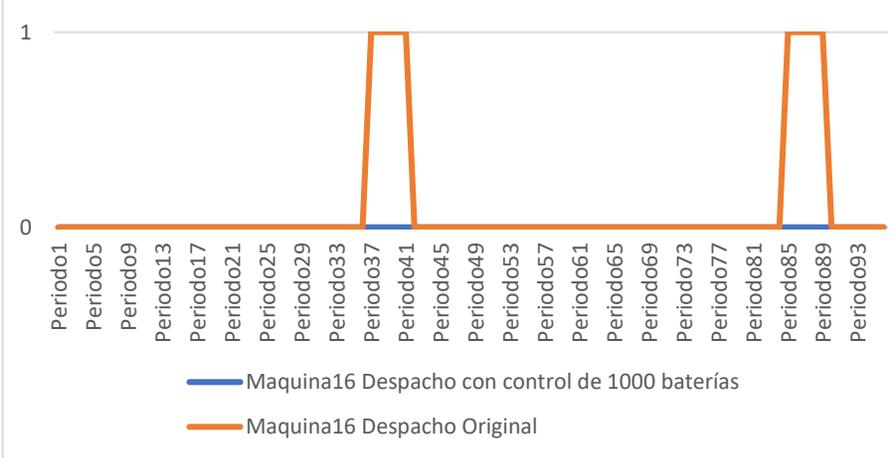
Cambios en la máquina 12



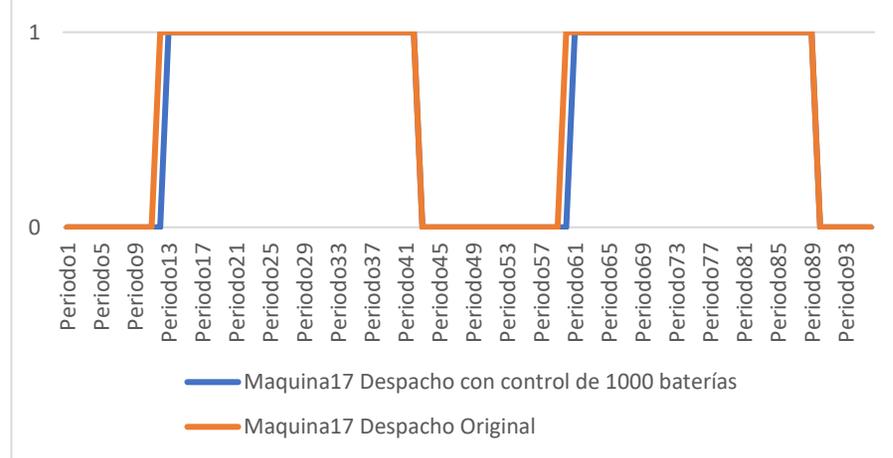
Cambios en la máquina 13

