

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia  
PIPGE - EP/IEE/IF/FEA - USP

AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA  
ELÉTRICA FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE EM  
MERCADOS ELÉTRICOS DESREGULADOS

Por

David Richard Orosco Zumarán

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

2000

AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE EM MERCADOS ELÉTRICOS  
DESREGULADOS

Por

David Richard Orosco Zumarán  
Engenheiro Mecânico-Eletricista

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de:

Mestre em Energia

Área de Concentração: Energia  
Linha de Pesquisa: Fontes Renováveis e Não Convencionais  
Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Banca Examinadora

- |                        |         |
|------------------------|---------|
| - Roberto Zilles       | IEE/USP |
| - Ildo Sauer           | IEE/USP |
| - Marco Antônio Saidel | EP/USP  |

São Paulo, 14 de dezembro de 2000.

**Às pessoas que tiveram que se privar da minha presença e carinho durante muitas noites e fins de semana. De maneira especial a minha esposa Xenia e minha filha Catalina Xea.**

## **AGRADECIMENTOS**

A oportunidade de fazer esse trabalho não teria existido sem o apoio financeiro do International Energy Initiative, quero agradecer a Otavio Mielnik, Director dessa instituição, pela confiança depositada na minha pessoa.

A convivência com meus colegas e professores do Instituto de Electrotécnica e Energia da USP formaram o contexto ideal para o desenvolvimento desse trabalho. Tenho gratidão especial pelo grupo da área de energia solar do Instituto: Sérgio, Rosana, Federico e Cristina, que ajudaram direta e indiretamente no amadurecimento do tema do trabalho.

Por último, agradeço de maneira particular ao Prof. Roberto Zilles, pela amizade e apoio moral oferecidos adicionalmente à orientação competente e oportuna.

## INDICE

Resumo	iii
Abstract	iv
Capítulo I - Motivação e Justificativa	
1.1 Apresentação	1
1.2 O sistema de concessões	2
1.3 O estado como regulador e planejador	4
1.4 O meio ambiente e o planejamento no setor elétrico	5
1.5 Conciliando mercado e meio ambiente	7
Capítulo II - Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	
2.1 Introdução	8
2.2 Sistemas fotovoltaicos	9
2.2.1 O Sistema fotovoltaico autônomo	11
2.2.2 O sistema fotovoltaico conectado à rede	12
2.3 O estado da arte dos sistemas conectados à rede	14
2.4 A experiência internacional em programas de incentivo a SFCR	16
Capítulo III - Estrutura dos Mercados Elétricos Desregulados	
3.1 Introdução	18
3.2 O mercado no setor elétrico	20
3.3 Estrutura dos mercados elétricos desregulados	21
3.4 O mercado de eletricidade em operação	23
3.5 Definição resumida dos agentes do mercado - Caso Peruano	26
3.5.1 Empresas de Geração	26
3.5.2 Empresas de Transmissão	26
3.5.3 Empresas de Distribuição	26
3.5.4 Clientes Finais	26
Capítulo IV - Localização da Geração Distribuída em um Mercado Elétrico Desregulado	
4.1 Introdução	28
4.2 Autoprodução no mercado elétrico	29
4.3 SFCR vistos como autoprodução com excedente	31
4.3.1 Aspectos técnicos e comerciais da injeção de eletricidade na rede de distribuição	32
4.3.2 Oportunidades para geradores independentes	33
4.4 A experiência peruana na negociação do excedente de autoprodução	34

## Capítulo V - Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica para Clientes Conectados à Rede

5.1	Introdução	35
5.2	Preços de geração de potência e energia	36
5.2.1	Preços de transmissão	38
5.2.2	Preços de distribuição	40
5.3	Formação da tarifa ao cliente final - Caso Peruano	41
5.4	Análise da tarifa com única medição de energia (BT5)	45

## Capítulo VI - Avaliação Econômica de Projetos de Geração Fotovoltaica Conectada à Rede

6.1	Introdução	48
6.2	Definição do caso em análise	49
6.2.1	Benefício do ponto de vista do cliente	49
6.2.2	O ponto de vista do distribuidor	51
6.3	Correta avaliação do benefício para o cliente	52
6.4	Preço de recompra ou "buy-back rate" do mercado	53
6.5	Avaliação econômica do caso em análise - Exemplo numérico	55

## Capítulo VII - Cenários de Incentivo à Geração Fotovoltaica

7.1	Introdução	58
7.2	Valor de mercado da energia fotovoltaica	60
7.3	Valor econômico da energia fotovoltaica	61
7.4	Promovendo SFCR no mercado elétrico	63
7.4.1	Cenário Passivo	64
7.4.2	Cenário Ativo	65

## Capítulo VIII - Conclusões e Recomendações

8.1	Conclusões	66
8.2	Recomendações para trabalhos futuros	68

	Bibliografia	69
--	--------------	----

## **Resumo**

Esse trabalho apresenta uma análise dos aspectos econômicos, tarifários e regulatórios relacionados à introdução de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede num contexto de mercado elétrico desregulado; é realizado um estudo de caso para o mercado elétrico peruano. Baseado no sistema de preços do mercado elétrico, é desenvolvido um modelo de avaliação econômica que pode ser utilizado por organismos interessados no incentivo a esse tipo de tecnologia de geração de eletricidade.

## **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.



# **CAPÍTULO I**

## **MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA**

### **1.1 Apresentação**

No fim do ano de 1992, o governo Peruano iniciou o seu processo de reestruturação do setor elétrico como parte de uma série de medidas econômicas negociadas com o Banco Mundial. Mediante o Decreto Lei D.L. 25844, denominado “Ley de Concesiones Eléctricas” (Lei de Concessões Elétricas), se criou a estrutura de mercado elétrico que permitiu a participação do investidor privado no setor; no ano de 1995 foram privatizadas as maiores empresas elétricas de Lima e nos anos seguintes se privatizaram as maiores empresas do interior do país.

Esse processo além de ter proporcionado um novo cenário de atuação das empresas de serviço elétrico, também deu início a um novo cenário de atuação do governo no setor

energético; o Estado deixou a responsabilidade do fornecimento de eletricidade para empresas privadas e restringiu-se a duas atividades principais dentro do setor: regular e fiscalizar o mercado.

