

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**UBICACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS A LA RED EN EL MERCADO ELÉCTRICO  
PERUANO**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**David Richard Orosco Zumarán**

**PROMOCIÓN  
1998 - II**

**LIMA – PERÚ  
2005**

# INDICE

Resumen	iii	
Abstract	iv	
Capítulo I – Motivación y Justificación		
1.1	Presentación	1
1.2	El sistema de concesiones	2
1.3	El estado como regulador y planificador	4
1.4	El medio ambiente y el planeamiento en el sector eléctrico	5
1.5	Conciliando el mercado y el medio ambiente	7
Capítulo II - Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red		
2.1	Introducción	8
2.2	Sistemas fotovoltaicos	9
	2.2.1 El sistema fotovoltaico autonomo	11
	2.2.2 El sistema fotovoltaico conectado a la red	12
2.3	El estado del arte de los sistemas conectados a la red	14
2.4	La experiencia internacional en programas de incentivo a SFCR	16
Capítulo III - Estructura de los Mercados Eléctricos Desregulados		
3.1	Introducción	18
3.2	El mercado en el sector eléctrico	20
3.3	Estructura de los mercados eléctricos desregulados	21
3.4	El mercado de electricidad en operación	23
3.5	Definición resumida de los agentes del mercado - Caso Peruano	26
	3.5.1 Empresas de Generación	26
	3.5.2 Empresas de Transmisión	26
	3.5.3 Empresas de Distribución	26
	3.5.4 Clientes Finales	26
Capítulo IV - Ubicación de la Generación Distribuida en un Mercado Eléctrico Desregulado		
4.1	Introducción	28
4.2	Autoproducción en el mercado eléctrico	29
4.3	SFCR vistos como autoproducción con excedente	31
	4.3.1 Aspectos técnicos y comerciales de la inyección de electricidad en la red de distribución	32
	4.3.2 Oportunidades para generadores independientes	33
4.4	La experiencia peruana en la negociación del excedente de autoproducción	34

## Capítulo V - Tarifas de Abastecimiento de Energía Eléctrica para Clientes Conectados a la Red

5.1	Introducción	35
5.2	Precios de generación de potencia y energía	36
	5.2.1 Precios de transmisión	38
	5.2.2 Precios de distribución	40
5.3	Formación de la tarifa al cliente final - Caso Peruano	41
5.4	Análisis de la tarifa con única medición de energía (BT5)	45

## Capítulo VI – Evaluación Económica de Proyectos de Generación Fotovoltaica Conectada a la Red

6.1	Introducción	48
6.2	Definición del caso en análisis	49
	6.2.1 Beneficio del punto de vista del cliente	49
	6.2.2 El punto de vista del distribuidor	51
6.3	Correcta evaluación del beneficio del cliente	52
6.4	Precio de recompra o "buy-back rate" del mercado	53
6.5	Evaluación económica del caso en análisis - Ejemplo numérico	55

## Capítulo VII – Escenarios de Incentivo a la Generación Fotovoltaica

7.1	Introducción	58
7.2	Valor de mercado de la energía fotovoltaica	60
7.3	Valor económico de la energía fotovoltaica	61
7.4	Promoviendo SFCR en el mercado eléctrico	63
	7.4.1 Escenario Pasivo	64
	7.4.2 Escenario Activo	65

## Capítulo VIII - Conclusiones y Recomendaciones

8.1	Conclusiones	66
8.2	Recomendaciones para trabajos futuros	68

	Bibliografía	69
--	--------------	----

## **Abstract**

This work presents an analysis of economic, tariff and regulating issues related to the introduction of Grid Connected Photovoltaic Systems in a deregulated electric market context; a case study for the Peruvian electric market is realized. Based on the pricing system of the electric market, it is developed an economic assessment model that can be used by institutions interested in promoting this technology for generating electricity.

## **PRÓLOGO**

Este trabajo presenta un análisis de los aspectos económicos, tarifarios y regulatorios relacionados a la posibilidad de que clientes conectados a la red eléctrica convencional instalen sistemas PV en sus residencias como suministro paralelo de electricidad, dentro de un contexto de mercado eléctrico desregulado como es el caso peruano. Basado en el sistema de precios del mercado eléctrico, se desarrolla un modelo de evaluación económica que permite cuantificar las bondades económicas de los sistemas PV conectados a la red, explotando su característica de ser una de las alternativas de generación distribuida con niveles mínimos de polución.

El análisis es realizado considerando las tarifas eléctricas de los consumidores conectados a la red eléctrica convencional, esto es, el costo marginal de suministro de

potencia, la remuneración por el uso del sistema de transmisión y distribución y la formulación de la tarifa para el cliente final. También es considerado el hecho de que la energía PV es suministrada en horas de radiación solar, lapso durante el cual las empresas distribuidoras compran su energía a menores precios.

El resultado de este trabajo puede ser utilizado como una herramienta para la evaluación económica de programas para introducir sistemas PV conectados a la red como una opción para mejorar la participación de energía renovable dentro de la matriz energética de determinado país.

En el primer capítulo se presenta el marco conceptual que envuelve la actuación del Estado en la política pública relacionada al sector energético y el medio ambiente. Se analiza los principales conceptos socio-económicos relacionados a la función del Estado como regulador y promotor de políticas energéticas. Este análisis constituirá el marco conceptual dentro del cual se encaja la motivación y justificación del presente trabajo de tesis.

En el segundo capítulo se hace un breve abordaje de los aspectos tecnológicos de los SFCR, profundizando detalles del estado del arte de tales sistemas en lo que respecta a la propia conexión con la red eléctrica convencional. El entendimiento de estos aspectos técnicos será la clave para discutir las principales objeciones colocadas por las empresas de distribución de electricidad y para definir cual es la función de tales sistemas dentro

de la actual estructura del mercado eléctrico. Además de esto, se presenta una evaluación de la experiencia internacional en la implementación de los SFCR.

En el tercer capítulo se hace un abordaje de la estructura de los mercados eléctricos desregulados en general, describiendo de manera detallada el caso del mercado eléctrico Peruano. El desarrollo de este abordaje nos va a permitir ubicar los sistemas fotovoltaicos conectados a la red dentro de la estructura del mercado eléctrico.

En el cuarto capítulo se analiza cual es la situación de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCR) dentro de la estructura de mercado que caracteriza el nuevo escenario del sector energético. El capítulo quinto aborda el tema de la formación del precio en una estructura de mercado eléctrico. Aunque el objetivo sea explicar el caso Peruano, el abordaje es hecho de manera genérica para cualquier estructura de mercado eléctrico desregulado con Generadores, Transmisores, Distribuidores y Comercializadores como agentes participantes.

Los aspectos profundizados en los capítulos cuarto y quinto constituyen la base para el análisis de la evaluación económica de la incorporación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. En el capítulo sexto se inicia esta evaluación considerando solamente los beneficios privados que el mercado eléctrico y su estructura vigente le reconocen a este tipo de inversiones. Analizando el resultado de esta evaluación, en el capítulo octavo identificaremos en qué parte de la cadena del mercado y su sistema de

precios debería ser incorporado el beneficio social para luego proponer escenarios de incentivo a esta incorporación.

En el capítulo séptimo se presenta los resultados de un proyecto piloto de sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución de la empresa distribuidora Luz del Sur en la ciudad de Lima. El análisis se enfoca en los aspectos técnicos de la conexión en sí misma, los sistemas de protección y control necesarios para su funcionamiento en paralelo con la red, así mismo se presenta resultados de mediciones de analizadores de redes que monitorean la eventual inyección de perturbaciones del sistema fotovoltaico hacia la red.

Como ya se mencionó, en el capítulo octavo se profundiza en el análisis del valor que el sistema de precios del mercado atribuye a la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red, y que fue determinado en el capítulo sexto basado en el beneficio individual de un agente del mercado. De este modo podremos descubrir en qué parte de la cadena del mercado y su sistema de precios, debería ser incorporado el beneficio social de los SFCR y así proponer escenarios de incentivo para éstos.

Por último, el capítulo noveno resume las conclusiones del trabajo de tesis y plantea algunas recomendaciones de trabajos futuros de investigación relacionados al tema.

# **CAPÍTULO 1**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Presentación**

A fines del año 1992, el gobierno Peruano inició su proceso de reestructuración del sector eléctrico como parte de una serie de medidas económicas negociadas con el Banco Mundial. Mediante el Decreto Legislativo D.L. 25844, denominado “Ley de Concesiones Eléctricas”, se creó la estructura de mercado eléctrico que permitió la participación del inversionista privado en el sector; en el año 1995 fueron privatizadas las mayores empresas eléctricas de Lima y en los años siguientes se privatizaron las mayores empresas del interior del país.

Este proceso, además de haber proporcionado un nuevo escenario de actuación de las empresas de servicio eléctrico, también dio inicio a un nuevo escenario de actuación del gobierno en el sector energético; el Estado dejó la responsabilidad del abastecimiento de electricidad en manos de empresas privadas y se restringió a dos actividades principales dentro del sector: regular y fiscalizar el mercado.

Al inicio del proceso de reestructuración, se tenía la sensación de que el Estado estaba abandonando su responsabilidad para con la sociedad en un sector tan importante como es el sector energético. Sin embargo, esta sensación sólo se mantuvo durante los primeros años en los que el Estado se preocupó casi exclusivamente en el establecimiento de las reglas del mercado, en la implementación del sistema de precios, y en la implementación de un sistema de fiscalización de la actividad de las empresas eléctricas. Una vez estabilizado el funcionamiento del mercado, el Estado comenzó a asumir su verdadera función dentro del nuevo contexto del sector energético: promotor de la eficiencia del mercado, promotor de mecanismos de subsidio para regiones donde no es posible el funcionamiento del mercado y promotor de políticas energéticas. De esta manera, en lugar de lo que se podría haber esperado inicialmente, como resultado del proceso de reestructuración del sector eléctrico, el Estado quedó con mayor responsabilidad.

En este primer capítulo, se presenta el marco conceptual que envuelve la actuación del Estado en la política pública relacionada al sector energético y el medio ambiente. Se analiza los principales conceptos socio-económicos relacionados a la función del Estado

como regulador y promotor de políticas energéticas. Este análisis constituirá el marco conceptual dentro del cual se encaja la motivación y justificación del presente trabajo de tesis.

## **1.2 El Sistema de Concesiones**

La comprensión del sistema de concesiones es uno de los aspectos más apropiados para comenzar el entendimiento de la función del Estado en relación con el sector energético y el medio ambiente.

La interacción del ser humano con la naturaleza es caracterizada por tres factores principales: la tecnología usada, el trabajo ejecutado y particularmente, por el conjunto de reglas y convenciones que coordinan su comportamiento. En el conjunto de la interacción humana con la naturaleza, este conjunto de reglas representan las convenciones que las personas utilizan para controlar su uso del medio ambiente (Bromley, 1989). Estas convenciones son llamadas regímenes de propiedad, e incluyen dos componentes (Bromley, 1991):

1. Derechos de propiedad, que son el conjunto de títulos que definen los derechos y obligaciones relativos al uso de los recursos naturales.
2. Reglas de propiedad, que son las reglas bajo las cuales aquellos derechos y obligaciones son ejercidos.

Los tipos de regímenes de propiedad abarcan una diversidad casi infinita desde el libre acceso hasta la propiedad privada. En la tabla I-1 se puede encontrar una descripción de los principales tipos de regímenes de propiedad.

**Tabla I-1 ( Tipos de Regímenes de Propiedad**

<i>Tipo de Régimen</i>	<i>Propietario</i>	<i>Derechos del Propietario</i>	<i>Obligaciones del Propietario</i>
Propiedad Privada	Individuo	Uso socialmente aceptable; control del acceso	Evitar usos socialmente inaceptable
Propiedad Común	Colectividad	Exclusión de los no propietarios	Mantenimiento; Restringir tasas de uso
Propiedad Estatal	Ciudadanos	Determinación de reglas	Mantener objetivos sociales
Libre Acceso	Nadie	Tomar	Ninguna

Fuente: Hanna *et al.* 1996

El sistema de concesiones es generalmente utilizado dentro del régimen de Propiedad Estatal para controlar actividades económicas que hacen uso intensivo de recursos naturales y/o del medio ambiente. La actividad energética y minera, son claros ejemplos de actividades económicas que deberían estar sujetas a sistemas de concesiones.

En la legislación Peruana, el D.L. 25844, define como de “Servicio Público” al suministro de electricidad para uso colectivo, y establece un sistema de concesiones y autorizaciones para el desarrollo de actividades que envuelven generación, transmisión, distribución o comercialización de electricidad destinada al servicio público.

Una concesión es una autorización que el Estado otorga para que personas jurídicas realicen una determinada actividad económica que envuelve explotación y/o uso de

recursos naturales. Sin embargo, estas personas jurídicas están sujetas a obligaciones que el Estado se encarga de reglamentar y fiscalizar mediante organismos adecuados.

Mediante contratos de concesión, el Estado transfiere al sector privado la tarea de explotación de recursos naturales y bienes de servicio público. No obstante, el Estado mantiene la responsabilidad de reglamentar y planificar el uso adecuado de los mismos. Esta última responsabilidad, de planificación, adquiere una importancia relevante porque se trata de actividades económicas que envuelven considerables externalidades. De no ser así, el planeamiento no sería tan necesario, ya que se podría esperar que la búsqueda del máximo beneficio individual traiga el máximo beneficio social.

### **1.3 El Estado Como Regulador y Planificador**

Al implementar un sistema de concesiones, el Estado cambia totalmente el peso relativo de sus actividades; se desprende de su participación en la explotación de los recursos para enfocar su atención en la regulación y planeamiento de las actividades de los concesionarios encargados de dicha explotación, buscando el óptimo social. Sin embargo, es importante comprender que el planeamiento en este contexto no tiene el mismo carácter que aquel utilizado en economías de planificación centralizada. En el contexto de un sistema de concesiones, el Estado no determina lo que deberían hacer determinados concesionarios, sino que se encarga de dar señales económicas por medio de normas y políticas tarifarias y de determinar metas y límites.

El criterio fundamental detrás de cualquier proceso de planeamiento que va a dirigir las políticas de administración de los recursos naturales debería ser el criterio de Desarrollo Sustentable. El actual concepto de Desarrollo Sustentable incluye tres elementos importantes (Munasinghe, 1993):

- La visión económica, basada en el concepto de máximo flujo de ganancias que puede ser generado manteniendo el nivel de capital (recursos) que generó estos beneficios.
- La visión social, orientada a las personas, que busca mantener la integridad de los sistemas sociales y culturales, incluyendo la reducción de conflictos destructivos. La equidad es un aspecto importante en esta cuestión.
- La visión ambiental, enfocada a la estabilidad de los sistemas biológicos y físicos. El énfasis de esta visión se encuentra en la conservación de la elasticidad y de la capacidad de tales sistemas para adaptarse al cambio, en lugar de enfocarse en la conservación de un estado “ideal” de aquellos sistemas. La degradación de los recursos naturales, la polución, y la pérdida de la bio-diversidad, reducen la elasticidad del medio ambiente.

Sin embargo, son pocos los países que han desarrollado una estructura gobierno-academia-sociedad, al nivel de llevar a cabo un plan con un alcance adecuado a las exigencias del criterio de Desarrollo Sustentable. En la mayoría de los casos, las visiones sociales y ambientales no consiguen ser incorporadas dentro de los modelos de optimización que se acostumbra utilizar en la visión económica.

#### **1.4 El Medio Ambiente y el Planeamiento en el Sector Eléctrico**

La generación y abastecimiento de electricidad fue uno de los sectores económicos que estuvieron generalmente ligados al control del Estado. El planeamiento del desarrollo del sistema eléctrico era una actividad que las empresas eléctricas realizaban de acuerdo con los objetivos y presupuestos del gobierno de turno. En la mayoría de los países en desarrollo, entre ellos el Perú, se utilizaba para esta tarea modelos de optimización tales como el WASP, que se encargaba de determinar el mínimo valor presente del costo de expansión del sistema eléctrico para un determinado horizonte de planeamiento<sup>1</sup>. De este modo, el Estado buscaba encontrar el mínimo costo total de abastecimiento de electricidad para su sociedad.

En un contexto de concesiones, el Estado ya no tiene el poder para decidir si alguna empresa eléctrica debe o no ejecutar determinado proyecto de generación previsto en su plan de inversiones. Se podría pensar entonces que el planeamiento de la expansión del sistema ya no tendría sentido, pero en realidad en el nuevo contexto el planeamiento sólo cambio de carácter: el plan resultante deja de ser un plan mandatorio para convertirse en un plan indicativo de los proyectos de expansión que las empresas concesionarias podrían ejecutar.

Teóricamente, no sería necesario ningún plan indicativo, ya que en condiciones de competencia perfecta, la búsqueda de maximización de beneficios de muchas empresas de generación y la búsqueda de maximización de beneficios de muchos consumidores,

debería llevar a un estado que representa el máximo beneficio para la sociedad y que es conocido como el Óptimo de Pareto. Sin embargo, la producción de energía eléctrica es una de las principales actividades económicas responsables de la contaminación del medio ambiente (Goldemberg, 1998), y los costos asociados a esta contaminación no están siendo reflejados en los precios de mercado. Esto significa que el mercado no está optimizando la utilización de los recursos naturales porque no considera dichos costos en los precios de electricidad ofrecidos por los productores. Por lo tanto, es imperativo que el Estado como regulador y planificador del sector eléctrico, se encargue de promover mecanismos para incorporar los aspectos ambientales en el desarrollo del sistema, buscando encontrar un nuevo Óptimo de Pareto que incluya el costo ambiental.

En el Perú, como en muchos otros países, hasta ahora sólo se está haciendo un control ambiental de manera proforma en el proyecto, esto es, el Estado exige que cada concesionario presente un Estudio de Impacto Ambiental de sus proyectos de expansión<sup>2</sup>. Sin embargo, aún siendo elaborados de manera adecuada, existen inherentes limitaciones en este tipo de estudios para alcanzar los aspectos ambientales más importantes.

Los Estudios de Impacto Ambiental circunscritos en el proyecto tratan cuestiones locales y específicas del área donde el proyecto va a ser construido, buscando básicamente opciones de mitigación de los daños y/o evaluación de impacto

---

<sup>1</sup> En (International Atomic Energy Agency, 1984) se puede encontrar una buena revisión de los principios de planeamiento de expansión de sistemas de generación.

socioeconómicos locales que están asociados con la construcción del proyecto. Sin embargo, estos estudios son menos efectivos para evaluar aspectos de escala regionales, nacionales y globales tales como la lluvia ácida o la emisión de gases que contribuyen al incremento del efecto invernadero.

Los aspectos ambientales de escala mayor al local, pueden ser abordados sólo al nivel de planeamiento de desarrollo del sistema. En este nivel planeamiento, la cuestión fundamental no es si el impacto de un proyecto independiente es ambientalmente aceptable. La cuestión fundamental es cuales son los costos y beneficios ambientales de determinadas estrategias de desarrollo del sistema. En (Meier et al., 1994), se puede encontrar una propuesta interesante de cómo incorporar aspectos ambientales en el planeamiento del sector eléctrico usando “Multi-Attribute Analysis”<sup>3</sup>.

## **1.5 Conciliando el Mercado y el Medio Ambiente**

El funcionamiento del mercado debería garantizar el mínimo costo social de abastecimiento de energía eléctrica. Al incorporar aspectos ambientales, este mínimo costo social se eleva por las restricciones adicionales. Cuando se busca minimizar este nuevo costo social solamente con Estudios de Impacto Ambiental de proyectos aislados, nos movemos a niveles de costo social que no necesariamente corresponden al mínimo

---

<sup>2</sup> Además de esto, el Estado tiene un organismo que se encarga de controlar plantas en funcionamiento, pero que sólo alcanza a casos muy graves.

