



Modelamiento de unidad de vehículos eléctricos en los problemas de *unit commitment* y *economic dispatch*

Electric vehicle unit modeling in economic dispatch and unit commitment problems

Gonzalo Cortés Uarac ¹, alumno de 4º año.
Álvaro Lorca², profesor asociado.

¹Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

²Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

*Autor para correspondencia: alvarolorca@uc.cl

Gonzalo Cortés Uarac ¹, 4th year student.
Álvaro Lorca Gálvez², associate professor.

¹Department of Electrical Engineering, School of Engineering, Pontificia Universidad Católica de Chile.

²Department of Industrial and Systems Engineering, School of Engineering, Pontificia Universidad Católica de Chile.

*Corresponding author: alvarolorca@uc.cl

RESUMEN

La electromovilidad, junto con la integración de energías renovables no convencionales, es uno de los fenómenos y desafíos más importantes a nivel energético del siglo XXI. Es fundamental que el sistema eléctrico sea lo suficientemente flexible en todo momento para suplir la demanda de la población y por lo tanto bajo este contexto, es clave estudiar cómo se comportará el sistema eléctrico y cómo se resolverán los problemas de optimización asociados ante la presencia de vehículos eléctricos conectados a la red.

A lo largo de este trabajo de investigación, se introducen conceptos importantes del sistema eléctrico, para luego proceder a integrar la presencia de una unidad de vehículos eléctricos a un problema típico de *unit commitment* y *economic dispatch*, simplificado y con datos ajustados del Sistema Eléctrico Nacional.

Los resultados obtenidos se categorizaron en dos focos principales: el primero hace referencia a cómo afecta la presencia de autos eléctricos a los costos a minimizar de la función objetivo, obteniendo diferencias favorables hacia la electromovilidad con reducción en los costos de hasta \$80.000 USD en las instancias implementadas. Por otro lado, se obtuvo que, en un horizonte de tiempo de 24 horas, la mayor parte del día el sistema eléctrico contó con una mayor capacidad máxima y por lo tanto con mayor flexibilidad, ante la presencia de vehículos eléctricos.

Es posible concluir que la integración de vehículos eléctricos será un cambio muy importante a nivel técnico y social en el sistema eléctrico, por lo que es un campo de estudio con mucho potencial en vista al futuro que se aproxima. Las investigaciones muestran que no solo será una tecnología libre de emisiones, sino que también podrá aportar de forma significativa hacia la flexibilidad de la red y a los servicios complementarios tales como almacenamiento o regulación de frecuencia.

Palabras clave: economic dispatch, electromovilidad, reserva operacional, unit commitment

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de energía alrededor del mundo son sistemas complejos que deben asegurar confiabilidad, disponibilidad, seguridad, **FLEXIBILIDAD** y resiliencia en la red eléctrica con el fin de entregar energía de calidad a la población. Durante los últimos años, dada la cantidad de parámetros y variables de decisión que forman parte de los sistemas, la optimización y computación cumplen un rol fundamental para la resolución de problemas del área energía a nivel de

ABSTRACT

Electromobility, together with the integration of non-conventional renewable energies, is one of the most important challenges for the energy sector in the 21st century. It is essential that the electric power system is flexible enough at all times to meet the demands of the population and therefore, in this context, it is crucial to study how the electrical system will behave and how the associated optimization problems will be solved in the presence of electric vehicles connected to the grid.

Throughout this study, important concepts of the electric power system are introduced, to then integrate the presence of an electric vehicle unit into a typical problem of unit commitment and economic dispatch, simplified and with adjusted data from the National Electric System. The results were categorized into two main subjects: the first refers to how the presence of electric cars affects the costs to be minimized through the objective function, obtaining favorable differences towards electromobility with a reduction in costs of up to \$ 80,000 USD in the implemented instances. On the other hand, we observed that within a 24-hour cycle the electrical system had a greater maximum capacity and therefore greater flexibility in the presence of electric vehicles.

