UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS

ESCUELA DE POSTGRADO

PROGRAMA DE MAESTRÍA EN REGULACIÓN

ASPECTOS REGULATORIOS A CONSIDERAR EN LA INCORPORACIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

TESIS

Para optar el grado académico de:

MAGÍSTER EN REGULACIÓN

AUTOR:

Vilcachagua Nuñez, Jorge

LIMA - PERÚ

2013

Dedicatoria

Dedicado a mis padres: Pedro y Delia, a mi esposa Maribel y mi hijo Fabrizio.

Agradecimiento

Agradezco de forma especial a mi asesor Raul Garcia
por el apoyo brindado para la consecución de la presente tesis,
a David Orosco por las sugerencias e ideas brindadas
en relación a la tecnología del vehículo eléctrico y
a OSINERGMIN por los recursos aportados.

TABLA DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTO **2**

RESUMEN EJECUTIVO **6**

CAPITULO I. INTRODUCCIÓN **8**

OBJETIVO 8

ANTECEDENTES 8

JUSTIFICACIÓN 9

CAPITULO II. HIPÓTESIS **10**

HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA 10

CAPITULO III. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO Y SU MARCO REGULATORIO **12**

GENERALIDADES 12

CONCEPTO GENERALES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO 13

La generación de energía eléctrica *13*

Fundamento de minimización de costos de producción de energía eléctrica *14*

La transmisión eléctrica *18*

La distribución eléctrica *19*

El Cliente o Usuario Final *19*

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) *20*

Operador del Sistema *21*

ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO 21

La Actividad de Generación Eléctrica *21*

La Actividad de Transmisión eléctrica *23*

Mercado de Distribución eléctrica *23*

MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO 25

Organización del Sector Eléctrico *25*

Marco Legal del Sector Eléctrico *27*

Regulación del Mercado Eléctrico Peruano *28*

CAPITULO IV. TECNOLOGÍA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO **34**

GENERALIDADES 34

CLASIFICACIÓN DE LOS VEHÍCULOS CON MOTOR ELÉCTRICO 36

SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE ENERGÍA 41
CLASE DE CARGADORES Y MODOS DE RECARGA 43
El Conector 43
Los Modos de recarga: 44
El Tipo de Recarga 45
INFRAESTRUCTURA DE RECARGA. 46
AUTONOMÍA DE LOS BEV. 49

CAPITULO V. EXPERIENCIA INTERNACIONAL Y EXPECTATIVA NACIONAL 52

GENERALIDADES 52
INICIATIVAS INTERNACIONAL RELACIONADAS AL VEHÍCULO ELÉCTRICO 56
Iniciativa del Vehículo Eléctrico (EVI) del Clean Energy Ministerial 56
Acuerdo de Implementación para vehículos híbridos y eléctricos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE o IEA en inglés). 57
Iniciativa Green Cars de la Unión Europea. 57
POLÍTICAS DE DESARROLLO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO LLEVADAS A CABO POR DIVERSO PAÍSES 58
ESCENARIOS DE DESARROLLO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO 61
Escenario planteado por el proyecto MERGE (Mobile Energy Resources of Electricity) 61
Escenario planteado por la iniciativa Green Car de la Unión Europea 63
Escenario planteado por la IEA RETD 64
Escenario planteado por la EPRI (Electric Power Reseach Institute) 66
NUEVOS AGENTES EN EL MERCADO ELÉCTRICO Y SUS POSIBLES INTERRELACIONES 67
MODELOS DE REGULACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE RECARGA EN SITIOS PÚBLICOS 73
REGULACIONES ESTABLECIDAS A NIVEL INTERNACIONAL ASOCIADOS AL MERCADO ELÉCTRICO 76
España 76
ESTIMACIÓN NACIONAL SOBRE PRESENCIA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS. 78

CAPITULO VI. AMENAZAS Y OPORTUNIDADES DE LA INCORPORACIÓN DE LOS AUTOS ELÉCTRICOS EN EL SISTEMA ELECTRICO PERUANO 79

GENERALIDADES 79
ESCENARIO PREVISTO POR EL REGULADOR 80
ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA REQUERIDA PARA EL ESCENARIO PREVISTO POR OSINERGMIN 81
ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA REQUERIDA PARA EL ESCENARIO PREVISTO POR OSINERGMIN 82
IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL 83
Impacto sin ninguna regulación para el control de la demanda requerida para la recarga de los vehículos eléctricos. 84

Impacto considerando regulación efectiva para el control de la demanda eléctrica que genera la recarga de los vehículos eléctricos. *87*
Impacto considerando regulación para el uso efectivo de la tecnología bidireccional (V2G). *91*
IMPACTO ECONÓMICO EN LOS USUARIOS CON EL USO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO. 94
IMPACTO PARA LA SOCIEDAD EN EL ESCENARIO PREVISTO POR OSINERGMIN. 96
INGRESO DE NUEVOS AGENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y SUS POSIBLES INTERACCIONES CON LOS ACTUALES AGENTES. 99
Recarga del vehículo eléctrico en casa *100*
Recarga del vehículo eléctrico en lugares privados con acceso público. *101*
Modo de recarga en lugares públicos *102*
CONCLUSIONES **105**
RECOMENDACIONES **111**
ANEXOS **115**
BIBLIOGRAFIA **0**

RESUMEN EJECUTIVO

El vehículo eléctrico es aquel cuya propulsión depende de un motor eléctrico. A nivel internacional la tecnología de vehículo eléctrico en los últimos años ha estado ganando una notoria atención en diverso países y se cuenta con diverso organismos internaciones que incentivas su uso.

Existen dos fuertes razones para el cambio del vehículo de combustión interna por el del vehículo eléctrico: El primero es la disponibilidad reducida del petróleo y el segundo es el impacto ambiental asociado al uso de este recurso. Otra de las ventajas es su eficiencia energética y bajo costo de operación.

Diversos estudios internacionales plantean escenarios sobre la implementación de esta tecnología, en general se tiene una etapa inicial de fomento al uso de los vehículos eléctricos sin un control de la recarga, después una etapa de presencia inicial del vehículo eléctrico en el parque automotor con un esquema de control de la recarga y al final se plantea un escenario de amplia presencia del vehículo eléctrico con participación activa en el mercado eléctrico con la inclusión del concepto "*Vehicle to Grid*" (V2G) (Las baterías del vehículo eléctrico, podrán verter electricidad al sistema).

De acuerdo con OSINERGMIN, se estima un escenario de penetración en el país de 100 mil vehículos en 15 años. Pero si bien los avances en esta tecnología logren que la diferencia de precios (entre los vehículos eléctricos y los convencionales) disminuyan y que el desarrollo de las baterías logran mejoras en su autonomía (kilómetros recorridos antes de una recarga) es necesario establecer políticas para incentivar el uso de esta tecnología nueva dadas sus ventajas para la sociedad en su conjunto.

Respecto al impacto que se tendría en el sistema eléctrico peruano, se concluye que con una regulación eficaz de las recargas de los vehículos, se tendría un impacto positivo en el sistema eléctrico peruano. En un escenario de uso de tecnología V2G es donde se maximizaría el impacto de los 100 mil vehículos.

Además, se tendrá dos nuevos agentes en el mercado eléctrico: El Gestor de Carga que tendría la capacidad de comprar la energía a la empresa distribuidora y revender esta energía a los dueños de los vehículos eléctricos y, en un mediano plazo, el Suministrador Agregador que es un comercializador de energía exclusivo para la recarga de vehículos eléctricos. La inclusión de estos dos nuevos agente requiere la modificación de la actual normativa eléctrica.

CAPITULO I. INTRODUCCIÓN

Objetivo

El objetivo de la investigación es identificar las posibles necesidades de mejora y adecuación del marco regulatorio del sector eléctrico ante una eventual masificación de la tecnología del auto eléctrico en el país. En particular en los aspectos relacionados con el impacto de la demanda en el sistema eléctrico y los aspectos relacionados con la comercialización de electricidad para la recarga de los vehículos eléctricos.

Antecedentes

El vehículo eléctrico es aquel cuya propulsión depende de un motor eléctrico. Puede ser un vehículo eléctrico puro, cuando la propulsión depende únicamente de un motor eléctrico, o un vehículo eléctrico híbrido, cuando la propulsión está asociada a dos motores (uno eléctrico y otro de combustión interna). Además, se tiene una variante conocida como vehículo eléctrico de rango extendido que es en esencia un vehículo eléctrico puro que mejora su autonomía con el apoyo de un pequeño motor de combustión interna.

A nivel mundial, el uso de los vehículos eléctricos está siendo fuertemente apoyado por los gobiernos de diferentes países (tanto centrales como locales), organizaciones internacionales y la industria en general. Además, existen importantes iniciativas internacionales que soportan los esfuerzos que realizan los gobiernos.

Entre las iniciativas internacionales tenemos la Iniciativa del Vehículo Eléctrico del *Clean Energy Ministerial* que busca facilitar el despliegue global de 20 millones de vehículos eléctricos(puros o híbridos)para el año 2020;el Acuerdo de Implementación para Vehículos Híbridos y Eléctricos de la Agencia Internacional de Energía, que tiene como finalidad de

generar y difundir información relacionada con el vehículo eléctrico e híbrido y; la Iniciativa *Green Cars* de la Unión Europea que tienen como un objetivo conseguir que el 20% del mercado del automóvil europeo sea eléctrico puro o híbrido para el año 2020.

Este fuerte apoyo que está recibiendo la tecnología del vehículo eléctrico permite esperar que en un mediano plazo (2020) se logre situar al vehículo eléctrico como una alternativa viable de transporte que reemplace (por lo menos en parte) al transporte convencional.

Justificación

Los vehículos eléctricos no solo tienen una mejor eficiencia que los vehículos convencionales de combustión interna sino que aumentan la seguridad energética porque permiten la diversificación de la fuente de energía utilizable para el transporte con la consiguiente disminución de la dependencia del petróleo. Además, su uso permitiría reducir los impactos ambientales asociados a la combustión del petróleo como el efecto invernadero y la polución del aire.

Además de poseer el potencial de transformar el sistema de transporte convencional, los vehículos eléctricos también tiene el potencial de transformar el funcionamiento de los sistemas eléctricos. Ello debido a que demandarían energía de la red eléctrica y se generarían relaciones comerciales no existentes en un mercado eléctrico convencional, lo que genera la necesidad de adecuar los sistemas eléctricos y el diseño de los mercados para que la introducción de los autos eléctricos sea aprovechada y beneficiosa.

Como el marco regulatorio del mercado eléctrico peruano todavía no contempla de forma específica el uso de esta tecnología, por ello es necesario evaluar su impacto y establecer necesidades de mejora y adecuación de nuestro marco regulatorio ante una eventual masificación de la tecnología del auto eléctrico en el país.

CAPITULO II. HIPÓTESIS

Hipótesis y Metodología

En vista de la novedad del tema, se propone directamente la hipótesis de trabajo. La metodología de contraste de hipótesis consistirá en primer lugar en un diagnóstico la situación actual del sistema peruano, un análisis de las tecnologías, revisión de las experiencias e identificando las amenazas y retos

Las hipótesis de la investigación particulares, aunque estrechamente interrelacionadas, son las siguientes:

Primera Hipótesis: En un escenario de masificación del uso del vehículo eléctrico se requiere una adecuación de la regulación del mercado eléctrico para minimizar su impacto y maximizar sus beneficios en el sistema eléctrico.

Segunda Hipótesis: En un escenario de masificación del uso del vehículo eléctrico se requiere una adecuación de la regulación del mercado eléctrico para incluir los nuevos agentes del mercado asociados al uso de esta tecnología así el tratamiento tarifario diferenciado.

En particular, se intenta mostrar que si bien en un inicio la entrada del vehículo eléctrico no tendría mayor impacto en el sistema eléctrico, en un mediano plazo se debe establece medidas regulatorias que permitan obtener los mayores beneficios del uso de esta tecnología.

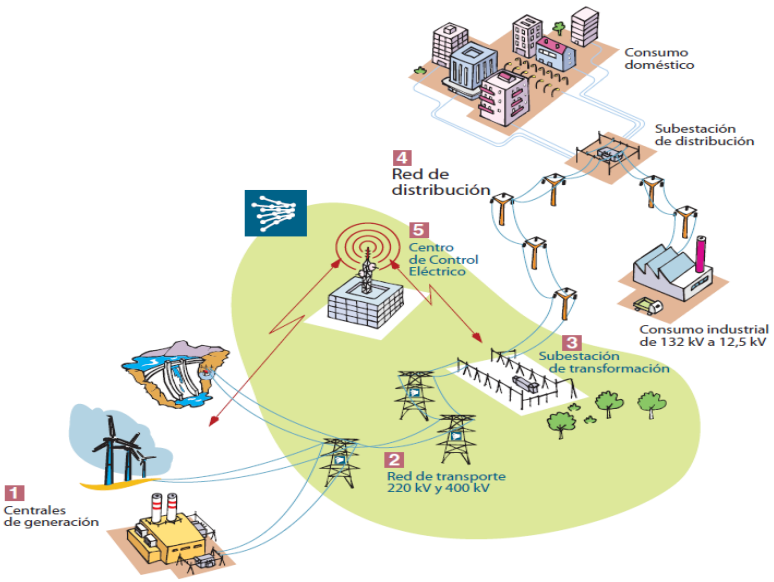
Cabe precisar, que la presente tesis se enmarca dentro del impacto de los vehículos eléctricos de cuatro ruedas denominados vehículos eléctricos puros (BEV) debido a la necesidad del uso de la red eléctrica para la recarga de los mismos. Sin embargo, este análisis sería también aplicable a los vehículos eléctricos de rango extendido (EREV) e híbridos enchufables (PHEV), que son vehículos con tracción eléctrica, requieren el uso de la red eléctrica para su recarga pero a diferencia de los BEV poseen a la vez un motor de combustión que los complementan o apoyan en su funcionamiento. Los EREV y PHEV tienen una autonomía (kilómetros recorridos antes de ser necesario una recarga del vehículo) diferente al BEV.

CAPITULO III. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO Y SU MARCO REGULATORIO

Generalidades

Los sistemas eléctricos, en general están compuestos por tres etapas: generación, transmisión y la distribución de electricidad. Además, cuentan con una entidad encargada de la operación del sistema eléctrico. En la figura Nº 3.1, se muestra las etapas básicas de un sistema eléctrico.

Figura N° 3.1 Esquema de un sistema eléctrico



Fuente: Capitulo Los Sistemas Eléctricos (Red Eléctrica de España, 2009)

El sistema eléctrico peruano está conformado por una red eléctrica interconectada el cual cubre la mayor parte del país, conocida como sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), y algunos sistemas eléctricos pequeños denominados sistemas aislados.

Ley de Concesiones Eléctrica (LCE)[1]es la norma principal con la cual se desarrolla el marco normativo del mercado eléctrico peruano. Antes de la promulgación de la LCE las tres etapas descritas (generación, transmisión y distribución) fueron desarrolladas por empresa estatales verticalmente integradas como Electro Lima y Electro Perú. Con la promulgación de la LCE se eliminó el monopolio del Estado y las empresas se desintegran verticalmente y horizontalmente quedado separada cada etapa descrita con un grupo de empresas que participan en cada una de estas etapas.

En el presente capitulo se describe el sistema eléctrico peruano y el marco regulatorio del mercado eléctrico, para ello primero se muestran los conceptos generales asociados a un sistema eléctrico, seguido por una descripción de la situación actual del sistemas eléctrico peruano y su marco regulatorio.

Concepto Generales de un Sistema Eléctrico

La generación de energía eléctrica

El proceso de generación eléctrica consiste en la transformación de algún tipo de energía primaria (hidráulica, térmica, eólica, etc.) en energía eléctrica (energía secundaria) través de la utilización de tecnologías (Red Eléctrica de España, 2009).

Cuando se analiza la generación eléctrica se considera dos factores, la capacidad de Generación (potencia eléctrica generada) como la producción de electricidad (energía eléctrica generada) debido, principalmente, a que la electricidad no se puede almacenar a costos razonables, ello hace que en todo momento para cubrir la necesidad de la demanda se requiere contar con una capacidad disponible que varía en el tiempo. La capacidad de

[1] Decreto Ley 25844, publicada en noviembre de 1992

generación se mide en Megawatts (MW)[2] y está relacionado con las dimensiones de la central de generación. La producción de electricidad se mide en Megawatts-hora (MWh) y es el resultado de multiplicar la capacidad de generación por el tiempo (Dammertet al, 2008).

Considerando la fuente de energía primeria utilizada, a continuación se muestra los tipos de central de generación (Dammertet al, 2011):

- **Generación hidráulica:** utiliza como energía primaria la energía que produce el agua localizada en el cauce de un río o un embalse para hacer rotar el rotor de un alternador y generar electricidad.
- **Generación térmica:** utiliza como energía primaria la energía que produce combustibles fósiles (gas natural, carbón y diesel) para hacer rotar el rotor de un alternador y generar electricidad.
- **Generación no convencional:** utiliza como energía primaria otras fuentes de energía. En el Perú se tiene la generación por sistemas eólicos, los cuales aprovechan la energía cinética del viento para hacer rotar el rotor de un alternador y generar electricidad; y generación por sistemas solares, los cuales aprovechan la energía del sol mediante procesos fotovoltaicos(centrales fotovoltaicos)[3]para generar electricidad.

Fundamento de minimización de costos de producción de energía eléctrica

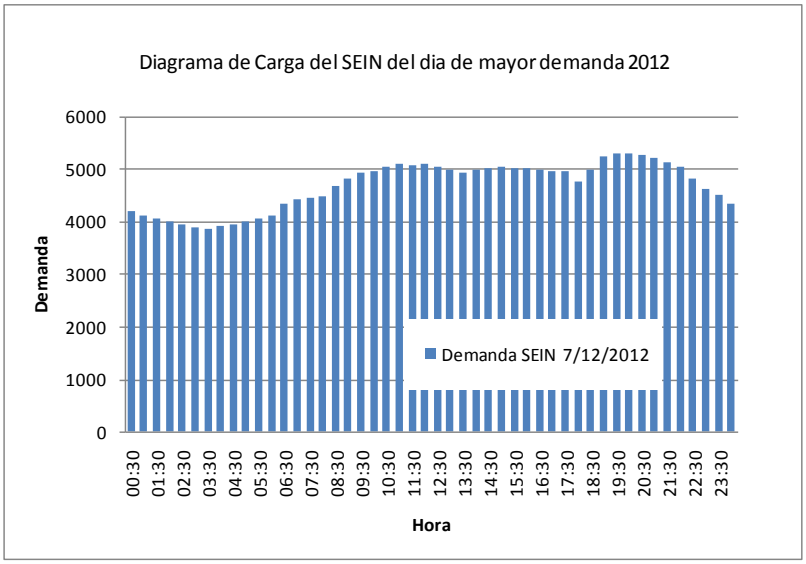
El patrón de carga horaria (demanda de los clientes finales más pérdidas de la red eléctrica) durante un periodo de tiempo se denomina curva o diagrama de carga del sistemas eléctrico

[2] 1 MW es equivalente a 1000 KW, a nivel de usuario final es usual el uso de KW para la determinación de la potencia que contratan o demanda el usuario.

[3] Todavía no hay el país pero también existen sistemas solares que usan procesos térmicos para generar electricidad (central térmica solar).

y el área bajo esta curva es la energía requerida. En la Figura N° 3.2, se muestra el diagrama de carga del SEIN del día de mayor demanda 2012.

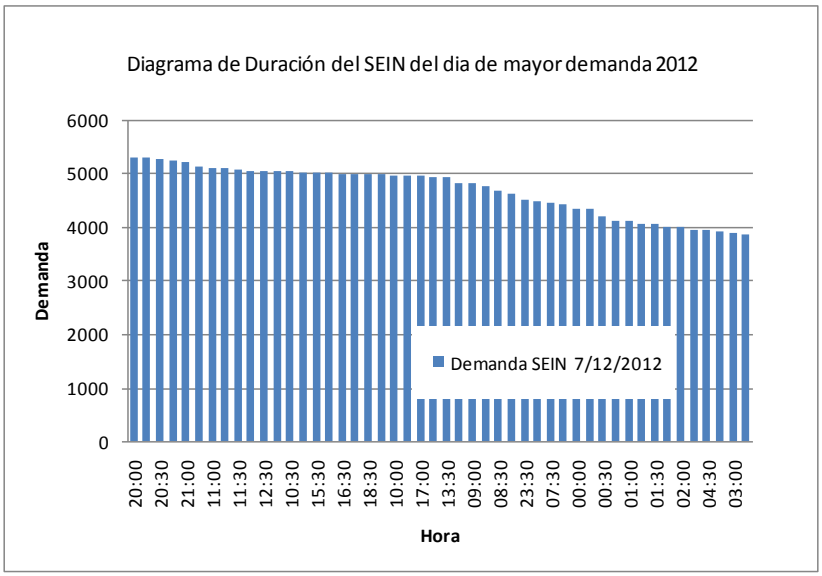
Figura N° 3.2 Diagrama de Carga del SEIN día mayor demanda 2012.



Elaboración Propia Fuente: COES

Ordenando el diagrama de carga de mayor a menor se obtiene la curva o diagrama de duración. En el Figura N° 3.3, se muestra el diagrama de duración correspondiente al diagrama de carga del día de mayor demanda 2012.

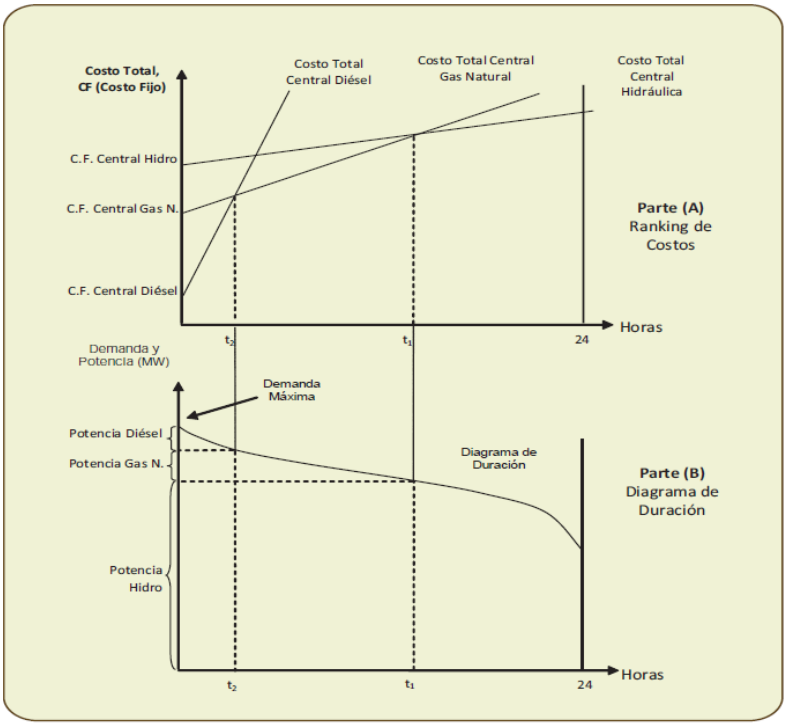
Figura N° 3.3 Diagrama de Duración del SEIN día mayor demanda 2012



Elaboración Propia Fuente: COES

Este diagrama de duración es importante para determinar el despacho de las generadoras con el cual se logre el menor costo de producción total. En general, cada tipo de generadoras tiene un costo fijo de operación (asociado a la inversión que se requiere para construirlo) y un costo variable (asociado al costo de la fuente de energía primaria utilizada por la generadora para producir la energía).Así tenemos que una central hidráulica tiene un alto costo fijo pero un costo variable bajo (el valor del agua es casi cero), un central térmica a Gas Natural un costo fijo medio pero un costo variable también medio (el gas cuesta más que el agua) mientras que una central térmica a diesel tiene un costo fijo bajo pero un alto costo variable (el costo del diesel es mayor al del gas natural). Por tanto se logra un despacho óptimo cuando en todo momento se elige el tipo de central con menor costo total de operación. Tal como se observa en la Figura N°3.4 (Dammert et al, 2011)

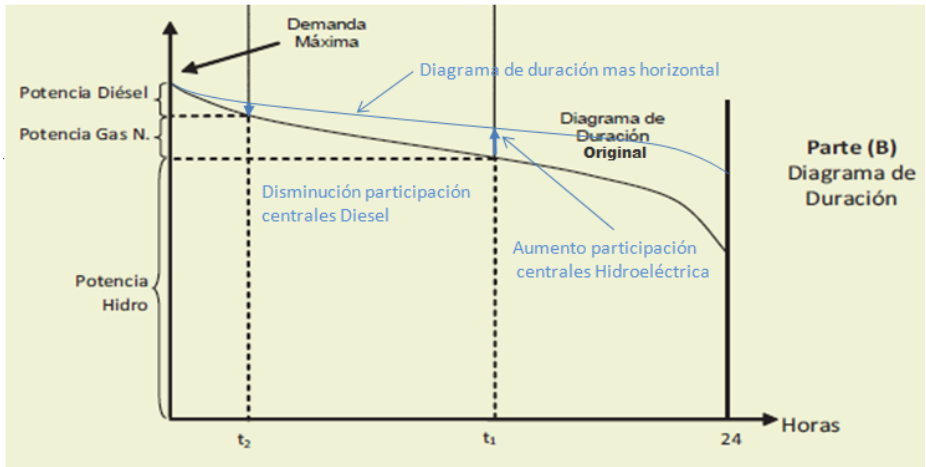
Figura N° 3.4 Diagrama de Duración del SEIN y criterio de minimización de costos



Fuente: Figura N° 68 (Dammert et al, 2011)

Un punto importante a considerar es que cuando el diagrama de duración es más horizontal (manteniendo la máxima demanda) la central térmica a diesel tendrá una menor participación en la producción de energía y, por el contrario, las centrales hidráulicas tendrán una mayor participación. Tal como se observa en la Figura N° 3.5.