No início do processo de reestruturação tinha-se a sensação de que o Estado estava abandonando a sua responsabilidade perante a sociedade num setor tão importante como é o setor energético. Mas essa sensação só se manteve durante os primeiros anos em que o Estado preocupou-se quase exclusivamente no estabelecimento dos regulamentos do mercado, na implementação do sistema de preços e na implementação de um sistema de fiscalização da atividade das empresas elétricas. Logo depois de estabilizar o funcionamento do mercado, o Estado começou a assumir a sua verdadeira função dentro do novo contexto do setor energético: promotor da eficiência do mercado, promotor de mecanismo de subsídio para regiões onde não é possível o funcionamento do mercado e promotor de políticas energéticas. Dessa maneira, ao invés do que poder-se-ia ter achado, como resultado do processo de reestruturação do setor elétrico o Estado ficou com maior responsabilidade.

Nesse primeiro capítulo apresenta-se o marco conceitual que envolve a atuação do governo na política pública relacionada ao setor energético e o meio ambiente. Analisam-se os principais conceitos socioeconômicos relacionados com a função do Estado como regulador e promotor de políticas energéticas. Essa análise constituirá o marco conceitual dentro do qual encaixa-se a motivação e justificação do presente trabalho de dissertação de mestrado.

## **1.2 O sistema de concessões**

Um dos aspectos mais apropriados para começar o entendimento da função do Estado em relação ao setor energético e o meio ambiente, é a compreensão do sistema de concessões.

A interação do ser humano com a natureza é caracterizada por três fatores principais: a tecnologia usada, o trabalho executado e particularmente, pelo conjunto de regras e convenções que coordenam o seu comportamento. No contexto da interação humana com a natureza, esse conjunto de regras representam as convenções que as pessoas utilizam para

controlar seu uso do meio ambiente (Bromley, 1989). Essas convenções são chamadas regimes de propriedade, e inclui dois componentes (Bromley, 1991):

1. Direitos de propriedade, que são o conjunto de títulos que definem os direitos e obrigações relativos ao uso dos recursos naturais.
2. Regras de propriedade, que são as regras sob as quais aqueles direitos e obrigações são exercidos.

Os tipos de regimes de propriedade abrangem uma diversidade quase infinita desde o livre acesso até a propriedade privada. Na tabela I-1 pode-se encontrar uma descrição dos principais tipos de regimes de propriedade.

Tabela I-1. Tipos de Regimes de Propriedade

<i>Tipo de Regime</i>	<i>Proprietário</i>	<i>Direitos do Proprietário</i>	<i>Obrigações do Proprietário</i>
Propriedade Privada	Indivíduo	Uso socialmente aceitável; controle do acesso	Evitar usos socialmente inaceitáveis
Propriedade Comum	Coletividade	Exclusão dos não proprietários	Manutenção; Restringir taxas de uso
Propriedade Estatal	Cidadãos	Determinar regras	Manter objetivos sociais
Livre Acesso	Ninguém	Tomar	Nenhum

Fonte: Hanna *et al.* 1996

O sistema de concessões é geralmente utilizado dentro do regime de propriedade estatal para controlar atividades econômicas que fazem uso intensivo de recursos naturais e/ou do meio ambiente. A atividade energética e mineira, são claros exemplos de atividades econômicas que deveriam estar sujeitas a sistema de concessões.

Na legislação peruana, o D.L. 25844, define como de “Servicio Público” (Serviço Público) o fornecimento de eletricidade para uso coletivo, e estabelece um sistema de concessões para o desenvolvimento de atividades que envolvam geração, transmissão, distribuição ou comercialização de eletricidade para serviço público.

Uma concessão é uma autorização que o Estado outorga para pessoas jurídicas realizarem uma determinada atividade econômica que envolve exploração e/ou uso de recursos naturais. Porém, essas pessoas jurídicas estão sujeitas a obrigações que o Estado se encarrega de regulamentar e fiscalizar mediante organismos adequados.

Mediante contratos de concessão, o Estado transfere para o setor privado a tarefa de exploração dos recursos naturais e bens de serviço público. No entanto, ele mantém a responsabilidade de regulamentar e planejar o uso adequado dos mesmos. Esta última responsabilidade, de planejamento, adquire uma importância relevante porque trata-se de atividades econômicas que envolvem externalidades consideráveis. De não ser assim, o planejamento não seria tão necessária já que poder-se-ia esperar que a procura do máximo benefício individual trairia o máximo benefício social.

### **1.3 O Estado como regulador e planejador**

Ao implementar um sistema de concessões, o Estado muda totalmente o peso relativo das suas atividades; ele abre mão da sua participação na exploração dos recursos para focalizar sua atenção na regulação e planejamento das atividades dos concessionários encarregados de dita exploração. Porém, é importante compreender que o planejamento nesse contexto não tem o mesmo caráter que aquele utilizado nas economias de planificação centralizada. No contexto de um sistema de concessões o Estado não determina o que deveriam fazer determinados concessionários, mas encarrega-se de dar sinais econômicos por meio de normas e políticas tarifárias e determinar metas e limites.

O critério fundamental detrás de qualquer processo de planejamento que vai dirigir as políticas de administração dos recursos naturais deveria ser o critério de desenvolvimento sustentável. O atual conceito de desenvolvimento sustentável inclui três elementos importantes (Munasinghe, 1993):

- A visão econômica, baseada no conceito de máximo fluxo de lucro que pode ser gerado mantendo o nível de capital (recursos) que gerou esses benefícios,
- A visão social, orientada às pessoas, que procura manter a integridade dos sistemas sociais e culturais, incluindo a redução de conflitos destrutivos. A equidade é um aspecto importante neste equacionamento.

- A visão ambiental, enfocada na estabilidade dos sistemas biológicos e físicos. A ênfase está na conservação da elasticidade e da capacidade de tais sistemas para se adaptar à mudança, ao invés de se focar na conservação de um estado “ideal” daqueles sistemas. A degradação dos recursos naturais, poluição, e a perda da biodiversidade reduzem a elasticidade do meio ambiente.

