

Metas para la generación distribuida solar

Esta tecnología contribuye a la reducción de cuantiosos subsidios ineficientes y democratiza los beneficios de la Reforma Energética

DANIEL CHACÓN ANAYA*

La Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios es el instrumento rector de la política nacional en el mediano y el largo plazo en materia de obligaciones de energías limpias, aprovechamiento sustentable de la energía y mejora en la productividad energética, y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley de Transición Energética⁽¹⁾.

La Estrategia tiene como objetivos principales el cumplimiento de las obligaciones en energías limpias, el fomento para la reducción de emisiones de la industria eléctrica y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles. La Estrategia, por su propia naturaleza y por mandato, debe establecer metas y hojas de ruta que lleven al cumplimiento de sus objetivos

La generación distribuida solar (GDS) tiene el potencial de contribuir de manera decisiva con los objetivos de la Estrategia porque, aunque limitada a 500kW por usuario, puede producir un gran volumen de energía al permitir la participación de gran parte de la población en la generación de electricidad.

La GDS también disminuye las pérdidas en transmisión, evita o posterga inversiones en generación y transmisión, evita emisiones procedentes de la quema de combustibles fósiles, y reduce la dependencia de esos mismos combustibles al aprovechar la energía solar. La GDS también crea más empleos que cualquier otra forma de generación eléctrica siendo, por tanto, un excelente redistribuidor del desarrollo económico.

El potencial de la GDS puede estimarse de diversas maneras según la faceta que se desee explorar. Se puede estimar por el lado de la disponibilidad de la irradiación solar, por el espacio existente en los techos de las edificaciones para desplegarla, por los alcances de la propia tecnología fotovoltaica, por la suficiencia de los recursos financieros para su instrumentación, por la capacidad del sistema para incorporar la energía generada, por la demanda que puede llegar a tener, por las necesidades que surgen de la pobreza energética, así como por los aspectos técnicos que es necesario resolver para permitir diversos niveles de penetración de la GDS en la red eléctrica nacional.

Con la finalidad de exponer el potencial de GDS, la importancia de ésta en el cumplimiento de las Metas de Energías Limpias, y su participación en la Estrategia, este documento presenta una



sucesión de números que, a manera de envoltentes, conducen a metas factibles técnica y económicamente para la GDS. Los números obedecen a factores agrupados en dos rubros:

- Factores exógenos, que comprenden aquellos elementos que no dependen de ninguna decisión de política energética o económica, y
- Factores endógenos, que incluyen aquellos elementos sujetos a una decisión de política pública en materia de GDS

Factores exógenos

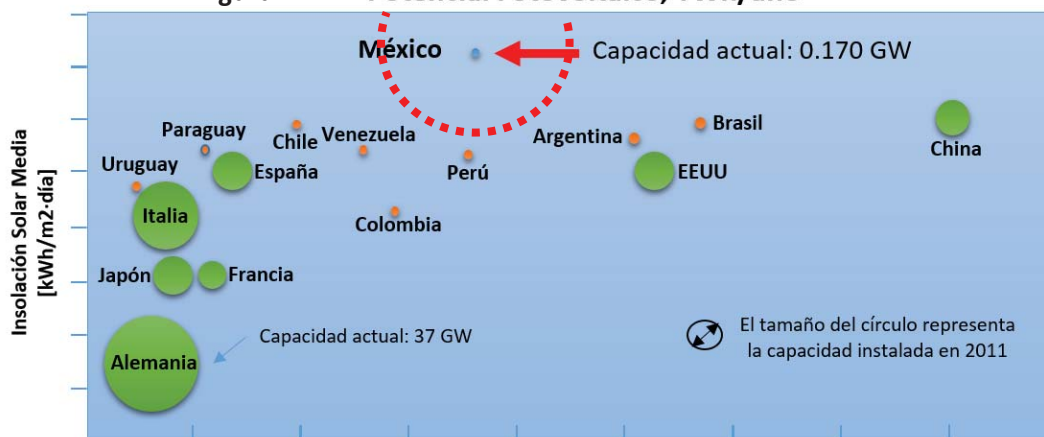
Recurso Solar

En lo que toca a la irradiación, que varía según las distintas regiones de México, es incuestionable que el país, en promedio, goza de un suministro solar mucho mayor que otros países que ya tienen cierta capacidad fotovoltaica instalada mayor a la nuestra.

En la Figura 1 se muestra una comparación aproximada de la posición relativa de México con respecto a esos países en términos de insolación, del potencial fotovoltaico en virtud del territorio, y de la capacidad solar fotovoltaica instalada a 2011, en la mayoría de ellos, y a 2015 para México y Alemania. Puede verse que, con respecto al recurso solar y al territorio, el potencial de México es ilimitado en términos prácticos. También puede verse que el tiempo perdido ha sido mucho y que, por lo tanto, el reto para aprovechar,

⁽¹⁾ Artículo 27 de la Ley de Transición Energética.

Figura 1 Potencial Fotovoltaico, TWh/año



en beneficio de los consumidores y del ambiente, ese potencial y alcanzar a los países más equipados es muy grande.