Figura N° 3.5 Aumento participación centrales hidráulicas a un Diagrama de Duración más horizontal



Elaboración Propia Fuente: Figura N° 68 (Dammert et al, 2011)

Del mismo modo, cuando el diagrama de duración es más vertical la central térmica a diesel tendrá una mayor participación en la producción de energía y, por el contrario, las centrales hidráulicas tendrán una menor participación.

Por otro lado, el Factor de Carga es una relación que permite medir la eficiencia en la utilización de la capacidad de producción o potencia, se define como el ratio demanda promedio/demanda máxima del diagrama de carga (Dammertet al, 2011)[4].

En ese sentido, cuando el Factor de Carga tiende a uno, el diagrama de duración tenderá a ser horizontal y si el Factor de Carga tiende a cero, el diagrama de duración tenderá a ser vertical.

Por lo tanto, para un determinado diagrama de duración, si cambian las condiciones de la carga y se tiene diagrama de duración más horizontal (sin cambiar la demanda máxima) se

[4]Capitulo 1.1.2 de (Dammert et al,2011)

tendría un factor de carga mayor y una mayor participación de las centrales hidráulicas y una disminución de participación de las centrales térmicas a diesel.

La transmisión eléctrica

La electricidad generada en las centrales de generación requiere ser transportada hasta los centros de consumo. Este transporte se realiza mediante una red que comprende dos componentes básicos las Líneas de Trasmisión y las Sub Estaciones de Trasformación (ubicados en los extremos de las líneas de trasmisión), con estos dos componentes se conectan las centrales de generación y los centros de consumo en todo un territorio (Red Eléctrica de España, 2009).

Para reducir las pérdidas de energía que se producen en el transporte, se eleva la tensión del voltaje que se encuentra a salida de la central de generación hasta la Alta o Muy Alta Tensión y posteriormente se disminuye el nivel de tensión para conectarse con las redes de distribución (Red Eléctrica de España, 2009). De acuerdo con el Código Nacional de Suministro[5] las tensiones en el Perú se clasifican de acuerdo a la Tabla N° 3.1

Tabla N° 3.1: Clasificación según código nacional del suministro

Clasificación	Rango de Tensión
Baja Tensión	Menor a 1 Kv
Media Tensión	Desde 1 Kv hasta menos de 60 Kv
Alta Tensión	Desde 60 Kv hasta menos de 138 Kv
Muy Alta Tensión	Mayor a 138 Kv

Elaboración: Propia

[5] Sección 1 Código Nacional de Suministro 2011, aprobado por Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM.

La distribución eléctrica

Esta actividad comprende el transporte de la energía eléctrica desde el sistema de trasmisión hasta los usuarios finales de la electricidad, en redes de Media y Baja tensión (Dammertet al, 2011).

De este un punto de vista funcional, el sistema de distribución también comprende líneas de transporte de energía y sub estaciones de trasformación pero en un nivel de tensión menor (media y baja tensión). Las líneas que transportan la energía son los Alimentadores MT y Alimentadores BT, las sub estaciones de trasformación son las sub estaciones de distribución (SED MT/BT).

A diferencia de otros países del mundo, en el mercado eléctrico peruano la empresa distribuidora también se encarga de la comercialización de energía para los clientes regulados que se encuentre dentro de su zona de concesión. Además, de poder comercializar energía para los clientes no regulados.

El Cliente o Usuario Final

El consumidor final de la energía eléctrica es denominado Cliente o Usuario Final. En el Perú, existen dos tipos de usuarios finales, el regulado y el libre (no regulado). El Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad[6], establece que los usuarios cuya máxima demanda anual sea igual o menor a 200 kW son Usuarios Regulados, los que tienen una máxima demanda anual mayor de 200 kW hasta 2500 kW tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, mientras que los que tienen una máxima demanda anual mayor a 2 500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres.

[6]Artículo 3 del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aproado por Decreto Supremo 022-2011-EM.

Un usuario regulado, es atendido por una empresa distribuidora que tiene una concesión territorial para llevar a cabo esta labor. Mientras que el Usuario Libre puede elegir entre una empresa generadora o distribuidora como su suministrador de energía.

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

Las instalaciones de las centrales generadoras, redes de trasmisión y redes de distribución están conectadas y forman parte de un gran sistema eléctrico, al cual se le conoce como Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y abarca las instalaciones del mercado eléctrico de todas las regiones del país a excepción de la región Loreto, tal como se muestra en el Figura N°3.6.

Figura N°3.6 Mapa Unifilar del SEIN

Fuente: Página WEB COES (Versión 10/10/2012)

Operador del Sistema

El operador del sistema es el ente encargado de coordinar la producción de electricidad de las centrales generadoras con la demanda requerida por los centros de consumo, ello considerando los objetivos que la regulación establezca (Dammertet al, 2008). En la figura N° 3.3 se muestra un centro de control de un operador de sistema. En el país el Operador del Sistema es el COES SINAC (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional).

Figura N°3.7 Centro de Control Eléctrico de SECOEL

Fuente: Capitulo Las Energías Renovables (Red Eléctrica de España, 2009).

Estado Actual del Sector Eléctrico Peruano

La Actividad de Generación Eléctrica

De acuerdo con el COES (2012), en el 2012 se tuvo 27 empresas generadoras que atendieron una demanda máxima de 5291 MW (se produjo el 7 de diciembre del 2012) del SEIN y produjeron un total de 37 321 GWh. Lo cual representa un incremento respeto al año 2011 de 5.97% en la demanda máxima y 6.65% en la producción de energía. En el Graficó N° 3.1se muestra el Diagrama de Carga del SEIN día mayor demanda 2012.

En el 2012, las principales empresas generadoras fueron EDEGEL (1040 MW y 7691 GWh), ELECTROPERU (891MWy 7352 GWh) y ENERSUR (951 MW y 5782 GWh)[7].

Respecto a la fuente de energía primaria utilizada, más del 90% de la energía que producida en el 2012 corresponde al agua (central de generación hidráulica) y gas natural (central de generación térmica a gas natural), tal como se muestra en la Tabla N°3.2.

Tabla N°3.2: Producción de energía por tipo de recurso energético

RECURSO ENERGÉTICO	2011	2012	VARIACIÓN		PARTICIPACIÓN 2012
			GW.h	(%)	
AGUA	20 404,12	20 848,60	444,48	2,18%	55,86%
GAS NATURAL	13 462,19	15 307,28	1 845,10	13,71%	41,02%
D2 - RESIDUAL	531,45	387,29	-144,17	-27,13%	1,04%
CARBÓN	732,36	555,51	-176,85	-24,15%	1,49%
BAGAZO	84,31	133,45	49,14	58,29%	0,36%
BIOGÁS	3,00	29,36	26,35	877,09%	0,08%
SOLAR		59,70	59,70		0,16%
TOTAL	35 217,43	37 321,18	2 103,75	5,97%	100,00%

Fuente: Cuadro Nro. 4, Resumen Estadístico Anual del COES 2012

En el 2012 se tiene como particularidad el inicio del uso del sol como recurso energético con la operación (último trimestre del año) de dos centrales solares fotovoltaicas en Arequipa con un total de 40 MW (Central Majes Solar y Central Solar Repartición). Para el 2013, la participación de las centrales solares debe aumentar considerando la inauguración de nuevas centrales solares en Tacna.[8]

De la información publicada por OSINERGMIN-GART (2012-2)[9],la primera subasta RER, realizada en los años 2009 y 2010 (existió dos convocatorias), se adjudicaron veintiséis (26) proyectos con un total de 430 MW comprometidos (una parte ya esta operación y un

[7]Cuadros Nro. 1 y 2, (COES, 2012)

[8] Fuente pagina web OSINERGMIN – Gerencia de Fiscalización Eléctrica – Supervisión de contratos - proyectos del sector eléctrico (versión al 24 de marzo 2013).

[9] Fuente Pagina WEB OSINERGMIN –Regulación Tarifaria – Energía Renovables – Estadística y situación de proyectos.(versión al 24 de marzo 2013)

contrato por 5 MW está resuelto). En la segunda subasta RER, realizada en el 2011, se adjudicaron diez (10) proyectos que apartarían 210 MW para fines del 2014.

La Actividad de Transmisión eléctrica

Al 2012, se tiene 8 empresas transmisoras integrantes del COES. Si entiende como empresa Transmisora aquellas cuya actividad principal es la transmisión de energía eléctrica. También existían otras empresas (generadoras, distribuidoras y clientes libres) que cuentan con concesión de transmisión pero no es su actividad principal.

A marzo 2012[10], la infraestructura de Transmisión comprende 21 573 Km de Líneas de Transmisión y 848 SET. Siendo el mayor nivel de tensión 500 Kv. En las Tablas Nro. 3.3 se muestran la cantidad de Km por nivel de tensión respectivamente.

Tabla N° 3.3: Longitud líneas transmisión (km) a marzo 2012

	Nivel de Tensión				
Tipo Empresa	500 kV	220 kV	138 kV	<75 kV	Total
Generadoras		642	948.1	1280.71	2 870
Transmisoras	90	8 510	1962.9	471.68	11 034
Distribuidoras		41	1177.9	5518.45	6 737
Clientes Libres		151	306.5	473.63	931
Total	**90**	**9 344**	**4395.3**	**7744.47**	**21 573**

Elaboración Propia Fuente: Pagina web OSINERGMIN (versión al 24 de marzo 2013)

Mercado de Distribución eléctrica

De acuerdo con OSINERGMIN-GART (2012-1), a diciembre 2012[11] se tiene 21 empresas distribuidoras que atienden a 5 817716 clientes regulados. Con una venta de energía en el año 2012 de 18956GWh.

[10]Pagina web OSINERGMIN – Gerencia de Fiscalización Eléctrica – Instalaciones Eléctricas (versión al 24 de marzo 2013)

[11] Fuente pagina web OSINERGMIN – Regulación Tarifaria – Publicaciones – Información Comercial (versión al 24 de marzo 2013).

Las empresas distribuidoras más grandes son Edelnor (1.2 millones clientes) y Luz del Sur (925 mil clientes) que atienden a la ciudad de Lima, seguidas por Hidrandina (660 mil clientes) que atiene al zona norte medio del país y Electro Centro (600 mil clientes) que atiende la zona central del país.

En la Tabla N° 3.4 se muestra la cantidad de clientes regulados por opciones tarifarias (OSINERGMIN-GART, 2012-1), siendo la opción tarifaria BT5B, clientes del tipo residencial la que mayor participación (91.7%).

Tabla N° 3.4: Clientes por opción tarifa 2012

Opción Tarifaría[12]	**Clientes**	**% Clientes**
MAT2	1	0.0%
AT2	24	0.0%
BT2	1 150	0.0%
BT3FP	5 030	0.1%
BT3P	2 694	0.0%
BT4FP	5 533	0.1%
BT4P	2 722	0.0%
BT5A	2 100	0.0%
BT5B	5 337 087	91.7%
BT5BNR	374 686	6.4%
BT5C	10 895	0.2%
BT5D	477	0.0%
BT6	9 270	0.2%
BT7	50 168	0.9%
MT2	3 256	0.1%
MT3FP	4 067	0.1%
MT3P	3 418	0.1%
MT4FP	2 785	0.0%
MT4P	2 353	0.0%
Total general	**5 817 716**	**100.0%**

Elaboración: Propia Fuente: OSINERGMIN-GART (2012-1)

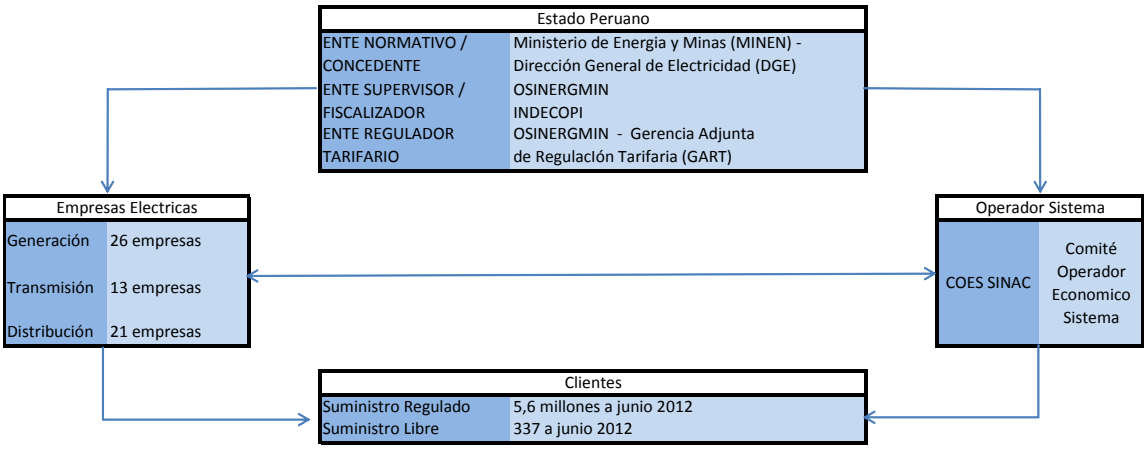
[12] FP: Presente fuera de punta y P: Presente en punta.

Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano

Organización del Sector Eléctrico

La actual organización del sector eléctrico es debido a una reforma del sector eléctrico que se inició con la promulgación de Ley de Concesiones Eléctricas (1992). En la Figura N° 3.8 se muestra los actores del actual marco regulatorio

Figura N°3.8: Organización del Sector Eléctrico Peruano



.

Elaboración: Propia

Las funciones de actores son las siguientes[13]:

- **MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS**

  Es el órgano rector del sector eléctrico, tiene como funciones principales establecer las políticas sectoriales y normativa general del sector, otorga las concesiones y autorizaciones para que las empresas eléctricas participen en el negocio eléctrico, elabora el plan indicativo de expansión generación – transmisión y aprobación de procedimientos para la operación de sistemas eléctricos.

[13]Esta sección se basa en Dammert et al, 2005) y la normativa vigente para el sector eléctrico.

El ministerio está formado por dos despacho viceministeriales, uno de energía y otro de minas. Dentro del Vice ministerio de Energía, en lo que compete al sector eléctrico, el órgano técnico es la Dirección General de Electricidad.

- **Organismo supervisor de la inversión en energía y minas (OSINERGMIN)**

  Se creó en diciembre de 1996, con la promulgación de la Ley Nº 26734, como ente autónomo encargado de la supervisión y fiscalización del sector eléctrico. Tiene como funciones[14]:

  - Función supervisora.
  - Función reguladora, que es llevada a cabo por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).
  - Función normativa, en el ámbito de su competencia.
  - Función fiscalizadora y sancionadora.
  - Función de solución de controversias.
  - Función de solución de los reclamos de los usuarios de los servicios que regulan.

- **OSINERGMIN – GART**

  Cuando se promulgó la LCE la aplicación del esquema tarifario quedó a cargo de la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), en julio del 2000 esta comisión se fusionó con OSINERGMIN, ahora es la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN.

- **Instituto nacional de defensa de la competencia de la protección de la propiedad intelectual – INDECOPI**

  Fue creado en noviembre de 1992, mediante el Decreto Ley N° 25868 tiene como funciones generales la promoción del mercado y la protección de los derechos de los

[14] Artículo N°3 Ley 26734. Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía. Publicada el 31.12.1996.

consumidores. Para el caso específico del sector eléctrico, su función es velar por el cumplimiento de la Ley Antimonopolio y Oligopolio en el Sector Eléctrico (Ley Nº 26876), donde se definían los criterios bajo los cuales se tratarían las fusiones verticales y horizontales en el sector.

- **COES (Comité de Operación Económica del Sistema)**

  De acuerdo con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica[15], el COES está conformado por todos los Agentes del SEIN (empresas generadores, distribuidores, trasmisores y clientes libres) y tiene por finalidad "coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo"

Marco Legal del Sector Eléctrico

- **Decreto Ley 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):** Constituye la norma principal que rige el sector eléctrico: Promulgada en noviembre de 1992.
- **Decreto Supremo N° 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE)**: Promulgada en febrero del 2013 y tiene por objeto reglamentar la LCE.
- **Ley 28832 - Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica:** Promulgada en julio 2006 y tuvo por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, en particular en las actividades de generación y transmisión.

[15] Artículo 12 de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, aprobado porLey 28832 en julio 2006.

- **Decreto Legislativo Nº 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables:** Promulgada en mayo 2008 tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER), incluye biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz e hidráulicas pequeñas).El Ministerio de Energía y Minas establece un porcentaje objetivo (5% para el primer quinquenio) en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas mayores a 20 MW. Para lograr este objetivo se convoca subastas y se establece un cargo adicional a los usuarios en el peaje de conexión para cubrir los costos adicionales para cubrir las tarifas establecidas para las RER.
- **Decreto Supremo Nº 012-2011-EM, Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables:** Promulgado marzo 201, establece las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación de Decreto Legislativo Nº 1002.

Regulación del Mercado Eléctrico Peruano

- **Generación eléctrica**

De acuerdo con la LCE, en esta etapa se tiene una libre competencia entre las generadoras presentes en el mercado, para participar en el mercado, dependiendo de la potencia y tipo de recurso a utilizar, es necesario una concesión o autorización del Ministerio de Energía y Minas.

El despacho de las centrales de generación para atender la demanda eléctrica del SEIN es efectuado por el COES, considerando como criterio el costo marginal de generación[16]. Adicionalmente, con la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables (Ley Nº 1002), se

[16] El costo marginal es el costo de producir una unidad adicional de energía adicional.

incluyó la prioridad en el despacho a las centrales RER, para lo cual se les considera como si tuvieran un costo marginal igual a cero[17].

El COES al finalizar cada mes efectúa un cierre contable de los despachos efectuados por las centrales y los contratos comerciales que tienen cada uno de ellos para ello se considera los costos marginales de energía obtenidos en la operación del SEIN y los costos de potencia reconocidos. En estos costos se incluyen dos aspectos:

Margen de reserva: es un porcentaje de la demanda que puede ser cubierto ante una eventualidad por una o más centrales que se encuentran disponible para operar. Debido a ello no solo las centrales que despachan energía reciben el pago por potencias, también lo reciben aquellas centrales que no despachan pero están disponibles para operar en caso de una eventualidad**.**

Regulación de frecuencia: es el servicio que realizan una o más centrales con capacidad de variar de forma rápida la cantidad de potencia que generan de tal manera que puedan absorber las variaciones súbitas de demanda o pérdida de generación que se den en la operación diaria del SEIN.

Respecto a las tarifas por generación que pagan los usuarios finales. Los clientes libres fijan su tarifa de común acuerdo con su proveedor de energía mientras que las tarifas en los clientes regulados lo establece OSINERGMIN.

De acuerdo con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica se establece licitaciones para las ventas de electricidad de generador a distribuidor.

[17] Artículo 5 del Decreto Legislativo Nº 1002

Estas licitaciones son adicionales a los contratos de suministro de energía Generador – Distribuidor existente dentro del marco de la LCE[18].

La tarifa regulada se calcula como el promedio ponderado de los precios de los contratos sin licitación y los contratos con licitación[19]. El OSINERMGIN - GART fija los precios de los contratos sin licitación en base al modelo "*Peak Load Pricing*", el cual tiene como principios:

- El precio de energía de cada bloque horario del sistema debe corresponder al costo variable de la última unidad de generación que ingresa a despachar. Se calculan para un horizonte de dos años teniendo en cuenta el uso óptimo de los recursos hidroeléctricos a lo largo del tiempo
- El precio de potencia corresponde al costo de instalar y mantener disponible una unidad de generación de punta para cubrir el crecimiento de la demanda de potencia, considerando un margen de reserva para el riesgo de fallas.

A las tarifas asociadas a la generación descritos se le adiciona los costos adicionales que existen por el uso de las centrales RER vía un recargo al concepto tarifario "peaje de conexión".

- **Trasmisión eléctrica**

De acuerdo con la LCE, en esta etapa se tiene un monopolio por instalación. Es necesario solicitar una concesión al Ministerio de Energía y Minas para la transmisión cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de una

[18]Articulo 3 y 4 de la Ley 28832.
[19]Artículo 29 de la Ley 28832.

servidumbre. Con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LEY 28832)[20]se establece cuatro tipos de instalaciones de transmisión:

Sistema Principal de Transmisión (SPT): Son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la LEY 28832. Constituye el núcleo del sistema de transmisión.

Sistema Secundario de Transmisión (SST): Son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la LEY 28832. Constituye las instalaciones de transmisión que permiten a los agentes del SEIN acceder al sistema principal de transmisión o sistema garantizado de trasmisión con el fin para comprar o vender la energía eléctrica.

Sistema Garantizado de Transmisión (SGT): Son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley 28832. Está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública.

Sistema Complementario de Transmisión (SCT): Son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley 28832 pero no están incluidas en el Plan de Transmisión o si lo están es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes.

Para el reconocimiento tarifario se encuentran con tres mecanismos que coexisten (Dammertet al, 2011): Para el caso del SPT y SST, lo fija OSINERGMIN GART bajo el principio los ingresos percibidos puedan cubrir los costos totales eficientes basándose en el sistema económicamente adaptado (mejor configuración posible que se alcance para el momento de cálculo de la tarifa). Adicionalmente, con el fin de atraer mayor

[20]Capitulo 5 de la Ley 28832.

inversión en la transmisión, se tiene contratos BOOT (*build, own, operate y tranfer*) y RAG (remuneración anual garantizada) específicos para algunas líneas. Para el caso del SGT, se establece vía el mecanismo de licitaciones y para el caso del SCT, se aplica los mismos criterios tarifarios que el SST.

- **Distribución eléctrica**

  De acuerdo con la LCE, en esta etapa se tiene un monopolio natural en una determinada área geográfica (zona de concesión). Para participar en el mercado, dependiendo de la máxima demanda de la zona, es necesario una concesión o autorización del Ministerio de Energía y Minas.

  En cuanto a la fijación de las tarifas, la tarifa asociada a la distribución se conocen como Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual equivale a una anualidad del valor nuevo de reemplazo (aVNR) de una empresa eficiente (no se reconoce el valor real de la instalación sino el valor de las instalaciones adaptadas a la demanda existente, con la tecnología vigente y los valores actuales de mercado) más los costos de explotación, los cuales incluyen los costos estándares de operación y mantenimiento, costos de administración y costos de comercialización (Dammertet al, 2011).

- **Clientes finales**

  Como se explicó anteriormente existen Clientes Libre y Regulados. Para los clientes libres la tarifa se establece por libre competencia mientras que para los clientes regulados lo establece OSINERGIN- GART como la suma de las tarifas de la Generación, Transmisión y Distribución.

  Los Clientes Regulados tienen la posibilidad de elegir dentro de una serie de opción tarifarias la que mejor se adecue a su patrón de consumo. Un punto relevante sobre el régimen tarifario es que se contemplados bloques horarios para fijar las tarifas, la

primera es conocida como horario de punta (18:00 – 23:00 horas) y la otra fuera de punta (resto de horas). Algunas opciones tarifarias incluyen las mediciones de energía y potencia en ambos bloques horarios y otras consideran menos mediciones. Por ejemplo la opción BT5B es la más usada por el usuario doméstico, solo incluye la mediciones de energía en el mes pero para la determinación de los costos unitarios por la energía suministrada se consideran la potencia asociada a ésta energía y los consumo en los dos bloques horarios, para ello se efectúen estudios para determinar el patrón de consumo de los usuarios con opción BT5B.

CAPITULO IV. TECNOLOGÍA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO

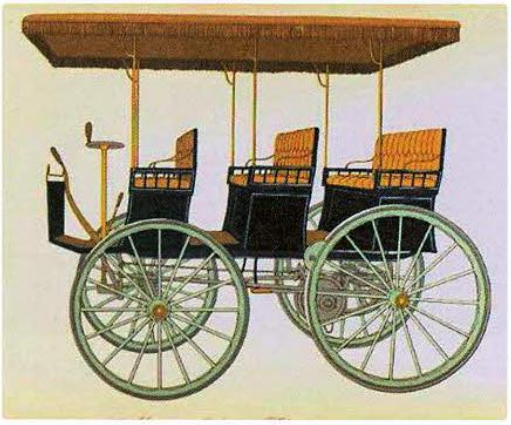
Generalidades

El vehículo eléctrico no es nuevo en la historia del automóvil, han trascurrido más de 100 años desde su invención. De acuerdo con la Sociedad de Técnicos de Automoción [21] "hubo un periodo en la historia en el que el motor eléctrico, el motor de combustión y el motor de vapor estaban a un nivel de prestaciones semejantes, compitiendo cada cual por el ser el ganador de la carrera para la propulsión de vehículos".

No existe un consenso entre los autores respecto al año de invención del primer vehículo el eléctrico. Lucena Samuel (2011) y, Nikolić Zoran y Živanović Zlatomir (2012) fijan como el año de invención en el periodo 1830-1840. Otros autores como la Sociedad Tecnológica de Automoción (2011) consideran que fue en 1890. En ese año, William Morrison construyó el primer EV con cuatro ruedas en EE.UU (Ver Figura N° 4.1), con baterías de plomo y velocidad máxima de 22 km/h. Años después aparecieron carros con mejores características como el Jamáis Contente, en 1899, que logró superar los 100 Km/h. (Ver Figura N°4.2).

[21]Capitulo "Historia" de (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011)

Figura N°4.1 Vehículo Eléctrico de Morrison



Fuente: Capitulo “Historia”, Sociedad Tecnológica de Automoción (2011).

Figura N°4.2 Vehículo Eléctrico Jamais Contente

Fuente: Capitulo “Historia”, Sociedad Tecnológica de Automoción (2011).

