

COMPETITIVIDAD FOTOVOLTAICA EN CHILE. CADA DÍA MÁS DE CERCA DE LA PARIDAD DE RED

EL PASADO MES DE ABRIL CREA PUBLICÓ EL SEXTO NÚMERO DE LA SERIE DE INFORMES PV GRID PARITY MONITOR (GPM), EN ESTA OCASIÓN ÚNICAMENTE CENTRADO EN EL MERCADO DE CHILE. EN EL INFORME SE RECOGE UN ANÁLISIS DE COMPETITIVIDAD DE LA FOTOVOLTAICA PARA TRES TIPOS DIFERENTES DE INSTALACIÓN: SEGMENTO RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PLANTAS DE GENERACIÓN A GRAN ESCALA. EL ESTUDIO TAMBIÉN PROPORCIONA UNA DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA REGULACIÓN DEL PAÍS EN CUANTO AL DESARROLLO RENOVABLE, ASÍ COMO DETALLES DEL ESTADO DEL MERCADO FOTOVOLTAICO. EL ESTUDIO MUESTRA QUE LAS PRINCIPALES VARIABLES A ESTUDIAR EN EL ANÁLISIS DE LA COMPETITIVIDAD DE LA FOTOVOLTAICA EN CHILE SON LA EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GENERACIÓN (DEFINIDO ESPECÍFICAMENTE PARA CADA SEGMENTO CONSIDERADO) Y EL ESTADO DE LOS PRECIOS ELÉCTRICOS DE LOS MERCADOS QUE SE TOMAN COMO REFERENCIA PARA CADA TIPO DE INSTALACIÓN.

El mercado fotovoltaico chileno

En general, se considera que Chile cuenta con un buen entorno para invertir en sistemas fotovoltaicos. El norte de Chile es una de las zonas con mayor recurso solar del mundo. Asimismo en el resto del territorio chileno (a excepción del límite sur) se alcanzan en promedio niveles superiores a los registrados en países soleados como España e Italia.

El mercado eléctrico

Chile cuenta con un mercado eléctrico liberalizado y estructurado en torno a cuatro sistemas eléctricos. Los dos principales, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), acaparan el 99% del consumo eléctrico nacional contando cada uno de ellos con su propia plataforma de operaciones.

Las actividades comerciales al por mayor se llevan a cabo tanto en un mercado financiero como en uno físico:

- El mercado financiero se basa en contratos bilaterales entre generadores y otras empresas privadas (generadoras, distribuidoras, consumidores no regulados, etc.). Uno de los medios más importantes para establecer dichos acuerdos contractuales son las subastas públicas organizadas por empresas de distribución (obligatorias para asegurar el suministro de los consumidores regulados). Tradicionalmente, los productores fotovoltaicos no solían participar en este proceso al especificar las reglas de la subasta que el licitante debía ser capaz de suministrar la capacidad ofertada a lo largo de 8.760 horas/año. Sin embargo, en diciembre de 2014 se realizó la primera subasta en la que se consideraron diferentes bloques horarios. En ella, el generador pudo postularse para vender su energía únicamente en el bloque deseado (por ejemplo, de 8:00 a 18:00), lo que permitió a la energía fotovoltaica participar en el proceso (la energía solar alcanzó los 1.350 GWh/año).
- El mercado spot, donde se llevan a cabo las transacciones físicas de energía, está operado por los CDEC correspondientes (Centro de Despacho Económico de Carga) en cada sistema interconectado (CDECSIC y CDEC-SING). Cada CDEC coordina la operación de las instalaciones



Planta fotovoltaica Calama. Foto cortesía de SolarPack
Calama PV plant. Photo courtesy of SolarPack

PV COMPETITIVENESS IN CHILE. ON THE ROAD TO ACHIEVING GRID PARITY

APRIL SAW THE PUBLICATION BY CREA OF THE SIXTH ISSUE IN THE SERIES OF PV GRID PARITY MONITOR (GPM) REPORTS THAT THIS TIME IS EXCLUSIVELY FOCUSED ON THE CHILEAN MARKET. THE REPORT CONTAINS A PV COMPETITIVENESS ANALYSIS FOR THREE DIFFERENT TYPES OF INSTALLATION: RESIDENTIAL, COMMERCIAL AND UTILITY-SCALE GENERATION PLANTS. THE STUDY ALSO PROVIDES A GENERAL DESCRIPTION OF THE REGULATION IN THE COUNTRY AS REGARDS RENEWABLE DEVELOPMENT AS WELL AS DETAILS ON THE STATUS OF THE PV MARKET. THE STUDY SHOWS THAT THE MAIN VARIABLES TO BE EVALUATED IN THE PV COMPETITIVENESS ANALYSIS IN CHILE ARE THE EVOLUTION OF GENERATION COSTS (DEFINED SPECIFICALLY FOR EACH SEGMENT CONSIDERED) AND THE STATUS OF THE MARKET ELECTRICITY PRICES THAT ARE USED AS A BENCHMARK FOR EACH TYPE OF INSTALLATION.