We can conclude that the integration of electric vehicles will be a major change at the technical and societal levels for the electric power system, thus it is a research area with great potential considering the future outlook for the energy sector. Studies show that this will not only be an emission-free technology, but it can also make a significant contribution towards network flexibility and ancillary services such as storage or frequency regulation.

Keywords: : economic dispatch, electromobility, operating reserve, unit commitment

1. INTRODUCTION

Power systems around the world are complex systems that must ensure reliability, availability, security, **FLEXIBILITY** and resilience of the electrical grid to ensure a quality energy supply to the population. In recent years, given the number of parameters and decision variables that are part of these systems, optimization and computing are playing a fundamental role for problem solving in the energy sector at the level of generation, transmission and even distribution.

generación, transmisión e incluso distribución.

A nivel de generación, surgen preguntas claves que hacen referencia a qué generadores usar, cuánto tiempo deben entregar potencia a la red y cuánta potencia debe entregar cada generador respectivamente, con el fin de suplir la **DEMANDA ENERGÉTICA** de la red en todo período de tiempo. A partir de esto, surgen los problemas de optimización de **UNIT COMMITMENT (UC)** y **ECONOMICAL DISPATCH (ED)** cuya resolución, en base a parámetros reales, responde a las preguntas iniciales minimizando los costos de operación del sistema (Saravanan et al., 2013).

Uno de los mayores desafíos del siglo XXI en el ámbito de la energía es la introducción de **ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNR)** a la matriz energética, debido a que poseen altos costos de inversión, bajos costos de operación y son libres de emisiones, sin embargo, presentan una gran variabilidad estocástica en su generación y por lo tanto reducen la flexibilidad del sistema (Papaefthymiou y Dragoon, 2016). En base las proyecciones Ministerio de Energía (2015), se planteó como meta que el año 2050, el 70% de la matriz energética del país esté compuesta por ERNC.

Un fenómeno similar ocurre con la **ELECTROMOVILIDAD**, la que hoy tiene una baja participación a nivel país, pero se están desarrollando diversas estrategias y tecnología con el fin de promover el uso de vehículos eléctricos a nivel mundial. El Ministerio de Energía aspira a que, en el año 2050, el 40% de los vehículos particulares y el 100% de los vehículos del transporte público sean eléctricos. Por otro lado, la firma del compromiso por la movilidad eléctrica el presente año por 38 instituciones tanto públicas como privadas, demuestra el potencial y futuro de la electromovilidad. No obstante, su implementación trae un cambio de paradigma no solo a nivel social, sino también a nivel técnico. La matriz energética y el sistema eléctrico nacional se verán ampliamente afectados y por lo tanto ahora es el momento de preparar la red en el ámbito técnico-tecnológico.

El presente trabajo tiene como objetivo modelar y mostrar, en una primera instancia, cómo afectará la presencia de vehículos eléctricos en el problema de UC y ED, principalmente a nivel de costos, la **CAPACIDAD MÁXIMA** y la **RESERVA OPERACIONAL** del sistema eléctrico.

2. METODOLOGÍA

Para modelar y resolver el problema, se usó un programa en Python desarrollado e implementado por el grupo de investigación *Energy Optimization, Control and Markets*, perteneciente al Departamento de Ingeniería Eléctrica y al Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas.

Este programa resuelve en una primera etapa el problema de UC, a través de parámetros conocidos del generador (costos fijos y variables, tiempos mínimos de subida y bajada, barras conectadas, entre otros), junto con información de

At the generation level, key questions arise as to which generators to use, how long they should deliver power to the grid and how much power should each generator deliver in order to supply the **ENERGY DEMAND** of the grid over a given time. In this context, there emerge the optimization problems known as **UNIT COMMITMENT (UC)** and **ECONOMIC DISPATCH (ED)**, whose resolution based on real parameters, answers the initial questions while minimizing the operating costs of the system (Saravanan et al., 2013).

One of the greatest challenges of the 21st century in the energy sector is the introduction of **NON-CONVENTIONAL RENEWABLE ENERGY (NCRE)** to the matrix, because it demands high investment costs, has low operating costs, and is free of emissions. However, there is great stochastic variability in power generation associated with NCRE, which reduces the flexibility of the system (Papaefthymiou and Dragoon, 2016). According to the Ministry of Energy projections (2015), a goal of 70% of the country's energy matrix composed of NCRE was set for 2050.