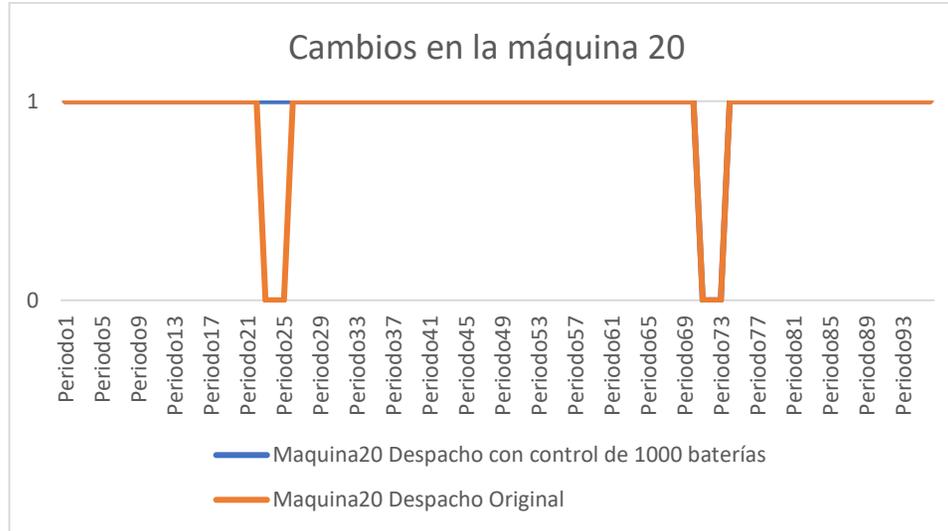
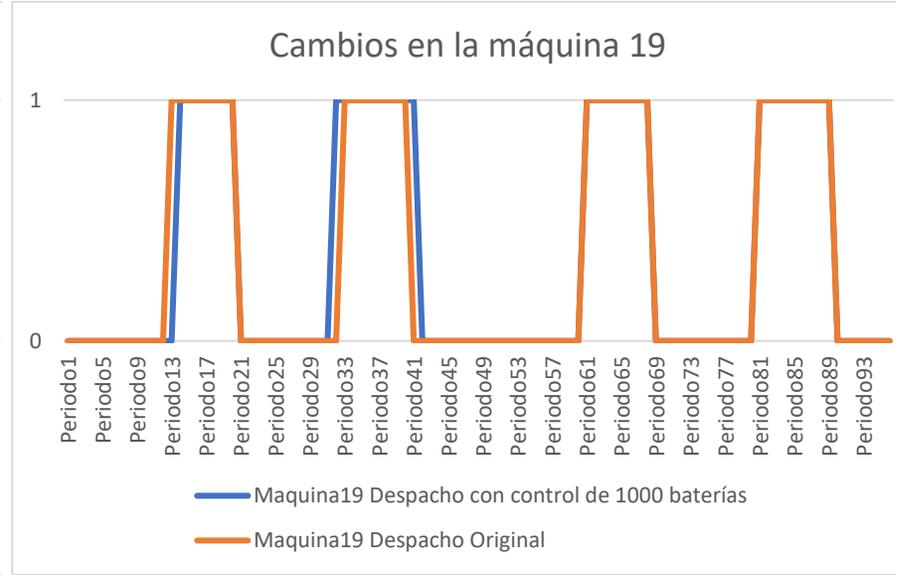
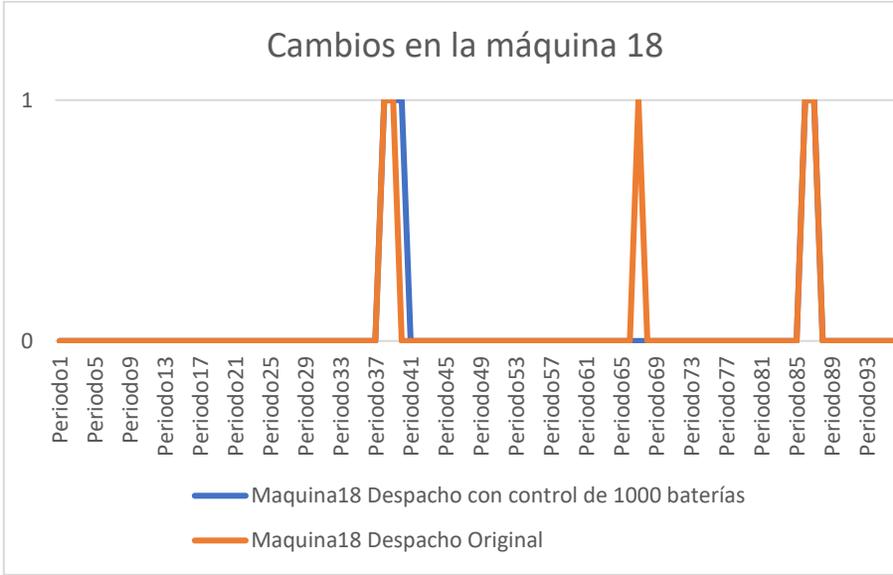


