

GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMO HERRAMIENTAS DE FLEXIBILIDAD PARA EL SISTEMA ENERGÉTICO DE LA PROVINCIA DE MENDOZA: ANÁLISIS BASADO EN EL MODELO LEAP

Andrés O. Benito¹, Alejandro P. Arena.

Grupo CLIOPE, UTN, FRM J. Rodríguez 273, Mendoza, Pcia. de Mendoza, Argentina, Tel: +54-261-5244693, andresbenito@frm.utn.edu.ar, aparena@frm.utn.edu.ar.

Recibido 16/08/19, aceptado 24/10/19

RESUMEN: En este trabajo, se simula mediante del modelo LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning), a nivel regional y a largo plazo, el rol del almacenamiento de electricidad como herramienta de flexibilidad tendiente a mejorar la paulatina integración de fuentes renovables de energía variables al sistema eléctrico de la provincia de Mendoza; entre otros, consideramos los sistemas de generación centralizados y distribuidos con tecnología fotovoltaica, teniendo en cuenta la variabilidad temporal de la fuente. Se incluye el almacenamiento de energía diario vinculado a los vehículos eléctricos (con baterías de ion-litio) en su concepción de inyección a la red (V2G). En los resultados alcanzados se observa que, con las tasas de incorporación, tanto de vehículos eléctricos, como de instalaciones fotovoltaicas distribuidas, no se aprecian variaciones considerables por su inserción al sistema eléctrico. Por el contrario, se mejoran los indicadores medioambientales. Estos hallazgos sugieren la necesidad de abordar un enfoque de optimización.

Palabras clave: energía solar, vehículos eléctricos, planificación energética, simulación

1. INTRODUCCION

La búsqueda de un desarrollo energético sustentable es la razón de ser de la planificación energética, entendiendo que el resultado de ésta es alcanzar un plan que tenga los beneficios necesarios para guiar las actividades y recursos de un sistema energético, especialmente durante tiempos de elevada incertidumbre, entendiendo dicho sistema como el conjunto de actividades mediante las cuales las distintas fuentes de energía se producen, transportan, transforman, distribuyen y consumen para satisfacer determinadas necesidades energéticas de los sectores socio-económicos a los que está ligado. De este modo, la formulación del plan energético objetivo de dicha planificación requiere de un análisis prospectivo donde se modelen escenarios que contengan, dentro de límites racionalmente aceptables, la trayectoria futura del sistema y particularmente la evolución de los requerimientos de energía a nivel del consumo final y por lo tanto a nivel de generación de la energía relacionada.

Haciendo foco sólo en los requerimientos de energía eléctrica, diversas son las posibilidades que permiten una mejor integración de generación de energía a partir de fuentes renovables de energía al sector energético, tanto en su concepción centralizada como distribuida, tomando al mismo tiempo en consideración, su variabilidad dependiente de las condiciones geográficas, estacionales y climáticas (Grossi Gallegos, H. y Righini, R., 2007), (Grossi Gallegos H., 1998b).

Por otra parte, el almacenamiento de energía en forma de electricidad puede representar un modo de acumular energía cuando ésta está disponible en condiciones técnico-económicas convenientes (por ejemplo, ante una diferencia de precios), para utilizarla nuevamente cuando sea necesaria. El almacenamiento de energía eléctrica también tiene el potencial de mejorar la eficiencia y confiabilidad de la red, optimizando los flujos de energía y complementando la generación de energía a partir de fuentes renovables (Parfomak, 2012). Las particularidades técnicas de diferentes tecnologías de almacenamiento se desarrollan en (Akhil et al., 2013). Existen diversos factores que podrían favorecer el desarrollo del almacenamiento energético, en este sentido (Sioshansi et al., 2012) y (Denholm y Hand, 2011) han estudiado cuestiones técnicas, así también como las barreras políticas que experimenta la evolución de aplicaciones de almacenamiento dentro de los mercados energéticos.

Por lo antedicho, hemos centrado el desarrollo de este artículo en el rol que juega el almacenamiento de energía en la construcción de escenarios a largo plazo (análisis prospectivo) a nivel regional, ya que este particular no se ha estudiado en profundidad hasta ahora. Particularmente, elegimos concentrarnos sólo en el uso de las tecnologías de baterías de ion-litio asociadas al alto potencial de desarrollo que tienen de la mano del cada vez mayor uso y difusión de los vehículos eléctricos.

Cabe destacar, que el almacenamiento de electricidad tiene el potencial de generar grandes cambios en el sector transporte, ya que los vehículos eléctricos son una alternativa a los que funcionan con combustibles fósiles. Al mismo tiempo, las baterías de los vehículos eléctricos pueden usarse para aplicaciones de inyección de energía a la red, comúnmente denominadas por el acrónimo “V2G”, derivado de sus siglas en inglés de Vehicle To Grid, lo cual tiene algunas restricciones operativas y de uso específicas, por ejemplo, la disponibilidad de dicha energía en un momento determinado y las necesidades de utilizar el vehículo como medio de movilidad. Sin embargo, los intercambios de electricidad entre consumidores y prosumidores son un área de continuo crecimiento.

Para realizar el análisis conjunto y mutuamente dependiente de lo anteriormente mencionado, deben utilizarse modelos computacionales, los cuales son herramientas desarrolladas para analizar los sistemas energéticos de forma integral. En esta línea, diversos modelos han sido desarrollados con propósitos particulares (Gargiulo, M. y Gallachóir, B., 2013), así, algunos de ellos son adecuados para analizar sólo una porción del sistema y otros para analizar su totalidad (Suganthi, L. y Samuel, A., 2012); (Keirstead, J; Jennings, M. y Sivakumar, A., 2012); (Evans, J. & Hunt, L. C., 2009). Otro aspecto relevante, es que el análisis prospectivo suele realizarse a nivel nacional, por ende, este ejercicio raramente se lleva a cabo en niveles geográficos inferiores como las provincias de un país, sino que éstas sólo se limitan a adherirse en mayor o menor medida a las políticas estatales del país del que forman parte. Como antecedentes dentro de Argentina se pueden mencionar las iniciativas de la Provincia de Entre Ríos (Tito Murgia et. al., 1980), de la Región Noreste (NEA) (Programa de Estudios Energéticos Regionales de Argentina, 1990) y de la Provincia de Mendoza (Matriz Energética Provincia de Mendoza, 2007).