A similar phenomenon occurs with **ELECTROMOBILITY**, which today has a low market share at the country level, although various strategies and technologies are being developed in order to promote the use of electric vehicles worldwide. The Ministry of Energy aims for 40% of private vehicles and 100% of public transport vehicles to be electric by 2050. On the other hand, the signing of a commitment for electric mobility by 38 institutions, both public and private, demonstrates the potential and prospects for electromobility. Nevertheless, its implementation brings about a paradigm shift not only at the societal level but also at the technical level. The energy matrix and the national electricity system will be widely affected and therefore now is the time to prepare the network in the technical-technological aspects.

This work aims to model and show how the presence of electric vehicles will affect the problems of UC and ED, mainly at the cost level, the **MAXIMUM CAPACITY** and the **OPERATING RESERVE** of the electric power system.

2. METHODOLOGY

To model and solve the problem, we used a Python program developed and implemented by the Energy Optimization, Control and Markets research group, belonging to the Department of Electrical Engineering and the Department of Industrial and Systems Engineering.

This program solves the UC problem in a first stage, through known generator parameters (fixed and variable costs, minimum rise and fall times, connected busbars, among others), together with information on the transmission lines and demand of each bar in each period t , where each period corresponds to an hour of the day and the time horizon is 24 hours. The results delivered by this first stage solve the UC problem and therefore the "engagement" of each generator is observed, that is, which generator is on and in what period of time.

las líneas de transmisión y la demanda de cada barra en cada período t , en donde cada período corresponde a una hora del día y el horizonte de tiempo es de 24 horas. Los resultados entregados por esta primera etapa resuelven el problema de UC y por lo tanto se observa el “compromiso” de cada generador, es decir, qué generador está encendido y en qué período de tiempo.

En la segunda etapa, se utilizan los resultados de la primera y ya sabiendo qué generadores se encenderán, se procede a resolver el segundo problema de optimización ED, con el fin de determinar cuánto producirá cada generador encendido en el período t .

A partir de esto, se hace una simplificación del sistema eléctrico y se asumen los siguientes supuestos:

- El sistema eléctrico está compuesto por una sola barra
- 10 unidades térmicas conectadas a esa barra
- La reserva operacional corresponde al 10% de la demanda de cada período t
- Se satisface la demanda y la reserva operacional de cada período t

En base a este modelo, se agregó una unidad de generación más, que representa 30.000 vehículos eléctricos conectados a la red a través de un sistema **VEHICLE-TO-GRID**. Basado en los trabajos de Talebizadeh et al. (2014) y Mazdharov et al. (2014), se utilizan los siguientes supuestos y restricciones claves:

- Capacidad mínima y máxima de cada batería es de 20 kWh y 40 kWh respectivamente
- Cada auto se carga y descarga máxima una vez al día
- Existe una cantidad mínima y máxima de autos que se puede cargar por período t
- En el horizonte de 24 horas, los horarios de carga son entre 00:00 – 08:00 AM y 3:00 – 5:00 PM
- En el resto de los horarios, es posible descargar los vehículos

A través de la información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional, se estimó la demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) el día sábado 10 de noviembre de 2018 y se adecuó al orden de magnitud del problema en base a sus simplificaciones, obteniendo el siguiente perfil de carga:

Figura 1. Estimación de perfil de carga del día 10 de noviembre del 2018, ajustado al orden de magnitud del problema de estudio.

Figure 1. Load profile estimate for November 10, 2018, adjusted to the order of magnitude of the study problem.

In the second stage, we used the previous results and, knowing which generators will turn on, proceed to solve the second optimization problem ED to determine how much power will produce each generator in the time period t .