Espacio Disponible

El siguiente recurso a considerar es el espacio que potencialmente ocuparían los techos solares. Aunque no se tienen estadísticas sobre las superficies disponibles para tales propósitos en el país, una serie de inferencias pueden ayudar a estimar el área potencial disponible. Si se toman las superficies que ocupan las 29 ciudades más pobladas del país, se tienen 10,076 km² de superficie sobre los que habitan 53,515,000 habitantes⁽²⁾. Si, conservadoramente, se considera que sólo el 10% del área de esas 29 ciudades fuera aprovechable para captar la energía solar, es decir, 1,007 km², y sabiendo que se requieren 12 m² para instalar un kW de capacidad⁽³⁾, el potencial de capacidad fotovoltaica es de 84 GW efectivos en hora pico solar. La generación obtenible sería de 132.4 TWh/año con un factor de planta promedio de 0.18. Si se deja fuera la zona metropolitana de la Ciudad de México, la capacidad disponible sería todavía de 66.7 GW. En comparación, la capacidad eléctrica total del país es del orden de 65 GW. Como puede verse, la superficie disponible es más que suficiente para suministrar la energía que requiere el país en la hora pico solar.

La estimación espacial del párrafo anterior puede compararse con estadísticas estadounidense para tener una idea de su pertinencia. Con una población casi tres veces mayor, un estudio⁽⁴⁾ reporta que en Estados Unidos se tiene una superficie de techos disponible para generación fotovoltaica de 4,920 km² solamente considerando edificaciones pequeñas, es decir, menores a 5,000 ft², equivalentes a 465 m² cada una, mismas que pudieran ser casas-habitación. La superficie factible total, incluyendo grandes edificaciones es de 8,130 km².

Otro estudio⁽⁵⁾ determina, mediante una combinación de herramientas de alta tecnología, que en Estados Unidos, sólo con los techos que tienen las condiciones adecuadas, la capacidad de generación solar sumaría 1,118 GW. Si solamente se consideraran los techos de viviendas con la orientación e inclinación adecuadas y sin sombras por vegetación, la capacidad disponible sería de 731 GW.

Dadas las proporciones económicas y demográficas de ambos

países, puede verse que la superficie aprovechable considerada para México de 1,007 km² es razonable y conservadora. Para dar una idea de lo que significa la consideración conservadora de que sólo 10% de superficie es aprovechable en términos solares, en la Figura 2 se muestra una fotografía aérea del centro de la ciudad de Monterrey, N.L., donde se resaltan 9 cuadras y sus respectivas calles mediante una veladura blanca, mientras que una sola cuadra se muestra con una veladura amarilla; esta cuadra equivale al 10% de las cuadras seleccionadas. Puede verse que en el resto de las cuadras o bloques existen superficies factibles para la instalación de módulos fotovoltaicos siendo la disponibilidad real de áreas para la generación solar mucho mayor que el estimado conservador establecido aquí.

Disponibilidad y Costo de la Tecnología Solar Fotovoltaica

En lo que se refiere a la propia tecnología fotovoltaica, su disponibilidad también es amplia y casi ilimitada en términos prácticos. La capacidad instalada actual a nivel mundial, de acuerdo con IEA, es del orden de 227 GW a 2015, año en el que se instalaron 49 GW, equivalente a un crecimiento anual de 21%. Varios países reportan un crecimiento exponencial en sus instalaciones fotovoltaicas de gran y pequeña escala. Es de esperarse que la capacidad de los fabricantes de módulos siga incrementándose a ese ritmo ya que el consumo mundial sigue dando señales de gran demanda. En lo que toca a los costos de dichos módulos, su curva de aprendizaje sigue teniendo una pendiente muy pronunciada, del orden de 20 a 30%, es decir, cada vez que se duplica la capacidad instalada mundial, el precio disminuye entre 20 y 30%. Entre 2008 y 2016, el precio ha disminuido del orden de 10 veces. El crecimiento exponencial que

⁽²⁾ Demographia, World Urban Areas; 12th Annual Edition; 2016. Disponible en demographia.com/db-worldua-index.htm

⁽³⁾ Este valor depende de la localidad. Las múltiples referencias en este tema establecen un rango entre 10 y 12 m² por kW instalado.

⁽⁴⁾ Burr, Judee et al; Shining Cities, at the Forefront of America's Solar Revolution; Environment America; 2014

⁽⁵⁾ Gagnon, Pieter et al; Rooftop Solar Photovoltaic Technical Potential in the United States: A Detailed Assessment; NREL; 2016



Figura 2. Estimación del Espacio para Generación Solar.
Fuente: Google Earth

experimenta la tecnología solar, a nivel centralizado y distribuido, aseguran que la disminución de costos continuará en el futuro previsible. Existen muchos estimados sobre la disminución en los precios de los módulos y de los costos de instalación. Un artículo reciente de investigación estima que, con una alta probabilidad, la tecnología continuará bajando en un porcentaje de al menos 10% por año .