Sin embargo, el motor de combustión interna terminó imponiéndose gracias a sus mejoras continuas. Ello a pesar de que en un inicio los vehículos propulsados con motores de combustión tenían las desventajas como, ser sucios (humos), ruidosos y de bajo rendimiento frente a los vehículos de tracción eléctrico que eran sencillos de manejar y limpios(no producían humo). Su mayor problema, que aún se mantiene, era su autonomía. (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011).

Sin embargo, este panorama sombrío para los vehículos eléctricos está cambiando. Los vehículos eléctricos han estado ganando la atención en los últimos años debido a la

creciente preocupación pública sobre la contaminación del aire y el calentamiento global (cambio climático) asociados al uso del petróleo y sus derivados demás de los costos crecientes de su abastecimiento. La evolución tecnológica de los vehículos eléctricos, probablemente conducirá a una penetración progresiva de estos vehículos en el sector de transporte (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011; Nikolić Zoran y Živanović Zlatomir, 2012; Camus Cristina y Farias Tiago, 2012).

En el presente capitulo se describe la tecnología asociada al vehículo eléctrico como su clasificación, su eficiencia respecto al vehículo de combustión interna, el sistema de almacenamiento de energía como las baterías, la forma de recarga de la baterías y la autonomía actual de los vehículos eléctricos.

Clasificación de los Vehículos con Motor Eléctrico

El vehículo eléctrico puro es aquel cuya propulsión depende únicamente de un motor eléctrico, pero existen vehículos eléctricos híbridos donde la propulsión está asociada a dos motores (uno eléctrico y otro de combustión interna) además de vehículos que se diferencia a los modelos convencionales de combustión interna porque reciben el apoyo de un motor eléctrico para una mejora en su eficiencia.

En general los autores (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011; Fundación de energía de la comunidad de Madrid, 2009;Lucena Samuel, 2011; Chan C.C., 2007; Junta de Castilla y Leon, 2013) tienen similares nomenclatura para nombrar a los diferentes tipos de vehículos, pero no se tiene una clasificación única, siendo usual en la clasificación considerar el tipo de convertidor de energía utilizado.

En general, si se considera el tipo de convertidor de energía utilizado se tendría dos grandes clases:

- **Vehículo Eléctrico con Batería (BEV o simplemente EV):** Conocido normalmente como el Vehículo Eléctrico Puro. La propulsión del coche viene de motores eléctricos a través de un sistema de generación y almacenamiento de energía. No requiere de motor de combustión interna. En este grupo de vehículos se tiene como ejemplo al Mitsubishi i-MiEV (Ver figura Nº 4.3), el cual fue puesto a la venta en Japón el 2009 y en el 2010 en Europa. Fue predecesor de autos eléctricos como el Peugeot iOn y el Citroën C-Zero.

Figura N° 4.3. Mitsubishi i-MiEV

Fuente: Página web de MITSUBISHI España (http://www.mitsubishi-motors.es)
(Versión al 24 de marzo 2013)

- **Full hídricos (HEV):** Es un vehículo que tiene como principal característica que puede circular utilizando únicamente la propulsión de un motor eléctrico pero de forma limitada, sigue necesitando de un motor de combustión interna para aumentar su autonomía.

  Es usual clasificarlo por su arquitectura (disposición del motor eléctrico y el motor de combustión interna): Hibrido con configuración en serie, Hibrido con configuración en paralelo, Hibrido con configuración en serie-paralelo e Hibrido con configuración compleja.

Otra forma de clasificarlos vehículos HEV es la forma de alimentación de los motores eléctricos:

- **Hibrido No Enchufable (HEV convencional):** Cuando el vehículo únicamente carga su batería a partir del motor térmico. En este grupo de vehículos se tiene como uno de los abanderados al **Toyota Prius (**Ver figura Nº 4.4) que fue puesto a la venta en el año 2007.

Figura N° 4.4. Toyota Prius

Fuente: Página web de TOYOTA España (http://www.mitsubishi-motors.es)
(Versión al 24 de marzo 2013).

- **Hibrido Enchufable (Plug in HEV o PHEV):** Cuando HEV dispone de una toma de corriente para cargar la batería. En este grupo de vehículos se tiene al Toyota Prius Plug in (Ver figura Nº 4.5) que fue puesto a la venta en Europa en el año 2012, posee una autonomía de modo exclusivamente eléctrico de hasta 25 km y se carga en solo hora y media.

Figura N° 4.5. Toyota Prius Plug In

Fuente: Página web de TOYOTA España (http://www.mitsubishi-motors.es)
(Versión al 24 de marzo 2013).

Además, existe una nueva derivación importante de los vehículos tipo VEB. Esta derivación se conoce como:

- **Vehículo Eléctrico de Autonomía Extendida (EREV, ER son las iníciales de Range Extended):** Es un vehículo eléctrico (BEV) que introduce una nueva mejora, dispone de un pequeño motor térmico para paliar los problemas de autonomía. Este motor es tan pequeño que carga la batería a un ritmo menor de lo que este se descarga (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011).

  En este grupo de vehículos se tiene al Chevrolet Volt **(**Ver figura Nº 4.6) que fue puesto a la venta en EE UU a fines del 2010 y en Europa en el año 2012. Se propulsa siempre con electricidad gracias a su unidad eléctrica Voltec®, cuando las baterías se agotan un motor de gasolina las recarga y le permite tener una autonomía combinada de más de 500 km.

Figura N° 4.6. Chevrolet Volt

Fuente: Página web de CHEVROLET España (http://www.chevrolet.es), (Versión al 24 de marzo del2013).

Por último, se tiene también una clasificación de acuerdo al grado de hibridación del vehículo hibrido (Maggetto, G. y Van Mierlo, J., 2000), la cual clasifica a los vehículos hibrido en tres tipos:

- **Microhidridos (Micro Hybrid):** Es un vehículo que tiene un motor que deja de funcionar al detenerse el vehículo y vuelve a encenderse cuando el vehículo reinicia su avance (se deja de presionar el pedal del freno).
- **Mildhidridos (Mild Hybrid):** Es un vehículo que tiene un motor que deja de funcionar al detenerse el vehículo y aprovecha la energía de frenado para utilizarla posteriormente como ayuda al motor de combustión durante la aceleración.
- **Full híbridos (HEV):** Cuyas características ya fue descrita anteriormente.

De acuerdo con la Sociedad de Técnicos de Automoción[22] los Micro híbridos y Mili híbridos no son realmente vehículos híbridos porque no funcionan únicamente con tracción eléctrica pero tienen una marcada diferencia respecto a las características de los autos de combustión convencionales.

[22] Capitulo "Vehículo Hibrido e Hibrido Enchufarle" del Libro "El Vehículo Eléctrico".

Sistema de recuperación de energía

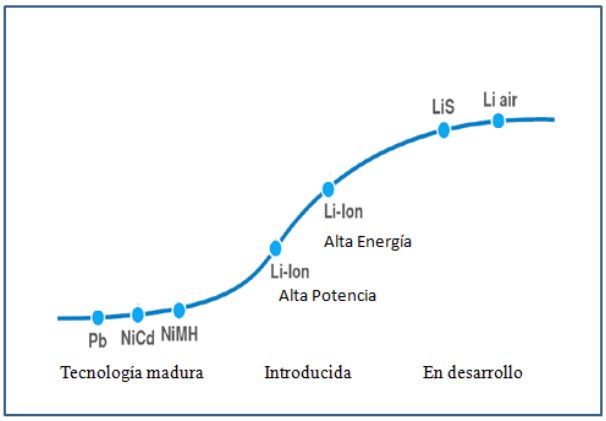
En general(Perujo Adolfo, Van Grootveld Geert y Scholz Harald, 2012), los sistemas de recuperación de energía incluyen una variedad de tecnologías, con diferente nivel de desarrollo, entre las que tenemos el almacenamiento electroquímico (baterías, condensadores y súper condensadores), pilas de combustible (*Full Cell*), almacenamiento de energía con aire comprimido (CAES) y volantes de inercia (*Fly whells*).

Para el caso de vehículos eléctricos (EV, PHEV y EREV) se usa principalmente las Baterías como el sistema de recuperación de energía además de súper condensadores para el caso de transporte público. Los tipos de baterías existentes o potencialmente viables asociadas a la tecnología de los autos eléctricos son los siguientes (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011; Perujo Adolfo, Van Grootveld Geert y Scholz Harald, 2012; Fundación de energía de la comunidad de Madrid, 2009):

- Batería Plomo-Acido.
- Batería Niquel – Cadmio (Ni-Cd).
- Batería Níquel – Hidruro Metálico (Ni-MH).
- Batería Ión – Litio (Li-ion).
- Batería Litio – Polímero (Li-Po).
- Batería Zinc - aire.
- Batería Zebra.

En el anexo 1, se describe las características de estas baterías y de los súper condensadores. A modo de resumen se muestra en la figura N° 4.7 la performance de los diferentes tipos de baterías descritos.

Figura N° 4.7. Hoja de Ruta de tecnología de batería



Fuente: CE deft (2011)

Según (Gerssen-Gondelach, Sarah J., Faaij, André P. C., 2012), de la revisión de diferente sistemas de batería, se concluye que el rendimiento Well to Wheel (del pozo a la rueda, donde se contemplan todos los factores que intervienen en la transformación de la energía desde su producción hasta su transformación final en el movimiento del vehículo) es mejor en los BEV que utilizan baterías Li-ion y que en el mediano plazo solo estas baterías tendrían un nivel de potencia específica de 400 W / kg o más. Otros sistemas de baterías como Li-S y Li-Air necesitan mejoras su eficiencia en el orden de 90% para llegar al nivel las baterías Li-ion.

Gerssen-Gondelach, Sarah J., Faaij, André P. C (2012) indican que hoy en día todos los tipos de baterías le pueden dar a los BEV un mejor rendimiento *Well to Whell* que los vehículos con motor de combustión interna. Pero, el precio de las baterías debe ser mejorado afín de que los BEV sean económicamente competitivos que los autos convencionales de combustión interna. Por ejemplo, si las baterías ZEBRA costaran menos de 100 US$/kWh, los BEV serían competitivos con los autos diesel para rangos de

recorrido menores de 200 km. Aunque se considera poco probable se llegue a esos costos en el mediano plazo.

Clase de Cargadores y Modos de Recarga

A diferencia de los autos de combustión interna donde la gran red de grifos permite la recarga fácil y estandarizada del combustible prácticamente el cualquier lugar de la ciudad y a la hora que se necesite, un punto importante a considerar para el conductor de un BEV es como, donde y cuando efectuar la recarga del vehículo.

Para responder el cómo, se debe tener en cuenta tres aspectos: el tipo de conector a usar, el modo de recarga y tipo de recarga. Para responder el donde se debe considerar la infraestructura de recarga disponible y para responder el cuándo se debe considerar el nivel de autonomía del BEV.

El Conector

Los BEV se recargan atreves de un conector que en uno de los extremos se conecta al BEV y en el otro la red eléctrica. Tal como se muestra en la figura N° 4.8.

Figura N° 4.8. Elementos implicados en la Recarga

Fuente: Sociedad Tecnológica de Automoción (2011)

En conector conocido como Schuko, actualmente es el más común de los enchufes en los EV en Europa. Sin embargo, existe una normativa europea, estándar americano y asociación de fabricantes asiático (CHADEMO) que tratan el tema de conectores y que

sientan las bases para los conectores de los nuevos o futuros BEV. En el anexo 2, se describe las características de los distintos tipos de conectores.

Los Modos de recarga:

El estándar internacional IEC 61851-I, establece cuatro modos de recarga (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011; Junta de Castilla y Leon, 2013; Instituto para la diversificación y ahorra de la energía, 2012):

- **Modo de carga 1:** El VEB se conecta en una toma convencional mediante un cable normal, no incorpora ningún sistema de protección ni de control. Se utiliza tomas de corriente normalizadas, no exclusivo para la recarga del VEB, de hasta 16 A. En algunos países, como EE.UU, está prohibido.
- **Modo de carga 2:** El VEB se conecta utilizando un conductor piloto de control que proporciona funciones adicionales como la de verificación de que el VEB este correctamente conectado, comprobación de la integridad del conductor de toma de tierra de protección, selección de la tasa de recarga y activación/desactivación del sistema. Utiliza tomas de corriente normalizadas, no exclusivo para la recarga del VEB, de hasta 32 A.
- **Modo de carga 3:** El VEB se conecta utilizando un conductor que no es de control como en el caso de Modo de Carga 2. En este caso, el punto de recarga (al que se conecta el conductor) es el encargado de gestionar la seguridad y control del proceso de carga. Se utiliza tomas de corriente exclusivas para la recarga del VEB, de hasta 32 A (aunque es posible se amplié a 64 A).
- **Modo de carga 4:** El VEB se conecta de manera indirecta de la red eléctrica. Se utiliza un cargado externo (convertidor de AC a CC) que se conecta al VEB mediante un cable

que tiene un enlace de comunicación para informar al cargador externo del estado de la batería y de la recarga en el VEB. Se utiliza intensidades de corriente de hasta 400 A.

El Tipo de Recarga

En la actualidad, se tiene tres tipos de recarga asociados al tiempo requerido para recargar el VEB:(Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011; Junta de Castilla y Leon, 2013; Instituto para la diversificación y ahorra de la energía, 2012):

- **Carga lenta:** Actualmente es el tipo de recarga más habitual, se aceptada por todos los BEV. Se caracteriza por realizarse a través de una toma alterna monofásica de 230 V y hasta 16 A, lo que corresponde a una potencia de 3.6 KW. El tiempo para una recarga completa de la batería de un BEV (que está en el orden de 22 a 24kWh) ronda entre las 6 y 8 horas. Este tipo de recarga está asociado al Modo de Recarga 1 y 2.
- **Carga semi-rápida:** Es aceptada solo en algunos BEV. Se caracteriza por realizarse con una toma alterna trifásica de 400V y hasta 64 A, lo que corresponde a una potencia de 24 KW. Para esta capacidad (64 A), el tiempo para una recarga completa de la batería de un BEV (que está en el orden de 22 a 24kWh) rondaría 1 hora. Este tipo de recarga está asociado al Modo de Recarga 3.
- **Carga rápida:** En este caso el orden de la potencia requerida es más alta, del orden de 50 KW (125 A y 500 V en DC para el caso del estándar CHAdeMO). El tiempo para una recarga completa de la batería de un BEV (que está en el orden de 22 a 24kWh) rondaría la ½ hora. Este tipo de recarga está asociado al Modo de Recarga 4. Actualmente para este tipo recarga el estándar más conocido y empleado es el creado por la asociación CHAdeMO. Aunque se está trabajando en iniciativas similares en China y Europa buscando desarrollar estándares de recarga rápida propios.

Otra de las consideraciones a tener en cuenta es el hecho que los tiempos de carga explicados anteriormente son para cargar por completo la batería. Debido a la forma de la curva de carga de las baterías eléctricas, ésta puede recargarse al 80% de su capacidad en la mitad del tiempo total, acortando el tiempo para disponer de una batería semicargada.

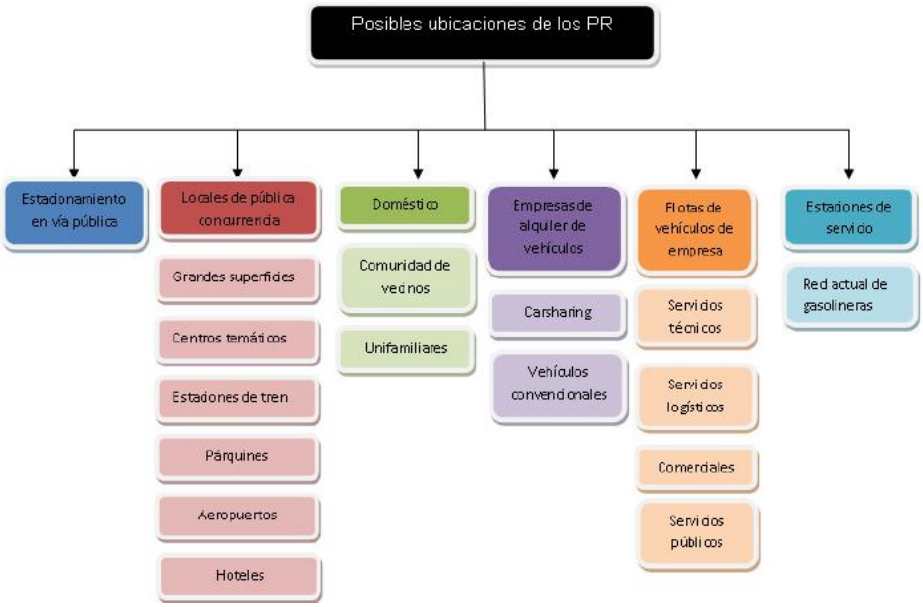
Infraestructura de Recarga.

Contar o disponer de una infraestructura de recarga es un elemento asociado a la adquisición del vehículo. Una infraestructura adecuada (fiable, accesible, cómoda) es una de las claves para la implementación de la tecnología del BEV.

Se entiende por estaciones de recarga al sistema compuesto por uno o varios puntos de recarga donde se conecta el BEV. Estas pueden ser un solo puntos independiente de recarga o formar parte de varias estaciones que se comunica con un sistema de gestión para la recarga de varios BEVs. (Junta de Castilla y Leon, 2013).

Las estaciones de recarga pueden ser públicos o Privados. Al respecto, en la Figura N° 4.9 se muestra las posibles ubicaciones de los puntos de recarga.

Figura N° 4.9. Posibles ubicaciones de un punto de recarga

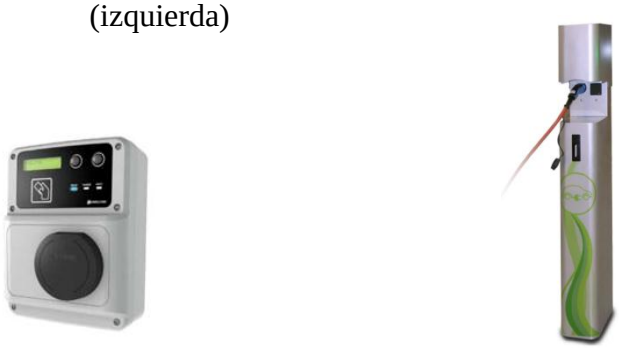


Fuente: Figura 3, Instituto para la diversificación y ahorra de la energía (2011)

En la actualidad se pueden distinguir por dos tipos, en función de su forma de ubicación, de estaciones de recarga (Ver figura N° 4.10):

- **Equipos en pared:** Generalmente usados Aparcamiento domésticos o públicos.
- **Equipos de pie o poste:** Generalmente usados en vías públicas y estación de recarga rápida.

Figura N° 4.10 Caja para recarga en pared (derecha) y Poste de Recarga Exterior (izquierda)



Fuente: Página web Fabricante CIRCUITOR (http://circutor.es/)
(Versión al 24 de marzo del 2013)

El IDAE (2011) considera las siguientes ventajas y desventajas de los diferentes tipos de infraestructuras (Tabla N° 4.1):

Tabla N° 4.1 Cuadro comparativo de ventajas e inconvenientes de las ubicaciones de las estaciones de recarga

Ubicación	Ventajas	Inconvenientes	Tipos de recarga
Estacionamiento en la vía pública	- Disponibilidad amplia - Promoción de la utilización del VE	- Vandalismo - Necesidad de reservar espacio - Tiempo de uso inferior a tiempo de recarga - Coste de implantación	- Lenta - Semi rápida
Locales de pública concurrencia	- Ubicación recomendable - Promoción de la utilización del VE	- Necesidad de reservar espacio	- Lenta
Doméstico	- Bajo coste de implantación - Habilitado para recarga nocturna - Ubicación recomendable	- No todos los usuarios disponen de lugar físico donde aparcar	- Lenta
Empresas de alquiler de vehículos	- Bajo coste de implantación - Habilitado para recarga nocturna - Ubicación recomendable	- Menor disponibilidad de puntos de recarga frente a la flota de vehículos de alquiler existente.	- Lenta - Semi rápida
Flotas de vehículos de empresa	- Bajo coste de implantación - Habilitado para recarga nocturna - Ubicación recomendable	- No todos los usuarios - disponen de lugar físico donde aparcar	- Lenta - Semi rápida
Estaciones de Servicio	- Rapidez en la Recarga	- Problemas en el desarrollo de la tecnología	- Rápida

		- Tiempo de carga inferior a 30min. - Alto coste de implantación	

Fuente: **Tabla 9 de Instituto para la diversificación y ahorra de la energía (2011)**

Autonomía de los BEV.

Como se indicó en el acápite N° 4.4 un punto importante a considerar para el conductor de un BEV es cómo, dónde y cuándo efectuar la recarga del vehículo. Para responder él cuando, se tiene que considerar el grado de autonomía del vehículo, es decir la cantidad de Kilómetros que se puede conducir asociado a una recarga completa de la batería.

A continuación, en la Tabla N° 4.2 se muestran las características de algunos BEV actualmente ofertados a nivel internacional (información disponible en las WEB oficiales de los fabricantes de autos). Se entiende que la evolución de la tecnología se tendrá BEV con mayor autonomía al actual.

Tabla N° 4.2 Características BEVs

Marca	Modelo	Capacidad	Autonomía	Foto
Renault	Fluence	22 kWh	185 Km	FLUENCE Z.E.
Renault	Kangoo	22 kWh	170 Km	KANGOO Z.E.
Renault	Twizy	6.1 kWh	100 Km	TWIZY
Mitsubishi Peugeot*, Citroën *	i-Miev iOn C-Zero	16 kWh	150 Km	

Mitsubishi	MiniCap Miev	10.5 KWh 16 kWh	100 Km 150 Km	
Nissan	Left	24 kWh	175 Km	
Toyota	Rav 4 EV	35 kWh	165 Km	
Ford	Focus Electric	23 kWh	160 Km (no oficial)	
Chevrolet	Spark EV	20 kWh	150 Km (no oficial)	
Honda	Fit	20 kWh	215 Km (Máximo)	
Tesla	Modelo S	85 kWh 60 kWh 40 kWh	485 Km 375 km 260 Km	
Fiat	500 EV	24 kWh	139 Km (no oficial)	
B y D	E6	60 kWh (no oficial)	300 Km	

*Mitsubishi es el fabricante pero también vende el BEV con las marcas Peugeot y Citroën.
Elaboración Propia (Febrero 2013)

Como se observa los BEVs del tipo sedan tiene una capacidad que gira en torno a los 20 a 24 kWh con un autonomía que gira en tono de los 150 a 170 KM. Cabe precisar que el Tesla Modelo Sy ByD son dirigido a un mercado de lujo con mayor autonomía debido a la capacidad de la batería es mayor.

Para el caso de los **EREV** (variante de los BEV, ver capítulo 4.1) se tiene en venta al Open Ampera (Capacidad 16,6 kWh y autonomía de 60 km solo eléctrica y 500 Km extendida).

En general, la autonomía de los vehículos eléctricos depende de la capacidad de su batería y su nivel de consumo. En promedio el consumo de un vehículo eléctricos pequeños[23] en zonas urbanas están en el orden de 15 kWh por cada 100 Km aunque ello es teórico porque el consumo requerido por el vehículo eléctrico varía de acuerdo a números parámetros, uno de ellos es la forma de manejo del chofer (Green&Enegy consulting Group, Projekt Memo, Clean Energy Project e IMC AG, 2012).

En el país, no existe mayor información oficial específica sobre el promedio de Km recorridos al año por los vehículos para uso personal. Una referencia es la información que se tiene de países como España y Estados Unidos. De acuerdo con el Instituto nacional de estadística de España[24] en el 2008 el promedio de Km recorridos al año por los vehículos para uso personal es de 12 563 km. Mientras que de acuerdo con el Rocky Mountain Institu[25] en el 2008 el promedio de Km recorridos por año en Estados Unidos es de 9 000 millas (14 484 km).

---

[23] Los automóviles se pueden clasificar en segmentos, según su tamaño y correspondientemente en potencia y precio. Los vehículos pequeños corresponde al segmento A y B siendo A automóviles de cuatro plazas de tamaños más pequeños y B automóviles que tiene lugar para cuatro automóviles y un niño.

24 Encuesta de hogares y medio ambiente 2008 (http://www.ine.es/jaxi/tabla.do?path=/t25/p500/2008/p10/l0/&file=10020.px&type=pcaxis&L=0)

25Schipper, Lee. 2010. "Automobile Use, Fuel Economy, and CO2 Emissions in Industrialized Countries: Encouraging Trends Through 2008?" Transport Policy. Vol 18 no. 2: 358-372 (http://www.rmi.org/RFGraph-US_vehicle_miles_traveled)

CAPITULO V. EXPERIENCIA INTERNACIONAL Y EXPECTATIVA NACIONAL

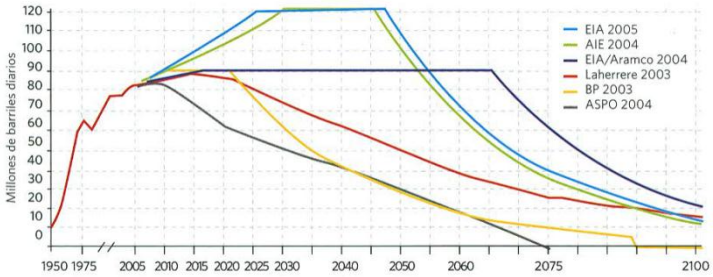
Generalidades

En general los autores (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011; Nikolić Zoran y Živanović Zlatomir, 2012;Camus Cristina y Farias Tiago, 2012y Fundación de energía de la comunidad de Madrid, 2009) establecen dos fuertes razones para alejarse de la utilización del petróleo y sus derivados como el combustible para el transporte (asociado al uso de la tecnología del vehículo de combustión interna), el primero es la disponibilidad reducida del petróleo (incluyendo derivados) y el segundo es el impacto ambiental (como el cambio climático) asociado al uso de esta tecnología.