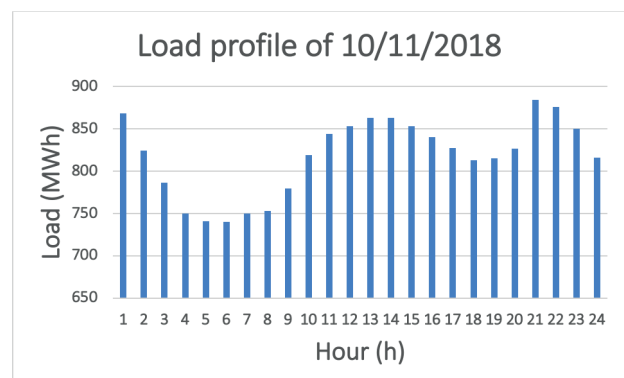
With this information, a simplified electrical system is designed including the following assumptions:

- The electrical system is composed of one single busbar
- There are 10 thermal units connected to the busbar
- The operating reserve corresponds to 10% of the demand for each period t
- The demand and operating reserve are satisfied for each period t

Based on this model, an additional generation unit was added, representing 30,000 electric vehicles connected to the grid through a **VEHICLE-TO-GRID** system. Following the studies of Talebizadeh et al. (2014) and Mazdharov et al. (2014), the following key assumptions and constraints were introduced:

- Minimum and maximum capacity of each battery is 20 kWh and 40 kWh, respectively
- Each car goes through a charge cycle maximum once a day
- There is a minimum and maximum number of cars that can be charged per period t
- In the 24-hour horizon, charging times are between 00:00 - 08:00 AM and 3:00 - 5:00 PM
- During the rest of the time, it is possible to discharge the vehicles

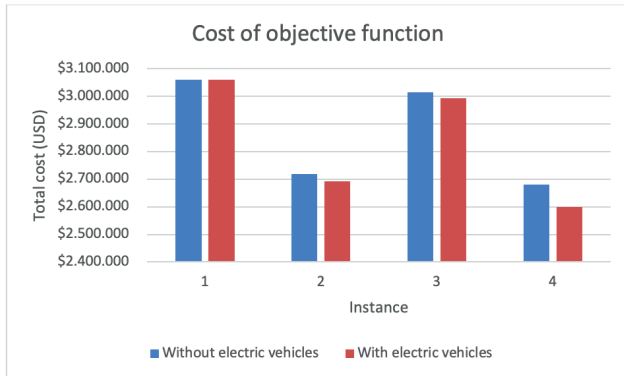
Using information provided by the National Electricity Coordinator, we estimated the demand of the National Electric System (NES) for Saturday, November 10, 2018, and adapted it to the order of magnitude of the simplified problem, obtaining the following load profile:



3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

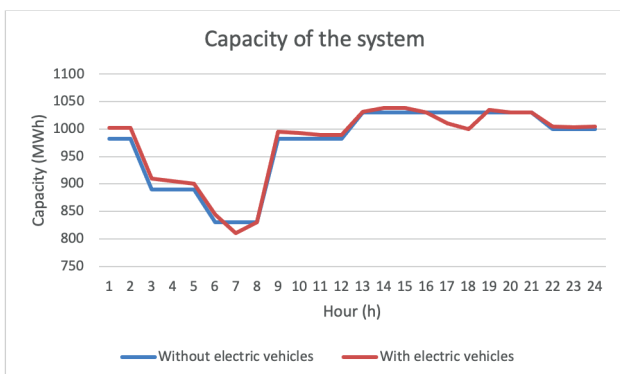
Se focalizó el trabajo en los costos de la función objetivo del problema de optimización y en la capacidad del sistema ante la presencia de la unidad de vehículos eléctricos modelada.

A partir de lo anterior, se registraron los valores de los costos de 4 instancias diferentes, como se observa a continuación:



En cada instancia, se modificaron algunos parámetros con respecto a la unidad modelada de vehículos eléctricos. En los cuatro casos, es posible observar que hay una disminución de los costos de la función objetivo ante la presencia de vehículos eléctricos. Esto se explica debido a que los costos operacionales de ciertas unidades superan las de la unidad de vehículos eléctricos, por lo que, dependiendo de la demanda, en ciertas instancias es posible que los vehículos eléctricos reemplacen la utilización de algunas unidades térmicas. Más allá de la importancia del orden de magnitud de los costos, es interesante notar la diferencia ante la ausencia de vehículos eléctricos, donde se utilizan unidades generadoras más costosas y por lo tanto hay un aumento en la función objetivo del problema de optimización, generando una diferencia de costos de hasta \$80,000 USD.