De los tres factores exógenos que hemos analizado, podemos afirmar que (1) el recurso de la irradiación solar es prácticamente ilimitado en relación con la capacidad eléctrica del país; (2) la disponibilidad de módulos fotovoltaicos tampoco tiene un límite previsible con respecto a nuestra capacidad eléctrica; y (3) el espacio disponible, equivalente a 84 GW, también es ilimitado en términos, otra vez, de la capacidad eléctrica del país.

Factores endógenos

Número de Clientes y Capacidad Financiera para la GDS

Una característica fundamental de la generación distribuida es su naturaleza de pequeña generación, menos de 500 kW por usuario. Es menester dilucidar entonces, si existe un universo de usuarios para esta modalidad de generación. También es necesario verificar que existan los recursos monetarios para costear la GD a este universo de clientes. En los siguientes párrafos se discuten ambos puntos.

Se han hecho diversas estimaciones para conocer el costo de instalar techos solares de la capacidad requerida por los usuarios del sector eléctrico residencial . Si se iniciara la instalación de techos solares en 2017, la capacidad requerida para cubrir el 100% de los 35,264,349 millones de viviendas que reciben el subsidio

eléctrico sería de 41 GW aproximadamente. Si se toma en cuenta la declinación de los precios de la tecnología de acuerdo a lo discutido arriba, con un horizonte de tiempo de 15 años, la inversión necesaria sería del orden de 850 mil millones de pesos de 2017.

Aunque parezca increíble, esta considerable suma se puede financiar mediante dos mecanismos: (1) establecer tarifas eléctricas domiciliarias reales, basadas en el catálogo de costos incurridos para llevar electricidad a cada vivienda, en cuyo caso, la inversión en techos solares resultaría rentable al competir con los precios reales de la electricidad procedente de la red, o (2) financiar la instalación de los techos solares con el subsidio que se tiene para la electricidad domiciliaria. La primera opción es posiblemente la más ortodoxa pero también la más irreal. El costo político de hacer este ajuste sería prácticamente impensable. Queda la segunda opción con el interrogante de si, efectivamente, el subsidio puede costear los techos solares requeridos. Considerando el último monto reportado del subsidio eléctrico en el Informe Presidencial de 2015, de \$101,565 millones de pesos, correspondiente a 2014 (el informe de 2016 no da ninguna cifra), y mediante una simple operación aritmética, se puede comprobar que el subsidio acumulado durante los mismos 15 años definidos arriba es suficiente para realizar holgadamente la instalación de techos con recursos de dicho subsidio.

Otro sector que tiene condiciones muy similares al residencial subsidiado es el agrícola con tarifas subsidiadas para el riego de cultivos (Tarifa 9). Este sector reporta un consumo de energía que requeriría una capacidad fotovoltaica del orden de 8.26 GW para cerca de 111,855 instalaciones con un costo de 165,000 millones de pesos de 2017.

En suma, los sectores subsidiados requieren una capacidad fotovoltaica de 49.26 GW. En vista de estas consideraciones, se puede afirmar que el financiamiento de techos solares para todos los sectores subsidiados es posible, ya sea, ajustando las tarifas eléctricas a costos reales, o capitalizando mediante módulos solares el subsidio eléctrico actual.

En lo que toca al sector residencial no subsidiado, es decir, a los usuarios de alto consumo (Tarifa DAC), se puede afirmar que, en las condiciones actuales, resulta ya financieramente factible instalar techos solares para evitar el sobrecosto que tienen que pagar estos usuarios. Su número ronda los 432,422 usuarios y la capacidad requerida sería del orden de 2 GW con un costo de 41,000 millones de pesos.

Otro sector que, en este momento, también es susceptible de poner techos solares financieramente factibles, son los pequeños negocios que se ubican en la llamada Tarifa 2. La capacidad fotovoltaica requerida por este sector sería del orden de 8.8 GW con un número de usuarios de 3,926,042 y una inversión de 180,520 millones de pesos.

La capacidad sumada de los dos últimos sectores (DAC + Tarifa 2) sería de 10.8 GW cuyo costo de instalación a distribuirse en 15 años sería de aproximadamente 221 mil millones de pesos. Los usuarios de estos sectores se beneficiarían financieramente de los techos solares siempre y cuando existieran los instrumentos financieros que les permitieran su adquisición, tales como los que existen para vivienda, coches, electrodomésticos y otros bienes.

Tabla 1. Clientes y Costos para GDS (Fuente: Autor con datos de SENER)

Sector	No. Usuarios	Capacidad FV, GW	Inversión, MMXP
Residencial Subsidiado (Tarifa 1 a 1F)	35,264	34.941	0.850,000
Doméstico Alto Consumo (DAC)	432,422	2.0	41,000
Agrícola subsidiada (Tarifa 9)	111,855	8.3	165,000
Comercial (Tarifa 2)	3,926,042	8.8	180,520
TOTAL	39,734,668	60.1	1,236,520

El recuento de este apartado nos dice que existe un mercado para la instalación de 60 GW de generación distribuida solar en un periodo de 15 años que sería financieramente factible, ya sea que se cobren costos reales de electricidad o se capitalice el subsidio en techos solares para quienes reciben subsidio; y se instituyan instrumentos financieros para quienes no gozan de subsidio alguno.