Sobre la disponibilidad reducida del petróleo, la teoría del pico de Hubert (en 1956) establecía que la producción mundial de petróleo crecería, llegaría a un cenit y después descendería (bajo una forma conocida como curva de Hubert). Científicos como petroleros aprueban dicha teoría, el debate gira en torno a la fecha en que se llegó al cenit (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011).

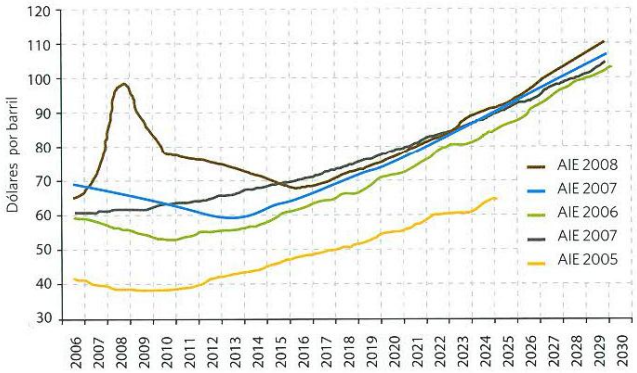
En la Figura N° 5.1 se muestra las previsiones de diversas entidades respecto a la fecha en que se llegara a la producción pico de petróleo, algunas de las cuales fijaban al 2010 como el año de producción pico. Esta escases del petróleo y sus derivados aunado al aumento natural de la demanda, en especial en países en vías de desarrollo, genera una fuerte expectativa al alza de los precio lo que es un escenario no alentador (Ver Figura N° 5.2. donde se muestra la proyección de su precio para años futuros).

Figura 5.1 Previsiones para situar el “pico del petróleo”



Fuente: Figura 7, Sociedad Tecnológica de Automoción (2011)

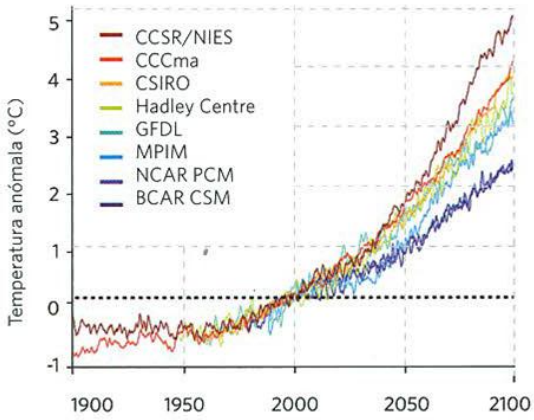
Figura N° 5.2 Proyección del precio del Petróleo según Agencia Internacional de Energía



Fuente: Figura 6, Sociedad Tecnológica de Automoción (2011)

Sobre el impacto ambiental, la quema de productos derivados del petróleo contribuye sustancialmente al aumento constante de las concentraciones atmosféricas de sustancias radiactivamente activas, como el dióxido de carbono (CO_2). El CO_2 aparte de generar contaminación del aire, contribuye al efecto invernadero (los gases retienen parte de la radiación solar en la atmosfera) que a su vez produce el calentamiento de la tierra (cambio climático) (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011). En la Figura N° 5.3 se muestra las previsiones del calentamiento global del planeta. Este cambio climático puede afectar la vida tal y como lo conocemos.

Figura N° 5.3 Proyecciones del calentamiento global del planeta

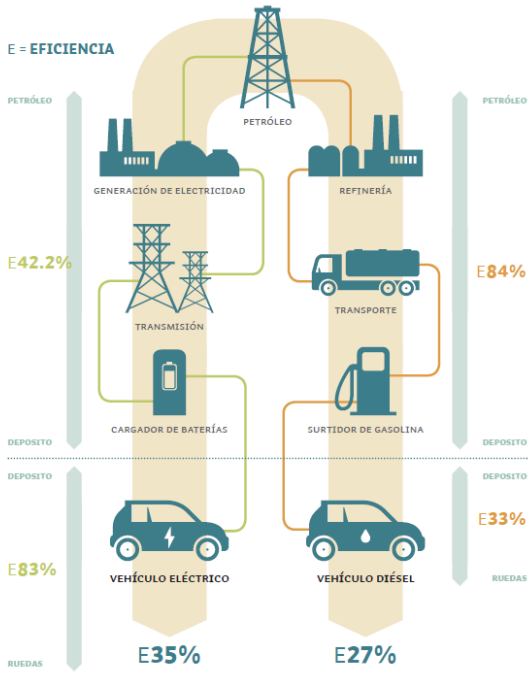


Fuente: Sociedad Tecnológica de Automoción (2011)

Además, otra de las ventajas del uso de los vehículos eléctricos es su eficiencia energética (Instituto para la diversificación y ahorra de la energía, 2012-2), los vehículos eléctricos son más eficientes que vehículos de combustión interna. Existen dos formas comparar esta eficiencia: el primero es conocido como "*Tank to Wheel*" (Desde el tanque a la rueda), en este caso el rendimiento del vehículo eléctrico (rendimiento desde las baterías a las ruedas) es notablemente superior al vehículo de combustión interna (desde el depósito de combustible a las ruedas), el rendimiento de los Vehículos Eléctricos estaría en el orden del 83% mientras que los de combustión se situarían alrededor del 33%. La segunda forma de comparar es conocido como "*Well to Wheel*" (Desde el pozo a la rueda) que considera todo el proceso desde la generación de electricidad con lo cual se logra una comparativa más justa de ambas tecnologías. Así, según la fuente de energía y la tecnología utilizada para la generación de electricidad (centrales térmicas, nucleares, ciclo combinado, plantas de energías renovables…) la eficiencia energética varía, considerando un rendimiento de generación del 50%, se tendría una eficiencia del Vehículos Eléctrico del orden del 35%

mientras que los de combustión estarían alrededor del 27%[26], tal como se muestra en la Figura Nº 5.4.

Figura N° 5.4 Comparación eficiencia energética vehículos eléctricos y de combustión interna



Fuente: Página 14, Instituto para la diversificación y ahorra de la energía (2012-2).

En virtud a las razones expuestas, los vehículos eléctricos han estado ganando la atención en los últimos años como una forma de reducir la dependencia del petróleo (asociado al uso del vehículo de combustión interna).

En el presente capitulo se describe las principales iniciativas internacionales relacionadas al vehículo eléctrico, políticas llevadas a cabo por los países, escenario de desarrollo del vehículo eléctrico y su relación con los sistemas eléctrico, regulaciones establecidas asociadas al mercado eléctrica y la expectativa peruana de la inclusión de los vehículos eléctricos en el parque automotor peruano.

[26]Capitulo Ventajas asociadas al vehículo eléctrico, Instituto para la diversificación y ahorra de la energía (2012-2).

Iniciativas internacional relacionadas al vehículo eléctrico

A continuación se describe las principales iniciativas mundiales asociadas al vehículo eléctrico (Instituto para la diversificación y ahorra de la energía,2012 y *Rocky Mountain Institute*, *Clean Energy Ministerial*, *International Energy Agency*, 2012):

Iniciativa del Vehículo Eléctrico (EVI) del Clean Energy Ministerial

El *Clean Energy Ministerial*, es un foro multilateral de alto nivel para promover políticas y programas que las tecnologías avanzadas de energía limpia. La Iniciativa del Vehículo Eléctrico (EVI) es una de las once iniciativas del *Clean Energy Ministerial* que busca facilitar el despliegue global de 20 millones de vehículos eléctricos (incluidos vehículos eléctricos híbridos y vehículos de pila de combustible) para el año 2020.

En el marco de su objetivo, el EVI fomenta el desarrollo de objetivos nacionales de despliegue de esta tecnología, lanza pilotos en ciudades para promover el uso de los vehículos eléctricos en zonas urbanas, intercambia información sobre las mejores políticas para la promoción del vehículo eléctrico, intercambia información sobre programas de investigación e involucra a las diferentes partes interesadas del sector privado, fomentando la incorporación de vehículos eléctricos en flotas y la creación de programas de innovación con financiación público-privada.

Los países participantes en esta iniciativa son: China, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, India, Japón, Portugal, Suráfrica, España, Suecia y Estados Unidos. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) también colabora en dicha iniciativa.

Acuerdo de Implementación para vehículos híbridos y eléctricos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE o IEA en inglés).

La AIE es una organización internacional, creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) tras la crisis del petróleo de 1973, que busca coordinar las políticas energéticas de sus estados miembros, con la finalidad de asegurar energía confiable, adquirible y limpia a sus respectivos habitantes. El Acuerdo de Implementación para Vehículos Híbridos y Eléctricos tiene como finalidad de generar y difundir información relacionada con el vehículo eléctrico y el híbrido.

En el marco de su objetivo, se proporciona a los gobiernos, las autoridades locales, grandes usuarios e industrias información objetiva sobre los vehículos eléctricos e híbridos, se colabora en proyectos de investigación, se colabora con otras organizaciones en temas relacionados en la energía para el transporte y los vehículos; y sirve como plataforma de información fiable sobre los vehículos eléctricos e híbridos. Los países participantes en esta iniciativa son: Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Irlanda, Italia, Holanda, Portugal, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido y EEUU.

La AIE (AIE, 2012) establece que los objetivos establecidos por diferentes países del mundo suman alrededor de 20 millones para el 2020. Sin embargo, también establece que es necesario intensificar los esfuerzos de los países para cumplir con sus objetivos, ello considerando que de acuerdo con los objetivos para el 2014 se tendría uno 7 millones de vehículos eléctricos vendidos por año pero el pronóstico de los fabricantes seria de alrededor un millón.

Iniciativa *Green Cars* de la Unión Europea.

El 26 de noviembre de 2008, la Comisión Europea propuso un plan de estímulo europeo de nominado "*European Economic Recovery Plan*" que ascendía a 200 billones de euros para

hacer frente a los efectos de la crisis financiera mundial en las economías de los países miembros.La iniciativa Europea de Coches Ecológicos (*Green Cars*) es una de las tres asociaciones público-privadas de este Pla de recuperación Europeo anunciado en noviembre del 2008. Uno de sus principales objetivos es conseguir que el 20% del mercado automotor europeo sea eléctrico o híbrido para el año 2020.Esta iniciativa europea financia el desarrollo de investigaciones y proyectos relacionado con su objetivo.

Políticas de desarrollo del vehículo eléctrico llevadas a cabo por diverso países

No pocos gobiernos de Europa, Asia y América apoyan la introducción de los vehículos eléctricos con inversiones en investigación e implementación. De acuerdo con la consultora CE Delft (2011-2), los programas de inversión de los gobiernos e industrias en esta tecnología comenzó predominantemente en 2008 y 2009. La suma total de inversión en el periodo 2008-2011 fue 21,6 mil millones de euros, en el caso de EE.UU. fue de € 8,6 mil millones, la UE uno € 8,5 mil millones, mientras que Asia oriental representa alrededor de € 4,6 mil millones.

La política del gobierno puede estar centrada en la penetración de los vehículos (incremento de participación de su parque automotor) y el desarrollo de una infraestructura requerida para ello, como también puede estar centrarse en la investigación y desarrollo, proyectos piloto y el apoyo a la industria automotriz propia del país.

En el Anexo 3, se muestra la relación de objetivos de diversos países, asociados a la introducción de los Vehículos Eléctricos en sus parques automotores. En la Tabla Nº 5.1 se muestran las características de las políticas que siguen diversos países en relación a la

penetración de los vehículos eléctricos y desarrollo de infraestructura de recarga (ECN, 2012).

Tabla 5.1 Políticas implementadas por países en relación a la penetración de los vehículos eléctricos y desarrollo de infraestructura de recarga

País	Compra de Vehículo	Reducción de costos (impuestos)	Implementación infraestructura recarga	otros
Bélgica	++	0	+	+
Dinamarca	+++	++	+	0
Alemania	0	+	+	+
Francia	+++	+++	+	++
Holanda	++	++	+	+
Noruega	++	++	+	+
Austria	+++	++	+	+
Portugal	++	0	+	++
España	++	++	+	+
Inglaterra	++	++	+	+
China	+	0	+	0
USA	++	+	+	+
Korea Sur	+	+	+	+

Fuente: Capítulo 4, Tabla Nro. 2 de ECN (2012)

Nota Explicativa:

En el caso de 0, significa que no se tiene suficiente información para asignar un valor.

En el caso de Compra de Vehículo: + incentivo asciende a 2500 euros, ++ incentivo asciende de 2500 a 7000 euros, +++ incentivo asciende a más de 7500 euros.

En el caso de Reducción de costos: + beneficios entre < 500 y alrededor de 1500 euros, ++ beneficios entre < 500 y alrededor 3500 euros, +++ beneficios entre 1000 y >3500 euros

En el caso de Implementación infraestructura recarga: + significa que hay iniciativas y / o medidas para realizar la infraestructura de recarga.

En el caso de Otros: + cuando se estimula el desarrollo del vehículo eléctrico o cuando hay otras medidas que privilegian su uso (ej. libre uso de plazas de aparcamiento) ++ cuando los dos aspectos mencionados están presente.

Asimismo, En la Tabla Nº 5.2 se muestran las características de las políticas que siguen diversos países en relación investigación y desarrollo, proyectos piloto y el apoyo a la industria automotriz propia del país (ECN, 2012).

Tabla Nº 5.2 Características de las políticas que siguen diversos países

País	Investigación y desarrollo	Proyectos piloto	Apoyo a la industria automotriz
Bélgica	+	+	0
Dinamarca	+	+	0
Alemania	+++	++	0
Francia	++	++	+
Holanda	+	+	0
Noruega	+	+	0
Austria	++	++	0
Portugal	+	+	0
España	+	+	0
Inglaterra	++	+	+
China	+++	++	+
USA	++	++	+
Corea del Sur	+++	0	0

Fuente: Capítulo 4, Tabla Nro. 3 de ECN (2012).

Nota Explicativa:

En el caso de 0, significa que no se tiene suficiente información para asignar un valor.

En el caso de Investigación y desarrollo: el puntaje se da sobre la base de datos / estimaciones del presupuesto por año ponderado por el PIB del país.

En el caso de Proyectos piloto: + presencia de proyectos piloto ++ presencia de muchos y grandes proyectos piloto

En el caso de Apoyo a la industria automotriz: + significa que están disponibles datos sobre ayuda para el desarrollo de la producción de baterías o componentes de los vehículos eléctricos.

Escenarios de desarrollo del vehículo eléctrico

Diverso estudios plantean escenario diversos sobre la implementación de la tecnología de los vehículos eléctrico, en general se tiene una etapa inicial de fomento al uso de los vehículos eléctricos sin un control de la recarga, después una etapa de presencia inicial del vehículo eléctrico en el parque automotor con un esquema de control de la recarga y al final se plantea un escenario de amplia presencia del vehículo eléctrico con participación activa en el mercado eléctrico con la inclusión del concepto ”*Vehicle to Grid*” (V2G) (Las baterías del vehículo eléctrico, podrán verter electricidad al sistema).

Escenario planteado por el proyecto MERGE (Mobile Energy Resources of Electricity)

El proyecto MERGE, tuvo como misión la evaluación de los impactos que tendrá los vehículos eléctricos (EV) sobre los sistemas de energía eléctrica de la Unión Europea, en materia de planificación, operación y funcionamiento del mercado. El proyecto fue puesto en marcha por Iberdrola en el 2009, con una duración proyectada de dos años. Además de la mencionada empresa participaron otras empresas relacionadas con dicho sector, universidades y consultoras.

De acuerdo con los resultados del proyecto MERGE (2011-2)[27]se plantean 3 fases para la penetración de los vehículos eléctricos:

- **Fase I Catálisis:** En esta fase la prioridad es romper las barreras psicológicas sobre el uso de esta tecnología. Los vehículos eléctricos todavía puede considerarse como meras cargas adicionales como cualquier otro dispositivo doméstico en el hogar.

  Entre otros aspectos, se recomienda no complicar excesivamente la regulación a fin de facilitar la vida de los primeros usuarios que se esfuerzan hacia la tecnología nueva y desafiante. También se recomienda el uso de bloques horarios (con precios diferenciados) en vez de control directo de la recarga. La fase terminará cuando la penetración de los vehículos eléctricos llegue a ser importante.
- **Fase II Consolidación:** se considera que surgirá en el medio plazo. Para esta fase la regulación del sector eléctrico debe permitir la aparición de nuevos modelos de negocio como los proveedores de energía agregados que sean capaces de gestionar los contratos de miles de vehículos eléctricos conectados simultáneamente en diferentes lugares.

  Entre otros, se estima que los vehículos eléctricos tendría una participación en los mercados de energía (en el despacho y servicios auxiliares); En esta etapa, el desarrollo de infraestructuras de recarga en lugares públicos se convertirá en indispensable para el acceso universal de los clientes a esta nueva tecnología.
- **Fase III Avanzado:** se considera que surgirá en el largo plazo. Los proveedores de energía agregados tendrán importante participación en los mercados de energía, en el despacho y los servicios auxiliares considerando el uso del concepto *Vehicle to Grid* (V2G). Entre otros, en este escenario las infraestructuras de control, medición y facturación necesitan ser más sofisticados. Cabe precisar, que los conceptos de esta fase

[27]http://www.ev-merge.eu

no se consideran menos importante, sin embargo, son todavía es prematuro y necesitan otra atención a las políticas para su despliegue**.**

Escenario planteado por la iniciativa Green Car de la Unión Europea

Esta Iniciativa (*Iniciativa Green Car*, 2012)[28] propone una hoja de ruta que involucra 4 hitos referidos a la penetración de los vehículos eléctricos:

- **Hito 1 Introducción Situación actual (2012):** El primer paso de aplicación de la movilidad electrificada se basa en la adaptación y la conversión de los vehículos de combustión interna existentes en vehículos eléctricos puros o híbridos recargables. Más allá de los proyectos pilotos, los vehículos evolucionan primero en flotas que cubren nichos de mercado como taxis, sistemas de coche compartido y servicios de entrega. Se desarrollan actividades para aumentar la aceptación pública y normas de seguridad, comunicación de datos y la facturación. Entre otros aspectos, las recargas se adaptan a las necesidad el usuario y de la red.
- **Hito 2 intermedio (2016):** Se espera que en base a la tecnología de la segunda generación de vehículos eléctricos, en el mediano plazo, se proporcione una mayor eficiencia a los consumidores, avanzados sistemas de integración y sistemas de almacenamiento de energía de alto rendimiento. Al mismo tiempo, se tendrá mayor una infraestructura de recarga, se creara el modelo para las recargas. Entre otros aspectos, las recargas serán más rápidas y se estandariza su uso.
- **Hito 3 producción en masa (2020):** Se espera que se establezca en Europa la producción en masa de vehículos eléctricos puros e híbridos enchúfales. Se espera mejoras significativas en las baterías (+30% en eficiencia, doble de vida útil, -30% costo respecto al 2009). Los vehículos serán vendibles sin subsidios. Se tendría una

[28] Publicada en su página WEB, http://www.green-cars-initiative.eu

amplia infraestructura de recarga adaptada al tipo de recarga rápido. Se tendría un Flujo bidireccional de energía entre el vehículo y la red, lo cual crea un interesante potencial de desarrollo en flotas de vehículos bidireccional.

- **Hito 4 Revisión completa del concepto de vehículo eléctrico (2025):** a fin de explotar todo el potencial de los vehículos eléctricos se requiere una revisión total del concepto de automóvil. Esto dará lugar a cambios que produzcan un aumento de la eficiencia energética y reducción el costo. El logro de esta innovación contribuirá a la viabilidad del vehículo eléctrico respecto al vehículo de combustión interna sin necesidad de incentivos.

Escenario planteado por la IEA RETD

El acuerdo para el desarrollo de energía renovables (*Renewable Energy Technology Deployment* -RETD) opera bajo el marco legal de la Agencia Internacional de Energía, se involucra en actividades de colaboración que buscan avanzar en la mejora tecnologías de energías renovables y reducción de costos para todas las tecnologías de energías renovables, facilitando los esfuerzos internacionales de implementación[29].

En el 2010, el **IEA RETD** (2010)[30] establece un esquema de desarrollo (para la Unión Europea) de los vehículos eléctricos puros e hibrido enchufables y su interacción con los sistemas eléctricos, este esquema establece cuatro pasos.

En el primer paso, existe una recarga sin control, no requiere de funcionalidades adicionales, los primeros pasos para una mejor integración consisten en la construcción de una infraestructura de carga. En un segundo paso, se tiene una recarga controlada, la gestión de la demanda requieren una estructura de comunicación entre los vehículos y la

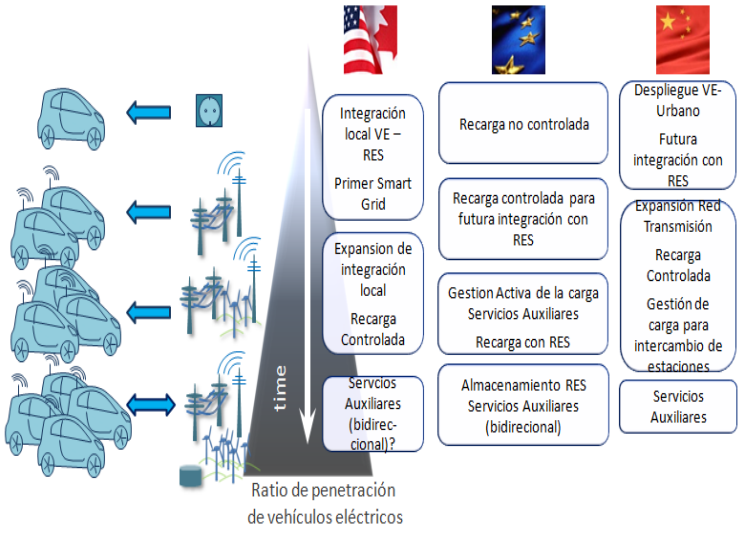
[29] http://www.iea.org/techno/technologies/renew.aspopciónRenewable Energy Technology Deployment
[30] Disponible en su página WEB, http://iea-retd.org/.

estación de la red local, una conexión unidireccional es suficiente. En una tercera etapa, se proporciona algunos servicios auxiliares al sistema eléctrico y una activación de recarga sólo en tiempos de un excedente de energía renovable. En el último paso se tiene la conexión bidireccional (el vehículo puede entregar la energía almacenada en su batería a la red eléctrica) que es necesario para ofrecer mejores servicios auxiliares y alimentar de energía a la red.

En el 2011, el IEA RETD (2011) compara el desarrollo de los vehículos eléctricos e híbridos enchufables planteado para la unión europea (IEA RETD, 2010) con China y Norte América. Se establece que las tres regiones tienen sus diferencias, entre otros aspectos, la forma en que se lleva a cabo los proyectos pilotos de los vehículos eléctricos, los objetivos establecidos respecto a la presencia de estos vehículos, las regulaciones de sus mercados eléctricos y el estados de las redes eléctricas.

En ese sentido, se tendría algunas diferencias en el esquema de desarrollo de estos vehículos en Europa, China y Norte América. Tal como se muestra en la figura Nº 5.5.

Figura 5.5 Etapas de servicio de la red eléctrica relacionados a los vehículos eléctricos, comparación entre Norte América, Europa y China



Fuente: IEA RETD (2011).

Nota Explicativa:
EV: Vehículo Eléctrico.
RES: Fuente de Energía Renovable

Escenario planteado por la EPRI (Electric Power Reseach Institute)

El EPRI es una lucro independiente, fundada por la organizaciones de producción, distribución y con intereses en la industria eléctrica. Realiza investigaciones sobre temas de interés de la Industria de la energía eléctrica. Si bien EPRI es básicamente una organización norteamericana, en la misma participan también empresas y otras organizaciones extranjeras.

La EPRI (2009)[31] establecen dos visiones sobre el desarrollo del vehículo eléctrico, una es que aumentara considerablemente la carga del sistema eléctrico y si no hay una regulación podría aumentar significativamente el costo de la electricidad; la segunda es que el vehículo eléctrico, aunque siguen añadiendo a la carga, ayudará en el balance de la demanda dentro y fuera de las horas punta desplazando las demanda del sistemas eléctrico con una gestión de

[31] *Capitulo4 Smart Grid Applications and Requirements, acápite4.6 Electric Transportation.*

su recarga y eventualmente también con la capacidad de almacenar y descargar la energía. Además, se establece diferentes casos tipo (como una evolución) sobre la interacción de los vehículos eléctricos y el sistema eléctrico:

Primero, el cliente no se acoge a ningún programa específico relacionado con la recarga de su vehículo eléctrico. Segundo, los proveedor de energía ofrecen una tarifa diferenciada para la recarga de su vehículo eléctrico. Tercero, el cliente tiene capacidad de gestión las poder establecer los parámetros de recarga de su vehículo eléctrico. Cuarto, los vehículos eléctricos puede acceder a la recarga desde diferentes puntos de la red bajo las mismas condiciones (escenario *roaming*). Quinto, en un escenario de *roaming*, el vehículo eléctrico puede almacenar la energía de la red en periodos de tiempo de baja tarifa e inyectar energía en periodos de tiempo a mayor tarifa. Sexto, se pueden proveer servicios avanzados con los vehículos eléctricos, como el V2G (dar energía a la red) o V2V (dar energía a otro vehículo eléctrico) o V2H (dar energía a la casa) o V2L (dar energía a un sitio remoto). Sétimo, el operador de la red requerirá información relevante de los vehículos eléctricos para la operación de la red considerando la cada vez mayor importancia de esta carga. Octavo, como parte del servicio de recarga, desde la red eléctrica se podrán realizar diagnósticos sobre el vehículo como detección de averías o aviso de mantenimiento.