Nuestro objetivo es lograr una representación explícita de los desafíos de integración de las fuentes renovables de energía y de las opciones de flexibilidad mencionadas anteriormente, al sistema energético de la provincia de Mendoza, mediante la utilización del modelo de simulación energética a largo plazo Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) o modelo de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo, según su traducción al español, el cual es probablemente el más conocido y utilizado con fines de planificación en los países en vías de desarrollo (Huang, Y., Bor, Y. J., & Peng, C. Y., 2011); (McPherson, M., & Karney, B., 2014); (Emodi, N. V, 2017); (Sadri, A. et al, 2014).

2. EL SECTOR ELÉCTRICO DE MENDOZA

2.1. Estructura del Sector Generación

De acuerdo a los datos oficiales reportados al 31 de diciembre del 2018 (CAMMESA, 2018), la provincia de Mendoza posee una potencia instalada total de 1.440,00 MW, los cuales se distribuyen de forma porcentual según como sigue: 41,24% Térmica (25,99% Ciclos Combinados, 4,14% Turbinas a Gas, 8,33% Turbovapor, 2,78% Motor Diesel), 53,64% Hidráulica No Renovable (>50 MW) y 5,13% Hidráulica Renovable (<50 MW), conjunto que en dicho periodo generó en total 4.851.824 MWh, hidroeléctrica más térmica. En la Figura 1, se aprecia gráficamente la generación mensual del año 2018, térmica e hidroeléctrica, tanto en MW-h (Figura 1a) como en términos relativos (%) (Figura 1b). Dicha oferta de energía, implicó un consumo de combustible total a lo largo del año 2018 de 628.023 Dam³ de Gas Natural y de 9.538 Toneladas de Fuel Oil.

2.1.1. Generación Distribuida

A partir de marzo del año 2015 la provincia de Mendoza, a través de su ente regulador eléctrico (EPRE, Ente Provincial Regulador Eléctrico) resolvía en su Resolución N° 019/15 el Reglamento de las Condiciones Técnicas para la Operación y Facturación de Excedentes de Energía Volcados a la Red Eléctrica de Distribución. Posteriormente a nivel nacional se sanciona la ley 27.424: Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, a la

cual la provincia de Mendoza adhiere. Esta, establece la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.

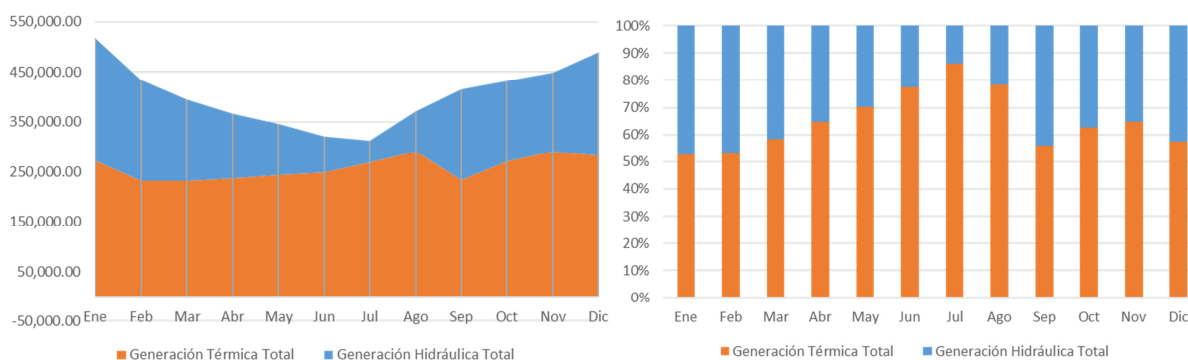


Figura 1: a) Generación Hidroeléctrica y Térmica de Mendoza. Valores Mensuales en [MWh]. Año 2018. b) Generación Hidroeléctrica y Térmica de Mendoza. Participación [%] Mensual. Año 2018

Desde el 12 de agosto de 2016, fecha en que se habilitó el primer Usuario-Generador de la provincia a la actualidad, se han incorporado anualmente como Usuarios-Generadores la cantidad de instalaciones y consecuente Potencia DC que se observan en la Figura 2 (EPRE, 2019). La simulación de los sistemas instalados, según sus características técnicas promedio, se realizó con el programa System Advisor Model Version 2018.11.11-r3 (SAM 2018.11.11-r3).

2.3. Estructura del Sector Demanda

2.3.1. Demanda de Energía Eléctrica

La caracterización del sector Demanda de energía eléctrica de la provincia de Mendoza se cuantificó con la información reportada por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas (DEIE, 2018) de la provincia de Mendoza, de donde se puede discriminar: Residencial (1.562.096 MW-h), Grandes Demandas (2.491.507 MW-h), General (incluye las categorías Pequeños Comercios, Pequeña Industria, Asociaciones Civiles, Servicio Sanitario, Oficial y Tarifas transitorias) (455.171 MW-h), Riego Agrícola (508.491) y Alumbrado Público (217.355 MW-h). En relación a la generación en el mismo periodo la Demanda se comportó como se observa en la Figura 3.

2.3.2. Demanda del Sub-Sector Transporte

Los datos de transporte relacionados en particular con el parque automotor de la provincia se obtienen de la información reportada por el Observatorio Nacional de Datos de Transporte (ONDaT, 2018), el cual informa que Mendoza a finales del 2017 poseía una cantidad total de 519.972 vehículos (se excluyen vehículos utilitarios livianos, vehículos de carga y autobuses). Luego, de acuerdo a la evolución del parque de automóviles de los últimos 12 años y a la variación inter-anual en dicho periodo, podemos estimar que el año 2018 finalizó con una cantidad total de 534.258 vehículos y una variación en alza de 2,75% respecto del 2017.

Luego la información antes indicada se cruza con lo propio reportado por la DEIE sobre la Evolución del Mercado de Combustibles en Mendoza, donde se reportan las ventas mensuales en estaciones de servicio, por tipo de combustible. A efectos de nuestro análisis hemos agregado las cantidades de Gas Oil y Naftas, indiscriminado las tipologías de gas oil (Gas Oil Grado 2 y Grado 2B) y de naftas (Nafta "Premium" de más de 95 Ron y Nafta "Súper" entre 92 y 95 Ron), encontrando que en el año 2018 se consumieron en total 358.124 m³ de Gas Oil y 324.932 m³ de Naftas, con una distribución mensual como la que se muestra en la Figura 4b. Para nuestro estudio hemos hipotizado que dichas cantidades de combustibles son consumidas por el parque automotor de vehículos reportados por el ONDaT.