Pobreza Energética

Un estudio realizado para la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) aborda el tema de pobreza energética en los hogares (PEH) en su región de competencia tomando como referencia estudios que se han hecho en Reino Unido y en otros

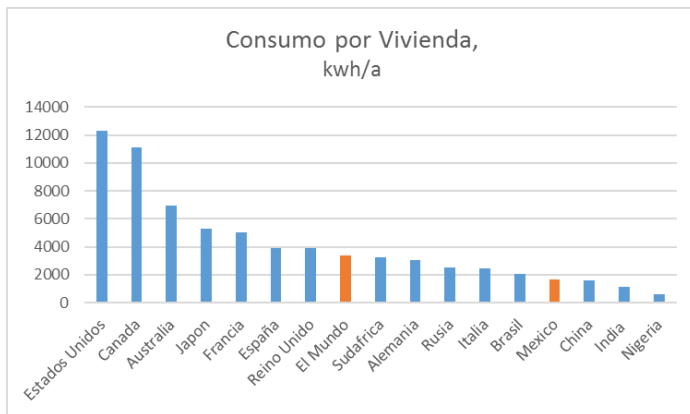
lugares de Europa a partir de 1990. Una definición establecida en dichos estudios dice que un hogar es pobre energéticamente cuando los ingresos del hogar no alcanzan a cubrir la temperatura necesaria para lograr un nivel dado de confort. Algunos autores incluso han definido que un hogar es pobre cuando gasta más del 10% de sus ingresos en lograr ese nivel de confort. En el estudio de CEPAL se propone una metodología adaptada para América Latina que consiste en la determinación de las necesidades absolutas de energía y de los satisfactores y bienes económicos. A partir de la definición de los satisfactores se hace una selección de los bienes económicos que se requieren para alcanzar dichos satisfactores. Los bienes económicos típicos incluyen refrigerador, computadora, calentador de agua eléctrico o a gas, ventilador o aire acondicionado, calefactor, lámparas, televisión, estufa eléctrica o a gas. A continuación, se determina la combinación de dichos bienes que es necesaria según la clasificación climática de cada región. La imposibilidad de poseer uno o varios de estos bienes, sea por su costo de adquisición o por la falta de ingresos que permitan pagar su costo de operación, determina el grado de pobreza energética. Según el estudio de CEPAL, la definición de este tipo de pobreza queda como sigue: "Un hogar se encuentra en pobreza energética cuando las personas que lo habitan no satisfacen las necesidades de energía absolutas, las cuales están relacionadas con una serie de satisfactores y bienes económicos que son considerados esenciales, en un lugar y tiempo determinados, de acuerdo a las convenciones sociales y culturales". La aplicación de esta metodología para nuestro país da como resultados las cifras que se muestran en la siguiente tabla donde se cuantifica la pobreza energética a nivel de nación y a nivel de varios estados:

Tabla 2. Hogares en Pobreza Energética en México: Nivel Nacional y Diferentes Regiones

Región	Total de Hogares	Hogares en pobreza energética	Pobreza energética en el hogar (PEH), %
Nacional	28,513,038	12,383,325	43.4
Chiapas	1,078,947	798,172	74.0
Distrito Federal	2,515,153	392,530	15.6
Guanajuato	1,308,200	838,281	64.1
Estado de México	3,612,666	1,007,109	27.9
Yucatán	502,711	219,324	43.6

Fuente: CEPAL

Según esta tabla, casi la mitad de los hogares en país padecen pobreza energética, lo que explica que, a pesar de tener una de las coberturas eléctricas mayores para un país en desarrollo, 98.4% en 2015, el consumo de electricidad por vivienda en México es muy bajo (1,652 kWh/a) si se compara con el promedio mundial (3,396 kWh/a) y con otros países económicamente semejantes. La Figura 3 muestra el consumo por vivienda de varios países. Si bien, una



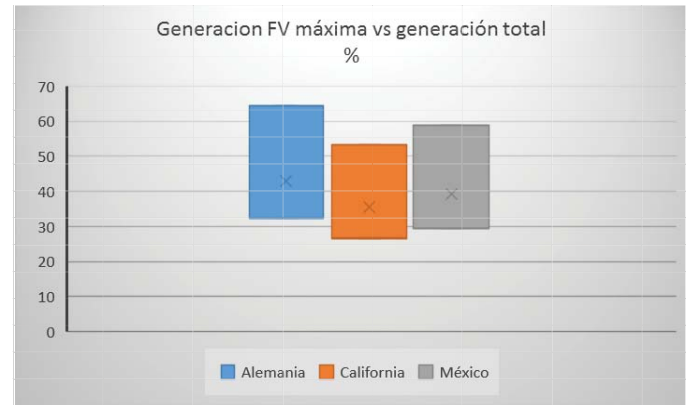
buena parte del territorio nacional goza de un clima templado similar a la cuenca del Mediterráneo, otra gran parte del país vive en zonas de clima cálido muy demandante de energía.