<sup>3</sup> Esa metodología ha sido desarrollada para situaciones donde se deben tomar decisiones que consideran más que un objetivo independiente. Su característica principal es la cuantificación, visualización y solución de las relaciones entre las decisiones en conflicto.

que se podría obtener. Siguiendo este camino, lo único que podríamos garantizar es el mínimo costo de mitigación del impacto ambiental de cada proyecto aislado.

Países como Alemania, USA, Japón, España entre otros, están apostando en la introducción de determinadas tecnologías de generación de electricidad basadas en fuentes renovables. La idea es promover la introducción de tecnologías cuyos costos de generación están en niveles tales que puedan ser consideradas buenas candidatas para, en el largo plazo, minimizar el costo total de abastecimiento de electricidad incluyendo el impacto ambiental.

La tecnología fotovoltaica se ha convertido en una de estas candidatas a participar de una nueva matriz energética con mayor presencia de fuentes renovables. El presente trabajo de Tesis representa un aporte en esa dirección.

## **CAPÍTULO 2**

# **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED**

### **2.1 Introducción**

En el año de 1978, la Universidad de Texas, Arlington, puso en operación el primer Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR). Desde esa fecha hasta hoy, la tecnología que permite incorporar sistemas fotovoltaicos como parte del sistema de abastecimiento de electricidad convencional ha tenido un avance significativo.

Los Sistemas Fotovoltaicos nacieron como una alternativa de generación de electricidad para pequeñas aplicaciones en lugares generalmente aislados o que no tenían

posibilidad de abastecimiento convencional de electricidad. El desarrollo de la fabricación de celdas y la utilización de nuevos materiales semiconductores, hicieron que el costo medio de generación de electricidad de estos sistemas alcance niveles muy atractivos para el caso específico de la electrificación rural. Sin embargo, la característica no poluidora de este tipo de tecnología de generación de electricidad, hizo que países preocupados con la reducción de los efectos ambientales del sector energético, incentiven la implementación de sistemas fotovoltaicos en áreas urbanas para que operen en paralelo con la red eléctrica convencional y de este modo mejorar la participación de las tecnologías renovables en su matriz energética.

Hoy en día, países como los USA, Alemania, España, Japón entre otros, han encontrado en la tecnología fotovoltaica una de las mejores candidatas para minimizar el costo total de abastecimiento de energía cuando se considera el medio ambiente. Prueba de esto son todos los programas de incentivo que dichos países están desarrollando precisamente en sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

En este capítulo se hace un breve abordaje de los aspectos tecnológicos de los SFCR, profundizando detalles del estado del arte de tales sistemas en lo que respecta a la propia conexión con la red eléctrica convencional. El entendimiento de estos aspectos técnicos será la clave para discutir las principales objeciones colocadas por las empresas de distribución de electricidad y para definir cual es la función de tales sistemas dentro de la actual estructura del mercado eléctrico. Además de esto, se presenta una evaluación de la experiencia internacional en la implementación de los SFCR.

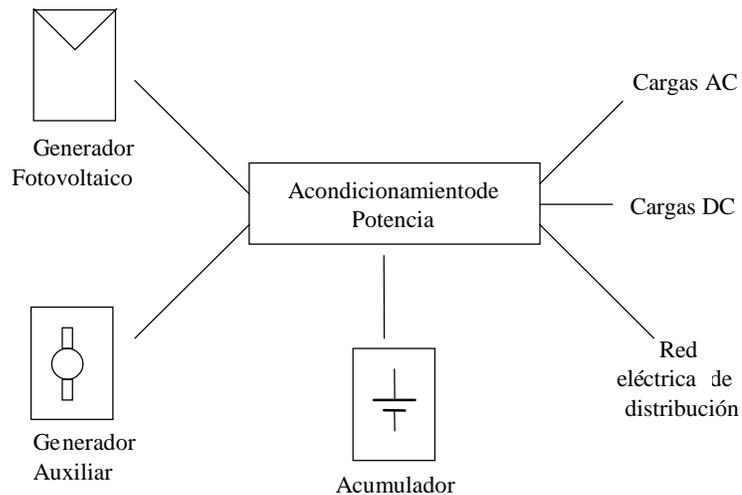
## **2.2 Sistemas Fotovoltaicos**

Un sistema fotovoltaico (SFV) es definido como un conjunto de equipamientos que permite transformar energía solar en energía eléctrica. En (Lorenzo, 1994), se presenta los siguientes componentes de un sistema fotovoltaico genérico:

- a) **Generador Fotovoltaico**, donde sucede la transformación de energía luminosa en energía eléctrica. El proceso de transformación es realizado por celdas de material semiconductor, capaces de producir corriente eléctrica cuando son expuestas a la luz solar. Para su aplicación práctica, esas celdas son agrupadas electricamente en diferentes combinaciones que permiten obtener los valores de corriente y tensión necesarios y finalmente son encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- b) **Generador Auxiliar**, que complementa al Generador Fotovoltaico en los momentos de insuficiente irradiación. En la mayoría de los casos este equipo es un generador termoeléctrico independiente que opera con Diesel o gasolina.
- c) **Acumulador de Energía**, que se encarga de almacenar energía cuando la demanda es menor que la producción del generador, o de entregar energía en caso contrario. En la mayoría de las aplicaciones está constituido por un acumulador electroquímico plomo-ácido. Algunas veces, en lugar de almacenar energía en acumuladores electroquímicos, se puede almacenar directamente el producto final del sistema: agua en los sistemas de bombeo, por ejemplo.
- d) **La Carga**, que utiliza la energía eléctrica producida por los generadores y que puede adoptar varias formas: equipamientos DC (lámparas de iluminación, radios, etc.), equipamientos AC (licuadoras, televisión), y también la propia red de distribución eléctrica convencional.

- e) **Un conjunto de equipamientos** que actúan como interface entre todos los definidos arriba y que ejerce las funciones de protección y control. De manera general, se agrupan bajo el nombre de acondicionamiento de potencia.

La figura 2.1 presenta un esquema que relaciona los diferentes componentes de un sistema fotovoltaico genérico. Dependiendo de la aplicación requerida el sistema deberá tener una combinación de los componentes mostrados.



**Figura 2.1. Sistema Fotovoltaico Genérico.**

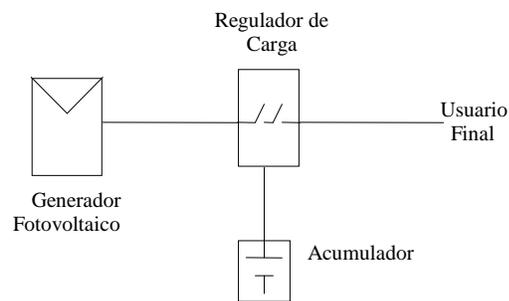
El SFV es caracterizado por la capacidad de generación de electricidad en determinadas condiciones patrón de irradianza<sup>1</sup>, de esta manera se puede referir a sistemas de 500 Wp, 700 Wp, 1 kWp, etc. Un SFV de 500 Wp por ejemplo, será capaz de entregar 500 W de potencia en condiciones patrón. Sin embargo, para una determinada capacidad nominal del sistema, la energía eléctrica generada por él dependerá básicamente del nivel de irradiación solar en el local de instalación<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Irradianza de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de celda igual a 25 °C e masa de aire AM 1.5.

<sup>2</sup> Para ser exactos depende también de otros factores como temperatura, nebulosidad, etc.

### 2.2.1 El Sistema Fotovoltaico Autónomo

La alternativa fotovoltaica se ha introducido de manera muy fuerte en las áreas rurales. Aún con costos de generación elevados en comparación con los sistemas convencionales de generación de las áreas urbanas, esta alternativa puede resultar más económica y sustentable que aquellas basadas en pequeñas unidades de generación termoeléctrica que necesitan de transporte de combustible. La figura 2.2, presenta un esquema del sistema fotovoltaico utilizado en áreas rurales, esta configuración es conocida comúnmente como sistemas fotovoltaicos autónomos.



**Figura 2.2.- Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico autónomo.**

Como se puede observar de la figura 2.2, el sistema autónomo es formado por tres equipamientos básicos:

- Generador Fotovoltaico, descrito líneas arriba. También conocido como panel o módulo fotovoltaico.
- Acumulador, también conocido como batería, es utilizado para almacenar la energía proveniente del generador.

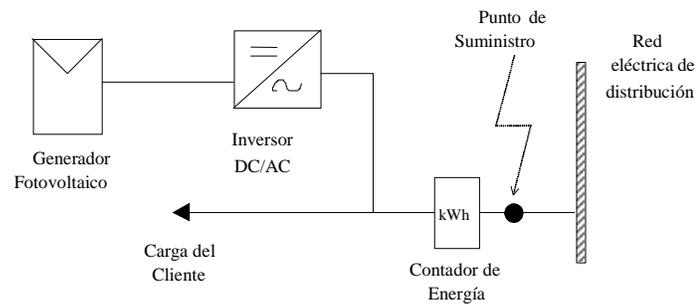
- Regulador de Carga, que es un equipamiento electrónico ajustado para administrar la energía que viene del generador y que sale del acumulador, buscando proteger la vida útil de este último.

### 2.2.2 El Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red

Otra aplicación de los sistemas fotovoltaicos, muy difundida en países industrializados, es utilizarlos en predios de áreas urbanas que ya tienen abastecimiento convencional de electricidad. Varios gobiernos de países como Alemania, España, Japón, USA, están promoviendo estos sistemas como una manera de incrementar la participación de tecnologías de generación de electricidad que sean no pulidoras del medio ambiente.

La figura 2.3, presenta un esquema de la configuración más simple de un sistema fotovoltaico conectado a la red. En la figura se puede observar los dos equipamientos básicos del sistema:

- Generador Fotovoltaico.
- Inversor DC/AC, que se encarga de transformar en AC la electricidad DC producida en el generador fotovoltaico.



**Figura 2.3.- Diagrama esquemático de un sistema fotovoltaico conectado a la red**

Un aspecto importante que se debe resaltar de estos sistemas, es el hecho de ser instalados para operar en paralelo con la red de distribución del sistema convencional de abastecimiento de electricidad. Esto es, el cliente está consumiendo electricidad de ambas fuentes simultáneamente, y si el consumo de energía fuera menor que la energía generada por el sistema fotovoltaico, el excedente de energía generada puede ser inyectado a la red de distribución.

Para obtener un valor aproximado de la energía que un SFCR podría generar, se puede utilizar el concepto de factor de capacidad, que relaciona la energía generada por el sistema en un determinado período con la energía que el sistema podría generar si trabajase a su capacidad nominal durante ese mismo período. La ecuación 2.1. presenta la definición formal del factor de capacidad (CF) utilizada de manera general para cualquier tipo de tecnología de generación.

$$CF = \frac{\int_0^T P(t) dt}{P_{no\ min\ al} \cdot T} \quad (2.1)$$

Donde,

- T : Período analizado.  
 P(t) : Potencia generada por el sistema en el instante "t" del período "T".  
 Pnominal : Potencia nominal del sistema.

Este factor es muy útil para hacer una estimación inicial de la energía que se puede obtener de un sistema fotovoltaico conectado a la red, ya que para tales sistemas el factor de capacidad (CF) tiene una faja de variación estrecha, [0,16 a 0,21] aproximadamente; el valor exacto va a depender justamente del nivel de irradiación solar en el local de instalación. Para localidades como Lima o Sao Paulo, asumir un valor dentro de la faja de [0,18 a 0,20] para hacer una estimación inicial conduce a resultados muy proximos de la realidad.

Si definimos la capacidad nominal de un SFCR como kWp, y el factor de capacidad del mismo como CF, podremos determinar la energía diaria que este SFV podrá entregar utilizando la siguiente ecuación.

$$kWh\_dia = kWp \cdot 24 \cdot CF \quad (2.2)$$

Para el caso de la ciudad de Lima, se puede asumir un factor de capacidad del sistema fotovoltaico de 0,1875. Entonces, utilizando la ecuación 2.2, tenemos que un sistema de 1 kWp en Lima generará aproximadamente 4,5 kWh al día.

### **2.3 El Estado del Arte de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red**

La experiencia de millares de sistemas operando en todo el mundo, ha demostrado que ya fue superada la etapa de maduramiento tecnológico de los SFCR visto como sistema de generación de energía eléctrica<sup>3</sup>. Programas de incentivo a este tipo de tecnología, como el caso del programa denominado “1000 techos fotovoltaicos”, ayudaron a que tanto los fabricantes como las empresas distribuidoras hicieran un esfuerzo conjunto para crear normas y especificaciones de los sistemas. De este modo, surgieron las normas IEC 364, VDE 0100 (Alemana) y finalmente la IEEE 929-2000. A continuación se presenta un resumen del estado del arte de los SFCR sobre cuatro aspectos tecnológicos de relevancia para el tema de este trabajo.

#### a) Modalidades de Conexión Eléctrica a la Red Convencional

La conexión eléctrica del SFCR con la red de distribución es realizada mediante el inversor DC/AC. Las normas existentes exigen que el inversor sea conmutado por la red, inversores auto-activados no son permitidos. La conexión puede ocurrir en baja tensión o en alta tensión.

---

<sup>3</sup> Se debe mencionar que la tecnología de fabricación de las celdas del generador fotovoltaico se encuentra en una etapa muy dinámica de nuevos desarrollos.

#### b) Sistemas de Medición

El sistema de medición debe registrar tanto la energía consumida por el cliente como la energía entregada a la red de distribución. Sin embargo, aún no están siendo comercializados de manera agresiva los contadores que en un único aparato registran ambas direcciones de flujo de energía de manera adecuada, esto es, con la precisión de medición requerida por la ley y con indicación separada de ambos valores. Por lo tanto, en la experiencia Alemana para tomar un ejemplo, se utilizó dos contadores independientes para registrar cada sentido de flujo de energía. Estos contadores son conectados eléctricamente en serie, en un punto de la línea de alimentación principal de la red de manera que en un contador se puede registrar la energía tomada de la red y en el otro contador se puede registrar la energía inyectada en la red. Ambos contadores deben tener una traba que impida el movimiento inverso del mecanismo.

#### c) Sistemas de Protección y Control

Vamos a centrar nuestro abordaje a los sistemas de protección y control de la conexión con la red. Este es uno de los aspectos que tiene relevancia para la empresa de distribución, ya que el SFCR va a estar conectado con la red de distribución que atiende a otros clientes y que necesita mantenimiento regular. Consecuentemente, los SFCR deben asegurar dos cosas:

- La formación de isla. Especialmente para casos en que la red de distribución fue desconectada para mantenimiento, los operarios de la distribuidora requieren tener seguridad de que la red se encuentra desenergizada para realizar sus tareas

de mantenimiento. Para esto el inversor debe tener la capacidad de aislar de la red de distribución al circuito de abastecimiento del SFCR. Se dice entonces que el inversor tiene la capacidad de formación de isla.

- Evitar daños en las instalaciones de otros clientes. Durante la operación de la red de distribución se pueden dar casos en que el SFCR inyecte energía eléctrica en niveles de tensión relativamente mayores que los nominales (220 V, en el caso Peruano).

#### d) Perturbaciones en la Red

Este talvez es el punto de mayor cuidado en la instalación de un SFCR. Estamos hablando de perturbaciones como resultado de oscilaciones armónicas y de variaciones de tensión que pueden ser producidas por el inversor en el momento de transformar la corriente continua en corriente alterna. Oscilaciones armónicas - oscilaciones senoidales con frecuencias de valores múltiplo de la frecuencia fundamental 60 Hz – pueden ocasionar sobrecargas térmicas de condensadores y motores así como perturbaciones de aparatos electrónicos. Considerando que estas perturbaciones tienen relación con la calidad del inversor utilizado en el SFCR, han sido desarrolladas normas que fijan los valores límites admisibles y que son la referencia para los fabricantes de inversores. La norma IEEE 929-2000 está justamente concentrada en las especificaciones que deben cumplir los inversores. Teniendo la seguridad de que un inversor cumple con esta norma, se puede garantizar que el SFCR correspondiente podrá ser instalado en cualquier punto de la red de distribución sin ningún problema para la misma.

## **2.4 La experiencia internacional en programas de incentivo a SFCR**

Más de una decena de países han tenido alguna experiencia de incentivo a sistemas fotovoltaicos conectados a la red. En (Nowak et al., 1997), se puede encontrar una buena descripción de tales experiencias desde el punto de vista del precio de recompra o "buy-back rate" que cada país está utilizando o utilizó en determinado programa. En (Moore et al., 1999), se presenta una optica Americana de estas experiencias. Merecen una mención especial los casos de Austria y Alemania, que independiente de los programas específicos que han implementado, reglamentaron por ley que toda generación de energía eléctrica de origen renovable, recibiera como mínimo 80% del valor de la tarifa de mercado. Con esto se consiguió diferenciar la energía eléctrica generada con tecnologías que usan fuentes renovables de aquella generada por tecnologías convencionales.

En el caso de programas de incentivo específicos, los más agresivos han sido el Alemán y el Suizo, que reconocen un precio de recompra entre 5 a 6 veces el precio de mercado. Después se tiene el caso de Japón, Holanda e Italia con un precio de recompra entre 1 a 1,2 veces el precio de mercado. Finalmente, Australia, Portugal, Francia y el Reino Unido, han implementado programas con precios de recompra menores que la mitad del precio de mercado.

Los mecanismos para la recaudación de los recursos para la sustentación de estos programas fueron diversos, pero el que recibió mejores resultados fue el utilizado por Alemania y España. En estas experiencias el programa es financiado por una pequeña

sobretasa en la tarifa de todos los clientes de las empresas eléctricas, que puede variar entre 0,6% y 1% del precio final de electricidad.

# **CAPÍTULO 3**

## **ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS DESREGULADOS**

### **3.1 Introducción**

En la década de los años 80, se desarrollaron los primeros trabajos que establecieron las bases conceptuales de la reforma de la industria eléctrica de la que hoy somos protagonistas. El paradigma del sistema eléctrico hasta antes de estas teorías era de empresas eléctricas verticalmente integradas, que tenían que abastecer una demanda colocando turbinas de generación y redes de transmisión y distribución.

Los trabajos pioneros de (Schweppe, 1978, 1980) vislumbraban la posibilidad de introducir competencia en la generación, basándose en la formación de precios instantáneos de la energía eléctrica (precios “spot”) y una estructura de mercado en la

generación, como una manera de hacer más eficiente el funcionamiento del sistema eléctrico. La idea de conceptualizar un sistema eléctrico constituido por varias empresas eléctricas, generación, transmisión y distribución no demoró en madurar. El primer país que implementó en la práctica los conceptos básicos de restructuración del sistema eléctrico fue Chile, en (Bernstein, 1988) se puede encontrar una buena descripción de esta experiencia. Sin embargo, fue en el Reino Unido donde maduró la idea no sólo de restructurar las empresas eléctricas según las ideas surgidas en los inicios de los años ochenta, sino también de privatizarlas y crear un mercado de energía eléctrica; se debe recordar que en marzo de 1988 Margaret Thatcher publicó su libro blanco “Privatizing Electricity”. De este modo, surge el concepto “mercado eléctrico”, que responde a la idea de creación de condiciones de mercado en la actividad eléctrica; esto es, básicamente la participación de inversionistas privados y un sistema de precios que responda a las leyes de la oferta y demanda.