No entanto, são poucos os países que tem desenvolvido uma estrutura governo-academia-sociedade ao nível de levar a cabo um plano com uma abrangência adequada às exigências do critério de desenvolvimento sustentável. Na maioria dos casos, as visões sociais e ambientais são pouco analisadas ou não conseguem ser incorporadas dentro dos modelos de otimização que costuma-se utilizar na visão econômica.

#### **1.4 O meio ambiente e o planejamento no setor elétrico**

A geração e fornecimento de eletricidade foi um dos setores econômicos que estiveram geralmente ligados ao controle do Estado. O planejamento do desenvolvimento do sistema elétrico era uma atividade que as empresas elétricas realizavam de acordo com os objetivos e verbas do governo de turno. Na maioria dos países em desenvolvimento, entre eles o Peru, utilizava-se para essa tarefa modelos de otimização tais como o WASP, que encarregava-se de determinar o mínimo valor presente do custo de expansão do sistema elétrico para um determinado horizonte de planejamento<sup>1</sup>. Desse modo, o Estado procurava encontrar o mínimo custo total de fornecimento de eletricidade para a sociedade.

Num contexto de concessões, o Estado não tem mais o poder para decidir se alguma empresa elétrica deve executar ou não determinado projeto de geração previsto em seu plano de investimentos. Poder-se-ia pensar então que o planejamento da expansão do sistema ficou sem sentido, mas em realidade no novo contexto o planejamento só mudou de caráter: o plano resultante deixa de ser um plano mandatário para se converter num plano indicativo dos projetos de expansão que as empresas concessionárias poderiam executar.

Teoricamente não seria necessário nenhum plano, já que em condições de concorrência perfeita, a procura da maximização de benefícios de muitas empresas de geração e a

---

<sup>1</sup> Em (International Atomic Energy Agency, 1984) pode-se encontrar uma boa revisão dos princípios de planejamento de expansão de sistemas de geração.

procura de maximização de benefício de muitos consumidores, deveria levar a um estado que representa o máximo benefício para a sociedade e que é conhecido como o ótimo de Pareto. Porém, a produção de energia elétrica é uma das principais atividades econômicas responsáveis pela poluição do meio ambiente (Goldemberg, 1998), e esses custos não estão sendo refletidos nos preços de mercado. Isso significa que o mercado não está otimizando a utilização dos recursos naturais porque não está enxergando o custo da poluição nos preços de eletricidade oferecidos pelos produtores. Portanto, é imperativo que o Estado como regulador e planejador do setor elétrico, se encarregue de promover mecanismos para incorporar os aspectos ambientais no desenvolvimento do sistema, procurando encontrar um novo ótimo de Pareto que inclua o custo ambiental.

No Peru, como em muitos outros países, até agora só se está fazendo um controle ambiental de maneira proforma no projeto, isto é, o Estado exige que cada concessionária apresente um Estudo de Impacto Ambiental dos seus projetos de expansão<sup>2</sup>. No entanto, ainda que feitos de maneira adequada, existem inerentes limitações nesse tipo de estudos para enxergar os aspectos ambientais mais importantes.

Os Estudos de Impacto Ambiental circunscritos no projeto, tratam questões locais e específicas da área onde o projeto vai ser construído, procurando basicamente opções de mitigação dos danos e/ou avaliação de impactos socioeconômicos locais associados com a construção do projeto. Porém, esses estudos são menos efetivos para avaliar aspectos de escala regionais, nacionais e globais tais como chuva ácida ou emissão de gases que contribuem ao incremento do efeito estufa.

Aspectos ambientais de escala maior do que locais podem ser realmente abordados só ao nível de planejamento do desenvolvimento do sistema. Nesse nível de planejamento, a questão fundamental não é se o impacto de um projeto independente é ambientalmente aceitável. A questão fundamental é quais são os custos e benefícios ambientais de determinadas estratégias de desenvolvimento do sistema. Em (Meier *et al.*, 1994) pode-se encontrar uma proposta interessante de como incorporar aspectos ambientais no planejamento do sistema elétrico usando “Multi-Attribute Analysis”<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Além disso o Estado tem um organismo que se encarrega de controlar usinas em funcionamento, mas que só enxerga casos muito graves.

<sup>3</sup> Essa metodologia tem sido desenvolvida para situações onde se devem tomar decisões que consideram mais do que um objetivo. Sua característica principal é a quantificação, visualização e solução das relações entre as decisões em conflito.

## **1.5 Conciliando mercado e meio ambiente**

O funcionamento do mercado deveria garantir o mínimo custo social de fornecimento de energia elétrica. Incorporar aspectos ambientais no setor elétrico só com Estudos de Impacto Ambiental de projetos isolados, nos leva a mover esse mínimo custo social para patamares que não necessariamente correspondem ao mínimo que se poderia obter. Nesse caminho, só se pode garantir o mínimo custo de mitigação do impacto ambiental de cada projeto isolado.

Países como Alemanha, USA, Japão, Espanha entre outros estão apostando na introdução de determinadas tecnologias de geração de eletricidade baseadas em fontes renováveis. A ideia é promover a introdução de tecnologias cujos custos de geração estão em níveis tais que possam ser consideradas boas candidatas para, no longo prazo, minimizar o custo total de fornecimento de eletricidade incluindo o impacto ambiental.

A tecnologia fotovoltaica tem-se convertido numa dessas candidatas a construir uma nova matriz energética com maior participação de fontes renováveis. A presente dissertação de mestrado representa um aporte nessa direção.

## **CAPÍTULO II**

# **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**

### **2.1 Introdução**

No ano de 1978, a Universidade de Texas, Arlington, pôs em operação o primeiro Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). Desde essa data até hoje, a tecnologia que permite incorporar sistemas fotovoltaicos como sendo parte do sistema de fornecimento de eletricidade convencional, tem tido um avanço significativo.

Os Sistemas Fotovoltaicos nasceram como uma alternativa de geração de eletricidade para pequenas aplicações em lugares geralmente isolados ou que não tinham possibilidade de fornecimento convencional de eletricidade. O desenvolvimento da tecnologia de fabricação das células e a utilização de novos materiais semicondutores, fizeram que o custo médio de geração de eletricidade desses sistemas atingisse níveis muito atrativos para o caso específico da eletrificação rural. No entanto, a característica não poluente desse tipo



de tecnologia de geração de eletricidade, fez com que países preocupados com a redução dos efeitos ambientais do setor energético encorajassem a implementação de sistemas fotovoltaicos em áreas urbanas para operarem em paralelo com a rede elétrica convencional e desse modo melhorar a participação das tecnologias renováveis na sua matriz energética.