La pobreza energética del país se puede resolver mediante la generación distribuida auspiciada por el Bono Solar. Si consideramos que a cada uno de los 12,383,325 hogares en pobreza energética se le instalaran, en promedio, 2 kW de capacidad fotovoltaica para satisfacer sus necesidades energéticas, la capacidad de generación distribuida solar sería de 24.8 GW.

Integración de la Energía Fotovoltaica a la Red

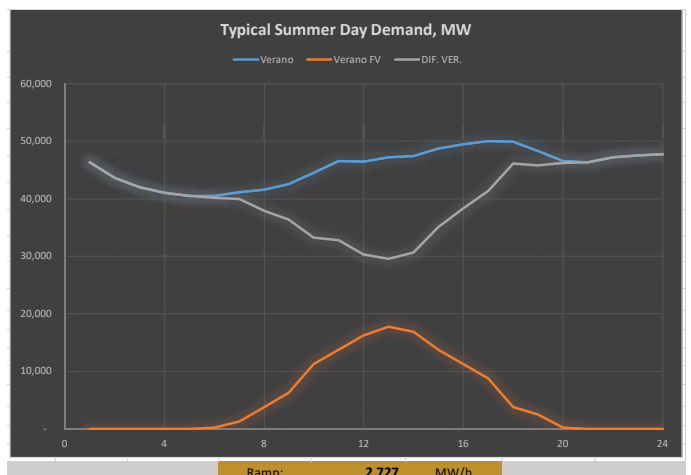
Después de repasar los factores exógenos, así como el número de clientes potenciales, las inversiones requeridas, y los hogares en pobreza energética, las experiencias internacionales muestran que el único factor verdaderamente limitante para establecer una meta de generación distribuida es la capacidad del sistema eléctrico para incorporar rentablemente la generación solar fotovoltaica en las redes de distribución. En este sentido, vale la pena aclarar que la estabilidad de las redes se analiza sobre la base de penetración de energía solar fotovoltaica en general, a nivel central y a nivel distribuido, ya que no existen datos que permitan ver el efecto aislado de la generación distribuida solar sobre los sistemas eléctricos.

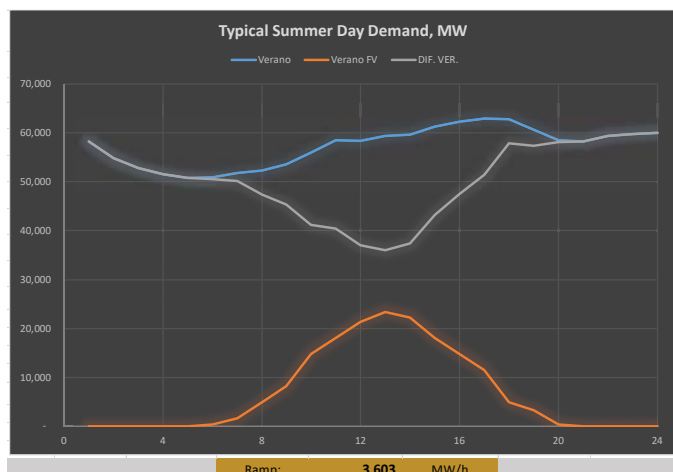
El problema para la red por una alta penetración solar no consiste en que el sistema se vea sometido a variaciones súbitas por un comportamiento impredecible de la cobertura nubosa en una gran parte del territorio sino que la generación fotovoltaica sea tan abundante en cierto momento de cierto día que sea necesario una de dos opciones: (1) sacar de servicio la capacidad solar excedente -este "desperdicio" de capacidad seguramente afectaría la rentabilidad de las instalaciones solares haciéndolas incoasteables frente a otras opciones- o (2) sacar de servicio parte de la capacidad de generación convencional para dejarle el espacio a la generación fotovoltaica excedente, lo cual pudiera significar también un reto técnico o económico.



En teoría, el análisis de lo que puede suceder con una penetración alta es que debería partir de un diagnóstico de la situación y de una modelación que permita ver sus efectos y las consecuencias de la aplicación de alguna de las opciones mencionadas arriba. Sin embargo, en este momento no se cuenta con ambos instrumentos y tomará un buen tiempo contar con ellos, por esa razón, se recurre a hacer una comparación con un par de lugares donde ya se están experimentando los efectos de una alta penetración solar. En este tenor, tanto Alemania como California, son regiones donde se ha alcanzado la mayor penetración, y pudieran ser referente de los retos y soluciones que plantea una red con alto contenido de energía solar fotovoltaica.

Existen un número de razones para suponer que ambas regiones son referentes válidos para el caso de México y que podemos determinar algunos parámetros que nos pueden servir a manera de comparación. Entre las razones podemos mencionar que (1) las penetraciones y sus efectos en ambos sitios de referencia están ocurriendo en este momento, es decir, debido a que su infra-





estructura solar lleva ya un buen número de años de desarrollo por delante de nuestro país, los conocimientos de la alta penetración y sus consecuencias se basan en hechos reales; (2) si bien, los dos sitios de referencia tienen condiciones de infraestructura eléctrica diferentes a la de México, es de esperarse que nuestro país alcance un nivel similar dentro de algunos años, a la par del crecimiento de la generación solar; (3) el tiempo que se requiere para que México alcance los niveles de penetración de los dos sitios de referencia dará la oportunidad de que se desarrollen nuevos avances tecnológicos que permitan resolver los retos de la alta penetración.