Cambios en la máquina 16

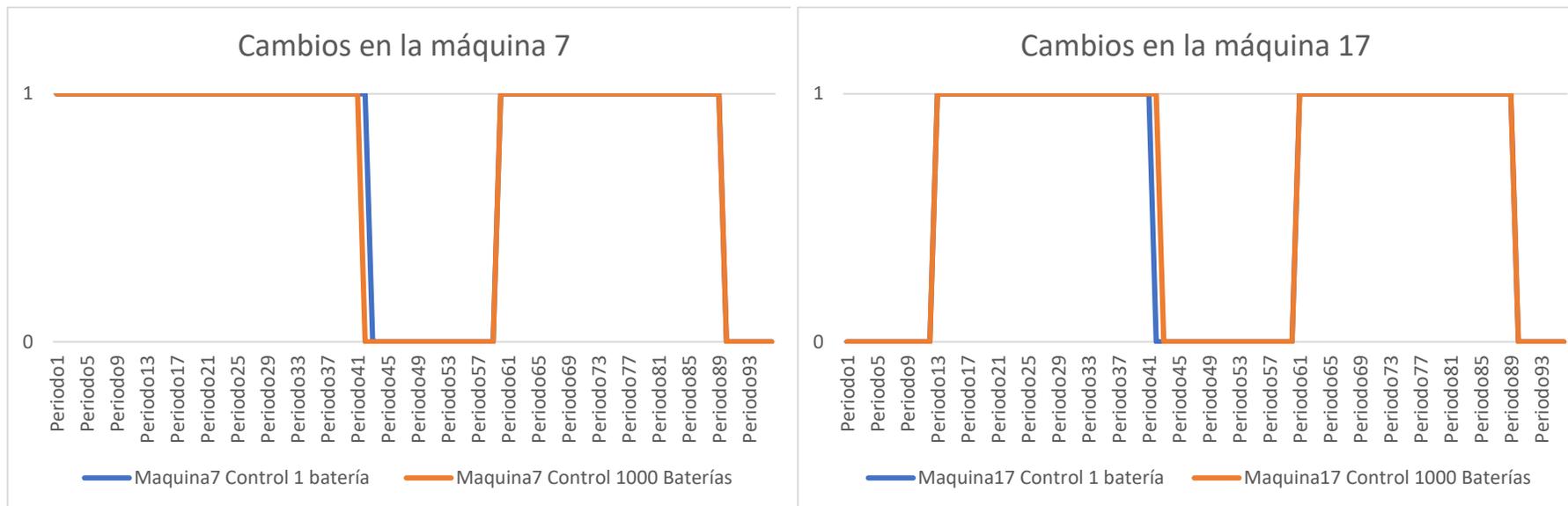


Cambios en la máquina 17

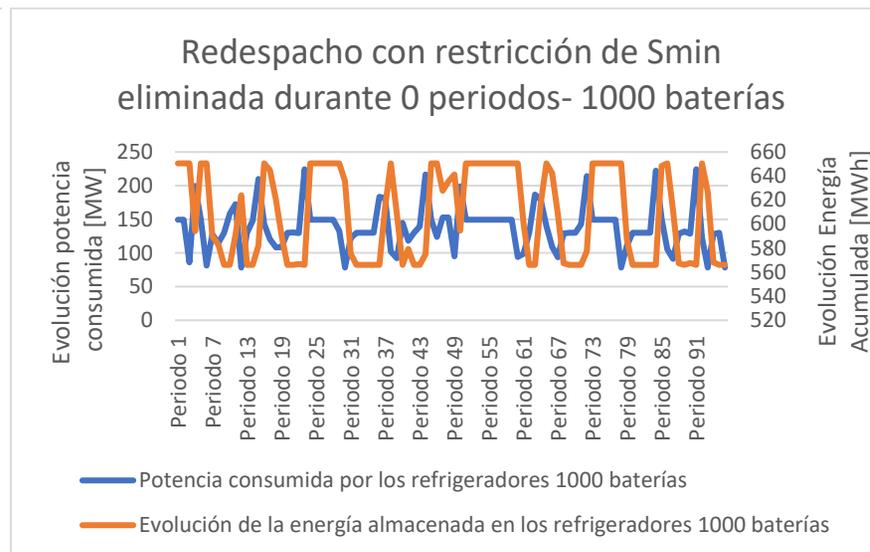
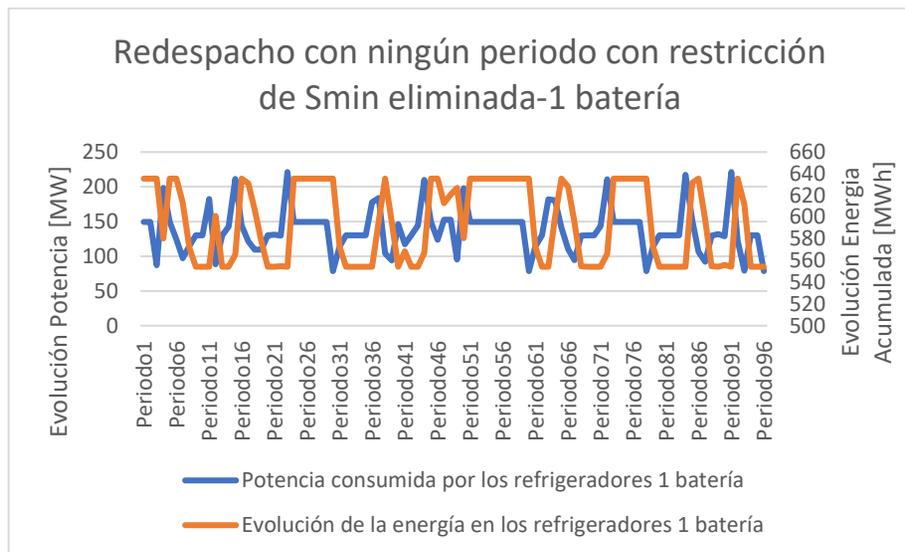




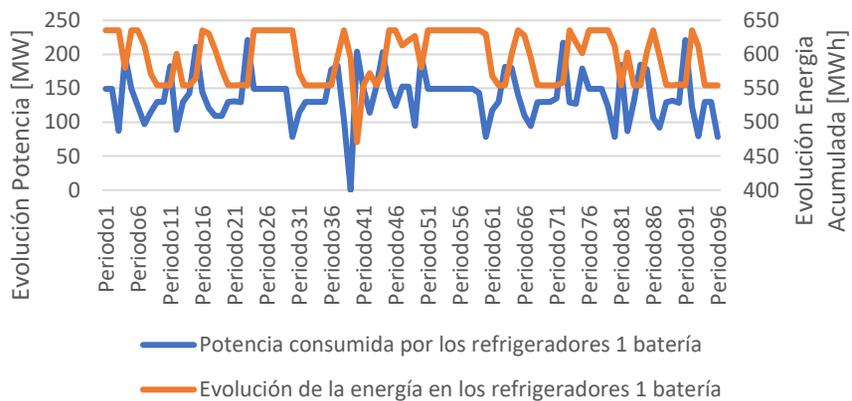