Nuevos Agentes en el mercado eléctrico y sus posibles interrelaciones

Los escenarios de desarrollo de los vehículos eléctricos vistos en el acápite 5.4, platean la inclusión de nuevos agentes en el sector eléctrico. Diversos autores (MERGE, 2011-1 y Gómez Tómas, MorbenIlan, Rivier Michel y Sánchez Álvaro, 2011) describen a los nuevos agentes considerando la regulación europea y bajo la premisa de que la empresa distribuidora sea la dueña de la infraestructura de recarga en áreas públicas mientras que el

gestor de carga es el dueño en área privadas de uso públicos. A continuación se describe a los nuevos agentes y sus posibles interacciones con los actuales agentes de mercado eléctrico[32]:

- **Propietario del vehículo eléctrico:** Es el agente que posee un vehículo eléctrico y requiere de electricidad para recargar la batería de su vehículo. En un escenario de uso de tecnología V2G se prevé que tendría la capacidad de proporcionar energía a la red.
- **Proveedor Agregador EV(EV *supplier-aggregator*):**Es el agente que vende la electricidad al propietario del vehículo eléctrico. La novedad de este agente es que sus contratos no están basados en la localización o unido a una toma única final en la red eléctrica. El propietario del vehículo eléctrico, exigirá la movilidad y la libertad de elección de múltiples puntos de carga mientras permanece con el mismo Proveedor Agregador EV.

  En general, se espera que los Proveedores lleven a cabo una gestión integrada de los múltiples vehículos eléctricos que atienden. En este contexto, el Proveedor podría desempeñar un papel clave en una futura prestación de servicio V2G.

- **Gestor de carga (EV *charging point manager*):**Actúan como clientes finales, con la particularidad de comprar la electricidad para recargar sus propios vehículos eléctricos o para revenderla a los propietarios de los vehículos eléctricos conectados a la estación recarga. Cuando los Gestor de carga revende electricidad a un tercero (propietario del vehículo eléctrico) estaría actuando como un suministrador de energía, lo cual requeriría de una regulación específica. Por ejemplo en España se tiene el Real Decreto647/2011 que regula la actividad del gestor de cargas.

[32]Se tomó como referencia a los autores MERGE (2011-1) y Gómez et al (2011).

Sin embargo, es pertinente precisar que la regulación Española acota la definición de gestor de carga como los clientes finales habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga de vehículos eléctricos.

- **Dueño de la estación de recarga:** Es el agente dueño de la infraestructura de recarga, este agente no provee el servicio de recarga ni la gestión asociada. El dueño tendría que subcontratar a un gestor de carga para que realice este servicio. Por ejemplo el dueño de un centro comercial no tiene como negocio principal la recarga de vehículos eléctrico por lo que puede preferir construir la infraestructura de recarga pero no convertirse en un gestor de carga sino sub contratarlo.

Para determinar las posibles interacciones entre estos nuevos agentes y los agentes existentes en mercados eléctricos se debe tener en consideración no solo la ubicación de la infraestructura de recarga (en casa, en áreas privadas con acceso público o áreas públicas)sino vehículos eléctricos (recarga sin ningún sistema de control, con sistemas de control o uso tecnología V2G).A continuación se describen las posibles interacciones.

- **Modo de recarga en casa sin control de carga:** En el modo de recarga más simple y el más probable, la electricidad utilizada para la recarga del vehículo proviene de un contrato de suministro. Los agentes involucrados son el dueño de la casa, el comercializador de energía y la empresa distribuidora.

  El contrato de suministro del dueño de la casa y el comercializador como mínimo establecería el precio de la energía por bloques horarios. Por ejemplo en hora punta y fuera de a fin de promover la carga en horas valle, o podría ser más un contrato más sofisticado con precios por hora de tiempo. En este caso, el medido de energía debe ser actualizada a fin de medir el consumo por horas (medidores inteligentes).

- **Variante del Modo de recarga en casa sin control de carga discriminando consumos:** En el esquema anterior, no es posible diferenciar el consumo del vehículo eléctrico del consumo de energía doméstica. Si fuera la intención establecer condiciones especiales para la recarga de los vehículos eléctrico (como tarifas o impuestos especiales) la conexión del punto de recarga del vehículo eléctrico también debe ser medido. Se tendría dos medidores independientes aunque también sería posible que los dos medidores este en serie (se tendría que efectuar cálculos adicionales para determinar el consumo del vehículo eléctrico y el consumo de energía doméstica)
- **Modo de recarga en casa con gestión del Proveedor Agregador EV(control de carga):**En el modo el Proveedor Agregador EVactúa como un agente intermedio que participan en el mercado mayorista de la energía o compra la energía atreves de un comercializador de energía[33], mientras que revende esta energía a los propietarios de los vehículos eléctricos. El Proveedor Agregador EV podría llevar a cabo una optimización de energía total requerida en un tiempo dado mediante la gestión de varios puntos de recarga residencial mas los contratos relacionados con recargas en vías públicas.Los agentes involucrados son el dueño de la casa, el Proveedor Agregador EV y la empresa distribuidora.

  El dueño de la casa tendría un contrato de carga Proveedor Agregador EV y este a la vez tendría un contrato con un comercializador de energía o compraría directamente del mercado mayorista además de pagar los cargos que corresponden a la empresa distribuidora (como la operadora de la red).
- **Modo de recarga en sitios públicos con control de carga:** A diferencia de la recarga en casa, la recarga en zonas públicas implica la existencia de varios agentes

[33] La opción de compra de energía aun suministrador es sugerida por Gómez et al (2011)

involucrados con interrelaciones potencialmente complejas. Al estar ubicada en una zona publica estaría sujeta a las regulaciones que establezcan tanto del ámbito nacional como local. Los agentes involucrados son el dueño del vehículo eléctrico, el Proveedor Agregador EV y la empresa distribuidora[34].La empresa distribuidora tendría como parte de la red de distribución la infraestructura de recarga con el fin de tener bajo costo y rápida instalación estandarizada. Los puntos de recarga sería accesible a cualquier Proveedor Agregador EV quienes firmarían contratos con los propietarios de los vehículos eléctricos para la recarga de sus vehículo.

- **Modo de recarga en sitios privados con acceso público con control de carga:** Considerando que son entidades privadas las que implementan la infraestructura de recarga que adquirirán y revenderán energía, estas entidades se comportarían como un gestor de carga. Los agentes involucrados son el dueño del vehículo eléctrico, el gestor de carga, el comercializador de energía y la empresa distribuidora[35].Se podría tener un contrato de suministro entre un proveedor de electricidad y el gestor de carga (dueño de la infraestructura de recarga) o la capacidad del gestor de participar directamente en el mercado mayorista. Cada propietario del vehículo eléctrico pagaría de acuerdo a la cantidad de energía transferida, el tipo de carga y el momento en que efectuó la carga.
- **Modo de recarga en oficinas o edificios comerciales con gestión integrada de energía (control de carga):** Considerando que los dueños de estas oficinas o edificios son las que implementan la infraestructura de recarga que adquirirán y revenderían energía, estas entidades se comportarían como un gestor de carga. Se adquiere la energía para revenderla a los dueños de los vehículos eléctricos que pueden ser sus

[34](MERGE (2011-1) y Gómez et al, 2011) consideran que el dueño de una estación de recarga en vías públicas sería la empresa distribuidora.
[35](MERGE (2011-1) y Gómez et al, 2011) consideran que existe tanto una empresa distribuidora que opera las redes y un comercializador de energía lo que es propio de una regulación europea.

empleados o sus clientes. La estrategia del gestor de carga seria maximizar su beneficio (producto de la reventa de energía) o simplemente minimizar los pagos de energía a la compañía eléctrica. Los agentes involucrados son el dueño del vehículo eléctrico, el gestor de carga, el comercializador de energía y la empresa distribuidora[59].Existirá un contrato entre el comercializador de energía y gestor de carga. El gestor de carga puede acordar con los dueños de los vehículos eléctricos las condiciones para la recarga de sus vehículos.

- **Modo de recarga considerando uso de tecnología V2G:**

  El concepto de V2G presenta un concepto más sofisticado del modo de recarga además de un mayor uso de tecnología y acuerdos contractuales más desarrollados. El uso de esta tecnología seria valioso porque permitiría inyectar energía a la red y/o prestar su servicio para la regulación de frecuencia. En este escenario del Proveedor Agregador EV podría suscribir un contrato con el Operador del Sistemas para dar la reserva para la regulación de frecuencia o para vender o comprar energía en el mercado mayorista.

  Es claro que un solo gestor de carga podría proporcionar esta labor, pero este negocio solo tendría sentido si se tiene un Proveedor Agregador EV que gestione a unos cientos de vehículos eléctrico que permitan tener una potencia eléctrica equivalente (MW) que genere economía escala para poder participar en este mercado mayorista.

  - En el caso de recarga en casa, se tendría dos escenarios: El primero escenario es que el vehículo no inyecte energía a la red eléctrica sino solo se gestione para atender la demanda de la casa, el cliente tendría un contrato de suministro con tarifas diferenciada por bloques horarios (hora punta y fuera de punta), se gestionaría para que la batería del vehículo se recargue en horas de menor tarifa y entregue energía

en las horas de mayor tarifa[36].En el segundo escenario, el Proveedor Agregador EV se encargaría de gestionar los vehículos eléctricos (con tecnología V2G) y de la compra y venta de la energía en el mercado mayorista bajo la supervisión del operador del sistema.

- En el caso de recarga en sitios públicos, oficinas y edificios comerciales, se tendría un escenario parecido al segundo escenario de recarga en casa. Los dueños de los vehículos tendría un contrato con el Proveedor Agregador EV para brindar el servicio del V2G.

Modelos de regulación de la infraestructura de recarga en sitios públicos

En el acápite anterior (5.5) los autores MERGE (2011-1) y Gómez et al (2011), consideran que el dueño de la estación de recarga es la empresa distribuidora para el caso de recargas en sitios públicas. Si bien esta es una posibilidad, es pertinente analizar si es el escenario más adecuado para el desarrollo de los vehículos eléctricos y la creación de competencia. A continuación se describe, los posibles modelos de mercado identificados en la recarga de los vehículos eléctricos en sitios públicos (EURELECTRIC, 2010)[37], ello considerando como premisa que las inversiones que se realicen tienen que ser recuperada por algún medio, la recarga gratis es inviable económicamente y no incentivaría la eficiencia en el consumo de la energía[38]:

[36] Cuando se usa el vehículo para este tipo de transición se conoce como V2H.

[37] La *Unión of the Electricity Industry* EURELECTRIC es una asociación de empresas con intereses comunes de la industria de la electricidad a escala paneuropea, además de sus afiliados y asociados en otros continentes. (EURELECTRIC, 2010) considera que existe tanto una empresa distribuidora que opera las redes y un comercializador de energía. Tampoco utiliza el término Gestor de Carga, su función lo asocia a la comercialización de la energía para la recarga

[38] En una etapa de introducción o difusión del uso de vehículo eléctricos, es probable que los proyectos piloto consideren la recarga publica gratis pero este sería insostenible en el mediano o largo plazo.

- **Modelo 1 Infraestructura Integrada:**

  En este modelo la infraestructura de recarga formaría parte de la red de distribución y se tendría una usual relación comercial entre el comercializador de energía y el usuario del servicio de recarga. Al estar integrado a la red eléctrica el financiamiento de la infraestructura de recarga seria colectivo. La tarifa por el uso de la red de distribución incluiría los costos asociados a la infraestructura, todos los comercializador de energía son libres de ofrecer sus productos y servicios. Es decir, las inversiones en la infraestructura son remuneradas al ser incluidas como parte de todos los activos de la red de distribución. La diferencia principal con un contrato de energía eléctrica normal es el hecho de que se le proporciona al usuario la capacidad de recargar sus vehículos en cualquier ubicación dentro de la red gestionada por la empresa de distribución.

- **Modelo 2 Infraestructura Separada:**

  En este modelo la infraestructura de recarga no formaría parte de la red de distribución, estaría a cargo de un gestor de la infraestructura de carga. Sin embargo la relación comercial del cliente dueño del vehículo eléctrico seguiría siendo con el comercializador de energía. Todos los comercializador tendrían acceso a las tomas de recarga de todas las infraestructuras de recarga. En este modelo la infraestructura se financia en principio por pago del usuario. Al tarifa que cobraría el comercializador al usuario se incluir un tarifa de acceso a la infraestructura de recarga. Al igual que el modelo 1, probablemente la tarifa será más alta para una recarga rápida. En este escenario, el mercado puede estar regulado o no regulado y se desarrolla con una infraestructura de uno o más operador independientes. Los operadores tendrían que tener las licencias necesarias para instalar y operar la estructuras de recarga (concedidas por los municipios).

- **Modelo 3 Proveedor Independiente:**

  En este modelo se tendría un nuevo papel, el de proveedor independiente que instala una red de infraestructura de recarga, comercializa la electricidad y proporciona el servicio de recarga del vehículo eléctrico (el servicio lo realiza solo en su red). En este modelo, la infraestructura de recarga es financiado por el usuario que utiliza el servicio de recarga. En lugar de cobrar a los usuarios por kWh, los proveedores independientes podrían basar sus cargos con una métrica diferente como un pago mensual o anual.

- **Modelo 4 operadores de la estación de carga.**

  En este modelo, es parecido con el modelo de proveedor independiente con la diferencia que las estaciones de recarga y la venta de electricidad se llevan por el operador del aparcamiento (el operador no es el dueño del lugar pero tiene el derecho o la licencia para operaren el sitio). En este modelo el operador del aparcamiento tiene al servicio de recarga como un servicio más de los que ofrece como el aparcamiento en el lugar. Los municipios poseen las aceras públicas, pero pueden introducir un sistema de licencias para que múltiples empresas en zonas de alto interés. Un nuevo tipo de actor electricidad surgiría.

  En este modelo existirían múltiples jugadores de baja escala (operador del aparcamiento), junto los jugadores ya existentes, como son los comercializadores de electricidad y la empresa distribuidora compitiendo por las zonas de alto potencial, pero estarían menos interesados en otras zonas menos potenciales a menos que estén obligados a hacerlo como parte de las condiciones de la licencia. El modelo puede permitir la creación de “monopolios locales”, los dueños de los vehículos eléctricos no podrían elegir su operador libremente debido a una limitada autonomía de los vehículos

eléctrico o a restricciones locales. Los operadores del aparcamiento adquieren la electricidad atreves de un contrato estándar.

Regulaciones establecidas a nivel internacional asociados al mercado eléctrico.

En general, como se puede apreciar de los acápites 5.3 y 5.4, los países se encuentran en una etapa inicial de desarrollo de su parque de los vehículos eléctricos. En ese sentido, las regulaciones (vigentes) especificas asociados al mercado eléctrico en relación a la penetración de los vehículos eléctricos no es robusta. A continuación se muestra, el avance llevado por España.

España

El Real Decreto 647/2011 regula la actividad del gestor de cargas. Los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles de servicios de recarga energética que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos.

El artículo 2 del mencionado decreto establece como derechos del gestor de carga:

- Actuar como agentes del mercado en el mercado de producción de electricidad.
- Acceder a las redes de transporte y distribución en los términos previstos en la Normativa.
- Facturar y cobrar la energía entregada en la reventa para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos.

El mismo artículo menciona los deberes del gestor de carga, entre otros aspectos, se tiene:

- Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades.
- Contratar y abonar el peaje de acceso correspondiente a la empresa distribuidora.

- Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración y los programas específicos para impulsar la eficiencia en la demanda de electricidad para vehículos eléctricos.
- Realizar la comunicación de inicio de actividad y cumplir con condiciones de capacidad legal, técnica y económica.
- Contar, en cada una de las instalaciones en que se desarrolle la actividad, con instalaciones que reúnan las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias, habiendo obtenido las autorizaciones que, en su caso, se requieran.

La Comisión Nacional de Energía se encarga de las tareas de inspección y seguimiento a los gestores de cargas del sistema para verificar el cumplimiento de todos los requisitos y las obligaciones establecidos.

Además, en el Real Decreto 647/2011 se crea un nuevo peaje de acceso de aplicación a suministros de tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW que diferencia tres periodos tarifarios, periodo 1, periodo 2 y periodo 3 (Supervalle).

Estos peajes diferenciados finalmente generan tarifas finales diferenciadas, se redefinió la tarifa de último recurso (TUR)[39] para este nuevo esquema. En la Tabla Nº 5.3 se muestra como ejemplo, los precios de la TUR según Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y minas, a aplicar en el período comprendido entre el 23 y el 31 de diciembre de 2011 y en el primer trimestre de 2012 (Junta de Castilla y Leon, 2013).

[39]La TUR es el precio regulado por el Gobierno para el suministro obligatorio a los clientes que no quieren o no pueden buscar otras ofertas en el mercado. En principio reservado para los consumidores que tienen una potencia contratada inferior a 10 KW.Pero se actualizo la Orden ITC/1659/2009 para ser compatible con la rifa de supervalle.

Tabla Nº 5.3 Costo de energía en periodo de supervalle

Periodos tarifarios	Duración horas/día	Verano / Invierno	Euros/kWh
P1	10	13-23 h	0,167056
P2	8	0-1 h 7-13 h 23-24 h	0,080880
P3 (Supervalle)	6	1-7 h	0,055744

Fuente: Anexo1.2, Junta de Castilla y Leon (2013).

Estimación Nacional sobre presencia de Vehículos Eléctricos.

En el país, no existe por el momento, políticas oficiales relacionadas a la presencia o desarrollo de los vehículos eléctricos. En el ámbito privado local, en abril 2012 la empresa de distribución Edelnor firmó un convenio con la filial peruana de Mitsubishi Motors para la difusión de esta tecnología atreves de la llegada del vehículo eléctrico i-MiEV, el cual está actualmente en exhibición en diversos eventos y universidades. En el ámbito gubernamental, OSINERGMIN llevo a cabo en el 2012, un estudio internacional para el diagnostico e implementación de las redes eléctricas inteligentes en el Perú, llevado a cabo por la consultora INDRA.

En el quinto fórum latino-americano de *smart grid* llevado a cabo en Sao Paulo en noviembre del 2012, la gerencia de OSINERGMIN presentó algunos resultados del estudio internacional (OSINERGMIN, 2012), en lo que respecta al vehículo eléctrico, se estima un escenario de penetración con tipo de recarga lenta y periodo de recarga nocturna de:

- 5000 vehículos en 5 años.
- 60000 vehículos en 10 años.
- 100000 vehículos en 15 años.

CAPITULO VI. AMENAZAS Y OPORTUNIDADES DE LA INCORPORACIÓN DE LOS AUTOS ELÉCTRICOS EN EL SISTEMA ELECTRICO PERUANO

Generalidades

De la revisión de la experiencia internacional sobre los esfuerzos que se están llevando cabo y los escenarios de penetración visionados para los vehículos eléctricos (capitulo 5) se puede concluir que esta tecnología está siendo fuertemente apoyado por los países como una forma de sustitución (por lo menos parcial) del uso del petróleo para el transporte. Con lo cual se reduciría su dependencia a este recurso escaso y no renovable además de reducir los impactos ambientes que generan el uso de este combustible. Otra de las ventajas del vehículo eléctrico es su mejor eficiencia respecto al vehículo convencional.

Se hace previsible en un mediano plazo (2020) una presencia inicial de los vehículos eléctricos en el parque automotor mundial. A partir del cual se tendría una masificación en el uso de esta tecnología (que vendrá acompañado de la reducción que los costos de los vehículos eléctricos).

Esta presencia de los vehículos eléctricos tendría un impacto positivo en el dueño del vehículo (debido a la mayor eficiencia del vehículo eléctrico), una mejora en la sociedad dado la disminución de la producción del CO2 pero supone un nuevo requerimiento de

electricidad que debe atender el sistemas eléctrico nacional y un necesario cambio en la regulación vigente para incluir nuevas relaciones comerciales.

En el presente capitulo describe el escenario previsto por el regulador peruano sobre la presencia de los vehículos eléctricos, el posible impacto en el sistema de generación del país, las ventajas del uso de esta tecnología y la necesidad de adecuar el marco regulatorio para incluir a los nuevos agentes del mercado eléctrico. Se considera para el análisis el escenario de mayor presencia prevista por OSINERGMIN.

Escenario previsto por el regulador

De acuerdo con el regulador del país (OSINERGMIN, 2012), se estima el siguiente escenario de penetración de los vehículos eléctricos, con tipo de recarga lenta y periodo de recarga nocturna:

- 5 mil en 5 años.
- 60 mil en 10 años.
- 100 mil vehículos en 15 años.

A diciembre del 2012, el parque vehicular peruano es de aproximadamente 2.8 millones de vehículos de los cuales 1.6 millones corresponde al segmento vehículo ligero (Automóvil, Station Wagon, Van Familiar, Multipropósito y SUV)[40].

En ese sentido, la estimación de OSINERGMIN para los próximos 15 años significa un presencia de vehículos eléctricos equivalente a solo el 3.6 % el parque actual de vehículos o

[40] Compendio Estadístico 2012 INEI (que cubre hasta el 2011) complementado con Estadística ARAPER para el 2012.http://araper.pe

6.2% del parque de vehículos ligeros[41]. Respecto al parque automotor proyectado para los próximos 15años[42], la presencia seria solo del 1.1 %.

Es poca la posibilidad que el desarrollo de esta tecnología a nivel mundial por si solo sea suficiente para que en 15 años se cumpla con la predicción de OSINERGMIN de 100 mil vehículos eléctricos. Si bien los avances en esta tecnología logren que la diferencia de precios (entre los vehículos eléctricos y los convencionales) disminuyan y que el desarrollo de las baterías logran mejoras en su autonomía (kilómetros recorridos antes de una recarga) es necesario establecer políticas para incentivar el uso de esta tecnología nueva dadas sus ventajas para la sociedad en su conjunto.

Los acciones a establecer pueden ser la difusión de esta tecnología (que permita al usuario conocer la ventajas de un vehículo eléctrico) vía proyectos piloto, incentivos (directos o de exoneración de impuestos) en una etapa inicial para la compra de estos vehículos y el desarrollo de infraestructura de recarga pública.

Estimación de la energía requerida para el escenario previsto por OSINERGMIN

Considerando lo establecido en el acápite 4.6, el promedio de consumo de un vehículo eléctrico del segmento pequeño es del orden de 15kWh por cada 100 Km y se tendría un kilometraje promedio anual de 15000 km por año. Por lo expuesto, el requerimiento anual promedio de energía por vehículo eléctrico de 2250kWh y el requerido que represente para el sistema eléctrico nacional 100 mil vehículos eléctricos seria de 247.5GWh[43].

---

[41] Los vehículos eléctricos, estarían mayoritariamente en el segmento de vehículo ligeros. Los otros segmentos son los vehículos los comerciales, ómnibus y pesados (camiones y remolcadores).
[42]Considerando una tasa de crecimiento anual del 8%.
[43] Se considera un 10% de perdidas en la red eléctrica. Además, 1 GWh equivalente a 1 millon kWh.

Este valor de energía equivale a 0.7% de la energía generada por el sistema eléctrico peruano en el 2012 lo cual es poco significante. Una central hidroeléctrica de 40 MW que funcione 6200 horas al año podría abastecer toda la energía requerida. Como referencia, solo la primera subasta de energía renovable llevada a cabo en el periodo 2009-2010 adjudico proyectos comprometidos de generación por más de 430 MW.

En conclusión, para el escenario previsto por el OSINERGMIN, no se tendría mayor problema en el SEIN para abastecer de energía requerida.

Estimación de la potencia requerida para el escenario previsto por OSINERGMIN

La potencia requerida para la recarga de estos 100 mil vehículos eléctrico dependerá del tipo de recarga que se use (recarga lenta, semi rápida o rápida) y a la simultaneidad de la recarga (cuantos vehículos en un mismo momento están efectuando la recarga). El regulador prevé el dominio del modo de carga lento, el cual tiene un requerimiento de potencia por vehículode3.6 KW con un tiempo de recarga de 6 a 8 horas.

Por lo expuesto, el requerimiento máximo de potencia de los 100 mil vehículos seria cuando todos en forma simultánea estén recargando lo que equivale a un requerimiento de 396 MW en el SEIN[44] lo que equivale a7.5% la máxima demanda del 2012.

Pero, también se debe considerar que no todas las recargas se realizarían con carga lenta. En general, el desarrollo de los vehículos eléctricos vienen acompañado del desarrollo de infraestructura de recarga fuera de casa en zonas públicas o privadas con acceso público, donde el tipo de recarga predominante es la carga rápida (demanda 50 Kw con un periodo de media hora). Para el caso de 100 mil vehículos, se asume un caso extremo de 500

[44] Se considera un 10% de pérdidas en la red eléctrica. Además, 1 MW equivalente a mil kW.

vehículos que se recarguen en simultaneo con modo de recarga rápidos con un requerimiento de potencia de 55 MW para el SEIN.

Cabe precisar que el escenario planteado por OSINERGMIN establece que la carga lenta será nocturna, lo cual es consistente porque las recargas se efectuarían en un inicio principalmente en las casas (estacionamientos privados) y sería en la noche (cuando el vehículo está sin uso) el momento en que se efectuaría la recarga. Cabe precisar, que las recargas en el modo rápido estaría dirigido a casos eventuales donde el propietario del vehículo requiera una recarga de emergencia (no pueda esperar 8 horas de recarga o no este fuera de su alcance la infraestructura que de forma regular utiliza), en ese sentido, el periodo de recarga seria generalmente durante el día.

Impacto en el sistema eléctrico interconectado nacional

De lo expuesto en los acápite 6.3 y 6.4, podemos representar el requerimiento de electricidad de los 100 mil vehículos eléctricos previsto como una nueva demanda en el SEIN que tendría una máxima demanda de 396 MW (en un periodo nocturno de 8 horas) y una demanda de 55 MW (en un periodo diurno de ½ hora), la energía requerida anual es de 247.5 GWh.