Por otro lado, se estudió la capacidad del sistema en una de las instancias resueltas y al igual que en el caso anterior, se comparó la capacidad en cada período de tiempo ante la presencia de vehículos eléctricos:



3. RESULTS AND DISCUSSION

We focused the study on the costs of the objective function in the optimization problem, along with the capacity of the system in the presence of the modeled electric vehicle unit.

With this, the costs of 4 different instances were recorded as shown below:

Figura 2. Costos de la función objetivo en cuatro instancias diferentes.

Figure 2. Costs of the objective function in four different instances.

In each instance, some parameters were modified with respect to the electric vehicle model unit. In all four cases, it is observed that there is a decrease in the cost of the objective function in the presence of electric vehicles. This is explained by the operating costs of certain units exceeding those of the electric vehicle unit therefore, depending on the demand, in certain instances it is possible that electric vehicles replace the use of some thermal units. Beyond the order of magnitude of costs, it is interesting to note the difference in the absence of electric vehicles, where more expensive generating units are used and there is an increase of the objective function in the optimization problem, generating a cost difference of up to \$ 80,000 USD.

On the other hand, we studied the capacity of the system in one of the resolved instances and, as in the previous case, the capacity in each time period was compared with the presence of electric vehicles:

Figura 3. Capacidad máxima del sistema eléctrico.

Figure 3. Maximum capacity of the electrical system.

En un horizonte de tiempo de 24 horas, es posible observar que solo en tres períodos de tiempo, la capacidad máxima del sistema con la presencia de autos eléctricos es menor que la capacidad sin la unidad modelada. La diferencia de capacidad máxima a favor de los vehículos eléctricos ocurre a las 06:00 AM, con una diferencia de 20 MWh, mientras que la diferencia más grande ante la ausencia de ellos se presenta a las 6:00 PM, con una diferencia de -30 MWh. Este resultado podría explicarse debido a que, ante la presencia de autos eléctricos con un determinado número de vehículos conectados a la red permitiendo su carga, se supera la generación límite de ciertos generadores y por lo tanto se supera la capacidad del sistema. El resultado, a pesar de ser muy importante, está muy sujeto a la capacidad de las baterías de los autos y a la disponibilidad de ellos en cada período de tiempo, junto con los límites de generación del resto de unidades que no corresponden a la unidad de interés.

4. CONCLUSIONES

En base al desarrollo del modelo de la unidad de 30.000 vehículos eléctricos y su implementación en el problema de UC y ED, es posible concluir que la presencia de autos eléctricos podría afectar enormemente el funcionamiento del sistema eléctrico y es un campo de estudio con mucho potencial.

Los principales resultados de la investigación nos muestran cómo la presencia de vehículos eléctricos, en una red altamente simplificada, afecta los costos de operación del sistema de manera no despreciable y por lo tanto es una variable para considerar en el futuro.

Por otro lado, la capacidad del sistema se ve mejorada ante la presencia de vehículos eléctricos, lo que aporta flexibilidad y sugiere beneficios adicionales de promover su utilización. En una época donde la integración de energías renovables variables aumenta de manera significativa cada año, la flexibilidad del sistema dada la intermitencia de las fuentes energéticas es fundamental. De esta forma, es relevante no solo el desarrollo de tecnología en las baterías de los vehículos eléctricos, sino también en los sistemas vehicle-to-grid que afectarán directamente a la red, especialmente a nivel de generación y transmisión.

Las principales proyecciones y futuras líneas de investigación derivadas de este trabajo hacen referencia a la implementación en el programa computacional de centrales hidroeléctricas, junto con la aplicación de métodos de modelación estocástica y optimización bajo incertidumbre para incorporar al modelo el aporte de energías renovables no convencionales, lo que afectará pronunciadamente la generación del sistema en cada período de tiempo y por lo tanto, tal como se mencionó anteriormente, será clave la flexibilidad del sistema.