9.7 Anexo G: Cambios en el commitment- Caso base Control 1 batería vs Control de 1000 baterías.



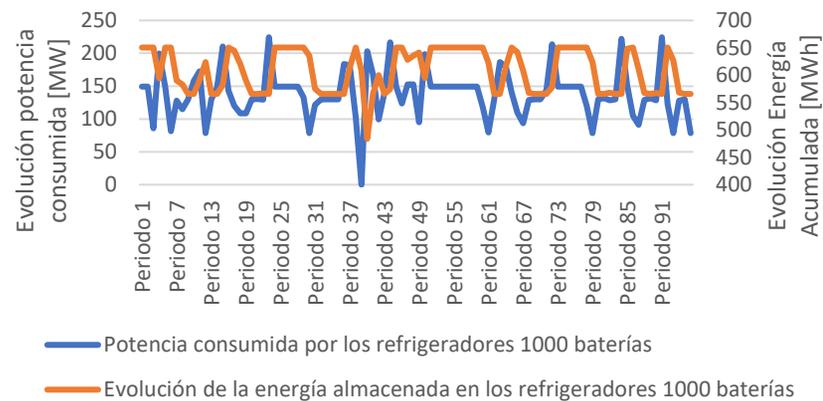
9.8 Anexo H: Redespacho con déficit en el periodo 39.