2.4 Almacenamiento de Energía Eléctrica

El almacenamiento de energía eléctrica no se puede comparar con las tecnologías de generación, ya que aporta otras importantes cualidades o valores al sistema (Akhil et al., 2013; Rastler, 2010) que pueden ser clasificadas en tres aspectos.

- i. *Valor Energético:* El "valor energético" se relaciona con la gestión de la generación, basándose en una diferencia de precios ("precio diferencial") dentro de un período de tiempo. La energía eléctrica se almacena en períodos de exceso de producción (precios bajos en el mercado spot) y se produce (o vuelca a la red) durante períodos de alta demanda (precios altos).

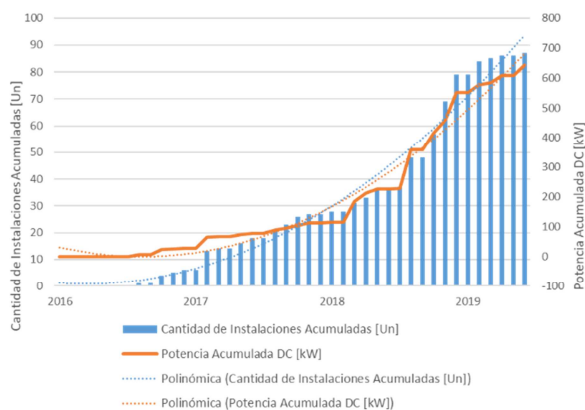


Figura 2. Crecimiento Acumulado de Instalaciones de Generación Distribuida en Mendoza. Período agosto 2016 – marzo 2019

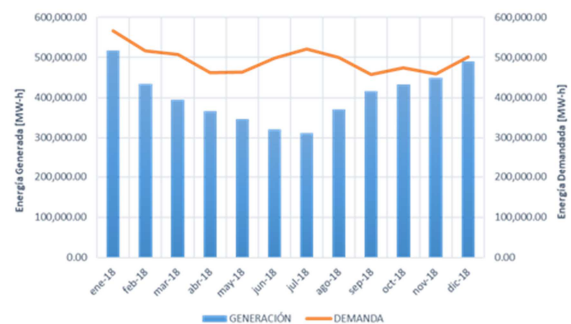


Figura 3. Demanda y Generación de Electricidad. Mendoza. Año 2018

- ii. *Valor de Capacidad:* Una segunda característica del almacenamiento de energía eléctrica, es su capacidad de poder usarlo como una instalación de generación de respaldo, la cual puede aportar energía en los períodos de punta con precios de mercado excepcionalmente altos, tales que sean suficientes para pagar los costos fijos de las centrales de generación de punta. Esto sugeriría la posibilidad de un diseño de mercado de capacidad dedicada, posibilitando que una instalación de almacenamiento de energía eléctrica pueda reemplazar a otra de capacidad despachable en momentos de punta.
- iii. *Valor de Equilibrio:* Se supone que la tercera característica o valor ("valor de equilibrio") tiene en cuenta todas las contribuciones adicionales asociados al almacenamiento de energía eléctrica. Por ejemplo, las instalaciones de almacenamiento pueden contribuir con funciones de regulación de frecuencia, regulación de tensión y arranque autógeno o de emergencia (reinicio de una central de eléctrica aislada de red de transmisión). También pueden retrasar los flujos de inversiones económicas en la red (Poudineh y Jamasb, 2014).

2.4.1. Almacenamiento Energético Distribuido

Si bien conceptualmente podríamos considerar como almacenamiento distribuido distintas aplicaciones que nos rodean diariamente, como los teléfonos celulares personales, bicicletas y otros medios de movilidad eléctricos, en este trabajo sólo se analiza la inserción paulatina de vehículos eléctricos.

Los autos eléctricos funcionan con energía eléctrica almacenada en distintos tipos de tecnologías de medios asociadas a la fuente que luego se utilizará para suministrar la energía al vehículo, por ejemplo, medios electroquímicos como las baterías recargables, medios químicos como las celdas de combustible o medios eléctricos como los ultracapacitores. Por lo antedicho, dependiendo de la fuente de energía, los vehículos eléctricos son de varios tipos, como vehículos eléctricos híbridos, con baterías, fotovoltaicos y con celdas de combustibles, entre otros (Chan CC, Chau KT, 2002), (US Department of Energy, 2003). Sin embargo, los vehículos eléctricos deben cargarse o recargarse desde la red eléctrica, lo que conlleva una demanda adicional de energía, lo que se supone un nuevo desafío para las redes eléctricas convencionales.

Tal es así, que el uso generalizado de vehículos eléctricos puede causar posibles problemas técnicos: por ejemplo, la red eléctrica puede verse perjudicada por eventos de recarga no controlados y por recargas excesivamente prolongadas en el tiempo. Además, la Demanda Agregada de Recarga debe controlarse cuidadosamente para evitar la interrupción del servicio eléctrico cuando se introduzcan al

sistema varios miles de vehículos eléctricos en un corto periodo de tiempo, como puede suceder en estacionamientos públicos o estaciones de recarga (Yagcitekkin B, et al, 2013).

Para controlar lo antes mencionado, entre otros factores también importantes, es que distintos autores plantean el uso de Sistemas Inteligentes de Gestión de Recarga de manera de poder realizar una programación y control de las situaciones de carga, que satisfaga tanto a los usuarios de los vehículos eléctricos como así también a los operadores de la red eléctrica, entre ellas se pueden mencionar alternativas diversas: (Masoum AS, et al, 2011), (Cao Y., et al, 2012), (Dallinger D, et al 2013), (Reiner U, et al, 2012), (Di Giorgio A, Liberati F, 2014), entre otras. Como puede apreciarse en los estudios de dichos autores, la recarga de autos eléctricos es un proceso complejo que requiere una estrategia más avanzada para satisfacer ciertas necesidades generales: comportamiento y expectativas de los conductores, diferentes limitaciones de la red eléctrica, consideraciones económicas y ubicación estratégica de puntos o lugares de estacionamiento con esta funcionalidad, entre otras.

3. METODOLOGÍA

3.1. Marco del Modelado en LEAP del Sistema Eléctrico de Mendoza

En nuestro marco de trabajo, el sistema de simulación LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning) se utiliza como una herramienta de modelado de contabilidad energética que iguala la demanda con la generación de energía eléctrica del lado de la oferta, describiendo los impactos del sistema, incluyendo la generación de electricidad por fuente y el potencial de emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Sobre la base del sector eléctrico de Mendoza, se desarrollan tres escenarios, para los cuales el año 2018 se utiliza como año base para todos los senderos energéticos.