The Chilean PV market

Chile is generally considered to be a country with a favourable environment for investing in photovoltaic systems. The north of Chile is one of the areas with the greatest solar resource in the world. Similarly in the rest of the country (except for the southern region) average levels are achieved that are higher than those recorded in sunny countries such as Spain and Italy.

The electricity market

Chile benefits from a liberalised electricity market structured around four electrical systems. The two main systems, the SING or Large Northern Interconnected System and the SIC, the Central Interconnected System, account for 99% of the national electricity consumption, each benefitting from their own operation platform.

Wholesale trading activities are carried out in a financial or a physical market:

- The financial market is based on bilateral contracts between generators and other private entities (generators, distributors, unregulated consumers, etc.). One of the most important means to establish these contractual agreements are public auctions organised by the distribution companies (which are compulsory to guarantee supply to regulated consumers). Traditionally, PV producers do not usually take part in this process, as auction rules dictate that the bidder must be able to supply the offered capacity all 8,760 hours a year. However, in December 2014 the first auction took place with different hourly blocks. As such the generation company was able to apply to only sell their energy during the block they wished (for example, from 08:00 to 18:00), thus allowing PV energy to take part in the process (solar energy reached 1,350 GWh/year).
- The spot market, where the physical energy transactions take place, is operated by the corresponding CDEC, Load Economic Dispatch Centre, in each interconnected system (CDEC-SIC and CDEC-SING). Each CDEC coordinates the operation of the electrical installations that are interconnected to the system. This market



Planta fotovoltaica Pozo Almonte. Foto cortesía de SolarPack
Pozo Almonte PV plant. Photo courtesy of SolarPack

eléctricas que funcionan interconectadas al sistema. Este mercado es exclusivo para las empresas generadoras, las cuales venden su exceso de generación o adquieren electricidad en caso de déficit para el cumplimiento de sus compromisos contractuales. El generador vende su electricidad al precio nodal spot, el cual se basa en el coste marginal horario de generación calculado por el CDEC.

En cuanto al mercado retail de electricidad, aquellos clientes con una potencia contratada de menos de 500 kW deben acudir al mercado regulado. En él, las empresas distribuidoras actúan como monopolios regionales en sus correspondientes áreas de concesión, traspasando al cliente la tarifa eléctrica establecida por la autoridad según ratios de eficiencia del ejercicio eléctrico.

Desde el punto de vista de un generador renovable existen diferentes modalidades para comercializar electricidad fotovoltaica en el mercado:

- Mercado spot. Participación en el mercado spot de compra venta de energía. Este mercado presenta una elevada volatilidad de los precios. Las instalaciones típicas son del orden de decenas/centenas de MW y el precio de referencia es el precio del mercado spot.
- Licitaciones reguladas. Contratos regulados con las empresas distribuidoras que se concretan en una licitación pública con igualdad de competencia entre tecnologías. En diciembre 2014, se establecieron por primera vez bloques horarios para las subastas., lo que permitió el acceso a este proceso a la generación fotovoltaica. Las instalaciones típicas son del orden de decenas/centenas de MW y el precio de referencia es el precio alcanzado en la licitación o subasta.
- Contrato PPA con cliente libre. Grandes consumidores de electricidad que realizan un contrato bilateral libre de compra-venta de energía con un generador renovable, por ejemplo las empresas mineras del norte del país. Las condiciones de los PPA todavía son muy ajustadas pero ya se han empezado a concretar los primeros contratos fotovoltaicos. Las instalaciones típicas son del orden desde centenas de kW a decenas de MW y el precio de referencia es el precio acordado libremente en el contrato PPA.
- Instalaciones autoconsumo (con conexión a red). Actualmente existe una regulación de tipo net billing para instalaciones de menos de 100 kW. Los excedentes fotovoltaicos son valorados económicamente, siendo esa cantidad recuperada en facturas posteriores. El precio de referencia es de la tarifa final para cliente regulado.
- Instalaciones aisladas. Instalaciones para autoconsumo en zonas aisladas. Son normalmente instalaciones de menos de 10 kW. El precio de referencia viene marcado por el de otras tecnologías y por el precio de las infraestructuras.