El Banco Mundial asumió como suya la tarea de promover la creación de mercados eléctricos. Aunque los trabajos académicos que proponían reformas en el sector no hablaban necesariamente de privatización y sí de un sistema de precios basado en costos marginales (Munasinghe et al., 1982), el Banco Mundial condicionó<sup>1</sup> la negociación de financiamiento para el desarrollo del sector eléctrico a la adopción de un modelo privatizador.

---

<sup>1</sup> De manera sutil pero enérgica. Prueba de esto fue la exigencia de plazos para que sean privatizadas determinadas empresas.

El caso Peruano fue uno de aquellos que cedió casi completamente ante las propuestas privatizadoras del Banco Mundial. En el año de 1992, a pesar de ya haber implementado un sistema de precios basado en costos marginales para el sector eléctrico, el Estado peruano tuvo que contratar una empresa consultora propuesta por el Banco Mundial para iniciar el proceso de restructuración del sector eléctrico. El modelo implementado fue una adopción casi idéntica del modelo utilizado en Chile<sup>2</sup>.

En este capítulo se hace un abordaje de la estructura de los mercados eléctricos desregulados en general, describiendo de manera detallada el caso del mercado eléctrico Peruano. El desarrollo de este abordaje nos va a permitir ubicar los sistemas fotovoltaicos conectados a la red dentro de la estructura del mercado eléctrico.

### **3.2 El Mercado en el Sector Eléctrico**

Cuando se habla de mercado viene a nuestra mente la idea de competencia y la curva de oferta y demanda. Esto es, muchos compradores queriendo abastecer su demanda y muchos vendedores queriendo colocar su oferta, ambos intentando maximizar su utilidad y obteniendo de este modo un precio de equilibrio que representa el precio justo del bien o servicio. Entonces, la primera idea que se podría tener cuando se habla de mercado en el sector eléctrico es la de algún usuario de energía eléctrica con varios puntos de suministro en la entrada de su casa, cada uno correspondiente a una empresa de abastecimiento de electricidad. Este usuario, según esta idea, tendría que escoger entre una de estas empresas. Bien, en la realidad el funcionamiento del mercado eléctrico busca ser equivalente a la idea antes descrita.

---

<sup>2</sup> De hecho la empresa consultora contratada, SYNEX, estaba integrada por varias de las personas que habían liderado el proceso de reforma en Chile.

Sin embargo, para que esto sea posible, cada empresa de abastecimiento de energía eléctrica tendría que hacer su propia inversión en redes de transmisión y/o distribución, dando como resultado costos de abastecimiento mayores por la redundancia en las redes.

Fueron básicamente dos conceptos que hicieron posible la existencia del mercado en el sector eléctrico, obteniendo el efecto de competencia en los precios de abastecimiento y la capacidad de que el cliente escoja su suministrador de acuerdo con esos precios. El primer concepto fue la introducción de la tarificación de la generación de energía eléctrica basada en costos marginales<sup>3</sup>. El segundo fue la concepción del libre acceso a las redes de transmisión y distribución y la posibilidad de determinar una tarifa por este libre acceso<sup>4</sup>.

La figura del mercado en el sector eléctrico, gracias a esos dos conceptos, tomó la siguiente forma:

*Se tiene empresas productoras de energía eléctrica que compiten entre sí para colocar su energía en el mercado mayorista de electricidad. Este mercado mayorista entonces, abastece de energía al sistema en su conjunto. Como resultado de esta competencia entre los productores, se obtiene un precio de equilibrio de mercado, que representa el menor costo de generación para cada hora del día. La energía del mercado mayorista es llevada a los consumidores por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, usando para esto las redes eléctricas de empresas de transmisión y distribución que recibirán un pago por el uso de las mismas.*

---

<sup>3</sup> Ver (Munasinghe *et al.*, 1982).

<sup>4</sup> Ver (Tabors, 1994).

Según esta lógica de funcionamiento, todo cliente tiene la libertad de escoger cual comercializador quiere como suministrador, sin importar cuál es la empresa de transmisión y/o distribución propietaria de las redes que llegan al punto de abastecimiento de este cliente. Para esto, es preocupación del comercializador conseguir comprar energía al mejor precio en el mercado mayorista y conseguir clientes a quienes vender esa energía, sin preocuparse por la ubicación física de estos clientes, ya que el libre acceso a las redes de transmisión y distribución garantiza que él, el comercializador, pueda utilizar esas redes para atender a su cliente, siempre que realice el pago por el uso de estas redes.

### **3.3 Estructura de los Mercados Eléctricos Desregulados**

Con la lógica del mercado que fue descrita en la sección anterior, no es muy difícil imaginar cual es la estructura que el mercado debería tener. Sin embargo, en la aplicación práctica, cada país puede generar, como de hecho lo hicieron, variantes de estructura de mercado dependiendo de las dimensiones y características de sus correspondientes sistemas eléctricos, económicos y financieros.

Por ejemplo, países con un sistema eléctrico preponderantemente hidráulico, generalmente tendrán un precio “spot” de electricidad muy volátil. Por lo tanto, necesitarán de empresas comercializadoras con buena capacidad de administrar el riesgo inherente. Esto significa tener la disponibilidad de adecuados instrumentos de

administración de riesgo ofrecidos por instituciones financieras con capacidad de sustentar una “clearing”<sup>5</sup> del volumen financiero en riesgo.

Para explicar en detalle cuáles son los participantes, o también llamados agentes de mercado, y cuáles son las transacciones físicas, comerciales y financieras entre ellos, vamos a tomar el caso Peruano como un buen ejemplo de una estructura básica de mercado eléctrico y a partir de ella explicaremos estructuras más sofisticadas.

Tal como fue explicado en el primer capítulo, el fundamento institucional en que está basada la estructura del mercado eléctrico es el Sistema de Concesiones. En el Perú, en noviembre de 1992 fue promulgada la denominada “Ley de Concesiones Eléctricas” (LCE), donde se define el abastecimiento regular de energía eléctrica para uso colectivo como de “utilidad pública” (Ar. 2, LCE), denominando al mismo de “Servicio Público de Electricidad”. Y se definió un sistema de concesiones para toda persona natural o jurídica que quiera desarrollar las siguientes actividades (Art. 3, LCE):

- Generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 10 MW;
- Transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran autorización del mismo para su uso;
- Distribución de energía eléctrica para el Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere 500 kW.

Además, en la misma Ley se define un Sistema de Autorizaciones para desarrollar actividades de generación termoeléctrica, hidroeléctrica y geotérmica que

---

<sup>5</sup> Institución que mediante un sistema de cobro de márgenes de negociación, se encarga de cubrir posibles fallas de pago de alguno de los involucrados y así evitar la quiebra del sistema como conjunto debido al efecto dominó.

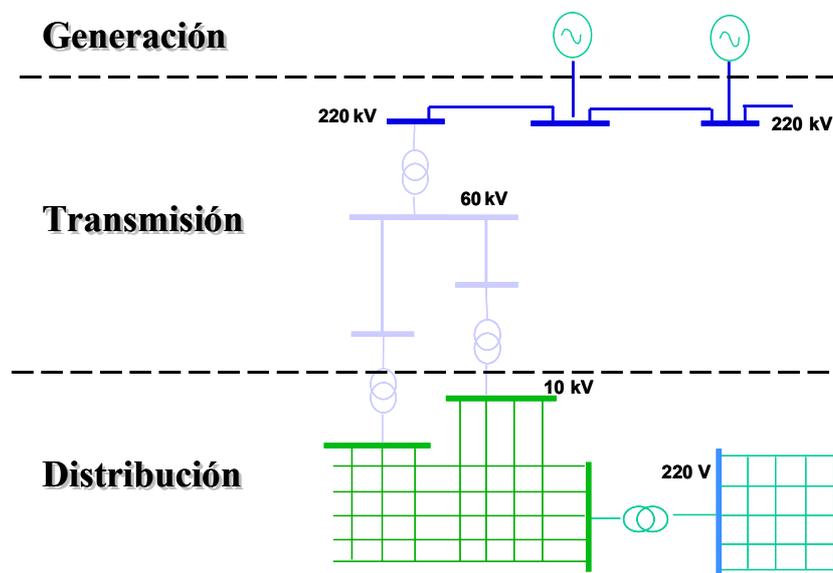
no requieren de concesión, cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW (Art. 4, LCE).

Las actividades de generación, con potencia instalada menor que 500 kW, pueden ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente (Art. 7, LCE). Este artículo de la Ley será relevante más adelante en el capítulo cuarto, cuando expliquemos la ubicación de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red en la estructura del mercado eléctrico.

De este modo, en la Ley de Concesiones, el Estado Peruano definió los tres principales agentes del mercado eléctrico: Generadores, Transmisores y Distribuidores. Un cuarto agente del mercado, el Comercializador, no fue definido de manera explícita, ni de manera independiente en el Perú. Las actividades de comercialización, esto es, el hecho de realizar contratos de compra de energía eléctrica a uno o más productores para ofrecer contratos de venta de energía a uno o más clientes, en el caso Peruano fueron dejadas tanto para los Generadores como para los Distribuidores.

La figura 3.1, presenta un esquema de la estructura del mercado eléctrico en el Perú, donde se identifican los agentes del mercado con sus respectivas instalaciones eléctricas. En otros países, como el caso de Colombia por ejemplo, existe la figura del Comercializador “Puro”, esto es, una empresa que no tiene instalaciones eléctricas. Cualquier otra estructura del mercado estará basada en estos cuatro agentes del mercado: Generadores, Transmisores, Distribuidores y

Comercializadores. Sin embargo, no debemos olvidar que existe otro agente de mercado que es indispensable: El Cliente Final.



*Figura 3.1.- Estructura básica del mercado eléctrico Peruano.*

### **3.4 El Mercado de Electricidad en Operación**

Para entender en profundidad el funcionamiento del mercado, es necesario introducir el concepto de Mercado Mayorista de Electricidad. Aunque la figura del Comercializador no exista de manera explícita en el Perú, para efectos de explicar el funcionamiento del mercado, vamos a abstraer esta figura que se encuentra implícita en la definición del Genrador y Distribuidor que hace la Ley Peruana.

Toda empresa productora de energía eléctrica que quiera vender su energía en el mercado de electricidad deberá colocar a disposición sus unidades de generación para que sean operadas de acuerdo al programa de despacho efectuado por el Operador Independiente del Sistema, que es el organismo encargado de la operación del Mercado Mayorista de Electricidad. Entonces, la operación de las unidades de

generación es independiente de la voluntad de cualquier agente del mercado y es reallizada de acuerdo al programa de despacho que es realizado buscando minimizar el costo total actualizado de producción de electricidad. Como resultado de este programa de despacho, se obtiene el precio “spot” de electricidad que será la referencia de los precios para los contratos de compra y venta entre los diferentes agentes del mercado.

Lo que sucede en realidad es que cada empresa productora del mercado va a vender toda su producción, en el momento que le toque producir, en el Mercado Mayorista, al precio “spot” de electricidad. En cada oportunidad que le toque producir, la empresa va a recuperar como mínimo el costo variable de la operación de su unidad de generación<sup>6</sup>. Productores con unidades de generación de menores costos variables, hidroeléctricos por ejemplo, tendrán mayor participación en el despacho de energía y viceversa. Sin embargo, independiente del nivel de generación del productor, este tiene la posibilidad de hacer contratos con otros agentes del mercado para la venta de su energía producida, o de energía comprada a otros productores. De esta manera el productor se convierte en Comercializador.

Si este productor no tiene ningún contrato de venta de energía, sólo va a recibir un pago por la energía producida por sus inidades de generación, valorizada al precio “spot” de electricidad calculado en el Mercado Mayorista. En caso tenga contratos de venta de energía, sólo va a recibir el pago por la energía demandada por sus clientes, valorizado al precio acordado en el contrato, pero también va a tener que pagar (en el

---

<sup>6</sup> En el capítulo quinto se va a explicar que el precio “spot” para cada hora va a ser el costo marginal de generación. Para el caso de la energía, este costo marginal va a ser el mayor costo variable de la planta que se encuentre en operación durante ese período.

Mercado Mayorista) la diferencia entre la energía cedida y la energía que sus unidades generaron, siempre valorizados al precio “spot” de electricidad.

Todo comercializador de energía eléctrica va a tener que comprar del Mercado Mayorista de manera directa o indirecta. Será de manera directa para los productores, esto es, Generadores que tienen contratos de venta de energía. Y será de manera indirecta para Comercializadores que hacen contratos de compra de energía con Generadores. Se debe observar que las empresas Generadoras son al mismo tiempo empresas Comercializadoras.

Por lo tanto, el Mercado Mayorista cumple un papel muy importante en el funcionamiento del Mercado Eléctrico. Es allí donde sucede la formación del precio de electricidad. La idea central del Mercado Eléctrico Desregulado es que los Productores compitan por colocar su energía generada en el despacho diario realizado en el Mercado Mayorista, al mismo tiempo que los Comercializadores compitan para conseguir mayor cantidad de contratos de venta de energía ofreciendo el menor precio posible. Esa competencia llevaría al óptimo de Pareto. Sin embargo, esta situación ideal no puede ser alcanzada de inmediato, se necesita de una etapa de transición para madurar las condiciones de competencia. De hecho es esa etapa de transición la que va a marcar las diferencias entre los procesos de desregulación implementados por los diferentes países de nuestro continente.

En esta etapa de transición, se crea toda la estructura de mercado descrita anteriormente, pero el Estado se queda con el control de los precios de la mayor parte del mercado. Esto es hecho definiendo dos tipos de clientes finales: Clientes Finales

de Precios Regulados (Clientes Regualdos), y Clientes Finales de Precios Libres (Clientes Libres). Para definir qué cliente final va a tener la posibilidad de entrar a la lógica de escoger su suministrador y aprovechar la competencia de precios, el Estado define un límite de capacidad de demanda a partir del cual un cliente puede ser cosniderado Cliente Libre. En el Perú ese límite es de 1000 kW desde que comenzó el proceso de reforma; en Argentina fue inicialmente de 1000 kW pero hoy está en 600 kW. En la medida que la mayor parte de los clientes se va convirtiendo Cliente Final de Precio Libre, el mercado se va convirtiendo más desregulado.

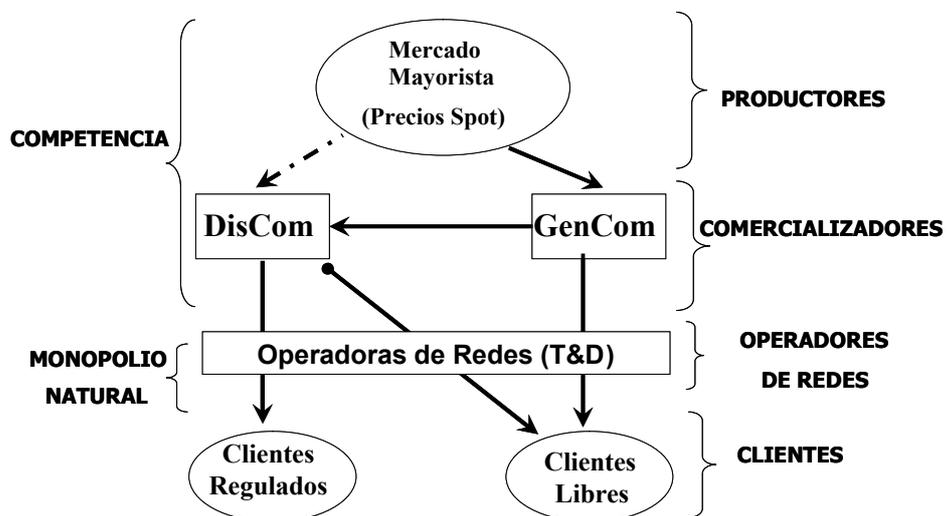
La figura 3.2 presenta un diagrma que resume las transacciones comerciales de compra y venta de energía entre los agentes del mercado para el caso Peruano. En ella tanto el Generador como el Distribuidor representan Comercializadores<sup>7</sup>. Cada flecha en la figura representa una posible transacción de venta de energía “de → hacia”. Las empresas Generadoras pueden vender energía a empresas Distribuidoras, que también pueden vender energía a Clientes Finales, tanto Regulados como Libres. Las empresas Generadoras no pueden vender energía a Clientes Regulados, pero pueden vender energía a otras empresas Generadoras.

En esta figura 3.2 se puede apreciar que tanto las empresas de distribución como las empresas de generación tienen dos roles en el mercado. Los generadores se comportan como productores al interior del mercado mayorista y a su vez tienen un rol de comercializadores de energía (GenCom). Así mismo, las empresas de

---

<sup>7</sup> Recordemos que en el caso Peruano sólo existen dos posibles Comercializadores, el Generador y el Distribuidor. No existe la figura del Comercializador "puro".

distribución se comportan como operadores de redes de distribución pero también desempeñan el rol de comercializadores de energía (DisCom).



*Figura 3.2. Transacciones de compra y venta en el mercado eléctrico Peruano.*

### **3.5 Definición Resumida de los Agentes del Mercado - Caso Peruano**

A continuación se presenta un resumen de la definición de los agentes que participan de la estructura del mercado eléctrico en el Perú. En el próximo capítulo vamos a ubicar los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red dentro de esta estructura de mercado.

#### **3.5.1 Empresas de Generación**

Son propietarios de unidades de generación de energía eléctrica que tienen la función de productores dentro del mercado. Estos productores colocan sus unidades de generación a disposición de un organismo central que organiza el despacho de todas las unidades disponibles. Cada productor, haciendo el papel de Comercializador, tiene la posibilidad de realizar contratos de venta de energía eléctrica a empresas Distribuidoras o a Clientes Libres.

#### **3.5.2 Empresas de Transmisión**

Son propietarios de sistemas de transmisión de energía eléctrica, que tienen la función de transportistas dentro del mercado. Las redes de transmisión de estas empresas son de libre acceso para los productores, que realizan un pago por el uso de las mismas. Las empresas de transmisión no realizan contratos de compra y venta de energía eléctrica, su función es únicamente de transportistas de energía.

### 3.5.3 Empresas de Distribución

Son propietarios de sistemas de distribución de energía eléctrica, que tienen la función de distribuidores y comercializadores dentro del mercado. Estas empresas de distribución realizan contratos de compra de energía con uno o más productores y la distribuyen a través de sus redes hasta los clientes finales, con los cuales tienen contratos de suministro de electricidad.

### 3.5.4 Clientes Finales

Son usuarios de energía eléctrica que tiene la función de consumidores dentro del mercado. En principio los consumidores pueden realizar contratos para su suministro de energía eléctrica tanto con las empresas de distribución como con las empresas Generadoras directamente.

# **CAPÍTULO 4**

## **UBICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUÍDA EN UN MERCADO ELÉCTRICO DESREGULADO**

### **4.1 Introducción**

En las tres última decadas, la realidad del sector energético de los países Latino-Americanos ha estado asociada con empresas estatales que tenían el monopolio en el abastecimiento de energía, por lo tanto era el Estado quien tenía el control sobre las decisiones de inversiones en la expansión del sistema. El tema de las fuentes de energía renovables en este contexto, siempre fue considerado de manera marginal o secundaria. El único esfuerzo relevante que se puede mencionar es el caso del

gobierno Brasileño que con su programa pro-alcohol consiguió disminuir el uso de combustibles fósiles utilizando biomasa, específicamente caña de azúcar.