Alemania.- Alemania es la parte del mundo donde se tienen las mayores experiencias de altas penetraciones de renovables y de solar en particular. Este país tiene como metas obligatorias alcanzar el 35% de energía renovable para 2020 (sólo incluye eólica, solar, biomasa, e hidroeléctrica), el 45% para 2025 y el 50% para 2030. En la actualidad ya alcanza el 27.8% y se encuentra en ruta para lograr sus metas. La capacidad actual está alcanzando cifras record. Por ejemplo, el 21 de abril de 2015, las cerca de 1.5 millones de instalaciones fotovoltaicas de todos tamaños en ese país, produjeron 25.8 GW en la hora pico versus una demanda típica que varía entre 40 y 80 GW. Desde junio a agosto del mismo año se produjeron 14.1 TWh mediante solar. El 25 de julio, el 78% de la energía de ese país provino de fuentes renovables, principalmente eólica y solar. Hay que destacar que la calidad del servicio no ha demeritado en ese país aún con la alta penetración de renovables.

En el caso de la GDS, la experiencia alemana demuestra que la alta concentración de fuentes que ahora tienen, ya requiere planificación adecuada para evitar problemas de saturación que afecten el equilibrio del sistema. Se están haciendo esfuerzos para reforzar las capacidades de los componentes locales de la red. Un factor

que ayuda es que Alemania se encuentra eléctricamente integrada con sus vecinos; esta integración permite desahogar sus redes en los picos de generación renovable, aunque el volumen exportado puede causar ciertos problemas que se está trabajando en resolver. Según el Instituto Fraunhofer, todavía no es indispensable recurrir al almacenamiento para compensar la intermitencia ya que considera que primero hay que trabajar en darle mayor flexibilidad al sistema. Sin embargo, de una forma precautoria, el desarrollo de diversas opciones de almacenamiento ya se encuentra en marcha bajo diversos esquemas de estímulos gubernamentales.

California.- Este estado es el que alberga mayor capacidad de renovables en los Estados Unidos. Tiene metas muy ambiciosas, tales como alcanzar 33% de renovables en 2020, incluyendo eólica, solar, geotérmica, biomasa, biogás y pequeñas hidroeléctricas (no se incluye nuclear, ni cogeneración, ni hidroeléctrica de gran escala). El 12 de julio de 2016, alrededor de las 13:00 hrs., se generaron 8.03 GW de energía fotovoltaica. Esta generación resulta ser el doble de la correspondiente a las mismas fechas en 2014. La demanda típica del estado oscila entre 15 y 30 GW equivalentes. Entre mayo 14 y 15 de 2016 las renovables cubrieron el 54% de la demanda de energía del estado. California tiene menos herramientas para manejar la intermitencia que Alemania porque no tiene el grado de integración de aquel país. Para compensar esta debilidad, el operador independiente del sistema eléctrico del estado, CAISO, se encuentra muy activo en una expansión de su sistema de control hacia el este con los estados vecinos a fin de evacuar energía hacia dichas regiones cuando la producción de renovables en California alcance niveles de saturación del sistema. También han propuesto una expansión hacia México con los mismos fines.

El comportamiento de la demanda de California bajo crecientes niveles de penetración de renovables, principalmente solar, se representan por curvas coloquialmente denominadas "curvas de pato", mismas que están sirviendo para guiar las políticas públicas en ese estado. Una de las estrategias que se están aplicando es incrementar la capacidad de almacenamiento.

Visto lo anterior, podemos usar las generaciones record de ambos sitios y compararlos con el rango de sus demandas. En el caso de Alemania, la relación entre el nivel record de fotovoltaica con su consumo más bajo, medidos en GW, es decir, 25.8/40.0, resulta en un porcentaje de 64.5%. La relación con el consumo más alto, es decir, 25.8/80.0, resulta en 32.2%.

En el caso de California tenemos $8.0/15.0 = 53.3\%$; y $8.0/30.0 = 26.6\%$.

La similitud numérica en ambos casos, aun siendo sistemas con dimensiones diferentes, posiblemente sea una tendencia que vale la pena reflexionar después sobre ella. Si se promedian las

condiciones en ambos lugares resultan las siguientes cifras: baja demanda = 58.8%; alta demanda = 29.4%.

Según el PRODESEN 2015-2029, el nivel más bajo de demanda en nuestro país ronda los 25.0 GW en un día típico de invierno, mientras que el nivel más alto es del orden de 40.0 GW en un día típico de verano, ambos en 2015. Aplicando los porcentajes promediados al caso de México resultan: baja demanda $25.0 \times 0.59 = 14.7$ GW; alta demanda $40.0 \times 0.29 = 11.6$ GW.

La Figura 4 nos muestra el rango en Alemania y California. El rectángulo gris corresponde a los valores que se tendrían en México si tomamos los valores de referencia de California y Alemania.