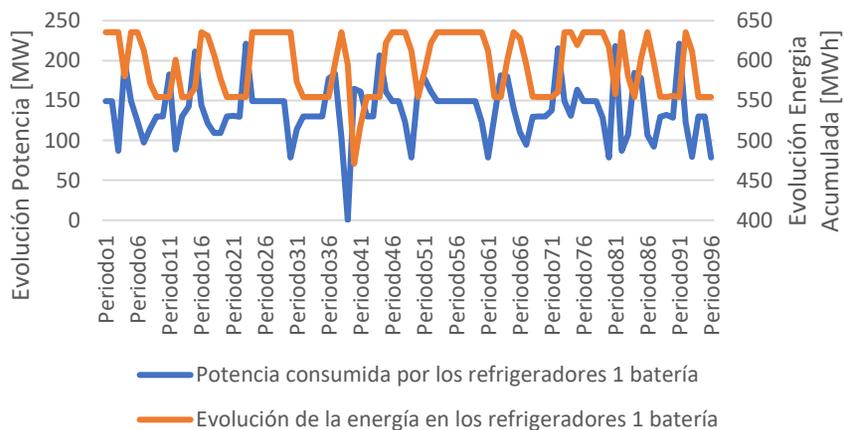
Redespacho con restricción de Smin eliminada durante 1 periodo- 1 batería



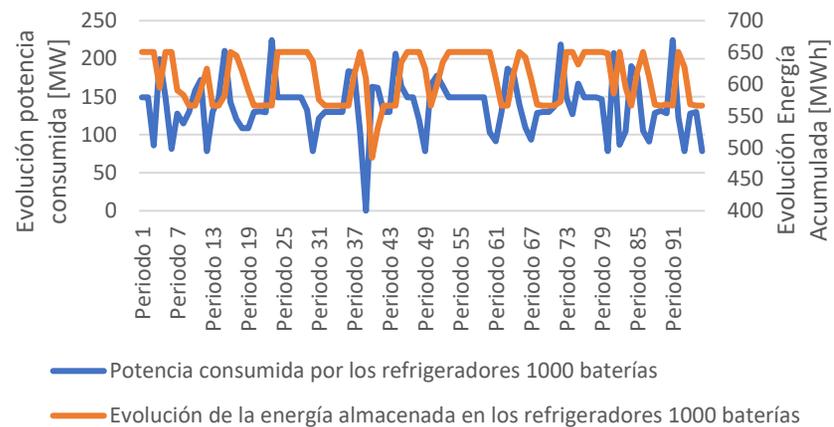
Redespacho con restricción de Smin eliminada durante 1 periodo- 1000 baterías