In a 24-hour time horizon, we observed that only in three time periods the maximum capacity of the system with the presence of electric cars is lower than the capacity without the modeled unit. The maximum capacity difference in favor of electric vehicles occurs at 06:00 AM, with a 20 MWh gap, whereas the largest difference in the absence of electric vehicles occurs at 6:00 PM, with a -30 MWh gap. This result could be explained given the presence a certain number of electric vehicles charging connected to the grid, which causes the generation limit of certain generators to be surpassed and therefore the capacity of the system is exceeded. Despite its relevance, this result depends heavily on the capacity of the car batteries and their availability in each period of time, along with the generation limit of the rest of the units outside the unit of interest.

4. CONCLUSIONS

Based on the development of the 30,000 electric vehicle model unit and its implementation in the UC and ED problems, we conclude that the presence of electric cars could greatly affect the operation of the electrical system hence the great potential of this field of study.

The main results show how the presence of electric vehicles, in a highly simplified network, affects the operating costs of the system in a non-negligible way and is therefore a variable to consider in the future.

On the other hand, the capacity of the system is improved in the presence of electric vehicles, which provides flexibility, suggesting an additional benefit of promoting their use. In an era when the integration of variable renewable energy increases significantly each year, the flexibility of the system, given the intermittency of energy sources, is essential. Furthermore, it is relevant not only to develop the technology in the batteries of electric vehicles, but also in vehicle-to-grid systems that will directly affect the grid operation, especially at the generation and transmission level.

The main projections and future research lines from this study deal with the implementation in computer programs of hydroelectric plants, together with the application of stochastic modeling methods and optimization under uncertainty, to incorporate the contribution of non-conventional renewable energy into the model, which will greatly affect the generation capacity of the system in each time period. As mentioned above, under these conditions the flexibility of the system will become crucial.

NCREs are already a reality in the country and the future of electric vehicles is under way, therefore it is time to prepare the electric power system for their eventual massive introduction. There are still many outstanding questions regarding the flexibility and capacity of the system, along

Las ERNC ya son una realidad en el país, el futuro de los vehículos eléctricos está en camino y ahora es el momento de preparar el sistema eléctrico para su introducción masiva. Aún quedan muchas preguntas pendientes con respecto a la flexibilidad y capacidad del sistema, junto con cómo afectará esta nueva tecnología a los mercados eléctricos y cómo aportará a la intermitencia de las ERNC.

Agradecimientos

Agradezco enormemente a Samuel Córdova, alumno de doctorado del Departamento de Ingeniería Eléctrica y mi guía directo a lo largo de toda la investigación, por su enorme disposición en todo momento. Por otro lado, agradezco a mi profesor y mentor de esta investigación Álvaro Lorca, por haber ofrecido esta oportunidad de investigación y por su respaldo en todo el proceso. También doy las gracias al grupo de investigación del Departamento de Ingeniería Eléctrica y del Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas –*Energy Optimization, Control and Markets* (OCM)– por el desarrollo de la plataforma y módulos en Python que fueron facilitados para ejecutar este trabajo. Por último, agradezco a Javiera Meza, por su apoyo personal a lo largo de todo el semestre en el que se desarrolló a cabo esta investigación.

with how will this new technology affect electricity markets and contribute to the intermittency of NCRE.

Acknowledgments

I am very grateful to Samuel Córdova, a doctoral student in the Department of Electrical Engineering and my direct guide throughout the entire investigation, for his great disposition at all times. Furthermore, I thank my professor and mentor during this study, Álvaro Lorca, for offering this research opportunity and for his support throughout the process. I also thank the research group of the Department of Electrical Engineering and the Department of Industrial and Systems Engineering –*Energy Optimization, Control and Markets* (OCM)– for the development of the platform and Python modules that were shared to carry out this work. Finally, I thank Javiera Meza for her personal support throughout the semester.