En el caso de México, la mayor demanda puntual equivalente es de aproximadamente 15.0 GW. Esta capacidad equivaldría a que el 50% del sector residencial subsidiado en 2017 tuviera techos solares.

El análisis anterior nos lleva a considerar que, al menos, una meta de GDS debería tener un valor de 15.0 GW para instalarse en el mediano plazo ya que no presentaría restricciones técnicas, ni territoriales, ni de clientes potenciales.

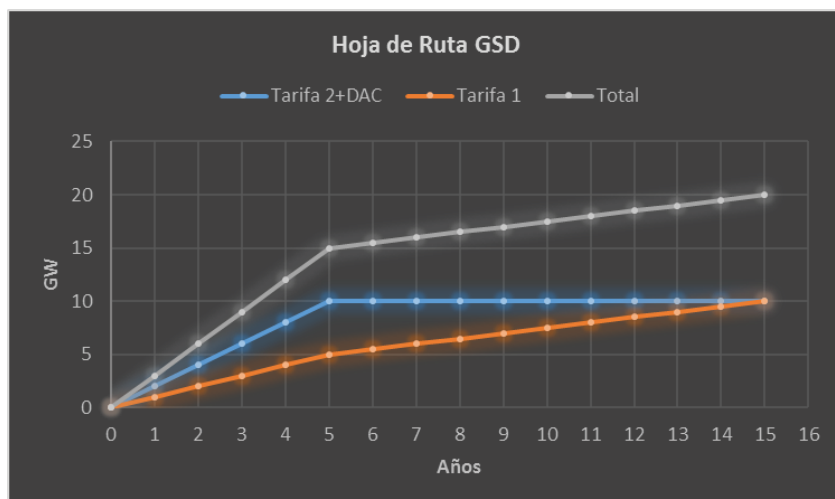
Es de esperarse que las condiciones del sistema eléctrico nacional en el mediano plazo serían similares a las condiciones al día de hoy de los sistemas respectivos de California y Alemania.

La Figura 5 muestra la curva de demanda esperada en el país con 15 GW de GDS en 2022. Se puede ver que las rampas de bajada y de subida de la generación convencional son relativamente suaves. Recordemos que solamente con la suma de demanda en DAC y Tarifa 2 ya se tiene un potencial de 10.8 GW y que para ambos sectores ya resulta financieramente rentable la GDS siempre y cuando existieran instrumentos de financiamiento adecuados. Los otros 5 GW se completarían con el sector subsidiado. Una vez lograda la meta de 15 GW, en, digamos 5 años, entonces tendríamos otra meta para los siguientes 10 años con un crecimiento moderado para llegar a una capacidad de entre 20 y 25 GW.

La Figura 6 muestra la curva de demanda de 20 GW de GDS en 2030. Se puede observar que las pendientes de bajada y de subida son ligeramente más pronunciadas pero no muy diferentes al caso de 15.0 GW en 2022.

La Figura 6 muestra la ruta que se seguiría para obtener una capacidad de 15 GW de GDS en 2022 y 20 GW entre 2030 y 2032. El financiamiento de la conversión de los usuarios de Tarifa 2 y DAC sería mediante créditos comerciales mientras que el financiamiento de los usuarios de Tarifa 1 y agrícola sería a través de la capitalización del subsidio mediante techos solares.

Hay que volver a aclarar que la estimación de una meta de



penetración solar de 15 a 20 GW incluye la generación centralizada y la distribuida. No se hace aquí la dosificación de cada una. Se puede decir que lo más razonable sea dejar que ambas se desarrollen hasta que su suma llegue a la meta propuesta. Por otro lado, es muy posible que para cuando se alcancen las fechas propuestas, la capacidad posible sea bastante mayor. Con fines de continuidad, supondremos que la meta se refiere únicamente a la generación distribuida solar.

Las metas de corto y mediano plazo representadas en la Figura 7 se pueden contabilizar para el cumplimiento que se mandata en materia de energías limpias en la LTE. En la siguiente tabla se reproducen las previsiones de generación de electricidad que se hacen en el PRODESEN 2016-2030 en tres años diferentes: 2022, 2024 y 2030. Las columnas en color amarillo muestran los valores que resultan al incorporar las metas de energía solar, expresadas como generación distribuida, a esas previsiones. La primera cifra en rojo de arriba hacia abajo representa el porcentaje que tendría la energía solar con respecto al total de energía generada en el período. La segunda cifra en rojo, representa la fracción de la solar con respecto a las energías limpias. Puede verse, en los tres casos, que la contribución de las metas de solar aquí propuestas son una parte significativa de las metas generales.