Hoy, el sector energético entró en una etapa en que el Estado deja de ser el principal inversionista y deja que sean los inversionistas privados que participen en el desarrollo del sistema eléctrico. Se crea entonces una estructura de mercado que busca conseguir un abastecimiento económico, confiable y suficiente basado en la competencia.

En este cuarto capítulo, se analiza cual es la situación de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCR) dentro de la estructura de mercado que caracteriza el nuevo escenario del sector energético. Los resultados indican que en lugar de representar un problema para el incentivo de fuentes renovables, el mercado energético y su sistema de precios, hacen más transparente el análisis económico e institucional de programas de incentivo para este tipo de tecnologías.

#### **4.2 Autoproducción en el Mercado Eléctrico**

En la explicación de la estructura y funcionamiento del mercado que fue realizada en el capítulo anterior, no se menciona de manera explícita el caso de personas naturales o jurídicas que tienen sus propias unidades de generación para abastecer, total o parcialmente, su consumo de energía. Este es el caso de los llamados Autoprodutores, que generalmente son industrias de mediano o grande porte y que poseen sistemas de generación autónomos, generalmente ligados a su proceso productivo. Esto es, unidades de ciclo combinado para producción de vapor

y electricidad utilizando algún derivado de petróleo, carbón o algún otro combustible.

La mayoría de la veces estos Autoprodutores tienen una capacidad de generación de electricidad excedente, que de acuerdo con el caso, es aprovechada inyectandola a la red del sistema eléctrico convencional. Pero, por el hecho de que las unidades de generación están íntimamente ligadas al proceso productivo del propietario, la capacidad excedente tiene un comportamiento variable que en el mejor de los casos puede ser estacional, pero que va a depender básicamente del régimen de carga del proceso productivo.

El sistema de concesiones Peruano establece (Arts. 3°, 4°, 7° y 38°, LCE) las siguientes condiciones para toda persona natural o jurídica que desee generar energía eléctrica, independiente del destino de la energía generada:

- Ningún tipo de restricción, para unidades de capacidades menores a 500 kW.
- Solicitar Autorización Simple, para unidades de capacidades entre 500 kW y 10 MW.
- Solicitar Autorización y Estudio de Impacto Ambiental, para unidades térmicas de capacidad superior a 10 MW.
- Solicitar Concesión con Estudio de Impacto Ambiental, para unidades hidroeléctricas de capacidad superior a 10 MW.

En cualquiera de los casos mencionados la instalación y operación de la unidad de generación debe cumplir las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente.

En la estructura de mercado establecida por la legislación Peruana, los Autoproductores son considerados Generadores que consumen toda o parte de la energía producida por sus unidades. Cuando el Autoproducer comercializa su excedente de producción de electricidad en el mercado, se pueden presentar dos situaciones:

1. Vender su energía en el mercado mayorista, esto es inyectando su energía excedente en el sistema sin realizar ningún contrato de venta de energía con otro comercializador; o
2. Realizar algún contrato de venta de energía con otro comercializador.

En el primer caso el Autoproducer sólo precisa informar al Operador Independiente del Sistema el valor aproximado de la potencia y energía excedente que será inyectada en el sistema. En caso que la potencia y energía a inyectar por el Autoproducer sean relevantes en la programación del despacho de generación del sistema, el Operador Independiente va a requerir que el Autoproducer haga una proyección semanal de la energía que va a ser inyectada en el sistema y que esa proyección sea confirmada diariamente.

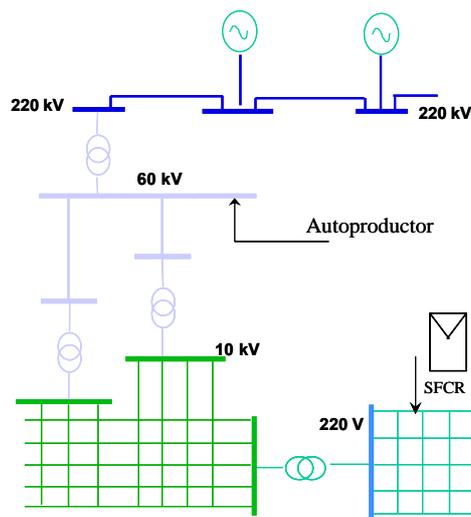
En el segundo caso el Autoproducer va a tener que garantizar, de manera contractual, la potencia y energía firme de generación que estarán disponibles. Para el mercado esto es equivalente a la existencia de un Generador virtual de la misma capacidad que el Autoproducer va a disponer para su comercialización. El Operador Independiente del Sistema, siempre que requiera, va a exigir del Autoproducer la capacidad firme ofrecida por él. En caso el Autoproducer no cumpla con disponer la capacidad ofrecida cuando esta fuere requerida, serán aplicadas penalidades que

hasta podrían quitar el derecho de comercializar su capacidad excedente; el mismo caso que para un generador cualquiera del mercado.

### **4.3 SFCR Vistos como Autoproducción con Excedente**

Cuando se analiza el caso de los Autoprodutores en el mercado eléctrico se puede encontrar muchas semejanzas con el caso de Clientes Finales que implementan Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red. En ambos casos puede existir una energía excedente disponible para ser inyectada en la red del sistema, que va a tener un comportamiento variable según el consumo de electricidad del Cliente Final.

La principal diferencia entre los dos casos radica en el nivel de capacidad de generación asociada. Cuando se habla de Autoprodutores en el mercado eléctrico, se está hablando de industrias de mediano o grande porte con capacidades de generación en el orden de unidades o decenas de MW, y que están conectadas a la red del sistema eléctrico en niveles de Alta Tensión, esto es, niveles de tensión mayores a 10 kV. En el caso de los SFCR que estamos analizando, se está hablando de Clientes Finales que instalarían SFCR con capacidades mucho menores que el caso de los Autoprodutores; esto es, capacidades en el orden de decenas de kW (no MW) y que estarían conectadas a la red en niveles de Baja Tensión (0,22 kV). La figura 4.1 presenta un diagrama donde se indica el punto de conexión física de los SFCR en el sistema eléctrico.



*Figura 4.1.- Punto de conexión física del SFCR en el sistema eléctrico.*

Sin embargo, bajo la óptica del Sistema de Concesiones, ambos casos son equivalentes: Generadores que consumen toda o una parte de su energía generada. Se debe recordar que la legislación Peruana, en el Art. 7 de su Ley de Concesiones, establece que las actividades de generación de energía eléctrica para unidades de capacidades menores a 500 kW pueden ser efectuadas libremente, siempre que se cumpla con las Normas Técnicas y de Conservación del Medio Ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

En conclusión, los SFCR dentro de la estructura del mercado eléctrico pueden ser considerados dentro de la misma categoría de los Autoproductores. Sin embargo, el hecho de que la energía excedente sea inyectada a la red de distribución marca una diferencia importante entre estos dos casos, principalmente en los aspectos técnicos y comerciales. En la siguiente sección se va a abordar estas diferencias buscando definir de manera clara cual es la situación de estos sistemas dentro del mercado.

#### 4.3.1 Aspectos Técnicos y Comerciales de la Inyección de Electricidad en la Red de Distribución

De acuerdo con lo tratado en la sección anterior, cualquier Cliente Final que quiera implementar un SFCR en su residencia, sólo tiene que demostrar y garantizar que este sistema cumple con las Normas Técnicas correspondientes. Considerando que la conexión a la red de tales sistemas va a ser en redes de Baja Tensión del sistemas de distribución, el Cliente Final debería coordinar los aspectos técnicos de la misma con la propietaria y operadora de la red de distribución. En el segundo capítulo de este trabajo de tesis se presentó el estado del arte de esta tecnología de generación, y se concluyó que cuando son diseñados e instalados de acuerdo con las normas internacionales hoy existentes, los SFCR no presentan problemas en la operación de la red de distribución.

Sin embargo, desde el punto de vista del mercado, en el momento en que un SFCR inyecta energía eléctrica en la red de distribución, va a surgir una transacción comercial entre el Cliente Final que instalo el SFCR y el Mercado. Esta transacción comercial no ha sido definida de manera explícita en el Sistema de Precios del Mercado, pero con los conceptos desarrollados hasta ahora, no va a ser difícil entender la naturaleza de la misma.

Considerando que las conexiones de los SFCR son realizadas en Baja Tensión, vamos a asumir que se tiene la seguridad que la energía inyectada en la red por el SFCR de un Cliente Final, va a ser consumida por uno o varios Clientes Finales de la misma empresa Distribuidora (Comercializadora) que abastece electricidad al propietario del SFCR. Siendo así, habría la posibilidad de transformar el contrato de

venta de electricidad que tiene el Comercializador con el Cliente Final, en un contrato de compra-venta.

Lo planteamos en términos de posibilidad porque el Comercializador que abastece electricidad para el propietario del SFCR no tiene obligación de hacer contrato de compra de energía con él. En caso el Comercializador se niegue a comprar dicha energía, el propietario del SFCR tendría que negociar su pago por la energía inyectada, directamente en el Mercado Mayorista. Se debe recordar que la energía inyectada en la red por el SFCR representa energía que el Comercializador deja de comprar en el Mercado Mayorista.

Los aspectos relacionados al precio de esta transacción comercial serán desarrollados en el sexto capítulo.

#### 4.3.2 Oportunidades para Generadores Independientes

La posibilidad de que el Comercializador se niegue a comprar la energía proveniente de un SFCR puede ser vista como un problema para programas de incentivo a fuentes renovables. Pero, desde otro punto de vista, puede representar oportunidades de negocio para generadores independientes.

Sin la necesidad de ser un Cliente Final, cualquier persona natural o jurídica podría instalar no uno sino varios SFCR en diversos puntos de la red de distribución. Igual al caso de los sistemas instalados por los Clientes Finales, el generador independiente sólo tendría que coordinar los aspectos técnicos con la propietaria y

operadora de la red de distribución<sup>1</sup>. Entonces, independiente de quien consuma la energía inyectada en la red, la persona natural o jurídica que instaló los sistemas podría negociar la compensación por la energía inyectada, de manera directa o indirecta en el Mercado Mayorista.

Los aspectos relacionados al precio de esta transacción comercial seran desarrollados en el capítulo sexto.

#### **4.4 La Experiencia Peruana en la Negociación del Excedente de Autoproducción**

En el mercado energético Peruano, se puede identificar dos casos relevantes de Autoprodutores que tenían una capacidad de generación que excedía su demanda de consumo en el momento de ser implementada la nueva estructura del mercado eléctrico. En ambos casos se trataba de unidades de generación termoeléctricas conectadas en paralelo con la red de transmisión en niveles de tensión mayores a 60 kV.

En el primer caso se trataba de la empresa SOUTHERNPERU, una empresa minera que no compraba energía de la red pero que tenía conexión con la red para casos de mantenimiento en sus unidades. Esto es posible antes de implementarse la estructura de mercado, gracias a un convenio entre SOUTHERNPERU y la empresa eléctrica estatal. La energía entregada por la empresa estatal era compensada por la empresa privada en otra oportunidad más conveniente para la primera. Esta práctica era efectuada en casos muy excepcionales. Sin embargo, ya con las reglas del

---

<sup>1</sup> En el caso Peruano es la empresa de Distribución, que al mismo tiempo es empresa Comercializadora.

mercado que estableció la Ley, SOUTHERNPERU decidió independizar la parte de la empresa encargada de la generación de electricidad, se formó entonces una empresa Generadora que tenía contrato de abastecimiento exclusivo con SOUTHERNPERU. De este modo esta empresa garantizó su abastecimiento de electricidad a precios adecuados, sin tener la preocupación si en determinado momento las unidades de generación que le habían pertenecido, estaban operando o no. La operación de estas unidades pasó a ser incluida dentro del despacho de generación del sistema como conjunto y los aspectos comerciales de la venta de esa energía hacia el mercado, quedaron como responsabilidad de la nueva empresa de generación formada.

El segundo caso fue de una industria de cemento, llamada Cementos Lima, que tenía abastecimiento paralelo de la red eléctrica y de sus unidades de generación. En este caso la empresa se quedó con las unidades de generación y están siendo utilizadas para administrar la carga de consumo de la red. Esto es, disminuir el consumo de potencia y energía en los momentos en que los precios son muy altos comparados con el costo de generación de sus propias unidades.

## **CAPÍTULO 5**

# **TARIFAS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CLIENTES CONECTADOS A LA RED**

### **5.1 Introducción**

En la década de los años 50 fueron desarrolladas las teorías seminales con las cuales se basó el desarrollo del sistema de precios del sector eléctrico. Los trabajos de Boiteux, Steiner y otros, focalizaron la aplicación de la Teoría del Costo Marginal en el sector eléctrico y abrieron el camino para futuros desarrollos que finalmente hicieron posible dotar a las empresas eléctricas del marco teórico para enfrentar el

problema de optimizar el costo total de abastecimiento de electricidad para la sociedad.

En la década de los años 80 surgieron los primeros trabajos que introdujeron el concepto de mercado en el sector eléctrico. Ya en (Schweppe, 1978, 1980) se propuso el término “Energy Marketplace” para describir una estructura primitiva de mercado y se introdujo el concepto “Spot Price”. La gran contribución de estos primeros trabajos fue conceptualizar condiciones de mercado entre oferta y demanda para mejorar la aplicación de la teoría de costo marginal que hasta entonces era aplicada. Básicamente, se trataba de cuestionar el mecanismo de operación del sistema eléctrico “oferta sigue demanda”, que generaba un sistema de precios que no conseguía incentivar adecuadas respuestas de parte de los consumidores para las señales tarifarias incluidas en los precios. Como alternativa, se propuso una nueva estructura de mercado y un sistema de precios “spot”<sup>1</sup> que consiste en formar el precio de la energía eléctrica de manera instantánea (cada 5, 10, 15 o 30 minutos según convenga).

En este capítulo se aborda el tema de la formación del precio en una estructura de mercado eléctrico. Aunque el objetivo es explicar el caso Peruano, se realiza un abordaje genérico para cualquier estructura de mercado eléctrico desregulado con Generadores, Transmisores, Distribuidores y Comercializadores como agentes participantes. Los aspectos profundizados en este capítulo van a ser la base para el análisis que será realizado en el capítulo sexto.

---

<sup>1</sup> Ver (Schweppe *et al.*, 1988)

## **5.2 Precios de Generación de Potencia y Energía**

Los precios de generación en el mercado eléctrico son obtenidos aplicando la teoría de costo marginal. Según la teoría económica marginalista, se puede demostrar que valorizando la potencia y energía consumida en el sistema eléctrico a los costos marginales de generación de las mismas, se obtiene el mínimo costo total de abastecimiento de electricidad y se consigue recuperar los costos de inversión y de operación y mantenimiento de las unidades de generación del sistema.

La ecuación 5.1 presenta de manera sintética los factores de la función objetivo que se intenta minimizar y que en realidad es una función de producción del sistema de generación sujeta a las restricciones de capacidad de las unidades de generación y de abastecimiento de la demanda<sup>2</sup>. Analizando esa ecuación se puede tener la primera señal de por qué es que se habla de precio de potencia y precio de energía cuando se trata de tarifas de energía eléctrica. El precio de potencia estará relacionado a las inversiones en las unidades de generación y el precio de la energía estará asociado a los costos variables de las mismas. Los costos marginales de potencia y energía quedan explícitos al resolverse el problema dual de optimización correspondiente al problema primal de la ecuación 5.1.

$$Min \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^n (aInv_{i,j} + COM_{i,j}) \quad (5.1)$$

Donde:

i : Identificador del período del horizonte de análisis "T".

---

<sup>2</sup> Esta función objetivo es en realidad mucho más compleja que la presentada, pero para los fines de este trabajo de tesis vamos a utilizar esta versión sintética.

- $j$  : Identificador de la unidad de generación. Se supone "n" unidades.  
 $aInv_{i,j}$  : Anualidad de la inversión en el período "i" para la unidad "j".  
 $COM_{i,j}$  : Costo de Operación y Mantenimiento en el período "i" para la unidad "j".

El costo marginal de energía es definido como el costo de generar una unidad adicional de energía, y para cada hora del día va a estar determinado por el mayor costo variable de las unidades de generación que estuvieron generando en esta determinada hora. El costo marginal de potencia es definido como el costo de generar una unidad adicional de potencia, y para determinado ciclo que puede ser un día, un mes o un año, va a estar definido por la anualidad de la inversión de la última unidad que entra en operación en el punto de máxima demanda del sistema. Conforme fue explicado en el tercer capítulo, ningún generador del mercado tiene control sobre el despacho de las unidades de generación, ni aún de las unidades de su propiedad. La decisión de cuales unidades van a generar en cada hora es realizada de acuerdo con un programa de despacho económico del sistema eléctrico que se basa, a groso modo, en la solución de la ecuación 5.1. Esto es, el despacho y por tanto la formación del precio "spot" de generación, es centralizado por un organismo técnico independiente encargado de coordinar la operación de las unidades de generación de todo el sistema eléctrico. Vamos a llamar a este organismo como Operador Independiente del Sistema.

La pregunta que surge entonces es la siguiente. ¿De qué manera un generador puede realizar contratos de venta de energía para sus clientes si no sabe a priori cuánto van a generar sus unidades de generación? La respuesta se encuentra en el

mecanismo de transferencias de potencia y energía entre generadores que es administrado por el Operador Independiente del Sistema.

Este mecanismo funciona de la siguiente manera. Al cierre del día, cada Generador queda en una de dos posibilidades: generó por encima de la demanda de los clientes con los que tiene contrato, o generó por debajo de la demanda de sus clientes. Llamaremos Generador Excedentario a un generador que se encuentra en el primer caso y Generador Deficitario al segundo; es claro que el “excedente” de los primeros se va a equilibrar con el “déficit” de los segundos. Un Generador Excedentario va a tener que vender su “excedente” al mercado de precios “spot” y un Generador Deficitario va a tener que comprar su “déficit” desde este mercado. Por lo tanto, el efecto obtenido es el mismo que si hubiere un gran Mercado Mayorista que administra toda la energía generada en el mercado. En este mercado se registra quien generó, quien compró y quien vendió para con ésta información hacer las transferencias correspondientes.

Es en el Mercado Mayorista donde surge el factor de riesgo que las empresas Comercializadoras, incluidas las Generadoras<sup>3</sup>, tienen que enfrentar. Los contratos de venta que los Generadores tienen que hacer con los Clientes Finales o con otros Comercializadores, generalmente son firmados a precios relativamente estables en comparación con la variación horaria del precio “spot” utilizado en las transferencias de compra y venta que se dan en el Mercado Mayorista. Por consiguiente el Comercializador tiene que ofrecer la energía un precio estable para el Cliente Final cuando tiene que comprar la misma a un precio que tiene una alta volatilidad.

Cuando se trata de sistemas con una participación importante de generación hidráulica, los precios “spot” tienen una volatilidad muy alta, tanto durante el día como durante el año. Esto produce que los Generadores y Comercializadores que compran directamente del Mercado Mayorista tengan que embutir este factor de incerteza en sus precios ofrecidos a los Clientes Finales.

El efecto del riesgo inherente de los sistemas de generación hidráulicos fue determinante en el diseño de la estructura del Mercado Eléctrico Peruano. La decisión de que el Estado mantenga bajo su control los precios de una gran parte de los Clientes Finales, cuando la lógica de la desregulación es justamente dejar los precios libres para que se ajusten a las leyes del mercado, estuvo relacionada a este hecho.