Hoje em dia, países como EUA, Alemanha, Espanha, Japão entre outros, tem encontrado na tecnologia fotovoltaica uma das melhores candidatas para minimizar o custo total de fornecimento de energia elétrica quando se está considerando o meio ambiente. Prova disso são todos os programas de incentivo que ditos países estão desenvolvendo especificamente nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Nesse capítulo se faz uma breve abordagem dos aspectos tecnológicos do SFCR, aprofundando detalhes do estado da arte de tais sistemas no que respeita à própria conexão com a rede elétrica convencional. O entendimento desses aspectos técnicos será a chave para discutir as principais questões colocadas pelas empresas de distribuição de eletricidade e para definir qual a função de tais sistemas dentro da estrutura do mercado elétrico. Além disso se apresenta uma avaliação da experiência internacional na implementação dos SFCR's.

## **2.2 Sistemas fotovoltaicos**

Um sistema fotovoltaico (SFV) é definido como um conjunto de equipamentos que permite transformar energia solar em energia elétrica. Em (Lorenzo, 1994), se apresentam os seguintes componentes de um sistema fotovoltaico genérico:

1. Gerador Fotovoltaico, onde acontece a transformação de energia luminosa em energia elétrica. O processo de transformação é realizado por células de material semicondutor, capazes de produzir corrente elétrica quando expostas à luz solar. Para sua aplicação prática, essas células são agrupadas eletricamente em diferentes combinações que permitem obter os valores de corrente e tensão necessários e finalmente são encapsuladas entre materiais que as protegem dos efeitos da intempérie.

2. Gerador Auxiliar, que complementa ao Gerador Fotovoltaico nos momentos de insuficiente irradiação. Na maioria dos casos este equipamento é um gerador termoelétrico independente que opera com Diesel ou gasolina.
3. Acumulador de Energia, que se encarrega de armazenar energia quando a demanda é menor do que a produção do gerador ou de entregar energia caso contrário. Na maioria das aplicações o acumulador está constituído por um acumulador eletroquímico.xumbo-ácido. Algumas vezes, ao invés de armazenar energia em acumuladores eletroquímicos, apela-se por armazenar diretamente o produto final do sistema: água nos sistemas de bombeamento, por exemplo.
4. A Carga, que utiliza a energia elétrica produzida pelos geradores e que pode adotar varias formas: equipamentos DC (lâmpadas de iluminação, rádios, etc.), equipamentos AC (liquidificador, televisão), e também a própria rede de distribuição elétrica convencional.
5. Um conjunto de equipamentos que atuam como interface entre todos os definidos acima e que exerce as funções de proteção e controle. De maneira geral, agrupam-se sob o nome de condicionamento de potência.

A figura 2.1 apresenta um esquema que relaciona os diferentes componentes de um sistema fotovoltaico genérico. Dependendo da aplicação requerida o sistema deverá ter uma combinação dos componentes mostrados.

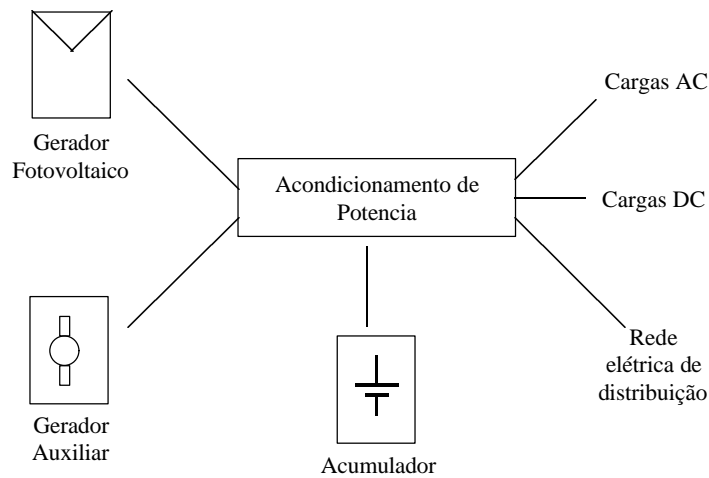


Figura 2.1. Sistema Fotovoltaico Genérico.

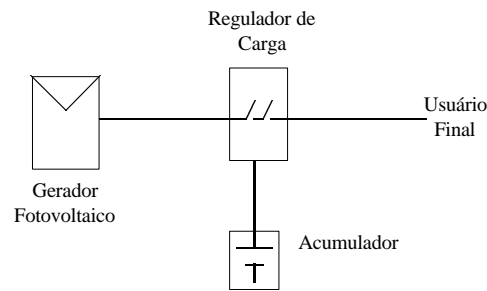
O SFV é caracterizado pela sua capacidade de geração de eletricidade em determinadas condições padrão de irradiância<sup>1</sup>, desse modo pode-se referir a sistemas de 500 Wp, 700 Wp, 1 kWp, etc. Um SFV de 500 Wp por exemplo, será capaz de entregar 500 W de potencia em condições padrão. No entanto, para uma determinada capacidade nominal do sistema, a energia elétrica gerada por ele dependerá basicamente do nível de irradiação solar no local de instalação<sup>2</sup>.

### 2.2.1 O Sistema fotovoltaico autônomo

A alternativa fotovoltaica tem se introduzido de maneira muito forte nas áreas rurais. Ainda com custos de geração elevados quando comparados com os sistemas convencionais de geração das áreas urbanas, essa alternativa pode resultar mais econômica e sustentável do que aquelas baseadas em pequenas unidades de geração termelétrica que precisam de transporte de combustível. A figura 2.2, apresenta um esquema do sistema fotovoltaico utilizado em áreas rurais, essa configuração é comumente conhecida como sistemas fotovoltaicos autônomos.

<sup>1</sup> Irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula igual a 25°C e massa de ar AM 1.5.

<sup>2</sup> Para ser exatos depende também de outros fatores como temperatura, nebulosidade, etc.