Fuente: Autor con datos de SENER

CONCLUSIONES

La Figura 8 resume el análisis multifactorial que se ha realizado para determinar cuál sería una meta racional de GDS. Se puede ver que, desde el punto de vista espacial, es posible instalar al menos 84 GW de capacidad. Sin embargo, desde el punto de vista del número de usuarios (clientes), tomando en cuenta el carácter

Figura 2. - Contribución de Energía PV al Cumplimiento de la Meta de Energías Limpias

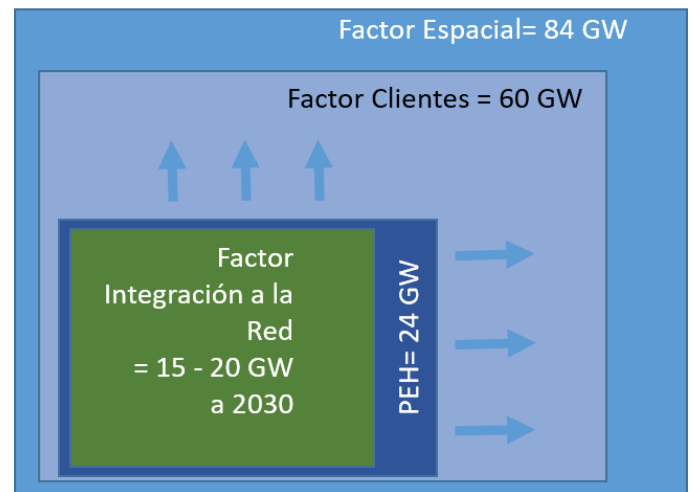
AÑO	2022 (PRODESEN)		2022 (modificado)		2024 (PRODESEN)		2024 (Modificado)		2030 (PRODESEN)		2030 (Modificado)	
Meta Modificada, GW	-		15		-		16		-		20	
TECNOLOGIA	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Convencional Subtotal	230,283	66.8%	230,283	66.8%	216,172	61.6%	216,172	61.6%	263,830	59.5%	263,830	59.5%
Limpia (sin solar)	107,472	31.2%	90,735	26.3%	127,480	36.3%	109,584	31.2%	167,312	37.7%	148,240	33.4%
Solar (central y distribuida)	6,915	2.0%	23,652	6.9%	7,333	2.1%	25,229	7.2%	12,464	2.8%	31,536	7.1%
Limpia Subtotal	114,387	33.2%	114,387	33.2%	134,813	38.4%	134,813	38.4%	179,776	40.5%	179,776	40.5%
Total	344,670		344,670		350,985		350,985		443,606		443,606	
Porcentaje de las E.L.		6%		20.7%		5%		18.7%		7%		17.5%

atomizado de la GDS y su financiamiento, el volumen potencial sería de 60 GW. Si se quiere solucionar la pobreza energética, los requerimientos suman 24 GW. Finalmente, tomando en cuenta las experiencias internacionales de regiones con una alta penetración solar, una meta razonable en las condiciones actuales de la red y su capacidad para absorber la sobregeneración, sería instalar 15 GW para el 2022 y alcanzar 20 GW para 2030 - 2032.

Podemos decir que el último valor resulta conservador ya que el potencial disponible en el mediano plazo es considerable mayor. Alemania, California y otras localidades están ya trabajando en resolver la sobregeneración a gran escala mediante la flexibilización de las fuentes de generación base y la incorporación de diversas formas de almacenamiento de energía entre otras opciones. El almacenamiento por rebombeo y el almacenamiento por baterías son las dos tecnologías más recurrentes. La primera no tiene mayores complicaciones por ser una tecnología madura, y su costo es relativamente bajo, también se están desarrollando variantes muy interesantes que pueden resultar muy costo-efectivas. La tecnología de baterías todavía resulta costosa, pero su precio está bajando de manera acelerada. Es muy posible que, en el mediano plazo, la combinación de fuentes intermitentes + baterías compitan en precio con las llamadas tecnologías de generación firme como el ciclo combinado y la nuclear. A partir de ese momento, se podrá expandir la GDS hasta su máximo potencial.

En resumen, la GD, y especialmente la GDS, constituyen herramientas muy importantes para: (1) el cumplimiento de las metas ya establecidas en LTE de generación limpia y, eventualmente, incrementar el nivel de ambición de estas metas; (2) contribuir a la reducción de subsidios ineficientes muy cuantiosos y que pudieran tener mejor uso en un país con tantas carencias; y (3) democratizar los beneficios de la Reforma Energética al darles a los pequeños consumidores el poder de generar su propia energía a bajos costos y colocar excedentes en la red con una remuneración.

México alberga uno de los potenciales fotovoltaicos más altos a nivel mundial. Su aprovechamiento, mediante la GDS solamente



está limitado por la capacidad del sistema eléctrico para absorber rentablemente la generación distribuida fotovoltaica. Después de analizar las experiencias de Alemania y California y sus planes para el futuro, es posible observar que existen soluciones a la sobregeneración mediante una planeación integral, la interconexión horizontal, la flexibilización de la generación base, y la adopción de sistemas de almacenamiento suficientes.

El futuro ya está aquí y nos está conduciendo a un cambio de paradigma, a un cambio de visión. Los resultados de las subastas de largo plazo están demostrando que la generación solar y la eólica son las opciones que van a dominar el panorama energético en poco tiempo y que el enfoque adecuado es cómo hacer que la generación convencional se adapte a las características de las fuentes renovables y no la visión inversa.