Asimismo, a fin de determinar el posible impacto en el SEIN, se considera la tasa de crecimiento de la demanda previsto por el Ministerio de Energía y Minas para el periodo 2013-2027 (MINEN, 2012)[45]. Considerando que las características tanto de la demanda como de la oferta sean similares a las actuales, el impacto económico neto en el sistema seria prácticamente el mismo.

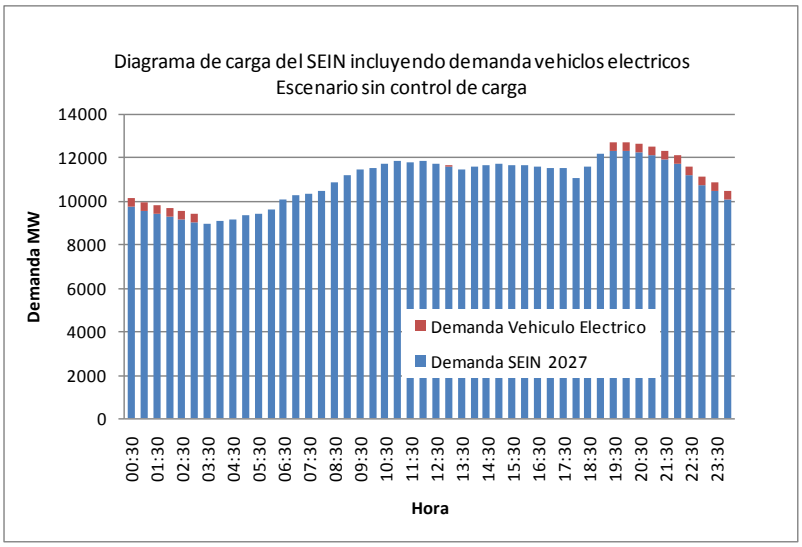
A continuación se evalúa los posibles impactos:

[45]Tasa promedio de crecimiento previsto por el Ministerio de Energía y Minas para un escenario intermedio (va desde un 11% en el 2013 a un 5% en el 2027). Capitulo 5 (MINEN, 2012).

Impacto sin ninguna regulación para el control de la demanda requerida para la recarga de los vehículos eléctricos.

Sin ningún control, las recargas se iniciarían principalmente cuando los dueños de los vehículos lleguen a su hogar y aparque su vehículo (ya sea en la misma casa o en estaciones privados o públicos al que tiene acceso). Considerando que esta situación ocurra alrededor de las 7 de la noche, en la Figura Nº 6.1 se tendría el siguiente impacto en el diagrama de carga en el SEIN.

Figura Nº 6.1 Impacto demanda vehículos eléctricos sin control de recarga



Elaboración Propia

Como se observa se incrementaría la demanda máxima del SEIN, pasaría de 12309 a 12705 MW[46], lo cual genera dos posibilidades:

- La primera posibilidad, es que entren a despachar centrales existentes de generación las cuales regularmente no entran en operación debido a que tiene altos costos marginales de producción de energía. Considerando que la oferta de centrales de generación se mantiene (sin ingreso de nuevas centrales), para el 2027 se tendría un aumento del costo marginal promedio de la energía (precio unitario a pagar por la energía) del

[46] SE considera perdida en la red ele 10%, si la demanda requerida es 360 MW por las perdida en la red se requiere generar 396 MW.

0.7% en las barras del SEIN donde se suministra la energía a los vehículos eléctricos[47]. Además, se afectaría la seguridad del SEIN debido a que tendría menos Margen de Reserva de generación en el SEIN[48].También se tendría que pagar por la potencia adicional requerida a las generadoras.

El incremento anual global de los costos asociados a la producción de energía[49]debido a la demanda requerida por los vehículos eléctricos es de 14.65 millones de dólares y el incremento asociado a la potencia de generación[50] es de 31.45 millones de dólares. Por tanto, el costo total adicional (energía más potencia) es de 46.1 millones de dólares por año.

Sobre el aumento de los costos marginales (precio de la energía), se debe tener en cuenta que el criterio para el despacho de las centrales de generación en el SEIN es que primero operan las centrales con energías renovables (que rondarían el 5% de la demanda máxima según los objetivos previstos en la Ley de Generación Eficiente) para después continuar considerando el costo marginal de generación, es decir entran a despachar las centrales con menor costo marginal de generación hasta cubrir la demanda requerida. Por lo cual ante un aumento de la máxima demanda sería necesario entre a despachar una central de generación que no despachaba porque tiene un costo marginal mayor a las central de generación que están despachando[51].

---

[47]Se uso el modelo tarifario de la GART para estimar el impacto en la Tarifa en Barra. Se consideró como punto de referencia las características de la oferta y demanda del proceso tarifario del año 2011estimados para el año 2013. Se agregó como una nueva carga la demanda de los vehículos eléctrico en 3 SET: SET Chavaría (35%), San Juan (35%) y Balnearios (30%).Se calculo el promedio simple de variación de los costos marginales de las 3 barras.

[48]**Margen de reserva:** es un porcentaje de la demanda que puede ser cubierto ante una eventualidad por una o más centrales que se encuentran disponible para operar. (Ver capitulo 3.4.3)

[49] Incremento de los ingresos en el mercado spot de los generadores (suma de energía por costos marginales en cada barra del SEIN).

[50] Costo igual al producto de la demanda nueva (396 MW) que debe ser atendida por el precio efectivo a nivel de generación de acuerdo a la regulación tarifaria vigente actualizo al 4 de julio 2013(18 soles/Kw-mes).

[51] Para el modelo tarifario, el costo marginal de generación es el precio de la energía.

Sobre la disminución del margen de reserva, es obvio que si se utiliza centrales de generación que normalmente no operan a fin de atender esta nueva demanda se tendrá disponible menos centrales de reserva que estén listas para operar en situaciones no previstas en el SEIN.

- La segunda posibilidad, la más probable, es que se requiera la entrada de inversiones para la construcción de una o varias centrales de generación que en conjunto tendrían una capacidad mínima de 396 MW a pesar que solo se requerirá la energía que produce una central de 40 MW. Lo cual es ineficiente y aumentaría el costo marginal de generación.

  Sobre el aumento del costo marginal de generación, se debe tener en cuenta que las centrales generadoras entrarían al mercado cuando sea económicamente viable su entrada. En general, como se detalla en el acápite 3.2.2, a cada diagrama de recarga le corresponde un parque optimo de generación que optimiza los costos de producción de la energía. Cuando el diagrama de carga cambia, el parque óptimo de generación también cambia y daría la posibilidad a la entrada de nuevas centrales.

  En este caso especifico, el parque óptimo de generación para esta nueva diagrama de carga (que incluye la demanda requerida por los vehículos eléctricos) tendría una eficiencia de utilización de la generación menor al original debido a que el Factor de Carga de la demanda disminuye de 0.884 a 0.866. Lo que trae consigo un aumento de los costos de producción de energía y como tal un aumento de las tarifas.

Evaluadas las dos posibilidades, se observa que sin una regulación que efectué un control a las recargas de los vehículos, la entrada de los 100 mil vehículos eléctricos tendrían un impacto negativo en el SEIN.

Impacto considerando regulación efectiva para el control de la demanda eléctrica que genera la recarga de los vehículos eléctricos.

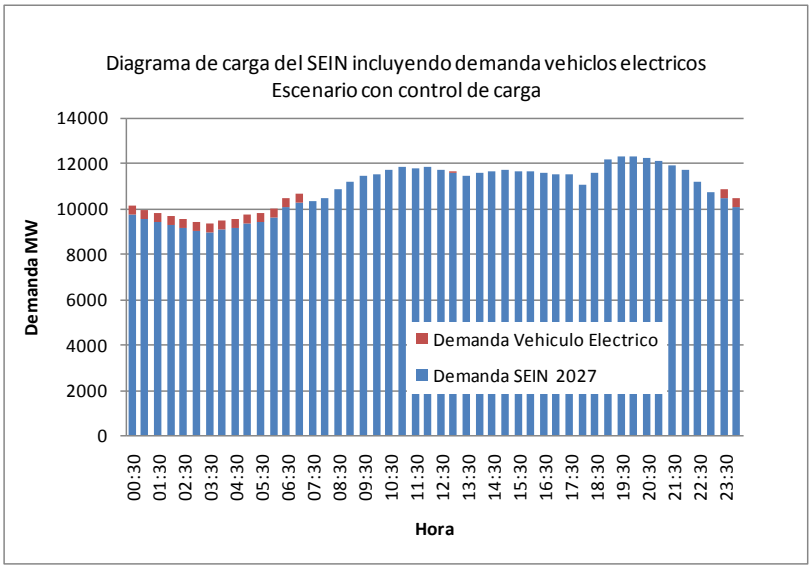
De lo expuesto en los acápite 5.4 y 5.5, se prevé que control de la demanda que genera la recarga de los vehículos eléctricos podría efectuarse de dos forma:

- En una primera etapa, mediante incentivos tarifarios para que el dueño del vehículo eléctrico opte por la recarga de su vehículo en horas convenientes para el sistema eléctrico (en horas donde no se tiene la máxima demanda del sistema). Para ello se tendría que establecer tarifas diferenciadas por bloque horarios y contar con un medidor de energía que permite una diferenciación horaria del consumo además de un dispositivo electrónico que permita la recarga automática a partir de una determinada hora. Este control es relativamente fácil de implementar, pero es un control indirecto porque se da una señal de precio a fin de que el mismo usuario opte por el patrón de consumo requerido. La diferenciación de las tarifas podría ser bloques horarios, por cada hora semejante al precio del mercado mayorista o por incremento critico de la tarifa cuando se consume en una hora crítica. De estos tipos, la de más fácil aplicación sería la de bloque horarios, ello considerando que en el país actualmente ya se considera dos bloques horarios para el régimen tarifario.
- En una segunda etapa, se requiere un control directo de las recarga de los vehículos, a fin de asegurar que no existan picos de demanda indeseables en el SEIN, se tendría que equipar a la infraestructura de recarga del usuario con un dispositivo controlador gestionado por una empresa independiente (Proveedor Agregador EV). Esta empresa gestionaría una gran cantidad de vehículos eléctricos.

Considerando que se logre un efectivo control de la demanda generada por la recarga de los vehículos eléctrico, estas recargas se iniciarían regularmente a partir de finalizado el

periodo donde está la máxima demanda del SEIN (a partir de las 11 PM)[52]. En la Figura Nº 6.2 se tendría el siguiente impacto en el diagrama de caga del SEIN.

Figura Nº 6.2 Impacto demanda vehículos eléctricos con control de recarga



Elaboración Propia

Como se observa no se incrementaría la demanda máxima del SEIN, lo cual generar dos posibilidades:

- La primera posibilidad, es que la atención de la demanda se realice con el parque actual de generación. Considerando que la oferta de centrales de generación se mantiene (sin ingreso de nuevas centrales), para el 2027 se tendría un aumento del costo marginal promedio de la energía (precio unitario a pagar por la energía) del 0.6% en las barras del SEIN donde se suministra la energía a los vehículos eléctricos[53] Además, se afectaría la seguridad del SEIN debido a que tendría menos Margen de Reserva de

[52]Además de forma esporádica los vehículos eléctricos se cargarían cuando el sistema eléctrico lo requiera, en estos casos probablemente los vehículos están conectados a una infraestructura de recarga ubicado fuera de la residencia del cliente. En horas del día no de la noche.

[53]Se uso el modelo tarifario de la GART para estimar el impacto en la Tarifa en Barra. Se consideró como punto de referencia las características de la oferta y demanda del proceso tarifario del año 2011 estimados para el año 2013. Se agregó como una nueva carga la demanda de los vehículos eléctrico en 3 SET: SET Chavaría (35%), San Juan (35%) y Balnearios (30%).Se calculo el promedio simple de variación de los costos marginales de las 3 barras.

generación en el SEIN[54].Este aumento del costo marginal es menor al escenario descrito en el acápite 6.4.1. y no se tendría que pagar por potencia adicional de generación dado que la máxima demanda del SEIN no aumenta.

El incremento anual global de los costos asociados a la producción de energía[55] debido a la demanda requerida por los vehículos eléctricos es de 14.63 millones de dólares y igual al total de costo adicional debido a que el costo asociado a la potencia de generación es cero.

Sobre el aumento de los costos marginales (precio de la energía), se debe tener en cuenta que si bien no existe un aumento de la demanda en el periodo de máxima demanda del sistemas, en las madrugadas (horas fuera de punta) si hay un aumento de la demanda por lo que entran a despachar (a esas horas) centrales de generación que regularmente no entrarían porque sus costos de operación son mayores[56].

Sobre la disminución del margen de reserva, en las horas punta no se tendría mayor impacto por que la demanda máxima no cambia. Pero en las horas fuera de punta, si se utiliza centrales de generación que normalmente no operan a fin de atender esta nueva demanda se tendrá disponible menos centrales de reserva que estén listas para operar en situaciones no previstas en el SEIN. Es por ello que se afectaría la seguridad del sistema pero en una menor medida que lo previsto en el acápite 6.5.1.

- La segunda posibilidad, la más probable, es que se construyan una o varias centrales de generación que en su conjunto tendrían una capacidad aproximada de 396 MW. Esta

[54]**Margen de reserva:** es un porcentaje de la demanda que puede ser cubierto ante una eventualidad por una o más centrales que se encuentran disponible para operar. (Ver capitulo 3.4.3)

[55] Incremento de los ingresos en el mercado spot de los generadores (suma de energía por costos marginales en cada barra del SEIN).

[56] En el "Impacto considerando ninguna regulación para el control de la demanda" se describe el criterio que se sigue para el despacho de las centrales eléctricas

posibilidad puede significar una disminución del costo marginal promedio de generación y una mejora al margen de reserva.

Sobre la probable disminución de los costos de operación, se debe tener en cuenta que las centrales generadoras entrarían al mercado cuando sea económicamente viable su entrada. En general, como se detalla en el acápite 3.2.2, a cada diagrama de recarga le corresponde un parque óptimo de generación que optimiza los costos de producción de la energía. Cuando el diagrama de carga cambia, el parque óptimo de generación también cambia y daría la posibilidad a la entrada de nuevas centrales.

En este caso específico, el parque óptimo de generación para esta nueva curva demanda (que incluye la demanda requerida por los vehículos eléctricos) tendría una eficiencia de utilización de la generación mayor al original debido a que el factor de carga de la demanda aumentaría (pasa de 0.884 a 0.894). Lo que trae consigo una disminución de los costos de producción de energía y como tal una disminución de las tarifas.

Sobre el margen de reserva, al tener el SEIN la misma demanda máxima con más cantidad de centrales eléctricas el margen de reserva aumenta.

Evaluadas las dos posibilidades, con una regulación que efectué un control eficaz de las recargas de los vehículos, la entrada de los 100 mil vehículos eléctricos tendrían un impacto positivo en el SEIN. En el peor de los escenarios (poco probable, donde no se instalan nuevas centrales de generación a pesar que el SEIN requiere más energía) aumentaría los costos de generación pero en un nivel mínimo.

Un punto importante a tener en cuenta es que si se logra implementar un control directo de las recarga de los vehículos gestionado por una empresa independiente (Proveedor Agregador EV), cabría la posibilidad que los vehículos eléctricos participen en el mercado

de regulación de frecuencia[57]. No regulando la generación sino regulando la demanda requerida por el SEIN. Ello por lo menos en el bloque horario de 11 PM a 6 AM, donde se tendría la mayor cantidad de vehículos eléctricos conectados al SEIN.

Impacto considerando regulación para el uso efectivo de la tecnología bidireccional (V2G).

De lo expuesto en los acápite 5.4 y 5.5, se prevé que en las etapas más avanzadas de presencia de vehículos eléctricos en el parque automotor llegarían al uso de la tecnología V2G, que permitirá al vehículo eléctrico entregar la energía almacenada en su batería a la red eléctrica.

Esta situación genera escenarios más complejos sobre el impacto de la demanda de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico nacional. A continuación se muestra dos posibles escenarios (no excluyentes) de los múltiples escenarios que podrían existir, a fin de poder estimar el impacto de la demanda de los vehículos eléctricos:

- La primera posibilidad, es que el dueño del vehículo eléctrico uso la energía que tiene almacenada en la batería de su vehículo para atender los requerimientos de energía de su residencia (iluminación, tv, etc.). Así se tendría un dispositivo electrónico de control de recarga de los vehículos eléctricos que efectué la recarga de las baterías del vehículo eléctrico en horas donde la tarifa es mínima y permita a la batería entregar energía a la casa en las horas donde la tarifa sea mayor. Este tipo de tecnología se conoce como V2H.
- La segunda posibilidad, es que el dueño del vehículo eléctrico uso la energía que tiene almacenada en la batería de su vehículo para atender los requerimientos de energía del

[57]Regulación de frecuencia: es el servicio que realizan una o más centrales con capacidad de variar de forma rápida la cantidad de potencia que generan de tal manera que puedan absorber las variaciones súbitas de demanda o pérdida de generación que se den en la operación diaria del SEIN. (Ver capitulo 3.4.3)

sistemas eléctrico nacional. Para ello se tendría un agente del sistema (Proveedor Agregador EV) que gestione la recarga de un gran número de vehículos eléctricos y atiene los requerimientos de energía y potencia del SEIN (en coordinación con el COES).

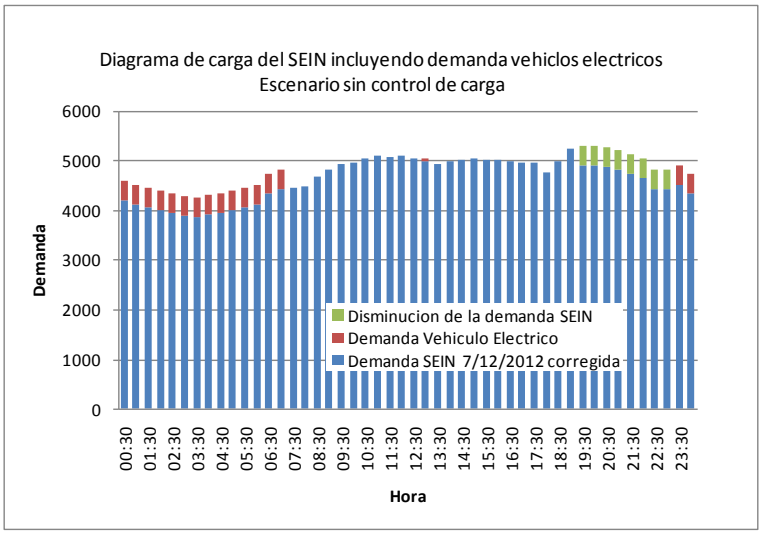
Considerando que se logre la implementación de esta tecnología, un escenario probable es que las recargas de los vehículos eléctricos se inicien regularmente después de finalizado el periodo donde está la máxima demanda del sistema eléctrico (ej. 11 PM) y las baterías de los vehículos entregarían energía a la red (directamente o en forma indirecta con la tecnología V2H) principalmente en las horas de máxima demanda cuando los dueños de los vehículos lleguen a su hogar y aparque su vehículo (lo cual sería alrededor de las 7 PM)[58].

Considerando, que los vehículos regularmente entregaran energía y potencia a la red a partir de las 7 PM hasta las 11 PM[59] y efectuaran su recarga a partir de las 11 PM, se tendría en la Figura Nº 6.3el impacto idealizado del diagrama de carga del SEIN.

[58]Además de forma esporádica los vehículos eléctricos darían energía a la red cuando el sistema eléctrico lo requiera, en estos casos probablemente los vehículos están conectados a una infraestructura de recarga ubicado fuera de la residencia del cliente. En horas del día no de la noche.

[59]La autonomía actual de los vehículos eléctricos ronda los 150 KM, si consideramos que en día el usuario el usuario recorre 50 Km, la batería tendría el 66% de su capacidad disponible para ser entregado a la red. Consideramos una eficiencia de la batería del 83% el porcentaje de energía de la batería disponible para dar a la red sería del 50% de su capacidad total de almacenamiento. Como el tiempo de recarga es de 8 horas los vehículos eléctricos podrían dar hasta 4 horas de energía a la red bajo las mismas condiciones que recibieron su energía (la potencia que se entregue en la descarga de la batería es la misma que la potencia requerida durante la carga de la batería).

Figura Nº 6.3 Impacto demanda vehículos eléctricos con tecnología V2G



Elaboración Propia

Como se observa se tendría una disminución de la demanda máxima del SEIN (70.1 MW) además de un aumento del factor de carga de 0.884 a 0.901. Considerando que la oferta de centrales de generación se mantiene igual, para el año 2027 se tendría un aumento del costo marginal de la energía (precio unitario a pagar por la energía) del 0.4% en las barras del SEIN donde se suministra la energía a los vehículos eléctricos[60]y se mejoraría la seguridad del SEIN debido a que tendría un mayor Margen de Reserva de generación en el SEIN[61]. Este aumento del costo marginal es menor al escenario descrito en el acápite 6.4.2.yse dejaría de pagar por el concepto de potencia en las centrales que dejen de operar.

El incremento anual global de los costos asociados a la producción de energía[62] debido a la demanda requerida por los vehículos eléctricos es de 14.61 millones de dólares y la

[60]Se uso el modelo tarifario de la GART para estimar el impacto en la Tarifa en Barra. Se consideró como punto de referencia las características de la oferta y demanda del proceso tarifario del año 2011 estimados para el año 2013. Se agregó como una nueva carga la demanda de los vehículos eléctrico en 3 SET: SET Chavaría (35%), San Juan (35%) y Balnearios (30%).Se calculó el promedio simple de variación de los costos marginales de las 3 barras.

[61]**Margen de reserva:** es un porcentaje de la demanda que puede ser cubierto ante una eventualidad por una o más centrales que se encuentran disponible para operar. (Ver capitulo 3.4.3)

[62] Incremento de los ingresos en el mercado spot de los generadores (suma de energía por costos marginales en cada barra del SEIN).

disminución asociado a la potencia de generación[63] es de 5.63 millones de dólares. Por tanto, el costo total adicional (energía más potencia) es de 8.98 millones de dólares por año. En este escenario si los Vehículos Eléctrico se conectaran a la red a partir de las 18:30 horas la disminución del costo asociada a la potencia pasaría de 5.63 millones a 15.71, superando el aumento del costo por energía.

En ese sentido, en un escenario de uso de tecnología V2G (con control de la recarga) se observa quelos100 mil vehículos eléctricos tendrían un impacto positivo en el SEIN, el impacto es mejor que el escenario planteado en el acápite 6.5.2.

Un punto importante a tener en cuenta es que si se logra implementar un control directo de las recarga de los vehículos gestionado por una empresa independiente (Proveedor Agregador EV), cabria la posibilidad que los vehículos eléctricos participen en el mercado de regulación de frecuencia y margen de reserva[64][65]. En este caso los vehículos actuarían como centrales de generación o como regulador de la demanda. Ello por lo menos en el bloque horario de 11 PM a 6 AM, donde se tendría la mayor cantidad de vehículos eléctricos conectados al SEIN.

Impacto económico en los usuarios con el uso del vehículo eléctrico.

El costo de un vehículo eléctrico es mayor a la de un vehículo de combustión interna de similares características pero este costo adicional tiene como recompensa menores costos de operación y mantenimiento del vehículo.

---

[63] Costo igual al producto de la demanda disminuida (396 MW) que debe ser atendida por el precio efectivo a nivel de generación de acuerdo a la regulación tarifaria vigente actualizo al 4 de julio 2013 (18 soles/Kw-mes).

[64]**Margen de reserva:** es un porcentaje de la demanda que puede ser cubierto ante una eventualidad por una o más centrales que se encuentran disponible para operar. (Ver capítulo 3.4.3)

[65]**Regulación de frecuencia:** es el servicio que realizan una o más centrales con capacidad de variar de forma rápida la cantidad de potencia que generan de tal manera que puedan absorber las variaciones súbitas de demanda o pérdida de generación que se den en la operación diaria del SEIN. (Ver capítulo 3.4.3)

Según estudio de INDRA (INDRA, 2012) para el mercado peruano, el precio de un vehículo eléctrico es mayor en alrededor de 7000 dólares pero otros estudios internacionales (Adolfo Perujo, Christian Thiel y Françoise Nemry, 2012 y IDAE, 2012) consideran una diferencia mayor. Para efectos de la presente evaluación económica se considera una diferencia de 8400 dólares (120% propuesta por Hidra).

El ahorro anual en la operación y mantenimiento sería del orden de 1327 dólares americanos, tal como se detalla en la Tabla Nº 6.1.

Tabla Nº 6.1 Comparación de costos anual por operación y mantenimiento de vehículo eléctricos y vehículo convencional

	Vehículo Eléctrico	Vehículo Diesel
Tasa de consumo energético[66]	15kWh / 100 KM	6.4 litros / 100 KM
Recorrido promedio anual	15000 KM	15000 KM
Costo energético	0.41 US$ / kWh[67]	1.61 dólares / litro[68]
Costo Operación Anual	368 dólares	1546 dólares
Costo Manteniendo Anual[69]	150 dólares	300 dólares
Costo Total Anual	518 dólares	1846 dólares

Elaboración Propia

Considerando una vida útil de los vehículos de 150 mil kilómetros (10 años a un recorrido promedio de 15 mil kilómetros por año o 1000 recargas), el valor presente del ahorro sería superior al costo inicial mayor del vehículo eléctrico (8 400 dólares) si se considera una tasa de interés inferior al 9% anual.Tabla como se muestra en la Tabla Nº 6.2.