GLOSARIO

CAPACIDAD MÁXIMA: cantidad máxima de energía que el sistema eléctrico puede generar en determinado momento bajo ciertas condiciones específicas.

DEMANDA ENERGÉTICA: cantidad de energía que se consume en un periodo de tiempo determinado y que por lo tanto es exigida al sistema.

ECONOMICAL DISPATCH: problema de optimización que decide cuánta energía generar por cada unidad encendida minimizando costos.

ELECTROMOVILIDAD: uso de vehículos eléctricos para transportarse, tanto a nivel particular como en el transporte público.

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES: energías cuyo proceso de transformación y aprovechamiento en vida útil no se consumen ni agotan. En Chile se consideran no convencionales a la eólica, solar, biogás, pequeñas hidroeléctricas, entre otras.

FLEXIBILIDAD: habilidad del sistema eléctrico de modificar su producción o consumo en respuesta a la variabilidad o cambios en la generación o demanda.

RESERVA OPERACIONAL: recursos de generación para compensar fluctuaciones de la demanda o generación, incluyendo situaciones de fallas y contingencias.

GLOSSARY

MAXIMUM CAPACITY: maximum amount of energy that the electrical system can generate at any given time under certain specific conditions.

ENERGY DEMAND: amount of energy that is consumed at any given time and therefore is required from the system.

ECONOMIC DISPATCH: optimization problem that decides how much energy can be generated from each unit turned on, minimizing costs.

ELECTROMOBILITY: use of electric vehicles for transportation, both privately and in public transport.

NON-CONVENTIONAL RENEWABLE ENERGY: energy sources that are neither consumed nor depleted in the process of transformation and utilization during their lifespan. In Chile: wind, solar, biogas, small hydroelectric plants, among others, are considered non-conventional.

FLEXIBILITY: ability of the electrical system to modify its production or consumption in response to variability or changes in generation or demand.

OPERATING RESERVE: power generation resources that compensate for fluctuations in demand or generation, including failure situations and contingencies.

UNIT COMMITMENT: problema de optimización que decide qué unidades prender y en qué período de tiempo minimizando costos.

VEHICLE-TO-GRID: sistema en el cual vehículos eléctricos conectados a la red son capaces de entregarle energía eléctrica a ella.

UNIT COMMITMENT: optimization problem that decides which units to turn on and in what period of time, minimizing costs.

VEHICLE-TO-GRID: system in which electric vehicles connected to the grid are capable of returning electricity to the grid.

REFERENCES

- Córdova, S., Rudnick, H., Lorca, Á., Martínez, V. (2018). An Efficient Forecasting-Optimization Scheme for the Intraday Unit Commitment Process under Significant Wind and Solar Power. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9, 1899-1909. DOI: 10.1109/TSTE.2018.2818979
- Guille, C., Gross, G. (2009). A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation. *Energy Policy*, 37, 4379-4390.
- Mazdharov, D., Delarue, E., D'haeseleer, W. (2014). Integrating electric vehicles as flexible load in unit commitment modeling. *Energy*, DOI: 10.1016/j.energy.2013.12.009
- Ministerio de Energía. (2015). *Energía 2050: Política energética de Chile*. Disponible en: http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf
- Papaefthymiou, G., Dragoon, K. (2016). Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility. *Energy Policy*, DOI: 10.1016/j.enpol.2016.01.025
- Peng, M., Liu, L., Jiang, C. (2012). A review on the economic dispatch and risk management of the large-scale plug in electric vehicles (PHEVs)- penetrated power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 1508-1515. DOI: 10.1016/j.reser.2011.12.009
- Saravanan, B., Das, S., Sikri, S., Kothari, D. (2013). A solution to the unit commitment problem a review. *Front. Energy*, DOI: 10.1007/s11708-013-0240-3
- Talezibadeh, E., Rashidinejad, M., Abdollahi, A. (2014). Evaluation of Plug-in Electric vehicles Impact on Cost-Based Unit Commitment. *Journal of Power Sources*, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.09.009

EQUIPO DE INVESTIGADORES / RESEARCH TEAM



Gonzalo
Cortés

Álvaro
Lorca