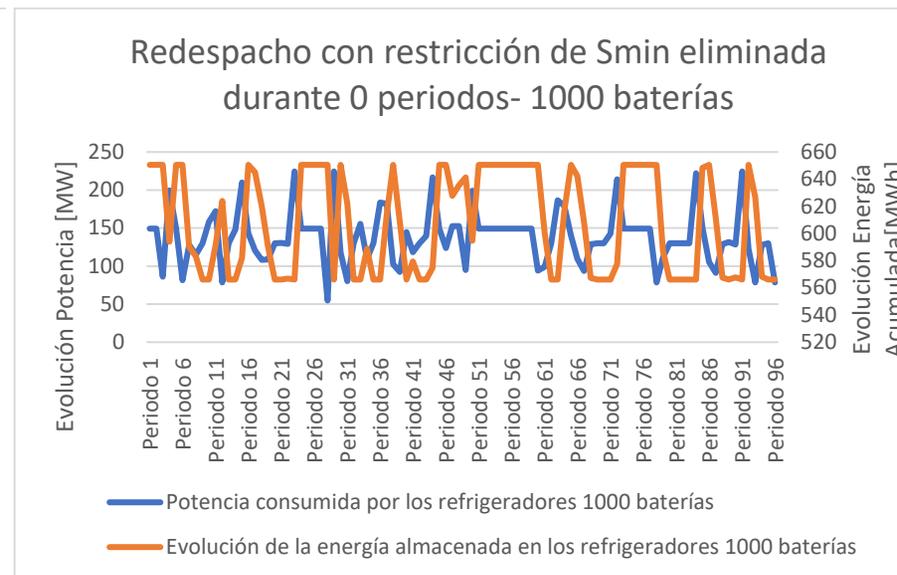
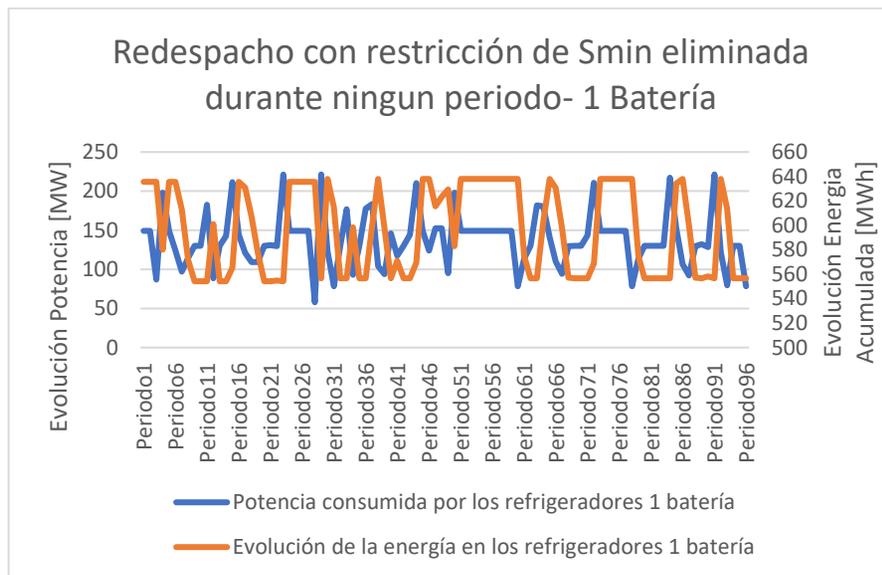
Redespacho con restricción de Smin eliminada durante 2 periodos- 1 batería



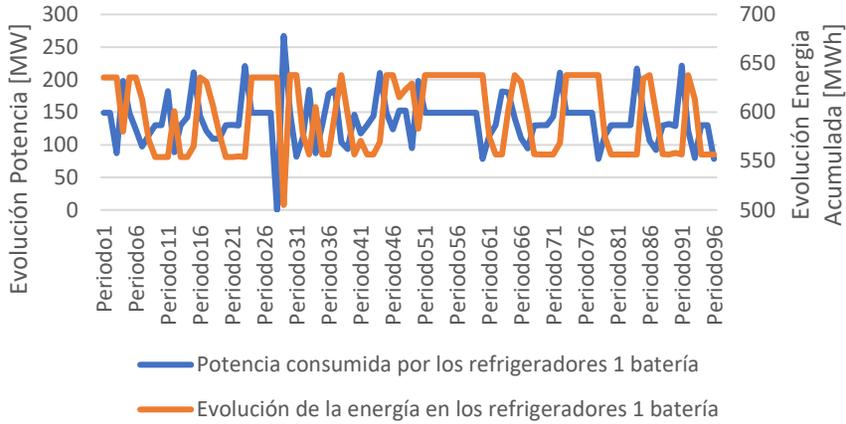
Redespacho con restricción de Smin eliminada durante 2 periodos- 1000 Baterías