Apoyo regulatorio a la generación fotovoltaica en Chile

Los primeros incentivos para el fomento del desarrollo de las energías renovables en Chile fueron establecidos por la Ley 19.940/2004, cuyas principales características son:

is exclusive to generators which sell their excess generation or acquire electricity in the case of deficit, in line with their contractual commitments. The generator sells its electricity at the nodal spot price which is based on the hourly marginal generation cost calculated by the CDEC.

As regards the retail electricity market, those clients with a contracted capacity of less than 500 kW have to participate in the regulated market. Here the distribution companies act as regional monopolies in their corresponding concession areas, transferring to the client the electricity tariff established by the authorities in line with the efficiency ratios of the electricity financial year.

From the standpoint of a renewable generator, there are different formats for trading PV energy on the market:

- Spot market. Participation on the spot market, buying and selling energy. This market has a level of price volatility. Typical installations are in the region of tens/hundreds of MW and the benchmark price is the spot market value.
- Regulated tenders. Regulated contracts with distribution companies that are established by public tender independently of the competition between technologies. In December 2014, hourly blocks were established for the first time in tenders, giving PV generation access to this process. The typical installations are in the order of tens/hundreds of MW and the benchmark price is the price achieved in the tender or auction.
- PPA contract with a free client. Big electricity consumers that enter into a free bilateral energy sale-purchase with renewable generators, for example, mining companies in the north of the country. PPA conditions are still very tight however the first PV contracts are starting to be formalised. The typical installations range from hundreds of kW to tens of MW and the benchmark price is that freely agreed under the PPA contract.
- Self-consumption installations (on-grid). Currently there is net billing type regulation for installations < 100 kW. The PV surplus is economically assessed with this amount being recovered on subsequent energy bills. The benchmark price is that of the end-use tariff for the regulated client.
- Off-grid installations. Self-consumption installations in isolated areas. These are usually installations < 10 kW. The benchmark price is established by that of other technologies and by the charging infrastructures.

Regulatory support for PV generation in Chile

The first incentives to promote the development of renewable energy in Chile were established by Act 19,940/2004. Its main characteristics are as follows:

- Securing the right of any generator to sell energy and power on the spot market.
- Establishing non-discriminatory conditions for generators of < 9 MW, permitting sale at a stabilised price.
- Total or partial freedom from paying the transmission toll for renewable sources of < 20 MW.

Subsequently, Act 20,018/2005 allowed distributors bid for long-term contracts at prices that are not subject to the variation in the nodal price. As such they can tender for power blocks at pre-established long-term prices, facilitating renewable investment.

Two laws that followed, Act 20,257/2008 and Act 20,698/2013, established mandatory trading quotas of renewable energy

- Asegura el derecho a la venta de energía y potencia en el mercado spot a cualquier generador.
- Establece condiciones no discriminatorias para generadores <9 MW, permitiendo vender a precio estabilizado.
- Libera total o parcialmente del pago del peaje de transmisión troncal para fuentes renovables <20 MW.

Posteriormente la Ley 20.018/2005 permitió a las distribuidoras licitar contratos a largo plazo a precios no sujetos a la variación del precio de nudo. De modo que se licitan bloques de potencia a precios prefijados a largo plazo, facilitando la inversión renovable.

Dos leyes posteriores la Ley 20.257/2008 y la Ley 20.698/2013 establecieron cuotas obligatorias de comercialización de energía renovable para las empresas que comercialicen electricidad en sistemas con potencia instalada superior a 200 MW (Sistemas Interconectados) con distribuidoras o clientes finales. Las cuotas establecidas son:

- Para los contratos celebrados entre el 31 de agosto 2007 y el 1 de julio 2013, se debe acreditar que el 5% (hasta 2014) de la electricidad comercializada anualmente (en el total de los sistemas eléctricos) proviene de generación renovable; a partir de 2015 la obligación aumenta paulatinamente (0,5% anual) hasta el 10% en 2024
- Para contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación es de 5% con incrementos de 1% anuales hasta llegar al 12% en el año 2020, incrementos anuales de 1,5% desde el 2021 hasta el 2024 y un incremento del 2% en el 2025 para llegar a 20%

Además se establecen penalizaciones económicas por incumplimiento, los primeros tres años de incumplimiento: 27,92 US\$/MWh incumplido y a partir de los tres años: 41,88 US\$/MWh incumplido.