### **5.2.1 Precios de Transmisión**

Tal como fue mencionado en el tercer capítulo, el concepto clave para conseguir el efecto de libre competencia entre Comercializadores en el mercado, fue el de Sistemas de Transmisión de Libre Acceso (“Transmission Open Access”). Según esta lógica, todo propietario de una red de transmisión tiene la obligación de permitir que cualquier Comercializador haga uso de las redes de para poder abastecer a un determinado cliente, siempre que el pago por el uso de la red sea efectuado. Hasta antes de que el concepto de libre acceso sea implementado en el mercado eléctrico, los propietarios de las redes hacían contratos individuales con determinados

---

<sup>3</sup> Recordemos que los Generadores son también Comercializadores

Generadores para el uso de sus instalaciones de transmisión; estos se denominaban contratos de “wheeling”<sup>4</sup>.

El problema que se presenta con el libre acceso a las redes, es la definición de la asignación de costos de uso de las redes entre todos los Comercializadores. Sin embargo, este problema es resuelto de la siguiente manera. En las redes donde el flujo de la energía varía durante el día y no puede ser bien identificada cual es la participación de determinados Comercializadores en el uso de la red, se usan mecanismos de distribución de costo basados en criterios técnicos. En el Perú por ejemplo, se definió un Sistema Principal de Transmisión correspondiente al sistema troncal, que es pagado proporcionalmente por todos los Generadores conectados al mismo, en función de la Potencia Comercializable de cada uno de ellos.

Con respecto a la determinación de los precios por el uso de la redes, debemos mencionar que una condición para la aplicación de la teoría de costos marginales que no fue mencionada en el caso de la generación, es la referente a las economías de escala. Tal como fue mencionado líneas arriba, los costos marginales de generación van a garantizar el mínimo costo total del sistema de generación. Este enunciado es válido para cualquier sector de la economía que no presente considerables economías de escala, tal como el caso de la generación de energía eléctrica. Sin embargo, lo mismo no sucede con la transmisión de energía eléctrica. En ellos se puede observar que a medida que la capacidad a ser transmitida por la red es mayor, el costo medio de transportar cada kW disminuye a una escala considerablemente menor. Por lo

---

<sup>4</sup> Ver (Tabors, 1994)

tanto, para determinar los precios por el uso de las redes de transmisión, son utilizados tarifas basadas en costos medios.

El costo medio es determinado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CM = \frac{(aInv + COM)}{DM} \quad (5.2)$$

Donde,

- CM : Costo Medio del Sistema de Transmisión (US\$ / kW - mes)
- aInv : Anualidad de la inversión (US\$ / mes )
- COM : Costo de Operación y Mantenimiento (US\$ / mês )
- DM : Demanda Máxima del Sistema de Transmisión ( KW / mês )

De este modo, el propietario de la red recupera la inversión realizada en la red y los costos de operación y mantenimiento de la misma. Cabe mencionar que estos costos medios son determinados por el organismo regulador encargado de las tarifas, después de evaluar los estudios que las empresas de transmisión enviaron para sustentar su propuesta tarifaria.

Un aspecto que se debe observar con atención, es el hecho de que la tarifa de transmisión no está relacionada con la energía que atraviesa la red, pero sí con la demanda máxima de potencia de la misma. Este hecho va a ser muy importante en el momento de hacer la evaluación económica en el capítulo sexto.

### **5.2.2 Precios de Distribución**

El concepto de libre acceso a las redes de transmisión se extiende también a los sistemas de distribución. En teoría, todo Comercializador tiene derecho a usar la red

de distribución para abastecer energía a un determinado cliente o conjunto de clientes. Sin embargo, el problema existente en la red de transmisión para determinar el pago que determinado comercializador tendría que hacer por el uso de determinada parte de la red, se convierte en un problema muy complejo para el caso de los sistemas de distribución.

Se debe recordar que para garantizar niveles adecuados de confiabilidad de abastecimiento, es necesario enmallar las redes de distribución, hecho que complica, pero no impide, la determinación de un adecuado pago por el uso de redes de distribución. Es por esta razón que generalmente, pero no siempre, los clientes finales de una determinada área de concesión de distribución, son clientes exclusivos de una empresa de Comercialización.

En el caso Peruano por ejemplo, la empresa Distribuidora es al mismo tiempo empresa Comercializadora. La legislación Peruana no exige que las dos actividades sean realizadas con contabilidades separadas. Por lo tanto, mediante la tarifa cobrada a los clientes finales, la Distribuidora va a recibir el pago por el uso de sus redes y su margen comercial por la administración de la compra de energía.

En la distribución, igual al caso de la transmisión, las economías de escala en las inversiones de las redes, no permite la aplicación de la tarificación en base a costos marginales. Por lo tanto, se utiliza también costos medios determinados mediante el mismo procedimiento de la ecuación 5.2.

### **5.3 Formación de la Tarifa al Cliente Final - Caso Peruano**

El tratamiento de los precios de electricidad en el mercado eléctrico hasta este punto del trabajo, corresponde con la lógica de funcionamiento de un mercado eléctrico desregulado. Pero, tal como fue mencionado en el tercer capítulo, implementar un mercado eléctrico desregulado precisa de una etapa de transición que permita la maduración de las condiciones de competencia.

En el caso Peruano, en esta etapa se decidió mantener bajo el control del Estado, los precios de la mayor parte de los clientes del mercado. Se creó de este modo un Mercado Libre para clientes finales con Demanda Máxima superior a 1.000 kW, donde los precios son negociados entre los suministradores y los clientes. Y además, un Mercado Regulado, formado por el resto de clientes, donde los precios son determinados por el organismo regulador de las tarifas<sup>5</sup>.

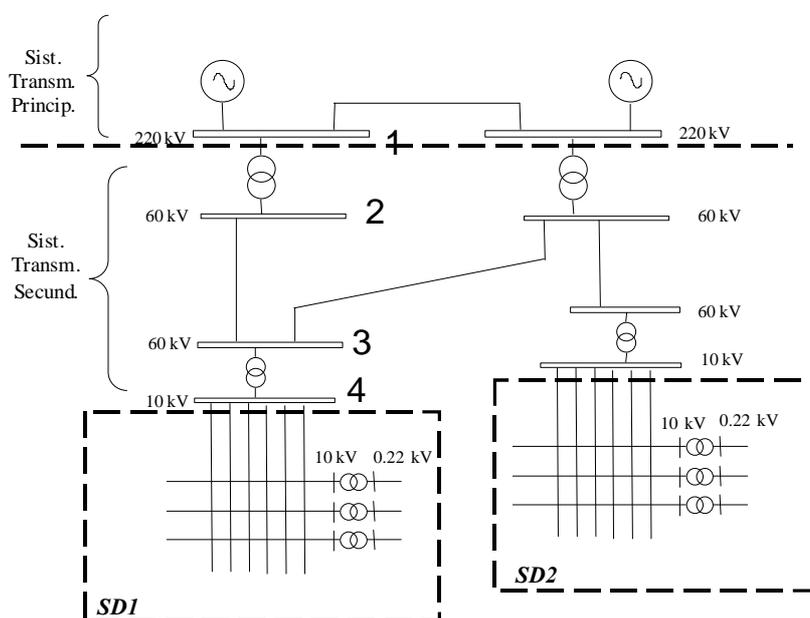
El análisis de la formación de la tarifa del cliente final que vamos a desarrollar en esta sección, corresponde al Mercado Regulado, pero es una referencia del análisis que se haría para el Mercado Libre.

La tarifa del cliente final está compuesta por los precios de generación más los precios de transmisión y distribución. Para revelar cómo es que estos precios se van integrando hasta formar la tarifa del cliente final, utilizaremos el diagrama de la figura 5.1, donde se presenta un esquema simplificado del sistema de potencia que alimenta dos empresas distribuidoras SD1 y SD2. En este diagrama se puede identificar el Sistema Principal de Transmisión que corresponde a las redes de

---

<sup>5</sup> Deve-se observar que os preços de transmissão e distribuição são determinados pelo organismo regulador para ambos mercados.

transmisión de más alta tensión (220 kV en el Perú), que es utilizado por los generadores para llevar su energía a través de grandes distancias. También se puede identificar los Sistemas de Transmisión Secundarios, que corresponden a las redes de transmisión utilizadas por los Generadores para retirar energía del Sistema Principal y llevarla hasta sus clientes que en el ejemplo son las empresas de distribución.



**Figura 5.1. Diagrama simplificado del sistema de potencia que alimenta dos empresas de distribución, SD1 e SD2.**

Utilizaremos la siguiente notación de precios:

- $pp_i$  : Precio de potencia en la barra " i "
- $pehp_i$  : Precio de energía en horas de punta en la barra " i "
- $pefp_i$  : Precio de energía en horas fuera de punta en la barra " i "

Donde "i" corresponde a las barras 1, 2, 3 o 4 de la figura 5.1.

Dado que la Barra 1 pertenece al Sistema Principal de Transmisión, sus precios serán determinados por las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}
 pp_1 &= \begin{bmatrix} \text{Precio Básico de} \\ \text{Potencia} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \text{Factor de Pérdidas} \\ \text{Marginales de} \\ \text{Potencia} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{Peaje Sistema} \\ \text{Principal de} \\ \text{Transmisión} \end{bmatrix} \quad (\text{US\$ / kW}) \\
 pe\_hp_1 &= \begin{bmatrix} \text{Precio Básico de} \\ \text{Energía en Horas} \\ \text{Punta} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \text{Factor de Pérdidas} \\ \text{Marginales de} \\ \text{Energía} \end{bmatrix} \quad (\text{US\$ / kW.h}) \\
 pe\_fp_1 &= \begin{bmatrix} \text{Precio Básico de} \\ \text{Energía en Horas} \\ \text{Fuera de Punta} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \text{Factor de Pérdidas} \\ \text{Marginales de} \\ \text{Energía} \end{bmatrix} \quad (\text{US\$ / kW.h})
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

Donde los Precios Básicos de Potencia y Energía resultan del despacho económico del sistema que es realizado por el Operador Independiente del Sistema. Estos precios, para el caso del Mercado Regulado que estamos analizando, son calculados semestralmente por el organismo regulador de precios. Los factores de pérdidas de energía y potencia van a reconocer las pérdidas y por último, el Peaje del Sistema Principal de Transmisión representa el pago por el uso de la red del Sistema Principal.

Vamos a asumir que la empresa Distribuidora SD1, de acuerdo con la figura 5.1, tiene contrato de abastecimiento de energía con alguna o algunas empresas Generadoras y el punto de compra será la Barra 4. Entonces los precios de compra en dicha barra deben incluir los costos por el sistema secundario de transmisión que permite retirar energía desde el Sistema Principal de Transmisión. Por lo tanto, en el punto de compra de la empresa de la empresa de distribución a la(s) empresa(s) de generación, los precios serán los siguientes:

$$\begin{aligned}
 PP_4 &= PP_1 \times \left[ \begin{array}{c} \text{Factor de Pérdidas} \\ \text{Marginales de} \\ \text{Potencia del Sist.} \\ \text{Secundario} \end{array} \right] + \left[ \begin{array}{c} \text{Peaje Sistema de} \\ \text{Transmisión} \\ \text{Secundario} \end{array} \right] \quad (\text{US\$ / kW}) \\
 pe_{hp}_4 &= pe_{hp}_1 \times \left[ \begin{array}{c} \text{Factor de Pérdidas} \\ \text{Marginales de} \\ \text{Energía del Sist.} \\ \text{Secundario} \end{array} \right] \quad (\text{US\$ / kW.h}) \\
 pe_{fp}_4 &= pe_{fp}_1 \times \left[ \begin{array}{c} \text{Factor de Pérdidas} \\ \text{Marginales de} \\ \text{Energía del Sist.} \\ \text{Secundario} \end{array} \right] \quad (\text{US\$ / kW.h})
 \end{aligned} \tag{5.4}$$

Los precios de venta de la empresa Distribuidora a los clientes finales, deberán incluir los precios de las expresiones 5.4, además del Valor Agregado de Distribución (VAD), que viene a ser el costo medio por el uso de la red de distribución. De esta manera, las tarifas del cliente final se formarán con precios de potencia y energía que se calculan de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 PP_5 &= PP_4 \times \left[ \begin{array}{c} \text{Factor de Pérdidas} \\ \text{Medias de Potencia} \\ \text{del Sist. Distrib.} \end{array} \right] + \left[ \begin{array}{c} \text{Valor Agregado de} \\ \text{Distribución} \end{array} \right] \quad (\text{US\$ / kW}) \\
 pe_{hp}_5 &= pe_{hp}_4 \times \left[ \begin{array}{c} \text{Factor de Pérdidas} \\ \text{Medias de Energía} \\ \text{del Sist. Distrib.} \end{array} \right] \quad (\text{US\$ / kW.h}) \\
 pe_{fp}_5 &= pe_{fp}_4 \times \left[ \begin{array}{c} \text{Factor de Pérdidas} \\ \text{Medias de Energía} \\ \text{del Sist. Distrib.} \end{array} \right] \quad (\text{US\$ / kW.h})
 \end{aligned} \tag{5.5}$$

Buscando que la tarifa de cada usuario refleje adecuadamente el costo que este usuario causa sobre el sistema, se forman dos grupos de clientes: aquellos que tienen puntos de suministro de energía en Media Tensión (MT) y aquellos con punto de suministro de energía en Baja Tensión (BT). Es lógico que los clientes BT tengan una tarifa superior a los clientes MT, ya que para el suministro en BT se requiere mayor cantidad de equipos que para el caso MT.

Por lo tanto, se forman dos grupos de tarifas, de Media Tensión y de Baja Tensión; para ambos casos los precios se determinan de la misma forma básica que se mostró en las expresiones 5.5, sólo que de acuerdo con cada caso, se consideran las pérdidas medias y el VAD correspondiente al nivel de tensión.

Las expresiones 5.5, presentan la forma básica de la tarifa de venta de energía eléctrica a los clientes finales. Para determinar el monto mensual que cada cliente debería pagar por su consumo de electricidad, la empresa de distribución debería hacer lo siguiente:

- a) Registrar la demanda máxima mensual de cada cliente y multiplicarla por el precio de potencia ( $pp_5$ ),
- b) Registrar el consumo de energía en horas de punta y multiplicarlo por el precio de energía en horas de punta ( $pe_{hp_5}$ ),
- c) Registrar el consumo de energía en horas fuera de punta y multiplicarlo por el precio de energía en horas fuera de punta ( $pe_{fp_5}$ ),
- d) Sumar los tres subtotales anteriores.

Sin embargo, para la mayoría de clientes de la empresa de distribución, que son los clientes residenciales, resultaría muy cara la instalación y lectura de medidores que realicen el tipo de registro que se requiere en este caso. Por este motivo, mediante estudios de caracterización de carga, se determinan factores que permiten diseñar tarifas aplicables al tipo de medición disponible.

En la tabla V-1, son presentados los tipos de tarifas aplicables en el Perú de acuerdo con el tipo de medición:

**Tabla V-1. Tipos de tarifas aplicadas en el Perú.**

Tipo de Medición	Código	
	MT	BT
2E2P, doble medición de energía y doble medición de potencia	MT2	BT2
2E1P, doble medición de energía y única medición de potencia	MT3	BT3
1E1P, única medición de energía y única medición de potencia	MT4	BT4
1E, única medición de energía	-----	BT5

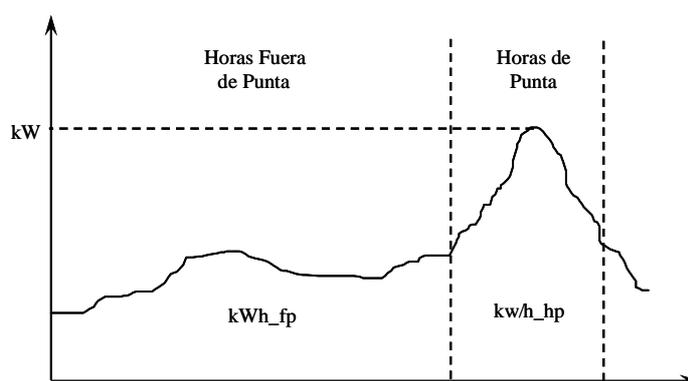
*Elaboración propia*

#### **5.4 Análisis de la tarifa con única medición de energía (BT5)**

Vamos a analizar en detalle el caso de la tarifa eléctrica con única medición de energía (BT5), ya que casi la totalidad de los clientes residenciales se encuentran dentro de este tipo de tarifa y debido a esto será para este grupo de clientes que se realizará la evaluación económica en el capítulo sexto.

Aún cuando los clientes de tarifa BT5 tienen solamente el registro de energía total consumida durante el mes de facturamiento, el precio que se aplica a la energía registrada es una composición de los precios descritos en la sección anterior; esto es, del precio de potencia y de los precios de energía en horas punta y fuera de punta.

A continuación, utilizando el ejemplo de la figura 5.2, se presenta cómo se construye este precio equivalente en energía. Se define dos factores frecuentemente utilizados en la caracterización del comportamiento de la carga de un determinado cliente: el Factor de Carga ( $f_c$ ) y el Factor de Energía en Horas de Punta ( $e_p$ ).



*Figura 5.2. Curva de carga.*

Factor de Carga ( $f_c$ ), que es un indicador del uso que el cliente hace de la potencia durante un período, en relación a la potencia máxima utilizada en este mismo período.

Factor de Energía en Horas de Punta ( $e_p$ ), que es un indicador del porcentaje de la energía total consumida que se encuentra en el período de horas de punta.

Las expresiones de estos dos factores son:

$$f_c = \frac{(kWh_{hp} + kWh_{fp})}{kW \cdot (\# \text{ horas } _ \text{ periodo})} \quad e_p = \frac{kWh_{hp}}{(kWh_{hp} + kWh_{fp})} \quad (5.6)$$

Para el caso de los clientes con tarifa BT5 (única medición de energía), el objetivo es encontrar un único valor del precio que al ser multiplicado por el valor resultante de la única medición mensual, sea equivalente a aplicar los precios de potencia y energía a las mediciones completas del cliente. Llamaremos este precio como precio equivalente en energía y lo determinaremos mediante la siguiente expresión.

$$pe_{equiv} \cdot (kWh_{hp} + kWh_{fp}) = pp \cdot kW + pe_{hp} \cdot kWh_{hp} + pe_{fp} \cdot kWh_{fp} \quad (5.7)$$

La ecuación 5.7 está reflejando la condición básica que debe cumplir el precio equivalente: el monto facturado mensual por el suministro de electricidad con el precio equivalente en energía debe ser el mismo que el monto resultante de aplicar los precios de potencia y energía. Entonces factorizando el precio equivalente en energía, tenemos:

$$pequiv \cdot (kWh_{hp} + kWh_{fp}) = pp \cdot kW + pehp \cdot kWh_{hp} + pefp \cdot kWh_{fp}$$

$$pequiv = \frac{(pp \cdot kW + pehp \cdot kWh_{hp} + pefp \cdot kWh_{fp})}{(kWh_{hp} + kWh_{fp})}$$

$$pequiv = \frac{pp \cdot kW}{(kWh_{hp} + kWh_{fp})} + \frac{pehp \cdot kWh_{hp}}{(kWh_{hp} + kWh_{fp})} + \frac{pefp \cdot kWh_{fp}}{(kWh_{hp} + kWh_{fp})}$$

$$pequiv = \frac{pp}{fc \cdot (\# \text{ horas } \_ \text{ periodo})} + pehp \cdot e_p + pefp \cdot (1 - e_p) \quad (5.8)$$

Esta última expresión indica que el precio equivalente en energía para clientes con sólo una medición de energía, puede ser calculado en base a los precios de potencia y energía, y en los factores que caracterizan el comportamiento mensual de la carga del cliente que fueron definidos líneas arriba.