El escenario BAU o Tendencial (Business As Usual por sus siglas en inglés) es un sendero energético centrado en las políticas y planes actuales de la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Hacienda de la Nación, de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y a nivel provincial de la Empresa Mendocina de Energía SAPEM (EMESA, 2018). Luego el escenario REN-GD se centra en la incorporación de los parques fotovoltaicos y pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) adjudicados en la edición 1.5 y 2.0 del Programa RenovAr. Al mismo tiempo, se contemplan las proyecciones de inserción de generación distribuida a partir de tecnología fotovoltaica. Por su parte, el escenario V2G se focaliza en las proyecciones de sustitución de automóviles a combustible fósil por automóviles eléctricos y cómo ésta tecnología puede ser utilizada como una herramienta de almacenamiento distribuido que permita equilibrar las intermitencias natas que presenta la generación a partir de fuentes variables de energía renovable.

En este trabajo, el módulo Demanda del LEAP se caracteriza tal como se mencionó en el apartado 2.3.1. Éste módulo toma el PBI y PBG (Producto Bruto Geográfico) y otras variables socioeconómicas como la tasa de crecimiento de la intensidad energética de cada sector y las proyecciones de uso final de la energía de cada sector para proyectar la demanda de los mismo.

3.2. Principales Suposiciones en el Modelo LEAP

En esta sección, se presentan los supuestos para los principales parámetros involucrados en el modelado del sistema de eléctrico de Mendoza. El valor adoptado de la tasa de crecimiento de los sectores Residencial y Alumbrado Público se basó en la información reportada por la DEIE, arrojando una tasa promedio del 1,09% (DEIE, 2018). Luego para los sectores Grandes Demandas, General y Riego Agrícola se establece una tasa de crecimiento promedio interanual de 23,1%, obtenida en función de los valores analizados del Producto Bruto Geográfico reportados por el organismo antes mencionado (DEIE, 2018).

Como se optó por trabajar directamente con las demandas de las distribuidoras, en los resultados presentados se contabilizan en este segmento unas pérdidas del 12% para el año base, un 10% para el 2030 y un 7% para el 2050. Por otro lado, las pérdidas de transporte se estiman en un 3,5% y se espera que sean del 2,5% para 2030 y del 1,75% para 2050. El margen de reserva planificado se estima en 5%.

Las emisiones de GEI y los parámetros ambientales se evalúan sobre la base de los factores de emisión TIER 1 según lo establecido por el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change): lineamientos revisados para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Volumen 3 (IPCC, 1996).

3.2.1. Elementos de Variabilidad Temporal de la Demanda y la Generación de Energía Eléctrica

Otra información importante para la modelación es la morfología del Despacho de Carga ocurrido en el Año Base, para lo cual se utilizó la Curva de Carga de la región Cuyo reportada por CMMESA, a partir de la cual también se construye la Curva de Duración de Carga. Con estas curvas se realiza una representación con un grado mayor de detalle de la variabilidad en la demanda eléctrica asociándola con la época del año. Simultáneamente, se considera la disponibilidad de las distintas máquinas de generación en los períodos del año considerados. Para ello se divide al año en 8 períodos, correspondientes a los cuatro trimestres del año, éstos a su vez divididos en las horas de punta para la demanda eléctrica (19, 20, 21 y 22 hs) y las horas fuera de punta. Estos intervalos temporales sirven para modelar los requerimientos anuales de energía y potencia, así como para confrontar los mismos con las tecnologías de producción.

Con lo informado por CMMESA (Datos Síntesis Mensual, CMMESA, diciembre de 2018) y del consecuente análisis de la información allí manifestada: disponibilidades promedias de cada tipo de central, periodos de mantenimientos programados; junto con la información del régimen hidrológico de las cuencas de Mendoza (Departamento General de Irrigación, 2010) y la variabilidad estacional propia de la geometría solar regional (Jan Remund et. al, Data source Meteonorm [7.2], 2018), se obtienen los valores de la Disponibilidad Máxima (Maximum Availabilty) de las centrales de generación, de Mendoza, lo que se resume en la Tabla 1.

División Temporal			Demanda Promedio ²	Disponibilidad Máxima						
Trimestres	Partición ¹	Cant. hs		TV	TG	CC	MC	HI ³	FV ⁴	ES (EV)
Q1	FP	1.800	67,32%	95,20%	67,95%	73,10%	67,95%	90,00%	79,02%	0,00%
	P	360	72,47%		45,81%		45,81%		0,00%	63,40%
Q2	FP	1.820	53,96%	95,20%	67,95%	73,10%	67,95%	35,00%	41,38%	0,00%
	P	364	63,08%		45,81%		45,81%		0,00%	63,40%
Q3	FP	1.840	57,44%	95,20%	67,95%	68,10%	67,95%	50,00%	50,14%	0,00%
	P	368	64,93%		45,81%		45,81%		0,00%	63,40%
Q4	FP	1.840	61,72%	76,70%	67,95%	73,10%	67,95%	80,00%	90,37%	0,00%
	P	368	66,36%		45,81%		45,81%		0,00%	63,40%

TV: Turbo Vapor; TG: Turbo Gas; CC: Ciclo Combinado; MC: Motores de Combustión Interna; HI: Hidráulicas; FV: Fotovoltaicas; ES (EV): Almacenamiento de Energía Eléctrica en Vehículos Eléctricos.

¹ Partición: FP: Horas Fuera de Punta; P: Horas de Punta

² Demanda expresada en términos de energía media respecto a la máxima demanda anual de energía.

³ Valores correspondientes tanto para centrales hidráulicas >50 MW como para centrales <50 MW.

⁴ Valores correspondientes tanto para instalaciones centralizadas como de generación distribuida.

Tabla 1: Disponibilidad Máxima de las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica.

3.3. Limitaciones del Modelo LEAP

En este modelado existen varias restricciones de datos y limitaciones de contorno. En primer lugar, no se considera la capacidad de la red de transmisión, ni tampoco la distribución geográfica de las centras de generación de energía eléctrica. El modelo supone que el suministro de energía eléctrica se transporta sin restricciones a cualquier centro de carga y en cualquier momento. En cuanto a las limitaciones de modelado, el modelo no considera los perfiles de carga por hora, sino que calcula los perfiles de generación anuales. Uno de los inconvenientes de esta limitación es que el modelo no contempla ninguna correlación del impacto que tienen los patrones climáticos en las tecnologías renovables como la hidráulica y solar. Para superar las limitaciones del modelo, se requiere incorporar una base de modelado más compleja y una cantidad mayor de datos y de mayor profundidad, como

por ejemplo los perfiles de carga horarios basados en mapas de recursos renovables estacionales, entre otros.