[66] Se elegido para comparación al FIAT 500 que tiene un motor de 1 200 cc y un consumo para ciclo urbano de 6.4 litros (http://www.fiat.es/fiat-500c/motores).
[67]Pliego tarifa BT5B vigente al 1 mayo 2013 en el sistema eléctrico Lima Norte, además se tiene un costo fijo mensual de 1.1 dólares.Tipo de cambio 2.58
[68]Precio promedio al publico gasolina 97 octanos para lima metropolitana (abril 2013, tipo de cambio 2.58).
[69] Se considera que el costo de mantenimiento anual del vehículo eléctrico es el 50% del vehículo diesel.

Tabla Nº 6.2. Valor presente ahorro por uso del vehículo eléctrico

Tasa de Interés	6%	8%	9%	10%	12%
Valor presente del ahorro en toda la vida útil del vehículo	9,770	8,907	8,519	8,157	7,500

Elaboración Propia

Por lo tanto, una forma de incentivar el uso del vehículo eléctrico es conseguir una tasa de interés para el financiamiento de la compra del vehículo eléctrico menor al 9% anual.

Una segunda alternativa, es crear un tercer bloque horario (de 11 de la noche hasta las 7 de la mañana) con una tarifa diferenciada, con ello se lograría un control de la recarga (como fue recomendado en el acápite 6.5) y un tarifa menor al actual BT5 B.

Con una tarifa 30% menor en el tercer bloque horario se tendría un ahorro total anual de 1434 dólares americanos, con el cual el valor presente del ahorro sería superior al costo inicial mayor del vehículo eléctrico si se considera una tasa de interés igual o inferior al 11% anual.

Impacto para la sociedad en el escenario previsto por OSINERGMIN.

En el supuesto que se concrete el escenario previsto por OSINERGMIN se dejaría de consumir 25.3 millones de galones por año (que equivale al consumo 100 mil vehículos convencionales)[70], pero también se tendría una mayor demanda de electricidad en el SEIN. Esta situación trae los siguientes beneficios:

- Una reducción del costo anual en contar con la energía requerida para operar 100 vehículos del orden de 140 millones de dólares por año.

70 Se considera las características de consumo descrito en el acápite 6.6.

El costo anual de comprar combustible para l00 mil vehículo convencionales (15000 Km/año) estaría alrededor de 154.5 millones de dólares[71]

Considerando un escenario donde el ingreso de los vehículos eléctricos no genera un aumento de la máxima demanda (tal como se describe en el numeral 6.5.2), el aumento en el costo de adquisición de energía total que pagan los usuarios asociados a la generación es del orden de 14.5 millones de dólares[72]. Al no aumentar la demanda del SEIN no se tendría aumento en los pagos por potencia.

Cabe precisar, que en el numeral 6.6 se determinó que es rentable, para un determinado usuario, contar con un vehículo eléctrico si se tiene una tasa de interés menor al 9% anual.

- Una reducción total en emisiones de CO_2 de 80 mil toneladas al año, bajo las condiciones actuales del parque de generación SEIN. Esta reducción puede aumentar hasta 160 mil toneladas de CO2 al año si se mejora los niveles actuales de emisiones del parque de generación del SEIN.

  El consumo de 1 galón de gasolina equivale a emitir 8.97 Kg CO_2 (Junta de Castilla y León, 2013)[73]. En ese sentido la reducción de 25.3 millones de galones corresponde a 221 mil Toneladas de CO2 anuales.

  Pero la producción de energía para abastecer la demanda eléctrica de los vehículos genera también emisiones, el factor de emisión actual establecido por la FONAN (Fondo Nacional del Medio Ambiente) para el SEIN es de 0.569 Tn CO_2 / MWh[74] por

71 Las características del consumo de los vehículos se muestran en la Tabla N° 6.1.
72Se uso el modelo tarifario de la GART para estimar el impacto en la Tarifa en Barra. Con las mismas consideraciones descritas en el numeral 6.5.2. para el caso donde no aumento el parque de generación.
73 Acápite 2.4.3 (Junta de Castilla y León, 2013). El valor es establecido es 2.3 kg CO2 por litro.
74 FONAM es el fondo nacional en media ambiente, en la opción Herramientas para la estimación de reducciones de emisiones se establece el factor de emisión del sistemas eléctrico nacional (http://www.fonamperu.org/general/mdl/herramienta.php)

lo que producir energía para los 100 vehículos eléctrico equivale a una emisión de 141 mil toneladas de CO_2anuales.

La diferencia entre la reducción de emisiones por el no uso de 100 mil vehículos a gasolina respecto a las emisiones que se generan por atender los requerimientos de energía de los vehículos eléctricos es de 80 mil toneladas de CO2 al año.

Sin embargo, esta diferencia puede ser mayor si se complementa con políticas como contratar a centrales con energías renovables para cubrir la demanda requerida por los vehículos eléctricos. En España (país con alta presencia de energía renovables) por ejemplo se tiene un factor de emisión de 0.277Tn CO_2 / MWh (IDAE, 2012). Con este factor los 100 mil vehículos la reducción total en emisiones de CO_2 pasaría de 80 mil a 160 mil toneladas de CO2 al año.

- Se tendría una reducción en las importaciones o aumento de las exportaciones de 81.1 millones de dólares por año. Ello reflejaría una mejora en nuestra actual balanza comercial negativa en hidrocarburos que en el 2011 fue de -1018 millones de dólares (Sociedad Nacional de Minería y Petróleo, 2012)[75].

  Para el cálculo se considera el precio de referencia de importación de OSINERGMIN de 134.1 dólares por barril de gasolina[76].Además que de acuerdo al acápite 6.5, no se requiere mayor consumo de petróleo para que el sistema eléctrico atienda la demanda requerida por los vehículos eléctricos en un escenario de un control eficiente de las recargas de estos vehículos.

Un punto importante a tomar en cuenta, es que el escenario de 100 mil vehículos estimado por OSINERGMIN equivale solo al 3.6 % el parque actual de vehículos. En un escenario

[75]Capitulo 4 (Sociedad Nacional de Minería y Petróleo, 2012)

[76] Precio de referencia para la semana del 1 al 12 de abril 2013 para el GASOHOL de 97 octanos. reporte de OSINERGMIN Precios de referencia banda de combustibles, http://www2.osinerg.gob.pe/

de mayor presencia de los vehículos eléctricos, como por ejemplo el 20% del total del parque automotor, los beneficios descritos se multiplicarían por 5 veces.

Ingreso de nuevos agentes en el sistema eléctrico nacional y sus posibles interacciones con los actuales agentes.

A continuación, considerando lo descrito en los acápites 5.5 y 5.6 se describe a los nuevos agentes que se tendrían en el mercado:

- **El Gestor de Carga** es el agente que tendría la capacidad de comprar la energía a la empresa distribuidora y revender esta energía a los dueños de los vehículos eléctricos. Se comportaría como un distribuidor para el dueño del vehículo eléctrico.

  En general, no siempre el dueño de la infraestructura de recarga será el dueño del vehículo eléctrico. En ese sentido, surge la necesidad de este nuevo agente que se encargue de comprar la energía a la empresa distribuidora y revender esta energía a los dueños de los vehículos eléctricos.

  Sin embargo, el artículo 30 de la LCE establece "La actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, sólo puede ser desarrollada por un solo titular con carácter exclusivo". En ese sentido, la figura del gestor de carga no está contemplada en la LCE, por lo que requiere se modifique o complemente este articula de la LCE. De no hacerlo, la empresa distribuidora extendería el alcance de su monopolio territorial, al monopolio de la distribución y comercialización en el mercado regula se le adicionaría el monopolio de la recarga de los vehículos eléctricos.
- **Proveedor Agregador EV:** es un comercializador de energía exclusivo para la recarga de vehículos eléctricos. Se encargará de la gestión de las recargas de un gran número de vehículos eléctrico, coordinar con el COES para que las recargas no ocasionen demandas no deseadas en el sistema eléctrico nacional y efectuar las balance contable

que correspondan en un posible escenario donde el vehículo eléctrico entregue energía a la red eléctrica o de servicios complementarios.

Dado que en la regulación peruana no existe la figura del comercializador de energía, las funciones mencionadas podrían ser efectuadas por la misma empresa distribuidora o se tendría que modificar la LCE a fin de incluir la figura del Suministrador Agregador. En este último escenario, en la práctica, se tendría la introducción de la figura del comercializador en el mercado regulado del sector eléctrico.

A continuación se describen las relaciones comerciales que se tendría en los diferentes lugares donde se efectué la recarga. Por ello se considera la existencia una regulación que establezca un control de la recarga de los vehículos eléctricos.

Recarga del vehículo eléctrico en casa

Dado su facilidad de implementación, se considera que primero se implementará un control indirecto vía un régimen tarifario especial y después, cuando se tenga mayor presencia de vehículos eléctricos, se evolucionará aun control directo de la recarga.

En el control indirecto de la recarga, vía un régimen tarifario, no se tiene nuevos agentes en el mercado eléctrico. La empresa distribuidora se encargaría de vender la energía a los usuarios dueños de los vehículos eléctricos. El bloque horario más conveniente para la recarga de los vehículos es el 11 PM a 7 AM debido a que en esas horas la demandad del SEIN es la más baja. En ese sentido, es recomendable contar con un nuevo pliego tarifario que efectué una diferenciación de precios en tres bloque tarifarios: Hora fuera de punta de 7 a 18 horas, Hora Punta de 18 a 23 horas y Hora de Supervalle de 23 a 7 horas.

En el control directo de la recarga, se requiere contar con un Agente que se encargue de la gestión de las recargas de un gran número de vehículos eléctrico. Este agente es conocido

por algunos autores como Suministrador Agregador, que es un comercializador de energía exclusivo para la recarga de vehículos eléctricos.

El análisis presentado para la recarga en casa seria extensible a la recarga en lugares privados con acceso privado como oficinas comerciales, siempre que la recarga se realicen sin cobrar por el servicio de recarga.

Recarga del vehículo eléctrico en lugares privados con acceso público.

En lugares privados con acceso público como estacionamientos privados o estacionamiento de centros comerciales. El dueño de la infraestructura de recarga no necesariamente es el dueño del vehículo eléctrico. Por lo que se configura una situación no prevista en la LCE el cual es la reventa de energía[77].Se tendría un nuevo agente en el mercado eléctrico, el cual es conocido por diversos autores como el Gestor de Carga y es necesario modificar la LCE a fin de incluir a este nuevo agente.

Además, el dueño del lugar privado generalmente no tiene como negocio principal la recarga de los vehículos eléctricos, por lo que puede estar interesado en concesionar o terciarizar el servicio de recarga a una empresa especializada en brindar este servicio. En ese sentido, el Gestor de Carga no necesariamente es el dueño del lugar privado donde está la infraestructura de recarga. Esta situación, abre la posibilidad de creación de empresas especializadas para ser gestores de carga en una red de establecimiento privados.

Si bien el costo del servicio de recarga no estaría regulada, el gestor de carga si compraría la energía dentro del marco tarifario vigente. Una tarifa regulada tendría por complicación establecer el perfil de carga de este Gestor de Carga, ello porque el consumo se daría generalmente de forma aleatorio (el vehículo eléctrico está de paso y requerirá el servicio

[77] El dueño de la estación de recarga compra energía de la distribuidora y revende esta energía al dueño del vehículo eléctrico que quiere recargar su batería.

de recarga cuando realmente sea necesario para el vehículo[78]). En ese sentido, se propone una tarifa en cada hora igual al del mercado mayorista.

Una variante seria que el Gestor de Carga sea considerado como cliente libre, para ello no se tendría un contrato por punto de entrega asociado a la estructura de recarga sino un contrato que consolide de la demanda de todos los puntos de recarga del Gestor de Carga. Aquellos gestores que no logren la mínima potencia requerida para ser clientes libres (500 KW) se asociaron con otros hasta llegar al mínimo requerido.

Al igual que en la recarga en casa, en una segunda etapa se tendría un control directo de la recarga, con la figura del Suministrador Agregador. Si un Gestor de Carga tiene la suficiente capacidad podría ser el Suministrador Agregador.

El análisis presentado para la recarga en lugares privados con acceso público seria extensible a la carga en lugares privados con acceso privado como oficinas comerciales, siempre que se cobre por el servicio de recarga.

Modo de recarga en lugares públicos

En lugares públicos, el principal tema a tratar es la titularidad de las instalaciones de recarga ubicados en vía públicas, existe tres posibilidades la primera es que la red de infraestructura forme parte de la red de distribución (el dueño sería la empresa distribuidora), la segunda que sea una empresa tercera la dueña de la instalación (gestor de carga) y la tercera que la municipalidad o gobierno regional (dueño del lugar público) concesione el uso de ciertos lugares públicos aun Gestor de Carga para brindar el servicio de recarga.

[78]Por ejemplo en un centro comercial, la recarga de los equipo se puede dar durante cualquier hora durante el periodo que está abierto al público el centro comercial, al medio día, durante la tarde o en la noche. En un estacionamiento privado que este en una zona comercial la recarga seria en la tarde o noche si el estacionamiento está en una zona residencial la recarga seria en la noche o madrugada.

De los tres casos, el que se desarrolla en un mercado de libre competencia y por ende el más aconsejable es el segundo caso, donde una empresa tercera es el dueño de la instalación. En este caso el dueño de la infraestructura actuaria como un Gestor de Carga y debe cumplir con todas las reglamentaciones locales que se requiere para contar con una infraestructura en la vía pública.

En el caso el dueño de la infraestructura de recarga sea la empresa distribuidora, tendría como ventaja que su experiencia en temas eléctricos y su respaldo financiero para efectuar la expansión de la red con financiamiento a largo plazo. Pero se tendría un monopolio innecesario porque esta actividad puede ser llevada cabo en libre competencia. En un monopolio se requiere un esfuerzo regulatorio para establecer costos eficientes de la infraestructura y velar por la eficiencia en la expansión de la red toda vez que el criterio económico de la empresa distribuidora no siempre es compatible con una expansión eficiente de la red de recarga.

En el caso se establezca concesiones (vía concurso públicos) llevados a cabo por las municipalidades o gobiernos regionales (dueños de la vía pública) se tendría una competencia para ganar la concesión pero al final se crean monopolios territoriales. Cada parte de la ciudad tendría un solo Gestor de Carga.

El régimen tarifario aplicar en el modo de recarga en lugares públicos seria el mismo que la recarga en lugares privados con acceso público (acápite 6.8.2).

Una variación interesante a los tres casos mostrados, es que el dueño de la infraestructura de recarga no sea el que efectué el servicio de recarga sino cualquier Gestor de Carga habilitado. En este escenario la infraestructura puede ser desarrollada por la empresa distribuidora (con un financiamiento a largo plazo) pero permitiría el libre mercado porque diversos Gestores de Carga pueden hacer uso de esta instalación para ofrecer el servicio de

recarga. Esta variante implica una modificación a la LCE a fin de que un mismo punto de entrega de suministro tenga varios clientes finales.

Al igual que en la recarga en casa, en una segunda etapa se tendría un control directo de la recarga, con la figura del Suministrador Agregador. Si un Gestor de Carga tiene la suficiente capacidad podría ser el Suministrador Agregador.

CONCLUSIONES

1. Surgimiento de la tecnología del vehículo eléctrico como alternativa viable al uso del petróleo y sus derivados para el sector transporte.

De lo expuesto en el capítulo 6, se concluye que a nivel internacional la tecnología de vehículo eléctrico en los últimos años ha estado ganando importancia relativa y competitividad en diversos países y se cuenta con diversos organismos internaciones que incentivan su uso.

Existen dos fuertes razones para el cambio del vehículo de combustión interna por el del vehículo eléctrico: El primero es la disponibilidad reducida del petróleo en el futuro dado su carácter no renovable y el segundo es el impacto ambiental asociado al uso de este recurso. Otra de las ventajas es su eficiencia energética y bajo costo de operación.

Diversos países se han planteado objetivos específicos de presencia se vehículos eléctricos en su parque automotor. De acuerdo con la AIE, considerando las metas establecidas por lo países, la proyección de los vehículos eléctricos (tanto vehículos eléctricos puros como los vehículos híbridos enchufables) es de 20 millones para el año 2020.

2. Expectativa peruana sobre el ingreso de la tecnología de los vehículos eléctricos.

El regulador del país (OSINERGMIN, 2012), estima el siguiente escenario de penetración de los vehículos eléctricos, con tipo de recarga lenta y periodo de recarga nocturna:

- 5 mil en 5 años.
- 60 mil en 10 años.
- 100 mil vehículos en 15 años.

De lo expuesto en el numeral 6.2, la estimación de OSINERGMIN para los próximos 15 años significa una presencia de vehículos eléctricos equivalente a solo el 3.6 % el parque actual de vehículos o 1.1% del parque estimado para el 2027.Se entiende que es un punto de inflexión a partir del cual se culmina con la etapa de presencia inicial del vehículo eléctrico en el parque automotor y empieza su etapa de masificación.

Sin embargo, es poca la posibilidad que el desarrollo de esta tecnología a nivel mundial por si solo sea suficiente para que se cumpla con la estimación de OSINERGMIN. Si bien los avances en esta tecnología logren que la diferencia de precios (entre los vehículos eléctricos y los convencionales) disminuyan y que el desarrollo de las baterías logran mejoras en su autonomía (kilómetros recorridos antes de una recarga) es necesario establecer políticas para incentivar el uso de esta tecnología nueva dadas sus ventajas para la sociedad en su conjunto.

3. Impacto económico en los usuarios con el uso del vehículo eléctrico

De lo expuesto en el acápite 6.6, se concluye que precio de un vehículo eléctrico es mayor en alrededor de 8 400 dólares respecto a un automóvil un diesel con similares prestaciones. Sin embargo, este costo adicional se compensa con los menores costos que se tendría en la operación y mantenimiento del vehículo.

Para una vida útil de 10 años el valor presente del ahorro por operación y mantenimiento es superior al mayor costo inicial del vehículo eléctrico si se considera una tasa de interés inferior al 9% anual.

Otra alternativa potencialmente viable, es crear un tercer bloque horario (de 11 de la noche hasta las 7 de la mañana) con una tarifa diferenciada (30% menor). En este escenario el valor presente del ahorro por operación y mantenimiento es superior al mayor costo inicial del vehículo eléctrico con una tasa de interés del 11% anual.

4. Impacto para la sociedad (estado) en el escenario previsto por OSINERGMIN.

De lo expuesto en el acápite 6.7. Se concluye que en el escenario de 100 mil vehículos eléctricos, se dejaría de consumir 25.3 millones de galones por año. Esta disminución trae los siguientes beneficios:

- Una reducción del costo anual en contar con la energía requerida para operar 100 vehículos del orden de 140 millones de dólares por año.
- Una reducción total en emisiones de CO_2 de 80 mil toneladas de CO2 al año o 800 mil toneladas durante toda su vida útil (10 años).
- Se tendría una reducción en las importaciones o aumento de las exportaciones de 81.1 millones de dólares por año.

Un punto importante a tomar en cuenta, es que el escenario estimado por OSINERGMIN equivale solo al 1.1 % del parque estimado de vehículos para los próximos 15 años. En un escenario de mayor presencia de los vehículos eléctricos, por ejemplo el 20% del total del parque automotor, los beneficios descritos se multiplicarían por más de 15 veces.

5. Impacto en el SEIN

De lo expuesto en el acápite 6.5, se concluye que con una regulación eficaz de las recargas, se tendría un impacto positivo en el SEIN y en un escenario de uso de tecnología V2G es donde se maximizaría el impacto de los vehículos eléctricos. Con la tecnología V2G, se estima una disminución de los costos total de generación (energía más potencia) a pesar de la inclusión de una nueva demanda al SEIN. Si no existe una regulación eficaz de las recargas se tendría un impacto negativo en el SEIN.

Un punto importante empresa independiente (Proveedor Agregador EV), cabría la posibilidad que los vehículos eléctricos participen en el mercado de regulación de frecuencia. No regulando la generación sino regulando la demanda requerida por el SEIN.

Ello por lo menos en el bloque horario de 11 PM a 6 AM, donde se tendría la mayor cantidad de vehículos eléctricos conectados al SEIN.

Asimismo, si se logra implementar un control directo de la recarga de los vehículos gestionado por una empresa independiente(Proveedor Agregador EV) en un escenario V2G, cabría la posibilidad que los vehículos eléctricos participen en el mercado de regulación de frecuencia y margen de reserva. En este caso los vehículos actuarían como centrales de generación o como regulador de la demanda. Ello por lo menos en el bloque horario de 11 PM a 6 AM, donde se tendría la mayor cantidad de vehículos eléctricos conectados al SEIN.

6. Ingreso de nuevos agentes en el sistema eléctrico nacional.

De lo expuesto en el acápite 6.8, se concluye que se tendrá dos nuevos agentes en el sistema interconectado:

- **El Gestor de Carga** es el agente que tendría la capacidad de comprar la energía a la empresa distribuidora y revender esta energía a los dueños de los vehículos eléctricos. Se comportaría como un distribuidor para el dueño del vehículo eléctrico por lo que se requiere se modifique la LCE para permitir la existencia de este nuevo agente.

  Si bien el costo del servicio de recarga no estaría regulada, el gestor de carga si compraría la energía dentro del marco tarifario vigente. Se propone una tarifa en cada hora del día igual al del mercado mayorista a fin de tener una adecuada señal económica.

- **Suministrador Agregador EV:** es un comercializador de energía exclusivo para la recarga de vehículos eléctricos. Se encargará de la gestión de las recargas de un gran número de vehículos eléctricos, coordinar con el COES para que las recargas no ocasionen demandas no deseadas en el SEIN y efectuar los balances contables que

correspondan en un posible escenario donde el vehículo eléctrico entregue energía al SEIN o de servicios complementarios.

La necesidad del agenteSuministrador Agregador EV, se daría cuando se requiera un control directo de la recarga, debido a una mayor presencia de los vehículos eléctricos o se implemente la tecnología V2G.Dado que en la regulación peruana no existe la figura del comercializador de energía, las funciones mencionadas podrían ser efectuadas por la misma empresa distribuidora o se tendría que modificar la LCE a fin de incluir la figura del Proveedor Agregador EV. Si un Gestor de Carga tiene la suficiente capacidad podría ser el Proveedor Agregador EV.

7. Impacto de implementar una regulación en relación a los vehículos eléctricos.

El mercado automotor en el país es un mercado de libre competencia si bien la introducción de la tecnología de vehículo eléctrico tiene una ventaja económica para los usuarios y para la sociedad debido a una mejora significativa en el impacto ambiental y mejor balanza comercial de hidrocarburos, la presente tesis no pretende sustentar la introducción de regulaciones en el mercado automotriz sino establecer la necesidad de promocionar esta tecnología como una alternativa al vehículo convencional, lo cual es una tendencia mundial que viene siendo implementada en diversos países con el apoyo de diversos organismos multinacional es además de adecuar su introducción al menor costo.

Como la introducción de esta tecnóloga tendría un impacto en el mercado eléctrico peruano el cual es mercado regulado, la presente tesis pretende sustentar la necesidad de adecuar la actual regulación del mercado eléctrico sin modificar sus características principales a fin de minimizar impactos negativos y maximizar los beneficios de esta tecnología. Al respecto, se concluye que:

- Contar con un mecanismo eficaz para el control de recarga, como la tarifa supervalle, permite disminuir el costo adicional de generación necesario para atender los requerimientos para la recarga de los vehículos eléctricos. A si por ejemplo, para un escenario inicial de 100 mil vehículos eléctricos, el costo adicional (asociada a la energía y potencia) disminuye de 46 a 15millones de dólares por año[79].
- Contar con la figura del Gestor de Carga en la regulación del mercado eléctrico peruano permitirá contar con un mercado delibre competencia para brindar el servicio de recarga de los vehículos eléctricos.
- Contar con la tecnología V2G permite eliminar el costo adicional de generación necesario para atender los requerimientos para la recarga de los vehículos eléctricos.[80]Para la implementación de la tecnología V2G se requiere la inclusión de la figura del Gestor de Carga en la regulación del mercado eléctrico peruano.

.

[79]Mayor detalle se describe en el capitulo 6.5.1 y 6.5.2
[80]Mayor detalle se describe en el capitulo 6.5.1 y 6.5.3

RECOMENDACIONES

1. Requerimiento de política para conseguir una presencia de 100 mil vehículos eléctricos previstos por el OSINERGMIN.

OSINERGMIN (2012) estima factible una penetración de100 mil vehículos en 15 años, representa el 1.1% del parque automotor estimado para el 2027. Se recomienda establecer acciones específicas para incentivar el uso de esta tecnología a fin de poder llegar a este nivel de presencia de los vehículos eléctricos o incluso una penetración mayor. Algunas acciones llevadas a cabo en otros países incluyen la difusión de esta tecnología (que permita al usuario conocer la ventajas de un vehículo eléctrico) vía proyectos piloto, incentivos (directos o de exoneración de impuestos) en una etapa inicial para la compra de estos vehículos y el desarrollo de infraestructura de recarga pública.

La introducción de una nueva tecnología (beneficiosa para la sociedad y medio ambiente) normalmente requiere de un periodo inicial de fuerte incentivo. Por ejemplo, se necesito de un periodo inicial de subsidio para la construcción del ducto de CAMISEA. En ese sentido, no debe descartarse un periodo inicial de subsidio para la compra de estos vehículos a fin de lograr una presencia inicial de esta nueva tecnología.

Cabe precisar que países europeos como Bélgica, Dinamarca, Francia, Holanda, Noruega, Austria, Portugal, España, España e Inglaterra tienen incentivos para la compra de los vehículos eléctricos que supera los 2500 euros[81].

2. Adecuación de la normativa del sector eléctrico.

[81]Información detallada en el capitulo 5.3

No existe una regulación específica en el país que trate el tema de los vehículos eléctricos. Sin embargo, se tiene como política de Estado (Decreto supremo 064-2010-EM) “Lograr la automatización de la oferta y manejo de la demanda atreves a sistemas tecnológicos inteligentes”. La tecnología de los vehículos eléctricos, tal como se demuestra en el capitulo 6, permite el manejo de la demanda atreves a sistemas tecnológicos inteligentes.