En el próximo capítulo haremos un análisis de evaluación económica de un SFCR, utilizando los conceptos desarrollados en este capítulo.

## **CAPÍTULO 6**

# **EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED**

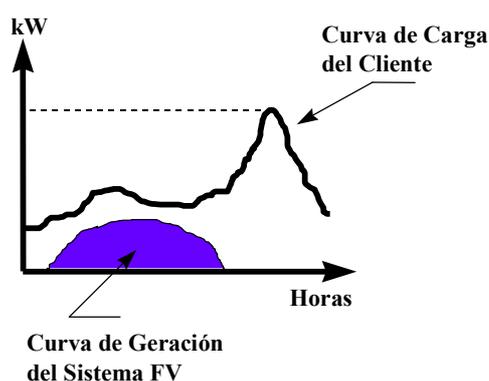
### **6.1 Introducción**

La evaluación de cualquier proyecto tiene como punto de partida la identificación de cuáles son los beneficios esperados, para luego compararlos con las inversiones y costos asociados al mismo. Sin embargo, la identificación y valorización de los beneficios se dificulta enormemente cuando se analizan proyectos en los que existe divergencia entre el beneficio social y el beneficio privado.

El proyecto en análisis –sistemas fotovoltaicos conectados a la red- va a ser implementado dentro de un mercado con una estructura, reglas de juego y sistema de precios muy bien definidos, y por lo tanto, iniciaremos nuestra evaluación considerando solamente los beneficios privados que el mercado reconoce a este tipo de inversiones. Analizando el resultado de esta evaluación, en el capítulo séptimo identificaremos en qué parte de la cadena del mercado y su sistema de precios debería ser incorporado el beneficio social para después proponer escenarios de incentivo a esta incorporación.

## **6.2 Definición del Caso en Análisis**

El caso que vamos a analizar será el de un cliente residencial típico con suministro de electricidad en Baja Tensión y con una curva de carga típica como la que se muestra en la figura 5.2 del capítulo anterior.



*Figura 6.1. Curva de carga de un cliente residencial.*

El tipo de tarifa del cliente será BT5, esto es, única medición de energía y un precio equivalente en energía que llamaremos  $pequiv\_energia$ . Este cliente va a instalar un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red como una alternativa paralela de suministro

de electricidad. La figura 6.1, presenta la curva de carga de un día típico del cliente, donde se indica también la curva de generación del SFCR.

Iniciaremos el análisis con el caso correspondiente a un cliente que no vende energía a la red, después extenderemos el análisis para el caso en que el SFCR del cliente abastezca su demanda además de un excedente que es vendido a la red.

### **6.2.1 Beneficio desde el Punto de Vista del Cliente**

El cliente dentro del mercado eléctrico tiene un contrato de suministro de electricidad con la empresa de distribución. Esta última se compromete a disponibilizar energía eléctrica para el cliente con determinados niveles de calidad y el cliente se compromete a realizar un pago mensual por el uso de la electricidad conforme una determinada tarifa. Para el caso en análisis, la tarifa BT5 utilizada se compone de un sólo precio equivalente en energía que aplicado a la energía mensual consumida por el cliente, va a resultar en la factura que el cliente debe pagar por el abastecimiento de electricidad.

En un primer análisis el cliente podría pensar en la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en su predio, como una alternativa para disminuir el consumo de electricidad de la empresa distribuidora. Esta energía economizada en la factura del cliente sería entonces el beneficio de la inversión realizada.

Podríamos ecuacionar el beneficio mensual haciendo una diferencia entre la factura mensual del cliente antes de instalar el SFCR y la factura mensual después de instalar el SFCR. Entonces:

$$\begin{aligned}
 F_1 &= \text{pequiv\_energia} \cdot \text{kWh}_1 \\
 F_2 &= \text{pequiv\_energia} \cdot \text{kWh}_2 \\
 \hline
 F_1 - F_2 &= \text{pequiv\_energia} \cdot (\text{kWh}_1 - \text{kWh}_2) \\
 F_1 - F_2 &= \text{pequiv\_energia} \cdot (\text{Energia\_SFCR}) \quad (6.1)
 \end{aligned}$$

Donde,

$F_1$	: Factura mensual del cliente <b>antes</b> de implementar un SFCR
$F_2$	: Factura mensual del cliente <b>después</b> de implementar un SFCR
$\text{kWh}_1$	: Energía total consumida por el cliente <b>antes</b> de implementar un SFCR
$\text{kWh}_2$	: Energía total consumida por el cliente <b>después</b> de implementar un SFCR
$\text{pequiv\_energia}$	: Precio equivalente en energía de la tarifa BT5
$\text{Energia\_SFCR}$	: Energía generada por el SFCR ( $\text{kWh}_1 - \text{kWh}_2$ )

La ecuación 6.1 demuestra que desde el punto de vista del cliente, el beneficio que él podría obtener al generar energía con un SFCR para disminuir su consumo de la red, puede ser calculado valorizando la energía generada por el SFCR al precio equivalente en energía que el cliente paga por la energía consumida de la red. Sin embargo, como veremos en la próxima sección, esta evaluación esconde un problema de concepto relacionado a la tarifa de electricidad que el cliente está pagando.

### **6.2.2 El Punto de Vista del Distribuidor**

Tal como fue explicado en el capítulo cuarto, ningún agente del mercado se puede oponer a que un cliente final decida instalar un SFCR. Sin embargo, si desde el punto de vista del Distribuidor analizamos el caso en que centenas de clientes decidan ejercer su derecho a autogenerar con sistemas fotovoltaicos conectados a la red, descubriremos que el Distribuidor va a tener derecho a reclamar sobre la tarifa que estaría aplicando a estos clientes.

Según la formación de la tarifa para el cliente final desarrollada en el capítulo quinto, el precio equivalente en energía que es cobrado a los clientes residenciales con tarifa BT5, es formado por la siguiente expresión:

$$pe_{equiv} = \frac{pp}{fc \cdot (\# \text{ horas } \_ \text{ periodo } )} + pe_{hp} \cdot e_p + pe_{fp} \cdot (1 - e_p) \quad (6.2)$$

donde el factor de carga (fc) y el factor de energía en horas de punta ( $e_p$ ), corresponden a la curva de carga típica del cliente residencial. Estos factores son determinados por el organismo regulador de precios mediante estudios de caracterización de carga de los clientes residenciales.

Consecuentemente, si un número considerable de clientes residenciales ejerce su derecho de autogeneración, la empresa Distribuidora va a solicitar que estos factores sean recalculados para que reflejen la nueva realidad de consumo de los clientes residenciales con autogeneración. Es fácil deducir sólo analizando la figura 6.1, que en este nuevo escenario, el factor de carga (fc) va a disminuir y el factor de energía

en horas de punta (ep) va a aumentar. Por lo tanto, el precio equivalente en energía de los clientes residenciales tendría que aumentar.

Por consiguiente, la empresa Distribuidora va a tener pleno derecho de exigir una de dos alternativas:

1. Que se recalcule una nueva tarifa para todos los clientes residenciales BT5, de modo que refleje la introducción de un nuevo comportamiento de consumo de parte de un sector de los clientes residenciales que está autogenerando. Esto significaría un subsidio de parte de los clientes que no autogeneran para aquellos que sí autogeneran.
2. Que se cree una nueva tarifa para aquellos clientes que desean autogenerar, y que refleje el nuevo comportamiento de consumo de los mismos.

En la próxima sección vamos a demostrar cual sería la forma correcta de hacer el análisis del caso propuesto y determinaremos cual será el verdadero beneficio que obtendría un cliente residencial al disminuir su consumo de electricidad de la red usando un SFCR para autogenerar.

### **6.3 Correcta Evaluación del Beneficio para el Cliente**

Para hacer una correcta evaluación económica del beneficio que el cliente iría a tener si autogenera con un SFCR, es necesario evaluar la ecuación completa del facturamiento mensual que el cliente tiene que pagar independiente de si autogenera o no.

$$F = pp \cdot kW + pehp \cdot kWh_{hp} + pefp \cdot kWh_{fp} \quad (6.3)$$

Donde,

F	: Facturamiento mensual del cliente
pp	: Precio de potencia (US\$ / kW )
pehp	: Precio de energía en horas punta (ctv. US\$ / kWh)
pefp	: Precio de energía en horas fuera de punta (ctv. US\$ / kWh)
kW	: Demanda máxima mensual del cliente
kWh_hp	: Energía consumida en las horas de punta
kWh_fp	: Energía consumida en las horas fuera de punta

Se puede demostrar que la ecuación 6.3 es lo mismo que multiplicar el precio equivalente en energía por la energía total consumida por el cliente. Sin embargo, vamos a actualizar esta última ecuación para que queden explícitos los precios que están embutidos en el precio equivalente en energía.

De este modo, podemos utilizar esta ecuación para definir el beneficio mensual del cliente como la diferencia entre la factura antes de implementar el SFCR y la factura después de implementarlo.

$$\begin{aligned}
 F_1 &= \cancel{pp \cdot kW_1} + \cancel{pehp \cdot kWh_{hp_1}} + pefp \cdot kWh_{fp_1} \\
 F_2 &= \cancel{pp \cdot kW_2} + \cancel{pehp \cdot kWh_{hp_2}} + pefp \cdot kWh_{fp_2} \\
 \hline
 F_1 - F_2 &= 0 + 0 + pefp \cdot (kWh_{fp_1} - kWh_{fp_2}) \\
 F_1 - F_2 &= 0 + 0 + pefp \cdot (kWh_{SFCR}) \quad (6.4)
 \end{aligned}$$

Se puede observar en la ecuación 6.4 que el beneficio real de la inversión en un SFCR depende de la energía autogenerada, pero valorizada al precio de energía en las horas fuera de punta. Este resultado está reflejando el hecho de que la inversión

realizada por el cliente no modifica su Demanda Máxima ni la energía consumida por el cliente en las horas de punta, tal como se puede observar en la figura 6.1.

Un raciocinio que ayuda a comprender el último resultado conseguido es el siguiente. El pago que hace mensualmente el cliente, incluye dos componentes, una componente relacionada a la capacidad o potencia colocada a disposición del cliente y otra componente relacionada a la energía que el cliente consume de la red durante un período determinado. La primera componente está vinculada al precio de potencia y debe ser pagada mensualmente, independiente de si el cliente consume energía o no. Esto es, mediante el precio de potencia el cliente está pagando las inversiones que posibilitan el derecho de que éste consuma energía eléctrica a cualquier hora del día. Por lo tanto, dado que la inversión en un SFCR no disminuye la Demanda Máxima del cliente, el beneficio real de esta inversión no debería incluir la componente del precio de la potencia.

#### **6.4 Precio de Recompra o “Buy-Back Rate” del Mercado**

El precio de recompra o “buy-back rate” del mercado va a representar el precio que el mercado atribuye a la energía inyectada en la red por autoprodutores con excedente. El valor máximo que este precio podrá tener será el que haga indiferente para el Distribuidor comprar de la red convencional o comprar del autoprodutor. De otro modo, sería más conveniente que el Distribuidor compre de la red que comprar del autoprodutor. Por lo tanto, el precio de recompra tendrá como principal factor determinante el valor del precio “spot” de energía del mercado eléctrico, ya que éste

es el factor básico que influye directamente sobre el precio al cual el Distribuidor compra energía de la red.

Por otro lado, el precio de recompra va depender también del punto de la red donde se realice la recompra. Para explicar este concepto, tomaremos el ejemplo de la evaluación económica hecho en la sección anterior. Esto es, un cliente con punto de suministro en Baja Tensión que decidió autoproducir una parte de la energía que consume.

Este caso puede ser analizado como el caso de un cliente que consume toda su carga de la red convencional de la empresa Distribuidora y paralelamente vende toda su energía autoproducida a la misma empresa Distribuidora. El precio máximo que la empresa distribuidora estará dispuesta a pagar por la energía autoproducida será aquel que haga indiferente para el Distribuidor comprar del Generador o comprar de su cliente autoproducción.

Entonces la pregunta sería, ¿Cuánto cuesta al Distribuidor contar con energía en el punto de suministro del cliente? Primero debemos recordar que la electricidad está compuesta por dos productos: energía y potencia. El Distribuidor va a comprar estos dos productos en el Mercado Mayorista a precios “spot” para el Mercado Libre y/o a Precios de Barra regulado para el Mercado Regulado; este último será nuestro caso de análisis. Adicionalmente, el Distribuidor deberá realizar una inversión en la red de distribución, la que será incorporada al precio de potencia al que compró en el Mercado Mayorista. Y además, se incurrirá en pérdidas de transporte en las redes de distribución.

Todo este costo sería evitado si el Distribuidor compra la energía al autoproducer. Sin embargo, para nuestro caso en análisis, el autoproducer sólo puede ofrecer electricidad (energía y potencia) en horas de iluminación solar, esto es, durante las horas fuera de punta del sistema. Este factor tiene gran relevancia si consideramos que la Demanda Máxima de los clientes residenciales ocurre justamente en horas fuera de punta, ya que la empresa Distribuidora no podrá evitar tener que comprar potencia en el Mercado Mayorista para abastecer la Demanda Máxima de los clientes. Adicionalmente a esto, tampoco podrá evitar tener que realizar las inversiones en las redes de distribución ya que estas son diseñadas para atender la Demanda Máxima de los clientes.

Por lo tanto, el precio de recompra está asociado únicamente a la componente de energía del precio de la electricidad en el punto de recompra. Dado que la recompra de la energía autoproducida se realiza en Baja Tensión y en las horas fuera de punta, dicho precio será el correspondiente al precio de energía en horas fuera de punta de los clientes BT. A este precio, para el Distribuidor es indiferente comprar del Generador y llevar esta energía hasta el punto de suministro del cliente, o comprar la energía autoproducida por el cliente en ese punto de suministro.

De esta manera, podemos demostrar que utilizando este precio de recompra para el cliente del ejemplo de la sección anterior, y asumiendo que el cliente vende al Distribuidor toda su energía autoproducida con el SFCR, llegaremos a la misma expresión de beneficio real producido por la inversión en el sistema.

### **6.5 Evaluación Económica del Caso en Análisis - Ejemplo Numérico**

En esta sección vamos a realizar una evaluación económica convencional de una inversión en un SFCR de parte de un cliente residencial, basados en el beneficio real que el mercado está atribuyendo a este tipo de inversiones. El resultado obtenido será tomado sólo de manera referencial, ya que el mayor beneficio que el SFCR ofrece, no está siendo reconocido por el sistema de precios del mercado eléctrico. En el próximo capítulo se desarrolla algunos escenarios de incentivo a los SFCR, partiendo del análisis de la realidad del sistema de precios del mercado eléctrico en relación a esta tecnología de generación.

Para hacer una evaluación muy próxima de la realidad, vamos a tomar datos de consumo reales. En la tabla VI-1 se presenta una estructura del mercado de clientes residenciales dividido por fajas de consumo, que corresponde a la empresa de distribución de energía eléctrica de Lima “Luz del Sur”. Para nuestro ejemplo, vamos a tomar un cliente típico con consumo mensual mayor de 500 kWh y menor de 720 kWh; de la tabla se puede observar que se tiene 18 330 clientes en este rango de consumo. Entonces, tomaremos el caso de un cliente que consume 600 kWh mensualmente.

**Tabla VI-1. Estructura del mercado de clientes BT5 - Luz del Sur 1999**

		MW.h	# Clientes	Consumo Médico
1E-BT, Residencial Total	BT5_R	1 029 887	404 989	211,9
1E-BT, Resid. De 1 a 30 kW.h	BT5_R1	2 820	54 560	4,3
1E-BT, Resid. De 31 a 100 kW.h	BT5_R2	78 760	103 295	63,5
1E-BT, Resid. De 101 a 150 kW.h	BT5_R3	101 186	68 494	123,1
1E-BT, Resid. De 151 a 300 kW.h	BT5_R4	266 479	102 138	217,4
1E-BT, Resid. De 301 a 500 kW.h	BT5_R5	204 359	43 852	388,3
1E-BT, Resid. De 501 a 720 kW.h	<b>BT5_R6</b>	<b>132 454</b>	<b>18 330</b>	<b>602,2</b>
1E-BT, Resid. De 721 a 1000 kW.h	BT5_R7	67 504	7 002	803,4
1E-BT, Resid. Exceso de 1000 kW.h	BT5_R8	176 591	7 318	2 010,9
1E-BT, Não Residencial	BT5_NR	314 681	58 102	451,3

*Elaboración propia*

El tipo de tarifa del cliente será BT5, esto es, única medición de energía y un precio equivalente en energía que llamaremos *pequiv\_energia*. En la siguiente tabla se presenta factores que forman parte de la construcción de este precio equivalente en energía con sus correspondientes valores tomados de la misma empresa distribuidora.

**Tabla VI-2. Factores de la tarifa BT5 - Luz del Sur 1999**

Factor	Símbolo	Valor
Precio de Potencia	PP	19,67 US\$ / kW
Precio de Energía Horas de Punta	PE_hp	4,57 ctv. US\$ / kWh
Precio de Energía Horas Fora de Punta	PE_fp	2,60 ctv. US\$ / kWh
Factor de Carga	Fc	0,472
Factor de Energía en Horas Punta	e <sub>p</sub>	0,3

*Elaboración propia*

Entonces, el precio equivalente en energía será:

$$pequiv\_energia = \frac{19,67 \cdot 100}{0,472 \cdot (720)} + 4,57 \cdot 0,3 + 2,60 \cdot (1 - 0,3)$$

$$pequiv\_energia = 8,98 \text{ ctv. US\$ / kWh}$$

Vamos a asumir que este cliente decide implementar un SFCR de 1 kWp en su casa en Lima. Para condiciones medias de irradiación en esta ciudad, un sistema de esta capacidad podrá generar aproximadamente 135 kWh mensuales.

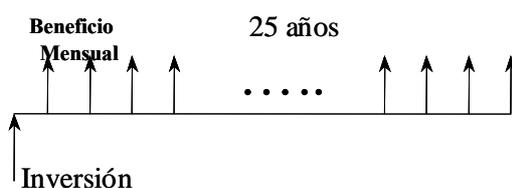
Por consiguiente, desde el punto de vista del cliente, éste puede pensar que su beneficio mensual (BM) sería:

$$\begin{aligned} \text{BM} &= \text{pequiv\_energia} \cdot \text{kWh\_SFCR} \\ &= 8,98 / 100 \cdot 135 \\ &= 12,12 \text{ US\$ / mes} \end{aligned}$$

Sin embargo, el verdadero beneficio que el cliente podrá obtener será:

$$\begin{aligned} \text{BM} &= \text{pe\_fp} \cdot \text{kWh\_SFCR} \\ &= 2,60 / 100 \cdot 135 \\ &= 3,51 \text{ US\$ / mes} \end{aligned}$$

Considerando que el cliente podría obtener condiciones favorables de financiamiento para la compra del SFCR, podemos asumir una tasa de interés de 6% anual durante 25 años para una inversión de US\$ 8000, que representa el costo “turn key” del SFCR de 1 kWp. Con estas premisas podemos hacer una evaluación económica referencial para determinar cual sería el valor presente del beneficio del proyecto para compararlo con la inversión del mismo.



Considerando que o cliente poderia obter

condições favoráveis de financiamento assim como de compra do SF

El resultado obtenido demuestra que considerando un beneficio de US\$ 3,51 mensuales durante 25 años, que es el tiempo de vida del SFCR, se podría recuperar solamente US\$ 500 de la inversión.