*Figura 2.2.- Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico autônomo.*

Como se pode observar da figura 2.2, o sistema autônomo é formado por três equipamentos básicos:

- Gerador Fotovoltaico, descrito linhas acima. Também conhecido como painel ou módulo fotovoltaico.
- Acumulador, também conhecido como bateria, é utilizado para armazenar a energia proveniente do gerador.
- Regulador de Carga, que é um equipamento eletrônico ajustado para administrar a energia que vem do gerador e que sai do acumulador, visando proteger a vida útil do acumulador.

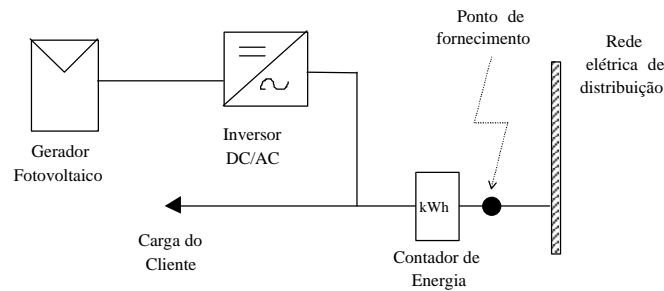
### 2.2.2 O sistema fotovoltaico conectado à rede

Uma outra aplicação dos sistemas fotovoltaicos, muito difundida em países industrializados, é utilizá-los em prédios de áreas urbanas que já tem fornecimento convencional de eletricidade. Vários governos de países como Alemanha, Espanha, Japão, USA, estão promovendo esses sistemas como uma maneira de incrementar a participação de tecnologias de geração de eletricidade que sejam não poluidoras do meio ambiente.

A figura 2.3, apresenta um esquema da configuração mais simples de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Na figura pode-se observar os dois equipamentos básicos do sistema:

- Gerador Fotovoltaico.

- Inversor DC/AC, que se encarrega de transformar em AC a eletricidade DC produzida no gerador fotovoltaico.



*Figura 2.3.- Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico conectado à rede*

Um aspecto importante que se deve ressaltar desses sistemas é o fato de serem instalados para operar em paralelo com a rede de distribuição do sistema convencional de fornecimento. Isto é, o cliente está consumindo eletricidade de ambas fontes simultaneamente, e se o consumo de energia dele for menor do que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, o excedente de energia gerada pode ser injetado à rede de distribuição.

Para obter um valor aproximado da energia que um SFCR poderia gerar, pode-se utilizar o conceito de fator de capacidade, que relaciona a energia gerada pelo sistema num determinado período com a energia que o sistema poderia gerar se trabalhar a sua capacidade nominal durante esse mesmo período. A equação 2.1 apresenta a definição formal do fator de capacidade (CF) utilizada de maneira geral para qualquer tipo de tecnologia de geração.

$$CF = \frac{\int_0^T P(t) * dt}{P_{nominal} * T} \quad (2.1)$$

Onde,

- T : Período analisado.  
P(t) : Potência gerada pelo sistema no instante "t" do período "T".  
P<sub>nominal</sub> : Potência nominal do sistema.

Esse fator é muito útil para fazer uma estimativa inicial da energia que se pode obter de um sistema fotovoltaico conectado à rede, já que para tais sistemas o fator de capacidade (CF) tem uma faixa de variação estreita, [0,16 a 0,21] aproximadamente; o valor exato vai depender justamente do nível de irradiação solar no local de instalação. Para localidades como Lima ou São Paulo, assumir um valor dentro da faixa de [0,18 a 0,20] para fazer uma estimativa inicial conduz a resultados muito próximos da realidade.

Se definirmos a capacidade nominal de um SFCR como  $kWp$ , e o fator de capacidade do mesmo como CF, poderemos determinar a energia diária que esse SFV poderá entregar utilizando a seguinte equação.

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

Para o caso da cidade de Lima, pode-se assumir um fator de capacidade do sistema fotovoltaico de 0,1875. Então, utilizando a equação 2.2, temos que um sistema de 1kWp em Lima gerará aproximadamente 4,5 kWh ao dia.

### **2.3 O estado da arte dos sistemas conectados à rede**

A experiência de milhares de sistemas operando no mundo todo, tem demonstrado que já foi superada a etapa de amadurecimento tecnológico dos SFCR quando analisado como sistema de geração de energia elétrica<sup>3</sup>. Programas de incentivo a esse tipo de tecnologia, como o caso do programa Alemão denominado "1000 telhados fotovoltaicos", ajudaram para que tanto os fabricantes quanto as empresas distribuidoras fizessem um esforço conjunto para criar normas e especificações dos sistemas. Desse modo surgiram as normas IEC 364, VDE 0100 (Alemã) e finalmente a IEEE 929-2000. A seguir apresenta-se um resumo do estado da arte dos SFCR sobre quatro aspectos tecnológicos de relevância para o tema dessa dissertação.

---

<sup>3</sup> Deve-se mencionar que a tecnologia de fabricação das células do gerador fotovoltaico se encontra numa etapa muito dinâmica de novos desenvolvimentos.

## 1. Modalidades de Conexão Elétrica à Rede Convencional

A conexão elétrica do SFCR com a rede de distribuição é realizada mediante o inversor DC/AC. As normas existentes exigem que o inversor seja comutado pela rede, inversores auto-ativados não são permitidos. A conexão pode ocorrer em baixa tensão ou em alta tensão.

## 2. Sistemas de Medição

O sistema de medição deve registrar tanto a energia consumida pelo cliente quanto a energia entregue à rede de distribuição. No entanto, ainda não estão sendo comercializados de maneira agressiva contadores que num único aparelho registrem ambas as direções do fluxo de energia de maneira adequada, isto é, com a precisão de medição requerida pela lei e com indicação separada de ambos os valores. Portanto, na experiência Alemã para tomar um exemplo, se utilizou dois contadores independentes para registrar cada sentido do fluxo de energia. Esses contadores são conectados eletricamente em série, num ponto da linha de alimentação principal da rede de maneira que num contador se pode registrar a energia tomada da rede e no outro contador se pode registrar a energia injetada na rede. Ambos contadores devem ter uma trava que impeça o movimento inverso do contador.