3.4. Desarrollo de Escenarios

La planificación y formulación de escenarios es una técnica útil para por ejemplo desarrollar planes de infraestructura eléctrica a largo plazo, que aborden las perspectivas de los requerimientos energéticos futuros. Esto, “permite el desarrollo de las potencialidades que están vinculadas con la diversidad de políticas y senderos tecnológicos, tendientes a evaluar eficientemente las inquietudes que yacen en la interrelación de los sectores energético, económico y medioambiental” (Craig PP, et al, 2002). En las investigaciones relacionadas con energía, la construcción (o imaginación) de distintos senderos energéticos a largo plazo, ofrece la posibilidad de conformar diferentes conjuntos de situaciones, propensas a alcanzar un futuro energético determinado. Luego, este conjunto de características o “escenario”, se evalúa en función de las filosofías particulares que dieron como resultado el marco de desarrollo de aquella estrategia energética particular.

3.4.1. Escenario BAU o Tendencial

El escenario BAU o Tendencial describe el escenario energético que se basa en las tendencias actuales mediante el uso de políticas gubernamentales, planes y pronósticos oficiales que definen la forma del sector para las próximas décadas. El objetivo de este escenario es ilustrar el futuro a través del análisis de las estrategias y políticas de gobierno y plasmar la relación del sector eléctrico con los acontecimientos políticos, económicos y ambientales de la región. La demanda de electricidad por sector se toma según las tasas de crecimientos promedios presentadas por (DEIE, 2018): Residencial (4,98%), Grandes Demandas (1,23%), General (4,02%), Riego Agrícola (2,79%) y Alumbrado Público (1,02%). La tasa de crecimiento del sector Transporte se plasma según el apartado 2.3.2, sin embargo, para el consumo de combustible de los vehículos incorporados a lo largo de los años, se plantea un decrecimiento del 1% en su consumo, ya que se espera que con mejoras tecnológicas los vehículos serán más eficientes en la conversión de energía a partir de combustibles líquidos. Para establecer la tendencia de la oferta de energía eléctrica se recurre a los planes de la Secretaría de Energía para el sector, donde a través del Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas (Resolución Secretaría de Energía 762/2009) se configura una propuesta de obras hidroeléctricas nacionales para la presente y próxima década, esperándose se integren en la provincia de Mendoza los emprendimientos hidroeléctricos priorizados de nivel I y priorizados de nivel II (Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, 2015). No se prevé la incorporación de nueva generación térmica en el territorio provincial, de acuerdo a lo expresado en la Resolución 155/206 y Resolución 387 - E/2016 de la Secretaría de Energía de la Nación.

3.4.2. Escenario REN-GD

Reconociendo la fuente de energía solar como una fuente de energía renovable “variable”, cabe mencionar que ésta presenta algunos desafíos para la gestión del sector de generación de energía eléctrica. Este tipo de fuente, al igual que otras también renovables, son variables a lo largo de varias escalas temporales: anual, estacional, diaria, horaria e incluso a escalas menores y, por tanto, la principal limitación que presentan es que no se pueden despachar a voluntad, ya que el operador del sistema o un Usuario-Generador (Ley 27.424 y Res SE N° 314-2018) no pueden controlar la salida de la cantidad de energía generada, más allá de poder sacar de servicio la instalación, como así tampoco pueden reducir la generación voluntariamente. Finalmente, la energía disponible de estas fuentes es incierta, ya que los pronósticos meteorológicos siempre tienen un margen de error, lo que provoca variaciones en la producción de energía. Las fuentes de energía renovable variables tienen un fuerte impacto en el sector de generación de energía eléctrica, ya que se usan primero en el orden de mérito (el costo marginal es cero) y por lo tanto la Carga Residual o Demanda Neta tiene que estar cubierta por otras tecnologías despachables. Para este escenario, en el lado de la oferta se supone la entrada en funcionamiento al año 2025 de los Parque Solares y las centrales hidráulicas renovables adjudicados dentro del territorio provincial en las rondas 1.5 y 2.0 del Programa Renovar (EMESA, 2018). Al mismo tiempo, para este escenario se supone una continuidad de la tendencia provincial en cuanto a la incorporación de instalaciones de generación distribuida con tecnología fotovoltaica, marcada por una tasa de crecimiento promedio anual del 265% (de agosto del 2016 al 31 de diciembre de 2018). Para no suponer un crecimiento abrupto como el que supondría dicha tasa de crecimiento, se plantea una

función de interpolación por escalones de acuerdo a las incorporaciones de generación distribuida tal como se observó en la Figura 2. En cuanto a la demanda de energía eléctrica se continua con los supuestos planteados en el escenario BAU.

3.4.3. Escenario V2G

Para este escenario se supone una penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor de la provincia de Mendoza, a una tasa del 0.1% anual (535 vehículos/año) a partir del año 2025, producto de una política pública que fomenta la adquisición de este tipo de vehículos. Al mismo tiempo se retiran del parque automotor vehículos a combustibles líquidos a una tasa decreciente del 0,001% a partir del año 2025 también.

Se considera que los vehículos eléctricos ingresantes tendrán una capacidad promedio de sus baterías de 46,2 kWh y una autonomía promedio de 258 km por cada recarga de sus baterías, con una eficiencia promedio de 16,9 kWh/km recorrido. Por otra parte, se toma que la distancia promedio recorrida diariamente por un vehículo de uso doméstico es de 75 km desde que sale de su hogar hasta que regresa, esto equivaldría a decir que cada día tendríamos un remanente del 71% de energía eléctrica almacenada (32,8 kWh) disponible para otros usos, por ejemplo, para ser inyectada a la red en un horario de punta con valores altos en los precios de la energía, es decir para un uso con formato de generador distribuido de energía eléctrica. Se considera además que, a ese precio alto del valor de energía, se suma un adicional económico que motiva la inyección de energía a la red a partir de vehículos eléctricos, instrumento resultante de la misma política de fomento antes mencionada.