Comparando este valor de US\$ 500 con el valor de la inversión de US\$ 8000, es fácil inferir que analizando sólo el beneficio individual de un agente del mercado, en este caso el Cliente, no es posible proponer un escenario de incentivo a la tecnología fotovoltaica conectada a la red.

En el próximo capítulo vamos a desarrollar un análisis de los resultados obtenidos buscando descubrir en qué parte de la cadena de mercado y su sistema de precios debería ser incorporado el beneficio social para después proponer escenarios de incentivo a esta incorporación.

## **CAPÍTULO 7**

### **PROYECTO PILOTO PARA ASPECTOS TÉCNICOS DE CONEXIÓN A LA RED**

#### **7.1 Introducción**

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son una realidad concreta en muchos países del orbe, de manera especial podemos mencionar los casos de Alemania, España, Japón y Estados Unidos; en todos ellos ha sido exitosa la operación técnica del sistema conectado en paralelo con el sistema de distribución de las empresas que brindan el servicio eléctrico. Sin embargo, para llegar a esta situación se han tenido que superar

diversos aspectos técnicos relacionados a la conexión en paralelo de una fuente de energía con una red de distribución en operación.

En nuestro país, no fue sino hasta el año 2001 que se dio inicio al primer proyecto piloto de instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en la ciudad de Lima. Este proyecto fue ejecutado por la empresa representante en el Perú del fabricante de paneles solares BP Solar, quienes bajo el asesoramiento de especialistas del Ministerio de Energía y Minas, interpretaron que la Ley de Concesiones Eléctricas no presentaba ninguna prohibición para la autogeneración o autoproducción de energía por parte de los clientes.

Como ya se mencionó en el Capítulo 4 del presente trabajo, la Ley de Concesiones Eléctrica establece en sus Arts. 3°, 4°, 7° y 38°, las siguientes condiciones para toda persona natural o jurídica que decida generar energía eléctrica sea cual fuere el destino de esta energía generada:

- a) Ningún tipo de restricción para unidades de capacidades menores a 500 kW.
- b) Solicitar Autorización Simple, para unidades de capacidades entre 500 kW y 10 MW.
- c) Solicitar Autorización y Estudio de Impacto Ambiental, para unidades térmicas de capacidad superior a 10 MW.
- d) Solicitar Concesión con Estudio de Impacto Ambiental, para unidades hidroeléctricas de capacidad superior a 10 MW.

Toda vez que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red que se proponen se encuentran en el orden de las unidades o decenas de kilovatios, estos sistemas no tendrían ningún tipo de restricción ya que se encuentran por debajo de los 500 kW. Sin embargo, existe otra restricción que no está asociada específicamente a la generación sino al hecho de que un equipo de generación o carga se encuentre conectado a la red de distribución.

En este capítulo se presenta los aspectos técnicos relacionados a la conexión de un sistema fotovoltaico en paralelo con un sistema de distribución convencional. Así mismo, se presenta los resultados obtenidos en el monitoreamiento de la operación técnica de este sistema y que se encuentra instalado en un predio comercial en el distrito de Miraflores en la ciudad de Lima.

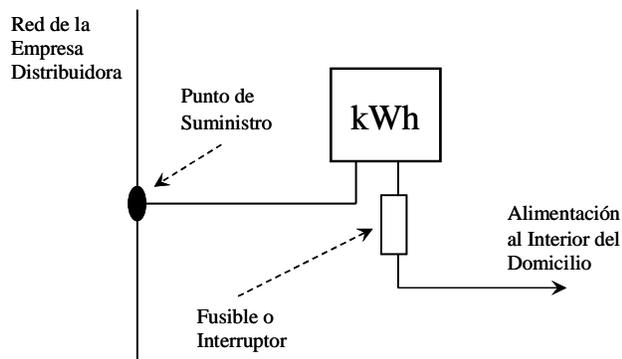
## **7.2 La conexión a la red: sistemas de protección y control**

Cuando se conecta al sistema de distribución una carga tal como un nuevo cliente de media o baja tensión, la empresa distribuidora tiene la responsabilidad de verificar que esta conexión a su red se realice guardando las normas de seguridad y protección tanto para la red como para los usuarios de la misma. Esta responsabilidad se encuentra estipulada en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, que en su numeral 3.2 dice a la letra:

*“Numeral 3.2 NTCSE.- Todo Suministrador es responsable ante otros Suministradores por las interrupciones y perturbaciones que él o un Cliente*

*suyo inyecte en la red afectando los intereses de los otros Suministradores, los mismos que serán compensados según la Norma."*

Esto quiere decir que la empresa distribuidora deberá responder por las fallas o perturbaciones que sus clientes pudieran ocasionar en la red y por lo tanto a otros clientes. Por esta razón, es la empresa distribuidora la principal interesada en definir y controlar los estándares de los equipos de protección y control que deben cumplir las cargas que se conectan a su sistema de distribución. Para los clientes residenciales, estos estándares se traducen en la colocación de fusibles en la caja portamedidor del cliente, éste es el único sistema de protección y control que se instala para este tipo de clientes y está orientado a aislar las fallas de cortocircuito que pudieran ocurrir en las instalaciones interiores del cliente de modo que no afecten a otros clientes. En la Figura VII-1 se presenta el esquema unifilar de conexión de una carga residencial.



**Figura 7.1.- Esquema unifilar de conexión a la red de una carga residencial.**

Así mismo, la empresa de distribución tiene la responsabilidad de controlar que las cargas conectadas a su sistema de distribución, no inyecten perturbaciones del tipo

flicker o armónicos que puedan ocasionar perjuicios a otros clientes o a las propias instalaciones de la concesionaria. Esta situación cobra relevancia especial para el caso de clientes con cargas electrónicas o en el caso de hornos de arco eléctrico; en estos casos la empresa distribuidora puede exigir al cliente el uso de determinados filtros de armónicos o la toma de determinadas medidas para el caso cargas que son fuentes de flicker.

Aunque no está estipulado así de manera explícita en la normativa, es razonable considerar que para el caso de conexión de un sistema fotovoltaico, la empresa distribuidora tendrá como mínimo las mismas exigencias que para cualquier carga además de las exigencias propias de una fuente de energía colocada en paralelo con la red. Por lo tanto, desde el punto de vista de la empresa distribuidora podemos asumir que el sistema fotovoltaico conectado a la red debe cumplir básicamente las siguientes condiciones técnicas:

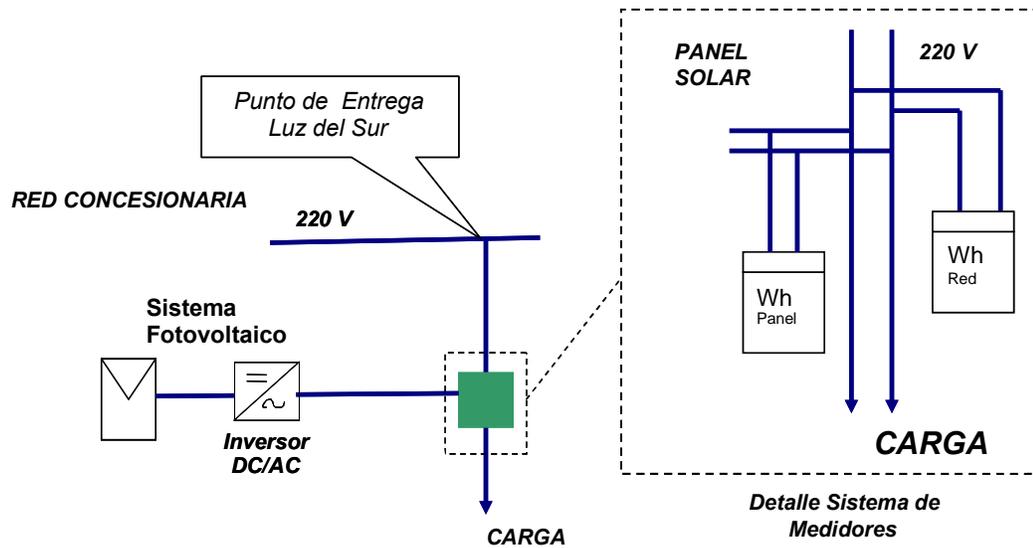
- a) Debe contar con un interruptor que aisle posibles fallas internas de las instalaciones del cliente.
- b) No debe generar perturbaciones tales como flickers o armónicas que se puedan transmitir por medio de la red a otros clientes.
- c) Debe poder identificar falta de tensión la red de distribución y evitar inyectar energía a la red en estas circunstancias; esto principalmente como una medida de protección a los operadores de la red de distribución que podrían estar realizando labores de mantenimiento en sus redes.

### **7.2.1 De la Teoría a la Práctica: El Caso del Predio en Miraflores**

La conclusión de que estas exigencias listadas arriba serían aquellas que la empresa distribuidora plantearía para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, fue corroborada en la práctica en el caso del proyecto piloto instalado por la empresa EcoSolar. Esta empresa con sede en Lima, en un *joint-venture* con el representante en el Perú del fabricante BP Solar, instaló un sistema fotovoltaico conectado a la red, de una capacidad de 500 kWp, en un predio ubicado en el distrito de Miraflores, en el área de concesión de distribución de la empresa Luz del Sur.

En base a los criterios descritos líneas arriba respecto al tema de la conexión a la red, la empresa EcoSolar promovió un convenio con la empresa distribuidora Luz del Sur para la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en carácter de proyecto piloto. Uno de los principales logros de este convenio fue que la empresa distribuidora se comprometió a reconocer la energía inyectada por el sistema fotovoltaico al mismo precio que el cliente compra energía de la red. Es decir, para este proyecto piloto se consiguió un net metering. Así mismo, el convenio incluyó la verificación por parte de Luz del Sur, de los niveles de armónicos inyectados a la red con el sistema en operación.

En la Figura VII-2 se presenta el esquema unifilar de la conexión a la red del proyecto piloto en mención. Como se puede observar, en este caso particular por ser un proyecto piloto, se cuenta con dos contadores de energía al interior del predio que controlan la cantidad de energía inyectada a la red, así como la cantidad de energía consumida del sistema de distribución.



*Figura 7.2.- Esquema unifilar del Proyecto Piloto y Sistema de Medición*

El sistema fotovoltaico conectado a la red para este caso concreto cuenta con el mismo sistema de protección convencional que un cliente residencial, es decir un sistema de interruptores en la entrada de la caja portamedidor. Adicionalmente, el convertidor o inversor DC/AC, es un dispositivo electrónico que tiene un sistema de control del flujo de energía para suprimirlo cuando no exista tensión en la red de distribución. De este modo, los técnicos de la empresa distribuidora pueden realizar maniobras en la red cuando ésta se encuentre desenergizada sin temor a tener una tensión de retorno desde la carga.

### **7.3 Monitoreamiento de Inyección de Perturbaciones a la Red**

Otro aspecto fundamental relacionado con la conexión a la red del sistema fotovoltaico, es el referido a las eventuales perturbaciones del tipo flicker o armónico que el sistema podría estar inyectando a la red sea que éste se encuentre o no inyectando energía a la red de distribución. Como ya se mencionó líneas arriba, para el caso específico del proyecto piloto en análisis, la empresa Luz del Sur se encargó de realizar las mediciones de control de las perturbaciones en el punto de suministro del cliente en el momento de aceptar la conexión del sistema a su red. Sin embargo, para efectos de documentación del caso y gracias a la colaboración del OSINERG, se consiguió realizar un monitoreamiento de las perturbaciones en el punto de entrega del cliente en mención.

Estas mediciones se realizaron mediante la instalación de un equipo analizador de redes RPM 1650, configurado para realizar registros de tensión, corriente, armónicos y flicker. El registro de las mediciones se realizó durante una semana completa, de este modo se obtuvo el comportamiento de los indicadores en análisis para diversos regímenes de consumo del cliente y de generación del sistema fotovoltaico.

#### **7.3.1 Resultados de Registros de Tensión**

El registro de tensión efectuado nos sirve para validar que la operación en paralelo del sistema fotovoltaico con la red de distribución, no genera problemas de tensión. Los registros son divididos en intervalos de medición de quince minutos cada uno (15 minutos), en cada intervalo se evalúa si el registro de tensión supera las tolerancias de sobre o sub tensión definidos en la Norma Técnica de Calidad ( $\pm 5\%$ ) y no más del cinco

por ciento (5%) de estos intervalos deberían superar las tolerancias para definir que no existe problemas de calidad de tensión. En la Tabla 7.1 se presenta los resultados obtenidos. Se concluye que no existen problemas de tensión.

**Tabla 7.1.- Resultados de Registros de Tensión**

FECHA INICIO	03/14/2003 12:13:08	
FECHA FINAL	11/28/2001 11:54:11	
Numero de intervalos con valores registrados		672
Numero de intervalos con interrupciones		0
Numero total intervalos en periodo de medicion		672
<b>COMPENSACION POR CAIDA DE VOLTAJE</b>		
Numero de intervalos con valores registrados		672
Numero de intervalos fuera de rango		13
% intervalos fuera rango/totales		1.93%
El suministro es de tensión :		<b>acceptable</b>

En la Figura 7.3 se presenta gráficamente el resultado de los registros de tensión en comparación con los límites de tolerancia establecidos en la Norma Técnica de Calidad.

### **7.3.2 Resultados de THD, Armónicos y Flicker**

En la Tabla 7.2 se resume los resultados obtenidos del registro de perturbaciones para el cliente de Luz del Sur donde se instaló el Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red.

**Tabla 7.2.- Resultados de Registro de THD, Armónicos y Flicker**

Parámetros	Cliente de los Paneles Solares	Tolerancias según NTCSE
<b>Flicker</b>	De los 835 intervalos registrados, 81 intervalos supera las tolerancias equivalente a un 9.7%. <b>Conclusión: CLIENTE CON MALA CALIDAD DE FLICKER.</b>	Flicker < 5%
<b>THD</b>	De los 836 intervalos registrados, 160 intervalos supera las tolerancias equivalente a un 19.1%. <b>Conclusión: CLIENTE CON MALA CALIDAD DE THD.</b>	THD < 8%
<b>Armónicos</b>	De los 836 intervalos registrados, 264 intervalos supera las tolerancias equivalente a un 31.6%. <b>Armónicos que exceden las tolerancias:</b> 5ta armónica: 253 intervalos. 15ava armónica: 14 intervalos. 21ava armónica: 12 intervalos. 27ava armónica: 3 intervalos. <b>Conclusión: CLIENTE CON MALA CALIDAD DE ARMÓNICOS.</b>	Armónicos < 5%



***Figura 7.3.- Resultado de los Registros de Tensión***

Los resultados obtenidos indican que el punto de suministro en análisis tiene indicadores negativos de perturbaciones. Esto es, el punto de suministro del cliente supera las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad para los parámetros de Flicker, THD y Armónicos.

Sobre esto, se debe mencionar que actualmente el Ministerio de Energía y Minas ha suspendido la aplicación de las penalidades por perturbaciones debido a la falta de adecuados criterios técnicos para la fehaciente asignación de responsabilidad en el problema de las perturbaciones. Estos problemas están asociados al problema de identificación de direccionalidad y de no linealidad del fenómeno con respecto a los equipos del sistema.

En este sentido, no es posible definir de manera categórica que los registros de problemas de perturbación registrados en el punto de suministro del cliente se deban a perturbaciones que tienen su origen en la operación del sistema fotovoltaico conectado a la red.

---

## **CAPÍTULO 8**

# **ESCENARIOS DE INCENTIVO A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

### **8.1 Introducción**

El objetivo final de todo proceso de desregulación del sector eléctrico es conseguir eficiencia económica en la explotación y desarrollo de la actividad eléctrica. El paradigma adoptado para conseguir este objetivo es el Mercado Libre, esto es, inversionistas privados en condiciones de competencia para suministrar electricidad frente a consumidores con capacidad de escoger a su suministrador.

La adopción de este paradigma en países como el Perú, con una tradición de control de la actividad eléctrica por parte del Estado, significó un giro de 180 grados en la concepción que el Estado tenía sobre su responsabilidad en el sector. Como resultado del proceso de reforma del sector eléctrico, quedo en evidencia una de las responsabilidades que el Estado siempre tuvo, pero que la mayor parte del tiempo no consiguió ejercer adecuadamente. Estamos hablando del Planeamiento Energético.<sup>1</sup>

En el nuevo escenario del sector eléctrico, cada agente del mercado cuida de sus intereses. El estado no puede participar con ningún agente del mercado de manera individual sino con el mercado en su conjunto. En este sentido, el Estado tiene la responsabilidad de garantizar que el resultado del mercado refleje de manera fidedigna el interés de la sociedad. Esta responsabilidad cobra relevancia al tratarse de una actividad económica como la energética, que en su desarrollo envuelve grandes externalidades ambientales no incorporadas en los precios del mercado.

Sociedades de países desarrollados como EUA, Alemania, España, Japón entre otros, se están esforzando para incentivar tecnologías de generación de electricidad basadas en fuentes renovables mucho menos poluidoras que aquellas que actualmente representan el status quo del mercado eléctrico. En (DOE, 1999), por ejemplo, se puede ver cómo es que el Departamento de Energía de los EUA, modela la incorporación de nuevas

---

<sup>1</sup> En el caso Peruano, el planeamiento de la expansión del sistema siempre estuvo orientado a intereses económicos de inversionistas relacionados con el gobierno de turno o a intereses políticos del partido político en el gobierno.

<sup>3</sup> Los organismos reguladores y fiscalizadores del funcionamiento del mercado tienen la responsabilidad de velar por el cumplimiento de este objetivo.

tecnologías en su sistema de modelamiento del sistema energético utilizado para el Planeamiento Energético. La idea básica es asumir que existen tecnologías limpias que por sus costos actuales no pueden competir en el mercado, pero que si se observa su potencial de competencia en un futuro nivel de comercialización de esta tecnología, podrían representar buenas candidatas para minimizar el costo de las externalidades no incorporadas en un planeamiento convencional.

En este capítulo profundizaremos en el análisis del valor que el sistema de precios del mercado atribuye a la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red, y que fue determinado en el capítulo anterior basado en el beneficio individual de un agente del mercado. Este análisis será la clave para descubrir en que parte de la cadena del mercado y su sistema de precios, debería ser incorporado el beneficio social de los SFCR, para después proponer escenarios de incentivo en esta incorporación.

## **8.2 Valor de Mercado de la Energía Fotovoltaica**

Para el mercado eléctrico en conjunto, la introducción de sistemas fotovoltaicos conectados a la red significa una nueva alternativa de generación con dos características principales que deberían ser reconocidas:

- Es una alternativa de generación distribuida, y
- Es basada en una fuente de energía renovable y limpia.

De los resultados obtenidos en el Capítulo VI, podemos concluir que el sistema de precios del mercado no está dando valor a ninguna de estas dos características. Vamos a

analizar entonces, dónde es que el sistema de precios comete un error, si es que éste existe.

La primera característica, de ser una alternativa de generación distribuida, nos lleva a pensar en un posible beneficio al economizar inversiones en redes de transmisión y distribución. En el hipotético caso que se tuviera dos alternativas de generación con el mismo costo, y sin analizar algún otro factor, es lógico que la alternativa que esté más cerca del centro de consumo debiera tener preferencia sobre la otra alternativa. De acuerdo con esto, la alternativa que esté más cerca del centro de consumo estaría evitando que la sociedad pague inversiones en redes de transmisión y distribución que serían necesarios para traer la energía. Se puede demostrar que el sistema de precios del mercado resuelve este tipo de cuestionamiento. En el capítulo quinto, en la sección donde se explica la formación de la tarifa al cliente final, se presentó la forma básica de los precios de potencia y energía para cualquier barra del sistema eléctrico; el precio de potencia incluye los costos del sistema de transmisión y/o distribución. Por lo tanto, si existe alguna tecnología de generación distribuida que pueda ser colocada en alguna barra de la red con costos de generación menores que la suma del costo de generación convencional y los costos de transmisión y/o distribución que está incluida en los precios de mercado en esa barra, esa tecnología con seguridad va a ser preferida en el despacho de generación realizado por el Operador Independiente del Sistema y va a desplazar a otras tecnologías.