## 3. Sistemas de Proteção e Controle

Vamos centrar a nossa abordagem aos sistemas de proteção e controle da conexão com a rede. Esse é um dos aspectos que tem relevância para a empresa de distribuição, já que o SFCR vai estar conectado com a rede de distribuição que atende outros clientes e que precisa de manutenção regular. Conseqüentemente, os SFCR devem assegurar duas coisas:

- A formação de ilha. Especialmente para casos em que a rede de distribuição foi desligada para manutenção, os operários da distribuidora precisam ter certeza que a rede se encontra desenergizada para realizar manutenção. Para isso o inversor deve ter a capacidade de isolar da rede de distribuição, o circuito de fornecimento do SFCR. Se diz então que o inversor tem a capacidade de formação de ilha.

- Evitar danos nas instalações de outros clientes. Durante a operação da rede distribuição se podem dar casos em que o SFCR injete energia elétrica em níveis de tensão relativamente maiores do que os nominais (220 V, no caso Peruano).

#### 4. Perturbações na Rede

Esse talvez é o ponto de maior cuidado na instalação de um SFCR. Estamos falando de perturbações como resultado de oscilações harmônicas e de variações de tensão que podem ser produzidas pelo inversor no momento de transformar a corrente contínua em corrente alternada. Oscilações harmônicas - oscilações sinusoidais com frequências de valores múltiplo da frequência fundamental 60Hz - podem ocasionar sobrecargas térmicas de condensadores e motores assim como perturbações de aparelhos eletrônicos. Considerando que essas perturbações tem relação com a qualidade do inversor utilizado no SFCR, tem sido desenvolvidas normas que fixam os valores limites admissíveis e que são a referência para fabricantes dos inversores. A norma IEEE 929-2000 está justamente concentrada nas especificações que devem cumprir os inversores. Tendo a certeza de o inversor cumprir com essa norma, pode-se garantir que o SFCR poderá ser instalado em qualquer ponto da rede de distribuição sem nenhum problema para a rede de distribuição.

#### 2.4 A experiência internacional em programas de incentivo a SFCR

Mais do que uma dezena de países tem tido alguma experiência de incentivo a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Em (Nowak *et al.*, 1997), pode-se encontrar uma boa descrição de tais experiências do ponto de vista do preço de recompra ou "buy-back rate" que cada país está utilizando ou utilizou em determinado programa. Em (Moore *et al.*, 1999), apresenta-se uma ótica Americana dessas experiências. Merecem uma menção especial os casos de Áustria e Alemanha, que independente dos programas específicos que tem implementado, regulamentaram por lei que toda geração de energia elétrica de origem renovável, recebesse no mínimo 80% do valor da tarifa de mercado. Com isso se conseguiu diferenciar a energia elétrica gerada com tecnologias que usam fontes renováveis daquela gerada por tecnologias convencionais.



No caso de programas de incentivo específicos, os mais agressivos tem sido o Alemão e o Suíço, que reconhecem um preço de recompra entre 5 a 6 vezes o preço de mercado. Depois se tem o caso da Japão, Holanda e Itália com um preço de recompra entre 1 a 1,2 vezes o preço de mercado. Finalmente, Austrália, Portugal, França e o Reino Unido, tem implementado programas com preços de recompra menores do que a metade do preço de mercado.

Os mecanismos para a arrecadação dos recursos para a sustentação desses programas foram diversos, mas aquele que recebeu melhores resultados foi o utilizado pela Alemanha e Espanha. Nessas experiências o programa é financiado por uma pequena sobretaxa na tarifa de todos os clientes das empresas elétricas, que pode variar entre 0,6% e 1% do preço final de eletricidade.

## **CAPÍTULO III**

# **ESTRUTURA DOS MERCADOS ELÉTRICOS DESREGULADOS**

### **3.1 Introdução**

Na década dos anos 80, desenvolveram-se os primeiros trabalhos que estabeleceram as bases conceituais da reforma da indústria elétrica da que hoje somos protagonistas. Os trabalhos pioneiros de (Schweppe, 1978, 1980) vislumbravam a possibilidade de introduzir concorrência na geração, baseando-se em preços “spot” e uma estrutura de mercado, como uma maneira de fazer mais eficiente o funcionamento do sistema elétrico. O paradigma do sistema elétrico até antes dessas teorias era de empresas elétricas verticalmente integradas, que tinham que abastecer uma demanda colocando usinas de geração e redes de transmissão e distribuição.

A idéia de conceituar um sistema elétrico constituído por varias empresas elétricas, geração, transmissão, distribuição, etc., não demorou em madurar. O primeiro país a implementar na prática os conceitos básicos de reestruturação do sistema elétrico foi o Chile, em (Bernstein, 1988) pode-se encontrar uma boa descrição dessa experiência. No entanto, foi no Reino Unido que amadureceu a idéia não só de reestruturar as empresas elétricas segundo as idéias surgidas nos inícios dos anos oitenta, mas também de privatizá-las; deve-se lembrar que em março de 1988 Margaret Thatcher publicou o seu livro branco “Privatizing Electricity”. Desse modo, surge o conceito “mercado elétrico”, que responde à idéia de criação de condições de mercado na atividade elétrica. Isto é, basicamente a participação de investidores privados e um sistema de preços que responda às leis da oferta e procura.

O Banco Mundial assumiu como sua a tarefa de promover a criação de mercados elétricos. Embora os trabalhos acadêmicos que propunham reformas no setor não falavam necessariamente de privatização mas sim de um sistema de preços baseado em custos marginais (Munasinghe *et al.*, 1982), o Banco Mundial condicionou<sup>1</sup> a negociação de financiamento para desenvolvimento do setor elétrico à adoção de um modelo privatizador.

O caso Peruano foi um daqueles que cedeu quase de maneira total ante as propostas privatizadoras do Banco Mundial. No ano de 1992, apesar de já ter implementado um sistema de preços baseado em custos marginais para o setor elétrico, o Estado Peruano teve que contratar um empresa consultora proposta pelo Banco Mundial para iniciar o processo de reestruturação do setor elétrico. O modelo implementado foi uma adaptação quase idêntica do modelo utilizado no Chile<sup>2</sup>.