Paralelamente podemos hipotizar que, si en promedio estos vehículos tardan 8 horas en alcanzar su carga máxima (desde la batería totalmente descargada), también mantendrán la misma tasa de transferencia de energía en sentido opuesto, es decir hacia la red eléctrica. De aquí se desprende por tanto que, durante las 5 horas del periodo de punta (19 hs a 23 hs inclusive) el vehículo inyectará a la red el 89,3% de su carga remanente, lo que equivale al 63,4% de su capacidad total (29.3 kWh). Así mismo, le alcanzan las horas desde las 00 hs hasta dejar el domicilio para recargarse nuevamente a pleno, y si no alcanzara a tomar la carga completa podrá llegar al máximo al llegar al punto de estacionamiento de las horas diurnas hasta retornar al domicilio y comenzar un nuevo ciclo.

Tal como ha sido configurada en LEAP la partición temporal del año (Time Slices), en horas de punta y horas fuera de punta, y de acuerdo a las hipótesis antes mencionadas sobre la inyección a la red a partir de baterías de vehículos eléctricos, para el escenario V2G la configuración de la Disponibilidad Máxima de este centro de transformación (considerado como un generador distribuido conectado a la red) se establece según la Tabla 1.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Proyecciones de la Demanda

En la Figura 4 se aprecia el crecimiento de la demanda del sector energético de la provincia de Mendoza de acuerdo a las proyecciones al año 2050 según las tasas de crecimiento antes planteadas. Puede observarse que el sector residencial toma preponderancia como consecuencia del crecimiento poblacional a las tasas reportadas en los últimos 10 años. De acuerdo a las hipótesis planteadas para el escenario V2G se aprecia cómo procede el retiro de vehículos que funcionan con combustibles fósiles (lo que se ve plasmado en una disminución del consumo de nafta y diésel), en pos de la inserción de vehículos eléctricos, sin embargo, la incorporación de estos últimos aumenta el consumo de energía eléctrica, pero sin presentar una tendencia marcada al alza y de por lo tanto de forma sectorial, el consumo del sector Transporte Vehicular evoluciona a la baja.

4.2. Proyecciones de la Generación de Energía Eléctrica

A través de la Figura 5 se observa primeramente que la curva de incorporación de generación acompaña la forma y tendencia del crecimiento de la demanda antes presentado. También se aprecia cómo gana participación la generación de energía a partir de centrales fotovoltaicas en su configuración centralizada, en detrimento de generación con base en combustibles fósiles, para el escenario V2G el cual es una alternativa dentro del escenario REN-GD. Por el contrario, en el escenario BAU se aprecia que la generación de fuentes renovables sólo es aportada por las centrales

hidroeléctricas incorporadas de forma escalonada de los emprendimientos priorizados de nivel I y priorizados de nivel II mencionados precedentemente.

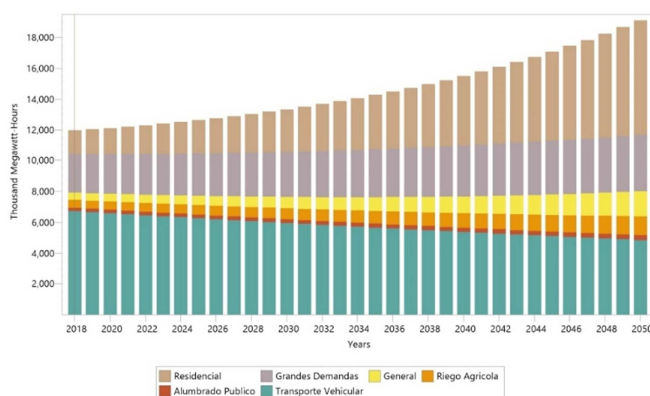


Figura 4. Evolución y Variación Inter-Anual de la Demanda de Energía Eléctrica. Escenario V2G. Años 2018 a 2050. Provincia de Mendoza, Argentina.

Adicionalmente podemos decir, de forma preliminar, que, con las tasas de incorporación de vehículos eléctricos planteadas, no se aprecian variaciones considerables al considerar la inyección de energía remanente en las baterías a la red de distribución. Esto implicaría que debe fomentarse aún más el uso de movilidad eléctrica para que su incorporación como usuario-generador cobre significancia. Lo mismo sucede con la generación distribuida de tecnología fotovoltaica, si bien crece con el tiempo, deberán instrumentarse los beneficios fiscales y las políticas públicas que permitan una presencia más agresiva de esta fuente de generación.

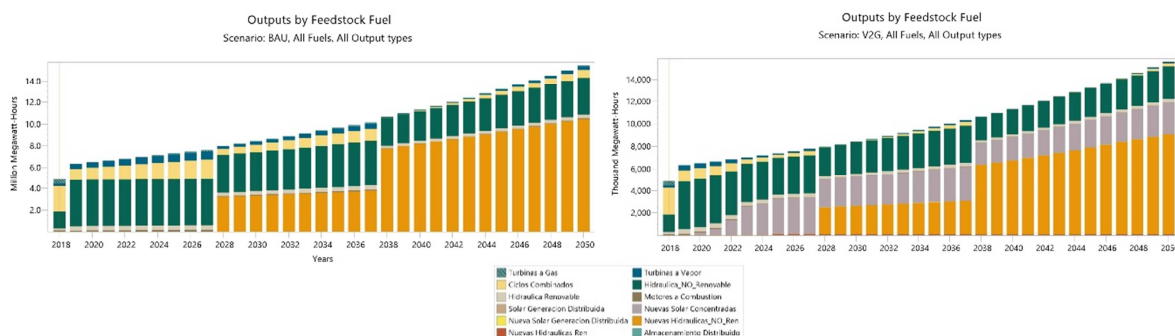


Figura 5. Proyección del Sector Generación de Energía Eléctrica. Comparación entre el escenario BAU y los escenarios REN-DG y V2G. Años 2018 a 2050. Provincia de Mendoza, Argentina.

Los aportes de generación a partir de fuentes con combustibles fósiles se mantienen, aunque a tasas menores de participación, como necesidad para abastecer los empuntamientos de la demanda.

4.4. Perspectivas Medioambientales

En lo que respecta a las perspectivas medioambientales, podemos decir que las emisiones de gases de efecto invernadero, mostradas bajo el indicador de Potencial de Calentamiento Global a 100 años (100-Year GWP: Direct (At Point of Emissions) se ven reducidas por la disminución del consumo de combustibles fósiles para el sector Transporte Vehicular, como consecuencia de la política de fomento del uso de vehículos eléctricos. Esto se observa en la Figura 10. Además, en la Tabla 2 se aprecian a paso quinquenal los valores de los efectos más representativos por emisiones al ambiente ocasionadas por el sector Demanda para el escenario V2G.