Marco regulatorio para el autoconsumo fotovoltaico

En marzo de 2012 se aprobó la regulación de Net Billing para instalaciones fotovoltaicas con potencias de hasta 100 kW (Ley 20.571/2012). Este mecanismo se hizo efectivo en septiembre de 2014 con la publicación de los requisitos técnicos específicos. Los excedentes de electricidad fotovoltaica vertidos a la red se valoran económicamente y se deducen del consumo eléctrico del productor fotovoltaico en facturas posteriores. Si esto no fuera posible, el consumidor obtendría una compensación monetaria por parte de las compañías eléctricas.

La Ley de Cuotas Renovables, comentada en el anterior apartado, es también un impulso muy positivo para la fotovoltaica. De cara a esta ley las comercializadores pueden generar su propia electricidad renovable, comprarla a terceros o comerciar con los excedentes renovables de otras empresas comercializadoras, este hecho podría alentar a que las compañías eléctricas apoyaran el desarrollo del mercado de autoconsumo fotovoltaico.

De acuerdo con todo lo anterior se considera que Chile presenta un marco regulatorio favorable al autoconsumo fotovoltaico. Sin embargo, es necesario destacar que en el caso del Net Billing, la electricidad cedida a red recibe una compensación económica inferior al costo de electricidad regulada lo que lastra el atractivo del sistema.

Evolución de las tarifas eléctricas

Los precios regulados de la electricidad en Chile han presentado una tendencia creciente en todos los segmentos en los últimos diez años, lo que podría favorecer la decisión de realizar inversiones en sistemas fotovoltaicos. En cuanto al mercado mayorista, los precios también muestran una tendencia ascendente en la última década.



Inauguración de Pozo Almonte. Vista aérea. Foto cortesía SolarPack | Pozo Almonte inauguration. Aerial view. Photo courtesy of SolarPack

for companies that sell electricity on systems with an installed capacity of over 200 MW (Interconnected Systems) to distributors or to end clients. The quotas established are:

- For contracts entered into between 31 August 2007 and 1 July 2013, 5% (up to 2014) of the electricity traded every year (for all electricity systems) must be accredited to have originated from renewable generation; as from 2015 the requirement increases by 0.5% per year up to 10% in 2024.
- For contracts signed after 1 July 2013, the requirement is 5% with annual increases of 1% up to 12% in 2020; annual increases of 1.5% from 2021 to 2024; and a final increase of 2% in 2025 to reach 20%.

In addition economic penalties are established in the event of non-compliance: the first three years for each Mwh in non-compliance, 27.92 US\$/MWh and as from three years, 41.88 US\$/MWh for each non-compliant Mwh.

Regulatory framework for PV self-consumption

In March 2012 the Net Billing regulation was approved for PV installations with capacities of < 100 kW (Act 20,571/2012). This mechanism entered into force in September 2013 with the publication of the specific technical requirements. The surplus PV electricity fed into the grid is economically valued and is deducted from the electric consumption of the PV producer on their next energy bills. If this is not possible, the consumer will receive a monetary compensation from the electricity companies.

The Renewables Quotas Act, as mentioned above, is also a very positive stimulus for PV energy. As a result of this law the marketing companies can produce their own renewable electricity, buy it from third parties or trade the renewable surplus of other companies. This fact could encourage the utilities to support the development of the PV self-consumption market.

In line with all the above it can be deduced that Chile offers a regulatory framework that is supportive of PV self-consumption. However, it is necessary to highlight that in the case of Net Billing, the electricity fed into the grid receives a lower economic compensation compared to the regulated cost of electricity which rather takes the shine off the attractions of the system.

Evolution of the electricity tariffs

Chile's regulated electricity prices have shown an upwards trend in all sectors over the past ten years, a factor that could favour

da. Este mercado ha presentado una alta volatilidad a lo largo de la última década, alcanzando diferencias anuales de más de 90 US\$/MWh. El SIC depende en gran medida de la generación hidroeléctrica por lo que existe cierta variación estacional que está altamente correlacionada con las condiciones hidrológicas de cada año. Además, la escasez de suministro de gas argentino también ha influido significativamente en los precios de generación.