Nesse capítulo se faz uma abordagem da estrutura dos mercados elétricos desregulados em geral, descrevendo de maneira detalhada o caso do mercado elétrico Peruano. O desenvolvimento dessa abordagem vai-nos permitir localizar os sistemas fotovoltaicos conectados à rede dentro da estrutura do mercado elétrico.

---

<sup>1</sup> De maneira sutil mas enérgica. Prova disso foi a exigência de prazos para serem vendidas determinadas empresas.

<sup>2</sup> De fato a empresa consultora contratada, SYNEX, estava integrada por varias das pessoas que tinham liderado o processo de reforma no Chile.

### 3.2 O mercado no setor elétrico

Quando se fala de mercado vem a nossa mente a idéia de concorrência e a curva de oferta e procura. Isto é, muitos compradores querendo abastecer a sua demanda e muitos vendedores querendo colocar a sua oferta, ambos tentando maximizar a sua utilidade e obtendo desse modo um preço de equilíbrio que representa o preço justo do bem ou serviço. Então, a primeira idéia que pudera se acreditar quando se fala de mercado no setor elétrico é de algum usuário de energia elétrica com várias tomadas na entrada da sua casa, cada uma correspondente a uma empresa de fornecimento de eletricidade. Ele, segundo essa idéia, teria que escolher uma entre as fornecedoras que colocaram tomadas na sua casa. Bem, na verdade o funcionamento do mercado procura ser equivalente a essa idéia descrita. No entanto, para isso ser possível, cada empresa de fornecimento de energia elétrica teria que fazer o seu próprio investimento em redes de transmissão e/ou distribuição, dando como resultado custos de fornecimento maiores pela redundância nas redes.

Foram basicamente dois conceitos que fizeram possível a existência do mercado no setor elétrico, de maneira a obter o efeito de concorrência nos preços de fornecimento e a capacidade do cliente escolher o seu fornecedor de acordo com esses preços. O primeiro conceito foi a introdução da tarifação do serviço elétrico baseada em custos marginais<sup>3</sup>. O segundo foi à possibilidade de determinar uma tarifa pelo livre acesso às redes de transmissão e distribuição<sup>4</sup>.

A figura do mercado no setor elétrico, graças a esses dois conceitos, tomou a seguinte forma. Empresas produtoras de energia elétrica concorrem para colocar a sua energia no mercado atacadista de eletricidade que fornece energia ao sistema elétrico. Como resultado dessa concorrência, é obtido um preço de equilíbrio de mercado, que representa o menor custo de geração para cada hora do dia. A energia do mercado atacadista é levada aos consumidores por empresas comercializadoras de energia elétrica, usando para isso as redes elétricas de empresas de transmissão e distribuição, que receberão um pagamento pelo uso das mesmas.

---

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

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

Segundo essa lógica de funcionamento, todo cliente tem a liberdade de escolher qual comercializador quer como fornecedor, sem importar qual a empresa de transmissão e/ou distribuição que leva as suas redes até o ponto de fornecimento do cliente. Para isso, é preocupação do comercializador conseguir comprar energia ao melhor preço no mercado de atacado e conseguir clientes para quem vender essa energia, sem se preocupar pela localização física desse cliente, já que o livre acesso às redes de transmissão e distribuição garante que ele, o comercializador, possa utilizar essas redes para atender o seu cliente, sempre que o pagamento pelo uso dessas redes seja efetuado.

### **3.3 Estrutura dos mercados elétricos desregulados**

Com a lógica de funcionamento de mercado que foi descrita na seção anterior, não é muito difícil imaginar qual a estrutura que o mercado deveria ter. No entanto, na aplicação prática, cada país pode gerar, como de fato geraram, variantes de estrutura de mercado dependendo das dimensões e características dos seus correspondentes sistemas elétricos, econômicos e financeiros.

Por exemplo, países com um sistema elétrico preponderantemente hidráulico, geralmente terão um preço “spot” de eletricidade muito volátil. Logo, precisarão de empresas comercializadoras com boa capacidade de administrar o risco inerente. Isto significa ter a disponibilidade de adequados instrumentos de administração de risco oferecidos por instituições financeiras com capacidade de bancar uma “clearing”<sup>5</sup> do volume financeiro em risco.

Para explicar em detalhe quais os participantes, ou também chamados de agentes do mercado, e quais as transações físicas, comerciais e financeiras entre eles, vamos tomar o caso Peruano como um bom exemplo de uma estrutura básica de mercado elétrico e a partir dela explicaremos estruturas mais sofisticadas.

Tal como foi explicado no primeiro capítulo, o fundamento institucional em que está baseada a estrutura do mercado elétrico é o Sistema de Concessões. No Peru, em novembro de 1992 foi promulgada a denominada “Lei de Concessões Elétricas” (LCE), onde define-se o fornecimento regular de energia elétrica para uso coletivo como sendo de “utilidade

---

<sup>5</sup> Instituição que se encarrega de cobrir possíveis inadimplências para evitar a quebra do sistema pelo efeito dominó.

pública” (Art. 2, LCE), denominando ao mesmo de “Serviço Público de Eletricidade”. E se define um sistema de concessões para toda pessoa física ou jurídica que queira desenvolver as seguintes atividades (Art. 3, LCE):

- Geração de energia elétrica que utilize recursos hidráulicos e geotérmicos, quando a potência instalada seja superior a 10 MW;
- Transmissão de energia elétrica, quando as instalações afetem bens do Estado e/ou requeiram de autorização do mesmo para seu uso;
- Distribuição de energia elétrica para o Serviço Público de Eletricidade, quando a demanda supere 500 kW.

Além disso, na mesma Lei se define um Sistema de Autorizações para desenvolver atividades de geração termoelétrica, hidroelétrica e geotérmica que não requerem de concessão, quando a potência instalada seja superior a 500 kW (Art. 4, LCE).

As atividades de geração, com potência instalada menor que 500 kW podem ser efetuadas livremente cumprindo as normas técnicas e disposições de conservação do meio ambiente (Art. 7, LCE). Esse artigo da Lei será relevante mais adiante no capítulo quarto, quando explicarmos a localização dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede na estrutura do mercado elétrico.