El sistema energético actual no es sostenible y debe transformarse en un sistema con bajas emisiones en una a largo plazo. Por lo tanto, algunas decisiones importantes deben tomarse ahora en el presente, justificando la necesidad de escenarios integrales y a largo plazo de todo el sistema energético regional. Se espera que el sector eléctrico pueda verse beneficiado con relativa facilidad mediante la generación y el transporte de energía electricidad de origen renovable, y que ello se presente como una

herramienta crucial en pos de alcanzar un sistema energético con menor carga de emisiones de carbono. Sin embargo, un sistema energético con alta participación de energías renovables se convierte en un desafío, principalmente debido a la variabilidad de algunas de las fuentes correspondientes. Por lo tanto, los escenarios energéticos a largo plazo tienen que integrar estas características de forma cuantitativa.

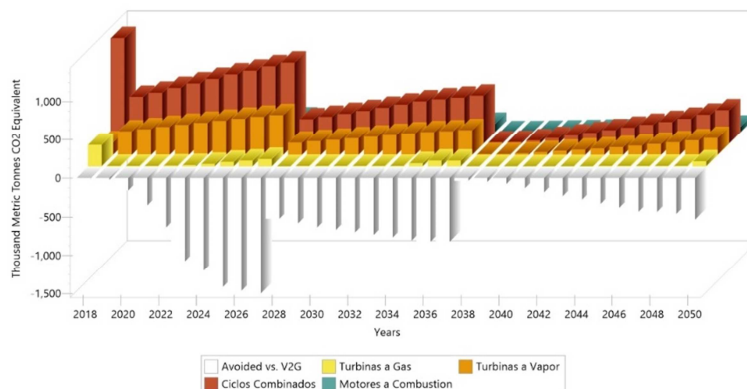


Figura 10. Emisiones evitadas. Comparación escenario BAU versus V2G. Indicador: 100-Year GWP: Direct (At Point of Emissions). Provincia de Mendoza, Rep. Argentina. Año 2018 a 2050.

EMISIONES	AÑOS						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Dióxido de carbono	1.693,4	1.610,4	1.531,5	1.456,4	1.385,0	1.317,2	1.252,6
Monóxido de carbono	97,7	92,9	88,4	84,0	79,9	76,0	72,3
Metano	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Compuestos orgánicos volátiles distintos del metano	18,5	17,6	16,7	15,9	15,1	14,4	13,7
Óxidos de nitrógeno	16,9	16,1	15,3	14,6	13,8	13,2	12,5
Dióxido de azufre	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,0	1,9
Total	1.829,4	1.739,7	1.654,5	1.573,4	1.496,3	1.423,0	1.353,2

Tabla 2: Emisiones al Ambiente del sector Demanda para la provincia de Mendoza. Años 2018 a 2050, paso quinquenal.

6. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS FUTURAS

La representación de la operación del sistema energético requiere tener en cuenta ciertos detalles técnicos y temporales, por ejemplo, la variabilidad de la energía solar de acuerdo a sus restricciones inter-temporales. El almacenamiento de electricidad también requiere este tipo de restricción ya debe ser equilibrado temporalmente. Estas restricciones sugieren la necesidad de abordar un enfoque de optimización.

A su vez, la variabilidad de los recursos renovables requiere la construcción de una Curva de Duración de Carga Residual, también llamada Curva de Carga Residual o Curva de Demanda Neta, la cual se construye restando a la curva de demanda los valores de generación de las centrales e instalaciones autodespachable, es decir las centrales de energía solar, tanto concentradas como distribuidas. Por lo tanto, la Demanda Neta es la que realmente debe ser cubierta con generación convencional, con capacidad de adecuarse a las necesidades de la demanda (despachable).

Se plantea la implementación en el modelado de otros instrumentos de almacenamiento de energía, como, por ejemplo, sistemas hidráulicos a partir de los embalses de ciertas centrales hidráulicas de la provincia, de manera que estas alternativas puedan conjugarse técnicamente con el almacenamiento distribuido planteado a través de las baterías de los vehículos eléctricos de incipiente incorporación regional.

7. REFERENCIAS

Grossi Gallegos, H. y Righini, R. (2007). Atlas de energía solar de la República Argentina. Universidad Nacional de Luján y la Secretaría de Ciencia y Tecnología. ISBN 978-987-9285-36-7.

Grossi Gallegos H. (1998b) Distribución de la radiación solar global en la República Argentina. II. Cartas de radiación. *Energías Renovables y Medio Ambiente* 5, 33-42.

Parfomak, P.W. (2012). *Energy Storage for Power Grids and Electric Transportation: A Technology Assessment* (No. R42455). Congressional Research Service.

Akhil, A.A., Huff, G., Currier, A.B., Kaun, B.C., Rastler, D.M., Chen, S.B., Cotter, A.L., Bradshaw, D.T., Gauntlett, W.D. (2013). *DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*. Ed Albuquerque, NM Sandia Natl. Lab.

Denholm, P., Hand, M. (2011). Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy* 39, 1817–1830. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.019>.

Sioshansi, R., Denholm, P., Jenkin, T. (2012). Market and policy barriers to deployment of energy storage. *Econ. Energy Environ. Policy* 1. <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.1.2.4>.

Gargiulo, M. & Gallachóir, B. (2013). Long-term energy models: Principles, characteristics, focus, and limitations. *WIREs Energy and Environment*, 2(2), 158–177.

Suganthi, L. & Samuel, A. (2012). Energy models for demand forecasting—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(2), 1223-1240.

Keirstead, J., Jennings, M., & Sivakumar, A. (2012). A review of urban energy system models: Approaches, challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), 3847-3866.

Evans, J. & Hunt, L. C. (2009). *International Handbook on the Economics of Energy*. Jaccard, M. (Ed.), *Combining top down and bottom up in energy economy models* (pp. 311-331). Cheltenham, UK: Edward Elgar

Tito Murgia y Asociados (1981). *Planeamiento energético global de largo plazo*. Provincia de Entre Ríos. Buenos Aires, ARG: IDEE - Fundación Bariloche

Instituto Regional de Estudio sobre Energía (2007). *Matriz Energética Provincia de Mendoza*. Mendoza, ARG: UTN-FRM.

Huang, Y., Bor, Y. J., & Peng, C. Y. (2011). The long-term forecast of Taiwan's energy supply and demand: LEAP model application. *Energy policy*, 39(11), 6790-6803.