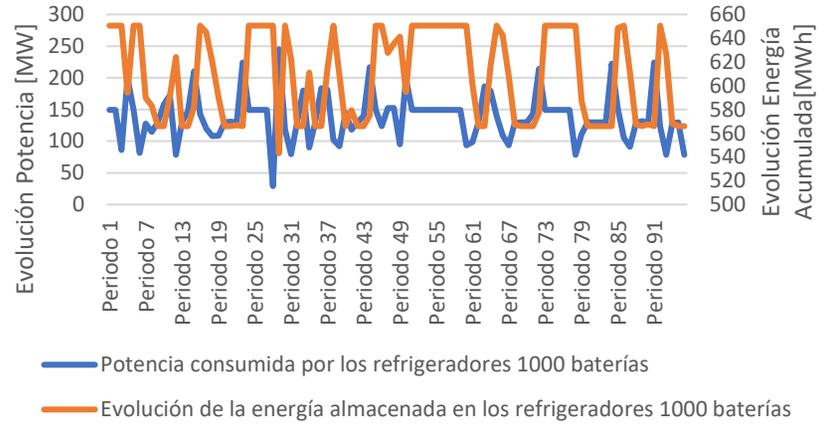
9.9 Anexo I: Redespacho con déficit en el periodo 28.



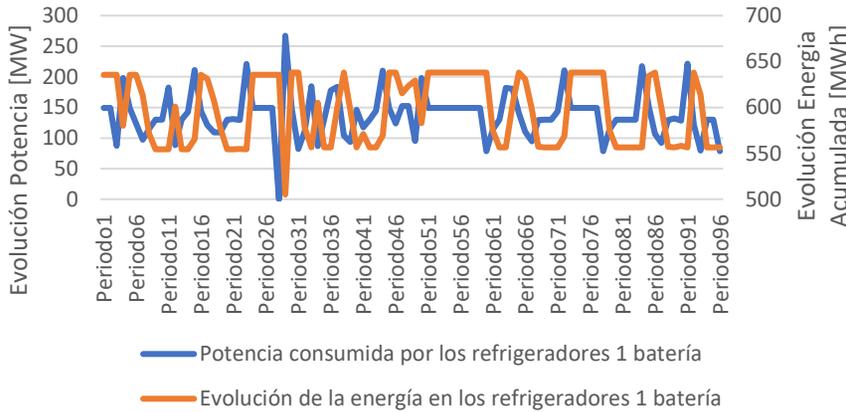
Redespacho con restricción de Smin eliminada durante 1 periodo- 1 Batería



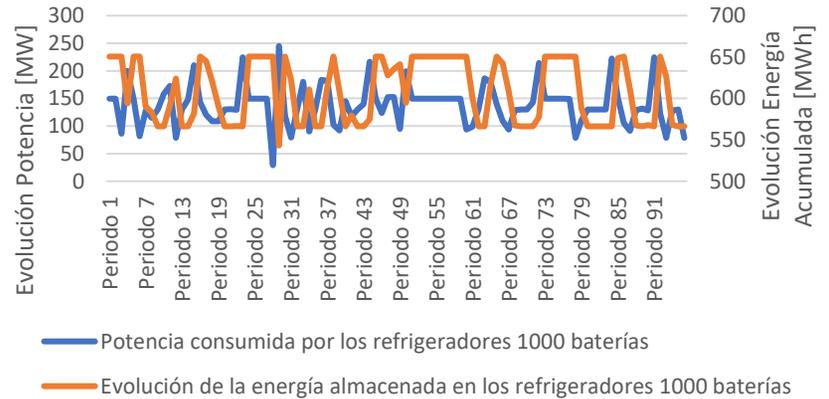
Redespacho con restricción de Smin eliminada durante 1 periodo- 1000 Baterías



Redespacho con restricción de Smin eliminada durante 2 periodos- 1 Batería



Redespacho con restricción de Smin Eliminada durante 2 periodos- 1000 Baterías



9.10 Anexo J: Redespacho con superávit en el periodo 39.