En este sentido, el sistema de precios del mercado permite que tecnologías de generación distribuida compitan con tecnologías de generación convencionales, siempre que el costo de generación de las primeras sea competitivo. Colocado de este modo, el problema se focaliza en hallar un mecanismo de incentivo para conseguir que estas nuevas tecnologías de generación distribuida alcancen niveles de comercialización que hagan que su costo llegue a un nivel de competencia.

Sin embargo, en el caso de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, existe un problema particular: su característica de generación intermitente; los sistemas fotovoltaicos conectados a la red sólo tienen la posibilidad de generar durante las horas de iluminación solar. Esta característica va a impedir de manera parcial o total que las inversiones en SFCR tengan algún ahorro relacionado a las inversiones en redes de transmisión y distribución. El ahorro de inversiones en redes será parcial para sistemas eléctricos con demandas máximas de potencia en las horas fuera de punta, ya que la potencia del SFCR estará disponible justamente en las horas fuera de punta y de este modo disminuirá la capacidad de transporte requerida de los sistemas de transmisión y distribución. Sin embargo, para sistemas eléctricos con demandas máximas de potencia en las horas de punta (que son la mayoría de los sistemas eléctricos), los SFCR no representan ningún ahorro de inversiones en redes de transmisión y distribución, porque estas redes son dimensionadas para abastecer la demanda máxima del sistema; esto es, la capacidad del sistema de transmisión y distribución tendrá que ser la misma sea que los SFCR estén instalados o no.

Si consideramos que la mayoría de los sistemas eléctricos de baja tensión son dimensionados para atender a clientes residenciales que tienen su demanda máxima de potencia en las horas de punta del sistema, podemos concluir que será esporádico el caso en que el SFCR pueda ser considerado una alternativa de generación distribuida. Esta conclusión está siendo reflejada en el caso del ejemplo numérico del capítulo anterior, donde el beneficio del cliente no tiene una componente de potencia y sólo queda el beneficio de la energía generada en las horas fuera de punta.

### **8.3 Valor Económico de la Energía Fotovoltaica**

El mecanismo de mercado no es un fin en si mismo, el objetivo final del mercado es encontrar el óptimo social de la economía, esto es, aquel estado de la economía que representa el mínimo costo total para un determinado nivel de utilidad o satisfacción del consumidor<sup>3</sup>. En el caso del mercado eléctrico, el nivel de utilidad está determinado por el abastecimiento continuo de electricidad, y el costo total es determinado por el costo de inversión, operación y mantenimiento del sistema eléctrico. Sin embargo, debemos recordar que el mercado eléctrico es uno de los principales sectores de la economía que comparte la responsabilidad por los daños ambientales, pero este costo de los daños no está siendo optimizado con el actual mecanismo de mercado.

Al intentar incorporar el aspecto ambiental en el mercado eléctrico, se está buscando un nuevo óptimo social que corresponde a un mayor costo total de abastecimiento. El problema es que el sistema de precios del mercado eléctrico es miope en lo que respecta al abordaje de los aspectos ambientales; a decir verdad, los aspectos ambientales de las

actividades económicas son un problema aún sin soluciones definitivas. El mecanismo ensayado por los organismos reguladores para enfrentar este problema ha sido la creación de normas ambientales para el control de las emisiones en el caso de las unidades de generación. Sin embargo, para cumplir con estas normas, los generadores realizan inversiones que finalmente son pagadas por los consumidores en la tarifa de energía eléctrica.

Siguiendo este camino, el cliente final termina sustentando el *status quo* de determinadas tecnologías, ya que en la medida que la norma ambiental sea más estricta, mayor será la tarifa de electricidad pagada por el consumidor. En el límite, de acuerdo con esta lógica, la tarifa de electricidad alcanzaría un valor tal que incentivaría la introducción de nuevas tecnologías de generación menos poluidoras. Sin embargo, hasta llegar a este punto, el cliente final ya habría acumulado un valor totalmente irracional de pago por el costo de abastecimiento, esto debido a que la tarifa actual de electricidad, como resultado de muchas décadas de comercialización de las tecnologías convencionales, se encuentra en un nivel que ha creado un “gap” que no permite la introducción de tecnologías menos poluidoras en el mercado.

Por lo tanto, la energía generada por tecnologías limpias como la fotovoltaica, tiene un valor económico que surge de la posibilidad de minimizar este nuevo costo social que incluye el medio ambiente. Incentivando la comercialización de tecnologías limpias en el mercado eléctrico, se puede conseguir que el costo adicional que el cliente final

tendría que cubrir para incorporar aspectos ambientales en el mercado, sea menor que la alternativa de esperar a que las fuerzas del mercado resuelvan esta situación. La experiencia internacional de programas de incentivo a las tecnologías basadas en fuentes renovables no poluidoras del medio ambiente, demuestra que el Estado debe ser protagonista de estos programas asumiendo su responsabilidad en la búsqueda del óptimo social.

#### **8.4 Promoviendo el SFCR en el Mercado Eléctrico**

Tomando como punto de partida que el Estado quiere incentivar la introducción de tecnologías limpias en la matriz energética, en esta sección vamos a desarrollar dos posibles escenarios del mercado eléctrico Peruano que permitirían promover los SFCR. Los escenarios no son mutuamente excluyentes y mas que presentar una solución definitiva para el incentivo de este tipo de tecnología en un mercado eléctrico desregulado, pretenden presentar un ejemplo académico de la manera de utilizar los resultados de la evaluación económica desarrollada en el capítulo anterior.

El primer escenario será llamado Pasivo, y corresponde a una situación en que el Estado Peruano decide incentivar los SFCR respondiendo a la propuesta de países productores de paneles fotovoltaicos para realizar programas de introducción de esta tecnología, donde el costo de inversión sería compartido como mínimo por tres agentes: el país suministrador de los paneles, el país receptor de los mismos y el cliente final donde será instalado el SFCR. La proporción del financiamiento puede ser diversa, pero para hacer un ejemplo numérico vamos a asumir que el país suministrador de los paneles

cubriría el 50% de la inversión, el país receptor cubriría el 20% y el cliente final el 30% restante.

El segundo escenario será llamado de Activo, y corresponde a una situación en que el Estado Peruano decide incentivar los SFCR como una manera de participar activamente en el desarrollo de una tecnología considerada como una buena apuesta para el futuro del mercado energético. En este escenario, el Estado Peruano toma la iniciativa de negociar su inversión a cambio de participar en la producción de los paneles fotovoltaicos.

En cualquiera de los dos escenarios, el Estado Peruano debería especificar una norma técnica para la instalación del SFCR de acuerdo con patrones internacionales. Toda nueva instalación de un SFCR debería ser supervisada por la empresa Distribuidora, que debería considerar este servicio como su contribución en el movimiento de protección del medio ambiente. Por lo tanto, tal servicio de supervisión debería ser sin costo para el cliente; el Estado Peruano podría reconocer formalmente este servicio prestado a la sociedad.

#### **8.4.1 Escenario Pasivo**

De acuerdo con este escenario, el Estado Peruano reglamentaría como obligatoria la compra de energía inyectada en la red por los SFCR. La empresa distribuidora tendría la responsabilidad de la lectura y registro mensual de la energía inyectada en la red por

cada SFCR, además del descuento del valor de compra de esta energía en el cobro mensual correspondiente al abastecimiento de electricidad.

En este tipo de escenario, el factor determinante va a ser la cantidad de clientes finales que estarían en condiciones de financiar el 30% de la inversión inicial del SFCR. En la Tabla VII-1<sup>5</sup> se presenta una estructura del mercado de clientes residenciales dividido por rango de consumo, que corresponde a la empresa de distribución de energía eléctrica de Lima “Luz del Sur”, en ella se puede observar que se tiene 32.650 clientes que tienen consumo mayor de 500 kWh mensual. Si asumimos que aproximadamente 10% de estos clientes tendrán la posibilidad de entrar en un programa para instalación de un SFCR de 1 kWp por cliente, estaremos hablando de un programa de aproximadamente 3 MWp.

**Tabla VII-1. Estructura del mercado de clientes BT5 – Luz del Sur**

		MW.h	# Clientes	Consumo Médico
1E-BT, Residencial Total	BT5_R	1 029 887	404 989	211,9
1E-BT, Resid. De 1 a 30 kW.h	BT5_R1	2 820	54 560	4,3
1E-BT, Resid. De 31 a 100 kW.h	BT5_R2	78 760	103 295	63,5
1E-BT, Resid. De 101 a 150 kW.h	BT5_R3	101 186	68 494	123,1
1E-BT, Resid. De 151 a 300 kW.h	BT5_R4	266 479	102 138	217,4
1E-BT, Resid. De 301 a 500 kW.h	BT5_R5	204 359	43 852	388,3
1E-BT, Resid. De 501 a 720 kW.h	<b>BT5_R6</b>	<b>132 454</b>	<b>18 330</b>	<b>602,2</b>
1E-BT, Resid. De 721 a 1000 kW.h	BT5_R7	67 504	7 002	803,4
1E-BT, Resid. Exceso de 1000 kW.h	BT5_R8	176 591	7 318	2 010,9
1E-BT, Não Residencial	BT5_NR	314 681	58 102	451,3

Asumamos que el Estado Peruano no tiene problema en financiar 20% de la inversión inicial de implementación de un programa de 3 MWp de incentivo a los SFCR.

<sup>5</sup> Esta tabla es la misma que la Tabla VI-1 del capítulo anterior.

Entonces, si consideramos que un SFCR de 1 kWp de capacidad va a costar aproximadamente US\$ 8.000, estaremos hablando de un programa de US\$ 24 millones, donde US\$ 12 millones serían financiados por el productor de los paneles fotovoltaicos, US\$ 4,8 millones por el Estado Peruano y US\$ 7,2 millones por los clientes finales que van a ser propietarios de los sistemas fotovoltaicos.

Consecuentemente, cada cliente haría una inversión de US\$ 2.400, y de acuerdo con la evaluación económica realizada en el capítulo anterior, el ahorro que generaría esta inversión para el cliente representaría un valor actual de aproximadamente US\$ 500.

#### **8.4.2 Escenario Activo**

En este escenario el Estado Peruano tendría la iniciativa de convertir la contribución de su sociedad con el medio ambiente, en una inversión que buscaría réditos en el mediano o largo plazo. Estos réditos podrían estar asociados a mejorar la capacidad de desarrollo tecnológico nacional en el área fotovoltaica.

De acuerdo con esto, el Perú se podría comprometer a realizar un programa de instalación de 30 MWp hasta el año 2011, 3 MWp cada año. Puesto en valores referenciales, la inversión anual sería de US\$ 24 millones (US\$ 8.000 / kWp), considerando que el valor de mercado de la energía generada por un sistema de 1 kWp representa un valor actual de US\$ 500, la inversión anual no recuperada sería de US\$ 22,5 millones. Este sería el valor anual que la sociedad peruana estaría financiando al sostener un programa de 3 MWp de SFCR por año.

La idea de este escenario radica en que este aporte de la sociedad Peruana sea puesto en valor y de este modo sujeto a negociación con los países productores de paneles fotovoltaicos. Una alternativa podría ser conseguir un arreglo para que estos países transmitan parte de su desarrollo tecnológico vía convenios empresariales, académicos, etc.

La manera de recaudar el dinero necesario para sustentar el programa en mención, podría ser a través de una tasa adicional en el precio de la tarifa de electricidad para clientes con consumos mayores de 500 kWh/mes. Si observamos en la tabla anterior, encontraremos que sólo en la empresa Luz del Sur, estos clientes consumen aproximadamente 380 GWh mensuales, este valor puede ser duplicado si consideramos a la otra empresa distribuidora de Lima, Edelnor. Entonces, estaríamos hablando de 760 GWh mensuales o aproximadamente 9.100 GWh anuales, que valorizados a 9 ctv. US\$/kWh aproximadamente, representan US\$ 819 millones cada año. Una tasa de 2,5% de incremento en la tarifa de estos clientes representaría una recaudación de aproximadamente US\$ 20 millones anuales, valor que prácticamente equivale a los US\$ 22,5 millones anuales que no son recuperados por el ahorro generado al invertir en SFCR.

# **CAPÍTULO 9**

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **9.1 Conclusiones**

1. Este trabajo de tesis abordó aspectos de Regulación y de Tarifas, así como aspectos económicos relacionados al tema de la introducción de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red en un entorno de mercado eléctrico desregulado. Se tomó el mercado eléctrico Peruano como estudio de caso.

En este contexto se planteó la cuestión del rol que el Estado tiene que desempeñar en el escenario actual de mercado energético, donde la actividad productiva tiene considerables implicancias ambientales que representan un costo social que no viene siendo optimizado adecuadamente por el sistema de precios del mercado, ya que las

restricciones ambientales colocadas a cada proyecto de generación de manera aislada no garantiza un óptimo de Pareto. En este sentido, el incentivo a las tecnologías de generación de electricidad basadas en fuentes renovables, se convierte en una alternativa para minimizar el costo social relativo al medio ambiente en el mediano o largo plazo.

2. Así mismo, se presentó de forma sucinta el estado del arte de la tecnología de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red, el cual es considerado como una de las tecnologías candidatas a ser introducidas en la matriz energética con el objetivo de minimizar el costo total de electricidad que incluiría adecuadamente el daño al medio ambiente. La experiencia internacional demuestra que estos sistemas se encuentran en una etapa muy avanzada de maduración tecnológica, pudiendo resaltar su alto nivel de confiabilidad con niveles mínimos de mantenimiento. Los aspectos relacionados a las perturbaciones armónicas, protección y control, han sido el centro de los últimos avances tecnológicos en el área y han resultado en la norma IEEE 929-2000.
3. De igual forma, se desarrolló un análisis de los aspectos regulatorios y de estructura de mercado, teniendo en consideración que cualquier propuesta de incentivo a las tecnologías alternativas de generación de electricidad requiere ser desarrollada dentro del marco de las reglas de mercado que caracterizan al actual escenario del sector eléctrico. Los resultados obtenidos demuestran que los Sistemas Fotovoltaicos

Conectados a la Red sí se encajan en la estructura del mercado eléctrico al ser considerados como un caso de autoproducción de un cliente final.

4. La energía autoproducida que excede el consumo propio del cliente puede ser comercializada por éste como una transacción de compra y venta de energía establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas. Si bien es cierto que en esta legislación no se encuentra explícita la obligación del mercado a comprar esa energía inyectada a la red por el cliente final en el sistema de distribución, también es cierto que la legislación no coloca ningún impedimento ni restricción para que personas físicas o jurídicas se conviertan en Generadores menores a 500 kW de capacidad. De este modo el Generador independiente puede negociar directamente con los agentes del sistema su energía inyectada en la red de distribución.
  
5. En esta línea de análisis, fue desarrollado también otro aspecto clave relacionado con la introducción de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red en un mercado eléctrico, el referido al valor que el mercado atribuye a la energía producida por estos sistemas. Partiendo del análisis del sistema de precios de mercado, se consiguió evaluar de manera analítica cuál sería el beneficio real que un cliente final tendría al implementar un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red en su predio. La aplicación numérica dio como resultado que un sistema de 1 kWp tendría un beneficio mensual de aproximadamente US\$ 3.51. Esto quiere decir que de una inversión de US\$ 8 000 en un sistema de 1 kWp, se podría recuperar solamente US\$ 500 en 25 años para una tasa de descuento de 6% al año.

6. Los resultados obtenidos permiten determinar cuál es el beneficio que el mercado, mediante su sistema de precios, le reconoce a la implementación de proyectos de fotovoltaicos conectados a la red. Este es el punto de partida para trazar cualquier escenario de incentivo a este tipo de tecnología; este trabajo bosqueja dos escenarios de incentivo que presentan un ejemplo de aplicación de los resultados obtenidos en la tesis para este tipo de análisis.

## **9.2 Recomendaciones para trabajos futuros**

El abordaje del tema y los resultados obtenidos en este trabajo, abren varias líneas de investigación para trabajos futuros. Como motivación para la definición de los mismos, se puede proponer las siguientes preguntas:

¿Deberían los países no productores de paneles fotovoltaicos esperar a que el costo unitario de los mismos sea mucho menor para comenzar con sus programas de incentivo a estos sistemas?

¿Deberían los países en desarrollo asumir un menor compromiso de inversión en la conservación del medio ambiente que aquella parte correspondiente a los países desarrollados? ¿Cuál es el valor techo de estas inversiones?

¿Es factible negociar la participación de los países en desarrollo en el esfuerzo por promover las tecnologías fotovoltaicas a cambio de transferencia tecnológica u otras ventajas para su desarrollo económico? ¿De cuánto dinero estamos hablando?

## Bibliografía

- Bernstein, S., 1988, “Competition, Marginal Cost Tariffs and Spot Pricing in the Chilean Electric Power Sector”, *Energy Policy*, pp. 369-377.
- Bromley, D. W., 1989, “Economic Interests and Institutions: The Conceptual Foundations of Public Policy”, Basil Blackwell, Oxford.
- Bromley, D. W., 1991, “Environment and Economy: Property Rights and Public Policy”, Basil Blackwell, Oxford.
- DOE, 1999, "The Electricity Market Module of The National Energy Modeling System (NEMS), Model Documentation Report, March 1999. U.S. Department of Energy.
- Goldemberg, J., 1998, “Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento”, Editora da Universidade de São Paulo, São Pulo.
- Hanna, S., C. Folke, K. Mäler, 1996, “Rights to Nature: Ecological, Economic, Cultural, and Political Principles of Institutions for the Environment”, Island Press, Washington.
- International Atomic Energy Agency, 1984, “Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guide Book”, Technical Report 241, Vienna, Austria.
- Lorenzo E., 1994, "Electricidad Solar: Ingenieria de los Sistemas Fotovoltaicos", Progensa, Sevilla, España.
- Meier, P., M. Munasinghe, 1994, “Incorporating Environmental Concerns into Power Sector Decisionmaking: A Case Study of Sri Lanka”, Environment Paper Number 6, World Bank.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú, 1992, "Ley de Concesiones Eléctricas". D.L. 25844.
- Moore, C. and J. Ihle, 1999. "Renewable Energy Policy Outside The United States", Issue Brief, Renewable Energy Policy Project, 14.

- Munasinghe M. and J. Warford, 1982, "Electricity Pricing: Theory and Case Studies". Johns Hopkins University Press.
- Munasinghe, M., 1993, "Environmental Economics and Sustainable Development", Environment Paper Number 3, World Bank.
- Nowak, S., S. Rezzonico and H. Barnes, 1997. "Buy-Back Rates for Grid-Connected Photovoltaic Power Systems - Situation and Analysis in IEA Member Countries", PVPS TI 1997 2.
- Schweppe, F. C., 1978, "Power Systems 2000", IEEE Spectrum, Vol. 15, No. 7.
- Schweppe, F. C., R.D. Tabors, J.R. Kirtley, H. Outhred, F. Pickel and A. Cox, 1980. "Homeostatic Utility Control", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 3.
- Tabors, R. D., 1994, "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No.1.