McPherson, M., & Karney, B. (2014). Long-term scenario alternatives and their implications: LEAP model application of Panama's electricity sector. *Energy Policy*, 68, 146-157.

Emodi, N. V., Emodi, C. C., Murthy, G. P., & Emodi, A. S. A. (2017). Energy policy for low carbon development in Nigeria: A LEAP model application. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 247-261.

Sadri, A., Ardehali, M. M., & Amirnekoeei, K. (2014). General procedure for long-term energy-environmental planning for transportation sector of developing countries with limited data based on LEAP (long-range energy alternative planning) and EnergyPLAN. *Energy*, 77, 831-843.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). (2018). *Datos Síntesis Mensuales, BASE INFORME MENSUAL 2018-12*.

Departamento General de Irrigación, et al. (2010). *Estudio exploratorio para el aprovechamiento de pequeñas y medianas centrales Hidroeléctricas en áreas de estudio pertenecientes al oasis norte de la provincia de Mendoza*.

Jan Remund, Stefan Müller, Christian Studer, René Cattin (2018). *Meteonorm (Versión 7.2)* [Windows]. Bern, Switzerland: Meteotest.

Ente Provincial Regulador Eléctrico de Mendoza (EPRE). (2019).

System Advisor Model Version 2018.11.11-r3 (SAM 2018.11.11-r3). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Accessed April 18, 2019. <https://sam.nrel.gov/content/downloads>.

Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas (DEIE), Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía, Gobierno de Mendoza. (2018). *Mendoza en Datos, Datos Económicos: i) Población estimada al 1° de julio de cada año calendario por sexo (ambos sexos), según departamento. Mendoza. Años 2010-2025; ii) Producto Bruto Geográfico. Valor Agregado Bruto por año y tasa de crecimiento interanual. En miles de pesos corrientes. Mendoza. Años 2004-2017; iii) Consumo de energía eléctrica según categoría de usuarios. Mendoza. Años 2003-2018*.

Observatorio Nacional de Datos de Transporte (ONDaT), Centro Tecnológico de Transporte, Tránsito y Seguridad Vial, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Avellaneda. (2018). *Sección: Industria automotriz, Evolución del parque de automóviles, vehículos livianos, camiones y autobuses de Argentina, Parque automotor de Argentina por provincia. Automóviles*.

- Rastler, D., 2010. Electricity Energy Storage Technology Options (No. 1020676). EPRI.
- Poudineh, R., Jamasb, T. (2014). Distributed generation, storage, demand response and energy efficiency as alternatives to grid capacity enhancement. *Energy Policy* 67, 222–231. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.073>.
- Chan CC, Chau KT (2002). *Modern electric vehicle technology*. New York: Oxford University Press.
- US Department of Energy (2003). Just the Basic: electric vehicle, freedom cars & vehicle technologies program. Energy efficiency and renewable energy. Disponible en: http://www1.eere.energy.gov/vehiclesandfuels/pdfs/basics/jtb_electric_vehicle.pdf. [14.5.2018].
- Yagcitekin B, Uzunoglu M, Karakas A, Erdinc O. (2013). Assessment of electrically driven vehicles in terms of emission impacts and energy requirements: a case study for Istanbul, Turkey. *J Clean Prod* 2013;1–7. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.12.063>.
- Masoum AS, Deilami S, Moses PS, Masoum MAS, Abu-Siada A. (2011) Smart load management of plug-in electric vehicles in distribution and residential networks with charging stations for peak shaving and loss minimization considering voltage regulation. *IET Gener Transm Distrib* 2011;5:877. <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2010.0574>.
- Masoum MAS, Member S, Moses PS, Member S, Hajforoosh S. (2012). Distribution transformer stress in smart grid with coordinated charging of plug-in electric vehicles. In: *IEEE innov smart grid technol (ISGT)*; 2012. p. 1–8. <http://dx.doi.org/10.1109/ISGT.2012.6175685>.
- Cao Y, Tang S, Li C, Zhang P, Tan Y, Zhang Z, et al. An optimized EV charging model considering TOU price and SOC curve. *IEEE Trans Smart Grid* 2012; 3:388–93. <http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2011.2159630>.
- Dallinger D, Gerda S, Wietschel M. (2013). Integration of intermittent renewable power supply using grid-connected vehicles – a 2030 case study for California and Germany. *Appl Energy* 2013; 104:666–82. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.10.065>.
- Reiner U, Elsinger C, Leibfried T. (2012). Distributed self organising electric vehicle charge controller system. *Electr veh conf (IEVC)*. Greenville, SC: 2012 IEEE Int; 2012. p. 1–6.
- Di Giorgio A, Liberati F. (2014). Near real time load shifting control for residential electricity prosumers under designed and market indexed pricing models. *Appl Energy* 2014; 128:119–32. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.032>.
- Empresa Mendocina de Energía SAPEM (2018). Proyectos adjudicados en el territorio de la Provincia de Mendoza. Programa Renovar, versión 1.5 y 2.0. Disponible en <http://emesa.com.ar/wp-content/uploads/2017/07> (último acceso Julio 2019).
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). Revised 1996 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories, vol. 3; 1996.
- Takase K, Suzuki T. (2011). The Japanese energy sector: current situation and future paths. *Energy Policy* 2011; 11:6731e44.
- Aliyu AS, Ramli AT, Saleh MA. (2013). Nigeria electricity crisis: power generation capacity expansion and environmental ramifications. *Energy* 2013; 61:354e67.
- Craig PP, Gadgil A, Koomey JG. (2002). What can history teach us? A retrospective examination of long-term energy forecasts for the US. *Annu Rev Energy Environ* 2002; 27:83e118.
- Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Obras Públicas, Subsecretaría de Recursos Hídricos (2015). Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas (Resolución Secretaría de Energía 762/2009).

8. ABSTRACT

In this paper, we simulate, through the LEAP model (Long-range Energy Alternatives Planning), the role of energy storage at a regional and long-term horizon, as a flexibility tool tending to improve gradual integration of variable renewable energy sources into the electric system of Mendoza province; among others, we study centralized and distributed photovoltaic power systems, considering temporal variability of the source. Daily energy storage related to electric vehicles (by means of lithium-ion batteries) is represented by vehicle to grid (V2G) technology. The results show that, inclusion rates of both, electric vehicles and distributed photovoltaic power systems, do not present significant variations because of their share in the electrical system. However, environmental effects are improved. These findings suggest a further optimization approach.

Keywords: solar energy, electric vehicles, energy planning, simulation