En ese sentido, adecuar la regulación a fin de maximizar los beneficios de la incorporación de esta tecnología, es concordante con la política de estado promulgado por el estado peruano por lo que se recomienda su implementación.

3. Propuesta Adecuación Nro. 1: Requerimiento de tarifa que contemple tres bloques horarios

La actual regulación del mercado eléctrico peruano contempla solo el uso de dos bloques horarios para la fijación tarifaria: horas punta de 6 pm a 11 pm y horas fuera de punta al resto de horas. Sin embargo, de lo expuesto en el acápite 6.5, se concluye que el ingreso de los vehículos eléctricos tendría un impacto positivo en el SEIN solo si se logra una regulación eficaz que consiga que las recargase los vehículos se den en las hora de menor demanda en el SEIN que son en las madrugadas.

Asimismo, una forma de lograr un comportamiento deseado en las recargas es mediante la implementación de incentivos tarifarios para que el usuario (dueño del vehículos eléctrico) opte por la recarga de su vehículo en horas convenientes para el sistema eléctrico (horas de madrugada).Con la tecnología smart grid se puede lograra dispositivos que de forma automática permita la recarga del vehículo en las madrugadas.

Por lo expuesto, es recomienda contar con un nuevo pliego tarifario que efectué una diferenciación de precios en tres bloque tarifarios: Hora fuera de punta de 7 a 18 horas, Hora Punta de 18 a 23 horas y Hora de Valle de 23 a 7 horas. Esta recomendación es de

fácil implementación y sería adecuada para una etapa de presencia inicial de los vehículos eléctricos.

4. Propuesta Adecuación Nro. 2: incorporación del Gestor de Carga como un nuevo agente en el sector eléctrico

En general, no siempre el dueño del vehículo eléctrico efectuará la recarga de su vehículo en su casa, existirá una infraestructura de recarga (pública o privada) al que podrá acceder el dueño del vehículo para efectuar la recarga de su vehículo pero la propiedad de la infraestructura será de una tercera persona.

Siendo un monopolio la función de distribución y comercialización de energía para mercado regulado del sector eléctrico peruano, se recomienda la inclusión en la LCE de la figura del Gestor de Carga el cual es el agente que tendría la capacidad de comprar la energía a la empresa distribuidora y revender esta energía a los dueños de los vehículos eléctricos. De lo expuesto en el capitulo 6.8, contar coneste nuevo agente permitirá contar con un mercado de libre competencia para brindar el servicio de recarga de los vehículos eléctricos.

También se recomienda que el Gestor de Carga sea considerado como cliente libre, para ello no se tendría un contrato por punto de entrega asociado a la estructura de recarga sino un contrato que consolide de la demanda de todos los puntos de recarga del Gestor de Carga. En esta posibilidad, el gestor de carga recibiría una señal real de precios y tendría un incentivo adecuada para tener un eficiente gestión de las recargas.

5. Propuesta Adecuación Nro. 3: incorporación posterior del Proveedor Agregador en el sector eléctrico

En una primera etapa de desarrollo del vehículo eléctrico es correcta la implementación de un régimen tarifario con tres bloques horarios como una forma de control eficiente de las recargas de los vehículos eléctricos.

Sin embargo, tal como se establece en el capitulo 6.8, en un escenario de mayor desarrollo de los vehículos eléctricos es necesario la inclusión de una forma más directa de la gestión de las recargade los vehículos a fin de asegurar que no existan picos de demanda (no deseados) en el SEIN y se efectué las transacciones económicas relacionadas al uso de la tecnología V2G. Cuando se llegue a esta etapa se recomienda la inclusión de la figura del Suministrador Agregador en la regulación del mercado eléctrico.

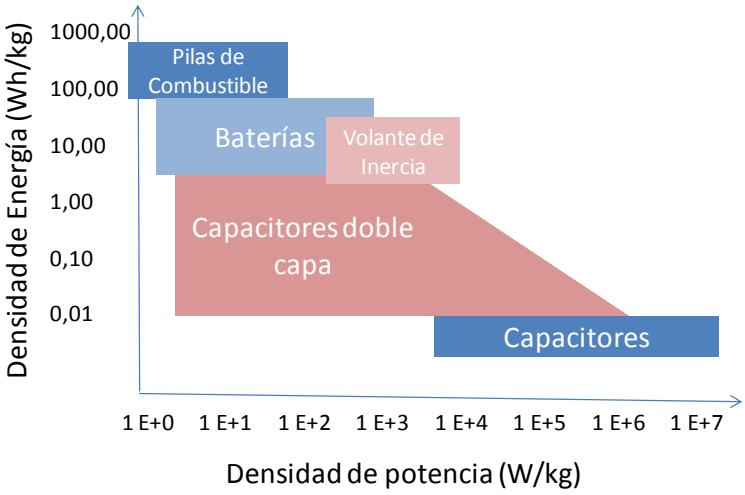
Las funciones del Suministrador Agregadorpodrían ser efectuadas por la misma empresa distribuidora o por un agente tercero. Es recomendable, que la labor sea efectuada por un agente tercero como una forma de incluir la figura del comercializador en el mercado regulado del sector eléctrico.

ANEXOS

ANEXO 1. BATERIAS PARA VEHICULOS ELECTRICOS

En la Figura N° A1.1, se muestra el rango de aplicación de cada tipo de tecnología de recuperación de energía. Son dos variables que se debe considerar: la Densidad de Energía que es la energía que puede almacenar por unidad de masa o volumen (Wh/kg o Wh/l) y la Densidad de Potencia que puede proporcionar.

Figura N°A1.1. Densidad de energía frente a la densidad de potencia de los diferentes sistemas



Fuente: Perujo Adolfo, Van Grootveld Geert y Scholz Harald (2012)

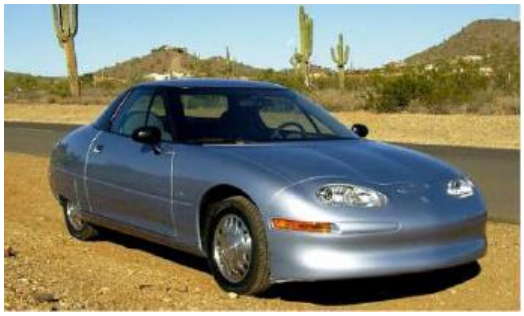
A continuación se describe los tipos de baterías existentes o potencialmente viables asociadas a la tecnología de los autos eléctricos así como los súper condensadores descritos por los autores (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011; Perujo Adolfo, Van

Grootveld Geert y Scholz Harald, 2012 y Fundación de energía de la comunidad de Madrid, 2009):

- **Batería Plomo-Acido:**

Inventado por Gastón Planté en 1859, es una de las tecnologías más antiguas y recordada por que fue elegida por General Motors para su modelo EV1 (ver figura Nº A1.2), primer vehículo eléctrico que se comercializó en serie en 1997 y que después fue retirado en el mercado en el 2004 de forma polémica[82].

Figura N° A1.2. GM-EV1, primer vehículo BEV que se comercializó en serie (año 1997)



Fuente: Fundación de energía de la comunidad de Madrid (2009)

Esta batería está compuesta por dos electrodos, el positivo de plomo y el negativo de óxido de plomo y utiliza ácido sulfúrico como electrolito. Su ventaja es el bajo costo, tecnología madura y poco efecto memoria. Su desventaja es el alto peso (densidad de energía baja), eficiencia menor al 100%, baja durabilidad, grado de auto descarga elevado y fuerte impacto ambiental.

Debido a la existencia de tecnologías más apropiadas estás baterías ya no suelen utilizarse en vehículos eléctricos.

- **Batería Niquel – Cadmio (Ni-Cd):**

[82]Documental de Chris Paine Who Killed the Electric car? (¿quién mato al coche eléctrico?)

Esta tecnología también puede considerarse ampliamente probada (en 1899 Waldemar Jungner obtuvo la patente de un dispositivo experimental de níquel – cadmio). Uno de sus principales ventajas es su larga vida (entre 1000 y 1500 ciclos de carga) pero perdió popularidad debido a que el cadmio es muy contaminante. En algún momento fue utilizado para alimentar vehículos eléctricos pero su uso fue descartado en favor del níquel-hidruro metálico.

Entre sus ventajas se tiene que era una tecnología madura, buena durabilidad, densidad de energía, potencia y eficiencia superior a la tecnología de plomo. Entre sus desventajas se tiene el coste superior a la tecnología del plomo, altamente peligrosos para el medio ambiente, alta dependencia de la temperatura ambiente, notable efecto memoria y alta auto descarga.

Batería Níquel – Hidruro Metálico (Ni-MH):

Es considerada como la evolución de las beterías Níquel – Cadmio, se sustituyó el contaminante cadmio por una aleación metálica capaz de formar hidruros. De esta forma el electrodo positivo (cátodo) es de hidróxido de níquel y el negativo (ánodo) de hidruro metálico y utiliza hidróxido potásico sulfúrico como electrolito. Fue descubierto en la década de los 70, pero hubo que esperar hasta el año 1989 para que se comercializara la primera batería.

En el caso de los vehículos eléctricos su usa para varias vehículos híbridos como el Toyota prius (Ver figura 4.4) o *Honda Insight*. Su baja autonomía en los vehículos eléctricos puros hace de esta batería una solución temporal pero no definitiva. De acuerdo con la Sociedad

Técnica de Automoción[83], los fabricantes de los mismos modelos que actualmente usan esta batería Ni-MH tienen en camino un cambio por la batería Ion-Litio.

Entre sus ventajas se tiene que era una tecnología suficientemente contrastada, densidad de energía superior al Ni-Cd, mantenimiento no requerido y menor efecto memoria. Entre sus desventajas se tiene el coste superior a la tecnología del Ni-Cd, potencia especifica menor a Ni-Cd y Baja durabilidad.

- **Batería Ión – Litio (Li-ion):**

Esta tecnología es fruto de investigaciones de diverso laboratorios en los 70 y 80, Sony comercializó la primera batería Ión – Litio en 1991. De esta forma el electrodo positivo (cátodo) es un oxido mixto laminar de litio y cobalto, el electrodo negativo (ánodo) es de material de carbono (grafito). Actualmente es la tecnología más usada en electrónica portátil.

En el caso de los vehículos eléctricos mayoritariamente los nuevos modelos presentados desde principio 2011 (puros e híbridos) incluyen esta batería. Un ejemplo de esta tecnología es el Nissan Leaf, que es en BEV con una autonomía por recarga publicitada por el fabricante de hasta 175 km y alcanzar hasta 145 km/h[84] (ver figura Nº A1.3).

Entre sus ventajas se tiene que era una tecnología nueva pero contrastada, bajo peso (densidad de energía alta), elevada eficiencia, alta durabilidad, sin efecto memoria y muy baja auto descarga 5%). Entre sus desventajas está el muy alto costo, posibles problemas de seguridad y potencia especifica inferior a Ni-Cd.11.

---

[83] Capitulo "Sistemas de Recuperación de Energía" del Libro "El Vehículo Eléctrico"

[84]Página web de NISSAN España (http://www.nissan.es/), opción Eléctricos. http://www.nissan.es/ (versión al 24 de marzo del 2013)

Figura N° A1.3. NISSAN Leaf

Fuente: Pagina WEB NISSAN España (versión al 24 de marzo del 2013)

- **Batería Litio – Polímero (Li-Po):**

Es una variación de la tecnología anterior (Li-ion) en la que electrolito se encuentra embebida en polímero o el electrolito es puramente un polímero con la sal disuelta. Si bien este tipo de baterías lo tiene el BEV Bollere Blue Car del grupo francés Bolloré[85] (Ver Figura N° A1.4), de acuerdo con la sociedad técnica de automoción[86] no es usual optar por estas baterías.

Figura N° A1.4Bollere Blue Car

Fuente: Página web grupo Bollere (versión al 24 de marzo del 2013).

- **Batería Zinc - aire:**

Es una de las alternativas potencialmente viables, contiene ZINC en el electrodo negativo y en el electrodo positivo aire un catalizador capaz de reducir el oxígeno del aire. De

[85]Página web grupo Bollere (http://www.bollore.com/en-us), opción Activiti, Electricity sorraje and solutions, Electric Vehicles (versión al 24 de marzo del 2013).
[86] Capitulo "Sistemas de Recuperación de Energía", (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011)

momento no son recargables eléctricamente y la única posibilidad de recarga es sustituyendo los electrodos.

También se está investigando baterías similares que utilizan Litio en vez de Zinc (li-aires) donde la recarga electroquímica parece posible.

- **Batería Zebra:**

A finales de los años 60 se introdujeron prototipos de batería donde se tenía sodio metálico como electro negativo, azufre como el electrodo positivo y membrana de beta-alumina cerámica como electrolito. Sin embargo, debido a preocupaciones de seguridad, se creó un derivado de esta tecnología donde se cambió el uso del azufre por cloruro de níquel (NiCl2). A este nuevo tipo de batería se le conoce como ZEBRA.

Su mayor inconveniente es el rango de temperatura de funcionamiento (mayor a 250 °C), lo que complica pero no imposibilita su eso en vehículos eléctricos. Se tiene su uso en los primeros modelos del vehículo *Think City* que tiene una autonomía de 150 Km (Ver Figura Nº A1.5).

Entre sus ventajas se tiene que era una tecnología contrastada, muy bajo peso (densidad de energía y potencia muy alta), muy alta durabilidad (hasta, sin efecto años) y baja auto descarga. Entre sus desventajas está el alto costo y requerimientos térmicos importantes.

Figura N° A1.5Think City

Fuente: Sociedad Tecnológica de Automoción (2011)

- **Súper-compensadores:**

También llamados supercapacitores, ultra condensadores o ultracaps. Este sistema de recuperación de energía no se basa en una reacción química en los materiales de los electrodos como las baterías sino en el almacenamiento de carga entre los dos electrodos como un condensador.

Tiene un potencia específica muchos mayor que las baterías pero una densidad de energía mucho menor (5 Wh/kg). Otras ventajas son muy larga vida (mayor a 10 años), muchos ciclos de carga y descarga, bajo coste, se pueden cargar y descartar con la misma potencia, sin material toxico, sin riesgo de sobre carga y sin mantenimiento. Otra desventaja que se tiene es su poca tolerancia a las altas temperaturas.

Los supercondensadores ya se utilizan en aplicaciones de transporte como el autobús híbrido de TMB (Transporte Metropolitans de Barcelona) de la ciudad de Barcelona (Ver fig. N° A1.6) y en los tranvías de Madrid, París, Mannheim y Colonia.

Figura N° A1.6. Autobús del TMB, con supercompensadores en el techo del vehículo

Fuente: Sociedad Tecnológica de Automoción (2011)

ANEXO 2. CONECTORES PARA VEHICULOS ELECTRICOS

En conector conocido como Schuko, actualmente es el más común de los enchufes en los EV en Europa. Es monofásico para 230 V, hasta 16 amperios y con una potencia nominal de 3.6 KV (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011). Oficialmente es el "Tipo F" definido en el estándar CEE 7/4[87]. Ver figura N° A2.1.

Sin embargo, existe una normativa europea, estándar americano y asociación de fabricantes asiático (CHADEMO) que tratan el tema de conectores y que sientan las bases para los conectores de los nuevos o futuros BEV.

La norma EUROPEA es la IEC 62196, donde se define 3 tipos de conectores Tipo I, Tipo II y Tipo III:

- **En el caso Tipo 1,** que corresponde al estándar americano J1772 (versión 2010, ver figura N° 2.14), se tiene al conector del fabricante Yazaki. Diseñado para permitir cargas monofásicas de hasta 80.
- **En el caso Tipo 2**, se tiene al conector del fabricante Mennekes. Permite desde cargas monofásicas a 16 A hasta trifásicas a 63 A. Ver figura N° A2.1.
- **En el caso del tipo 3,** se tiene al conector del fabricante SCAME, Soporta carga monofásica a 16 amperios y trifásica a 32 amperios.

[87] Página web Gestor de Carga IBIL (http://www.ibil.es), opción La recarga, Tipo de conectores.http://www.ibil.es/la-recarga/tipos-de-conectores/

Figura N° A2.1. Tipo de Conectores

Fuente: Página web Gestor de Carga IBIL (Versión al 24 marzo de 2013)

CHADEMO es el nombre de una asociación japonesa (y coreana) formada por la Tokyo Electric Power Company (TEPCO), Nissan, Mitsubishi, Fuji Heavy Industries (Subaru) y Toyota. El conector que corresponde a esta asociación es conocido como CHAdeMO, el nombre deriva de una frase que significa más o menos "vayamos a tomar un té mientras recargamos" (Sociedad Tecnológica de Automoción, 2011). El conector, en corriente continua, soporta carga de hasta 125 A [36]. Ver figura N° A2.1.

El estándar americano es el SAE J1772 propuesto por la sociedad de ingenieros de automoción (SAE). Este estándar fue actualizado en el 2012, con un nuevo conector denominado combo conector, el cual mantiene toda la funcionalidad de la versión anterior del conector (2010), pero incluye dos pines adicionales para la entrega opcional de corriente continua para el modo de recarga rápido[88]. Ver figura N° A2.2.

88 **Página web Society of Automotive Engineers – Vehicle Electrification (ev.sae.org/). Opción Articles: EVs get boost from new SAE standard for dc fast charging http://ev.sae.org/article/11484(version al 24 de marzo del 2013)**

Figura N° A2.2. Conector SAE J1772 versión 2010 y
Combo Conector SAE J1772 versión 2012

Fuente: Página web *Society of Automotive Engineers – Vehicle Electrification*
(Versión al 24 marzo de 2013)

ANEXO 3. RELACIÓN DE OBJETIVOS DE DIVERSOS PAÍSES ASOCIADOS A LA INTRODUCCIÓN DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Tabla N° A3.1 Objetivos de Introducción de Vehículos Eléctricos de diversos países

País	Meta	Año
Austria	250 mil vehículos eléctricos (incluidos híbridos) que representa el 5% del parque de vehículos registrados.	2020
Canadá	-500 mil vehículos eléctricos (incluidos híbridos recargables) -1,2 millones vehículos eléctricos (incluidos híbridos recargables) en Ontario	2018 2030
Francia	2 millones vehículos eléctricos (incluidos híbridos)	2020
Alemania	1 millón de vehículos eléctricos (500 mil de pila de celda)	2020
Irlanda	5% del parque de vehículos, su equivalente es 230 mil vehículos eléctricos	2020
Holanda	-200 mi1 vehículos eléctricos -Según ECN (ECN, 2012), 1 millón de vehículos eléctricos	2020 2025
Portugal	El gobierno estima 200 mi1 vehículos eléctricos.	2020
España	-Un millo vehículos eléctricos (incluidos híbridos), el cual incluye alrededor de 250 mil BEV y PHEV. -2 millones PHEV y 500 mil BEV	2014 2020
Suecia	En principio 85 mil, pero después redujo estimación a 18 mil.	2020.
Inglaterra	Según ECN (ECN, 2012), 1.7 millones vehículos eléctricos.	2020
USA	En el 2011, el presidente Obama menciono 1 millón	2015

	vehículos eléctricos	
CHINA	Según ECN (ECN, 2012) - 1 millón de EV - 5 millones de EVs	 2015 2020
Korea del Sur	Según ECN (ECN, 2012) 10% de los vehículos parque de vehículos tipo turismo 1 millón de EV, 20% de los vehículos parque de vehículos tipo turismo	 2015 2020

Fuentes: AIE (2012-2), Página web Acuerdo de Implementación para vehículos híbridos y eléctricos (versión al 24 de marzo del 2013) y ECN (2012)

BIBLIOGRAFIA

Adolfo Perujo, Christian Thiel y Françoise Nemry

2012, *Electric Vehicles in an Urban Context: Environmental Benefits and Techno-Economic Barriers*, Capitulo del libro "*Electric Vehicles – The Benefits and Barriers*". Edited by Seref Soylu – INTECH. Primera Edición. Croacia

AIE (Agencia Internacional de Energía)

2012-1, *Energy Technology Perspectives 2012.how to secure a clean energy future.*

2012-2, Hybrid and Electric Vehicles, The electric drive captures the imagination

Camus Cristina y Farias Tiago

2012, *Electric Vehicles − Consumers and Suppliers of the Electric Utility Systems*, capítulo del libro "*New Generation of Electric Vehicles*", Edited by Zoran Stević – Intech. Primera Edición. Croacia

CE deft

2011-1, *Impacts of Electric Vehicles - Deliverable 2. Assessment of electric vehicle and battery technology.* Código Publicación: 11 4058 26. Delft-Holanda.

2011-2, *Impacts of Electric Vehicles - Deliverable 1. An* overview of Electric Vehicles on the market and in development. Código Publicación: 11.4058.03. Delft-Holanda.

Chan C.C.

2007. *The State of the Art of Electric, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles*. *Proceedings of the IEEE*, Vol.95, No.4, (April 2007), pp. 704-718.

COES (Comité de Operación Económica del Sistema)

2012, Resumen Estadístico Anual del COES 2012.

Dammert Alfredo, Gallardo José, Garcia Raúl

2005, Documento de Trabajo N° 5. Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano. Documentos de Investigación elaborados por la Oficina de Estudios Económicos de OSINERGMIN.

Dammert Alfredo, Garcia Raúl y Molinelli Fiorella

2008, Regulación y supervisión del sector eléctrico, Primera Edición, Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú

Dammert Alfredo, Molinelli Fiorela y Carbajal Max

2011, Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano, Primera Edición.

ECN (ECN Policy Studies)

2012, *An international perspective on electric transportation. Survey on electric road transport 2012*.Coding ECN-E--12-043.ECN publication. Holanda

2010, *Market Models for the Roll-Out of Electric Vehicle Public Charging Infrastructure. A EURELECTRIC concept papel*. Versión setiembre 2010.

Fundación de energía de la comunidad de Madrid.

2009, Guía del vehículo eléctrico. Madrid.

Gerssen-Gondelach, Sarah J., Fail, André P. C.

2012, *Performance of batteries for electric vehicles on short and longer term. Journal of Power Sources 2012*; 212 (0) 111-129

Gómez Tómas, Morben Ilan, Rivier Michel y Sánchez Álvaro

2011, *Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: Infrastructure, agents, and commercial relationships*, pp. 6360–6375 En: Energy PolicyVolume 39, Issue 10.

Green&Enegy consulting Group, Projekt Memo, Clean energy Project y IMC AG

2012, *Range of electric vehicles* (e-book).

IEA RETD (Renewable Energy Technology Deployment)

2010, *Opportunities for the Use of Renewable Energy in Road Transport Policy Makers Report.*

2011, *Opportunities for the Use of Renewable Energy in Road Transport in different regions (Europe, North America, China).*

Iniciativa Green Car

2012, European Roadmap Electrification of Road Transport.2da version.

Instituto para la diversificación y ahorra de la energía (IDAE)

2011, Análisis e identificación de la información a registrar en el sistema de recarga para el vehículo eléctrico y de los procesos TIC asociados.

2012, Mapa Tecnológico Movilidad Eléctrica.

2012, El Vehículo Eléctrico para Flotas. Barcelona.

Junta de Castilla y Leon

2013, Guía del Vehículo Eléctrico para Castilla y León.

Lucena Samuel

2011, *A Survey on Electric and Hybrid Electric Vehicle Technology, Capitulo del libro electric vehicles – the benefits and barriers*. Edited by Seref Soylu – INTECH. Primera Edición. Croacia

Maggetto, G. & Van Mierlo, J.

2000. *Electric and Electric Hybrid Vehicle Technology: a Survey, Proceedings of IEE Seminar on Electric, Hybrid and Fuel Cell Vehicles*, pp. 1/1-1/11

MERGE (Project Mobile Energy Resources of Electricity)

2011-1, Deliverable 5.1*new actors and business models for the integration of ev in power systems*. Version 4 de febrero 2011.

2011-2, Deliverable 5.2 *Identification of regulatory issues regarding market design and network regulation to efficiently integrate electric vehicles in electricity grids*. Version 19 de October 2011.

Ministerio de Energía y Minas (MINEM)

2012, Perú Documento Promotor del Subsector Electricidad 2012.

Nikolić Zoran y Živanović Zlatomir

2012, *The Contribution and Prospects of the Technical Development on Implementation of Electric and Hybrid Vehicles*, Capitulo del libro *new generation of Electric vehicles*, Edited by Zorn Stevie – Intech. Primera Edición. Croacia.

OSINERGMIN

2012, Presentación: smart grid visión desde el regulador peruano. Quinto fórum latino-americano de smart grid. Sao Paulo.

OSINERGMIN-GART

2012-1, Información Comercial SICOM, Información Comercial 2012 (al IV Trimestre - Preliminar).

2012-2, Sistema de Información de Energía Renovables, Estadísticos y situación de proyectos.

Perujo Adolfo, Van Grootveld Geert y Scholz Harald

2012, *Present and Future Role of Battery Electrical Vehicles in Private and Public Urban Transport*, Capitulo del libro *new generation of Electric vehicles*, Edited by Zoran Stević – Intech. Primera Edición. Croacia.

Red Eléctrica de España

2009, El suministro de la electricidad, Primera Edición

Rocky Mountain Institute, Clean Energy Ministerial, International Energy Agency

2012, *EV city case book.A look at the global electric vehicle movement*.

Sociedad Nacional de Minería y Petróleo

2012, Reporte Estadístico Minero Energético 2011. Publicado en Mayo 2012. Lima

Sociedad Tecnológica de Automoción

2011, El Vehículo Eléctrico, Primera Edición. Editorial LIBROOKS BARCELONA S.L.L.