Resultados del Grid Parity Monitor

Tanto para el segmento residencial como para el de grandes instalaciones de generación la evolución de las tarifas eléctricas ha sido menos favorable que la tendencia experimentada por el coste de generación, lo cual ha reducido la competitividad de la energía fotovoltaica en ambos segmentos. En el caso de las instalaciones comerciales, a pesar de que las tarifas eléctricas de referencia han decrecido aproximadamente un 10%, la reducción del LCOE (superior al 13%) ha contribuido a aproximar la paridad de red fotovoltaica en el mercado.

Comparando los valores absolutos de estos dos índices, la competitividad FV (en las localizaciones estudiadas) puede ser resumida tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Sector Sector	Ciudad City	Competitividad PV PV Competitiveness
Residencial Residential	Santiago	Parcial Partial
	Copiapó Copiapó	Plena Full
Comercial Commercial	Copiapó Copiapó	Cercana Close
A gran escala Utility-scale	Nodo Diego de Almagro Diego de Almagro node	Plena Full

En el segmento residencial, a pesar de que la reducción de los precios eléctricos retail de referencia ha sido mayor que la disminución del coste de generación fotovoltaica, la paridad de red sigue siendo una realidad en algunas zonas del país. Este hecho, unido a una regulación favorable al autoconsumo, representa una excelente oportunidad para un mayor desarrollo de este nicho del mercado fotovoltaico.

Para instalaciones comerciales, y a pesar de una ligera mejora en los últimos dos años, la paridad de red aún no se ha alcanzado principalmente debido a altos precios de las instalaciones, tasas de descuento elevadas y precios eléctricos de mercado excesivamente bajos.

En el caso de plantas fotovoltaicas para generación eléctrica a gran escala, existe plena paridad de generación en determinadas localizaciones del país. Los altos valores del mercado spot permiten un amplio margen para proteger al inversor frente a potenciales caídas de los precios eléctricos.

Es importante destacar que el hecho de que la competitividad fotovoltaica no haya sido alcanzada en algunos segmentos no es impedimento para que el mercado fotovoltaico siga desarrollándose en Chile.

Las motivaciones de los promotores fotovoltaicos pueden ser de índole variada y otros factores tales como criterios medioambientales, requerimientos de la industria para certificados verdes específicos o el poder asegurar un coste de suministro a largo plazo pueden contribuir al desarrollo de la tecnología.



Planta fotovoltaica Amanecer Solar CAP, 100 MW (Atacama). Foto cortesía de SunEdison Amanecer Solar CAP PV plant, 100 MW (Amanecer). Photo courtesy of SunEdison

the decision to invest in PV systems. As regards the wholesale market, prices are also demonstrating an upwards trend over the last decade. This market has shown a high level of volatility over the past decade, achieving annual differences in excess of 90 US\$/MWh. The SIC largely depends on hydroelectric generation which means a high level of seasonal variation that is very much related to the hydrological conditions of each year. In addition, shortages in the gas supply from Argentina have also had a significant impact on generation prices.

Results of the Grid Parity Monitor

For both the residential sector and utility-scale generation installations, the evolution of the electricity tariffs has been less favourable than the trend experienced in the cost of generation, which has reduced the competitiveness of PV energy in both segments. In the case of commercial installations, despite the fact that the benchmark electricity tariffs have decreased by approximately 10%, the reduction in the LCOE (more than 13%) has contributed to PV approaching grid parity.

Comparing the absolute values of these two indices, PV competitiveness (in the locations analysed) can be summarised as shown in the table.

In the residential segment, despite the fact that the reduction in retail reference electricity prices has been greater than the decrease in PV generation costs, grid parity continues to be a reality in some regions of the country. In fact, combined with a favourable self-consumption regulation, it represents an excellent opportunity for greater development of this niche market.

For commercial installations, and in spite of a slight improvement over the last two years, grid parity has still not been achieved mainly due to high PV installation prices in these installations, high discount rates and excessively low electricity market prices.

In the case of utility-scale PV generation plants, full grid parity exists in specific locations throughout the country. The high spot market prices provide a sufficiently wide margin to protect the investor from potential falls in the electricity prices.

It should be pointed out that the fact that PV competitiveness has not been achieved in some segments does not prevent the PV market from continuing its development in Chile. The motivation for PV developers can be many and varied and other factors such as environmental criteria, industry requirements regarding specific green certificates or the ability to guarantee long-term energy security can all contribute to the development of this technology.