Desse modo, na Lei de Concessões, o Estado Peruano definiu os três principais agentes do mercado elétrico: Geradores, Transmissores e Distribuidores. Um quarto agente do mercado, o Comercializador, não foi definido de maneira explícita, nem de maneira independente no Peru. As atividades de comercialização, isto é, o fato de realizar contratos de compra de energia elétrica a um ou mais produtores para oferecer contratos de venda de energia para um ou mais clientes, no caso Peruano, foram deixadas tanto para os Geradores quanto para os Distribuidores.

A figura 3.1, apresenta um esquema da estrutura do mercado elétrico no Peru, onde se identifica os agentes do mercado com as suas respectivas instalações elétricas. Em outros países, como o caso da Colômbia, por exemplo, existe a figura do Comercializador "Puro", isto é, uma empresa que não tem instalações elétricas. Qualquer outra estrutura de mercado estará baseada nesses quatro agentes de mercado: Gerador, Transmissor, Distribuidor e

Comercializador. No entanto, não devemos esquecer que existe um outro agente de mercado indispensável: O Cliente Final.

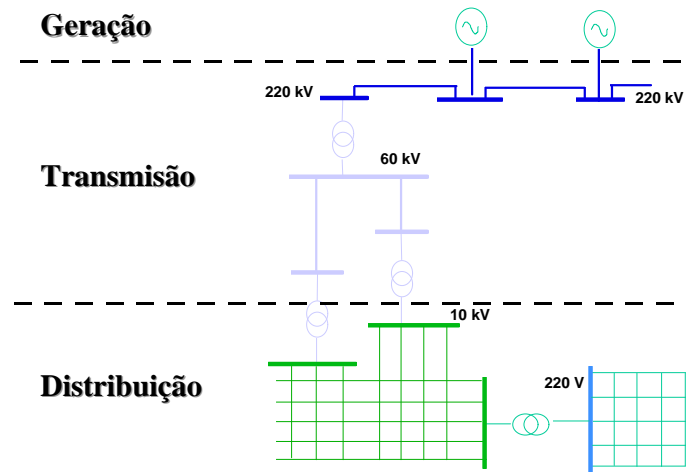


Figura 3.1.- Estrutura básica do mercado elétrico Peruano.

### 3.4 O mercado de eletricidade em operação

Para entender em profundidade o funcionamento do mercado é preciso introduzir o conceito de Mercado Atacadista de Eletricidade. Ainda que a figura do Comercializador não existe formalmente no Peru, vamos abstrair esse conceito implícito na definição de Gerador e Distribuidor que faz a Lei peruana, para explicar o funcionamento do mercado.

Toda empresa produtora de energia elétrica que quiser vender a sua energia no mercado de eletricidade deverá dispor suas unidades de geração para serem operadas segundo o programa de despacho efetuado pelo Operador Independente do Sistema, que é o organismo encarregado da operação do Mercado Atacadista de Eletricidade. Então, a operação das usinas de geração é independente da vontade de qualquer agente do mercado e é realizada segundo um programa de despacho que é realizado procurando minimizar o custo total atualizado de produção de eletricidade. Como resultado desse programa de despacho, se obtém o preço “spot” de eletricidade que será a referência dos preços para os contratos de compra e venda entre os diferentes agentes do mercado.

Na verdade, o que acontece é que cada empresa produtora do mercado vai vender toda a sua produção, caso ela produzir, no Mercado de Atacado, ao preço “spot” de eletricidade.

Se ela produzir, vai recuperar no mínimo o custo de operação da sua usina<sup>6</sup>. Produtores com usinas de menores custos variáveis, hidroelétricas, por exemplo, terão maior participação no despacho de energia e vice-versa. No entanto, independente do nível de geração do produtor, ele tem a possibilidade de fazer contratos de venda de energia para Comercializadores ou diretamente aos Clientes Finais, fazendo assim o papel de Comercializador. Se ele não tiver nenhum contrato de venda de energia, só vai receber o pagamento pela energia gerada por suas usinas, valorizada ao preço “spot” de eletricidade apurado no Mercado Atacadista. Caso ele possua contratos de venda de energia, vai receber o pagamento pela energia demandada pelos seus clientes, valorizada ao preço combinado no contrato, mas também vai ter que pagar (no Mercado Atacadista) a diferença entre a energia vendida e a energia que as suas usinas geraram, sempre valorizada ao preço “spot” de eletricidade.

Todo Comercializador de energia elétrica vai ter que comprar do Mercado de Atacado, de maneira direta ou indireta. Será de maneira direta para os produtores, isto é, Geradores que tem contratos de venda de energia. E será de maneira indireta para Comercializadores que fazem contrato de compra de energia com Geradores. Observe que as empresas Geradoras são ao mesmo tempo empresas Comercializadoras.

Portanto, pode-se observar que o Mercado Atacadista cumpre um papel muito importante no funcionamento do Mercado Elétrico. Nele é onde acontece a formação do preço de eletricidade. A idéia central do Mercado Elétrico Desregulado é que os produtores concorram pela colocação da sua energia gerada no despacho diário realizado no Mercado de Atacado, ao tempo que os Comercializadores concorram para conseguir maior quantidade de contratos de venda de energia oferecendo o menor preço possível. Essa concorrência levaria ao ótimo de Pareto. No entanto, essa situação ideal não pode ser alcançada de imediato, precisa-se de uma etapa de transição para madurar as condições de concorrência. De fato é essa etapa de transição que vai marcar as diferenças entre os processos de desregulamentação implementados pelos diferentes países de nosso continente.

---

<sup>6</sup> No capítulo quinto vai se explicar que o preço "spot" para cada hora vai ser o custo marginal de geração. Para o caso da energia, vai ser o maior custo variável da usina que se encontre em operação durante esse período.



Nessa etapa de transição, cria-se toda a estrutura de mercado descrita anteriormente, mas o Estado fica com o controle dos preços da maior parte do mercado. Isso é feito definindo dois tipos de clientes finais: Clientes Finais de Preços Regulados (Clientes Regulados), e Clientes Finais de Preços Livres (Clientes Livres). Para definir qual cliente final vai ter a possibilidade de entrar na lógica de escolher o seu fornecedor e aproveitar a concorrência de preços, o Estado define um limite de capacidade de demanda a partir do qual um cliente pode ser considerado Cliente Livre. No Peru esse limite é de 1000 kW desde que começou o processo de reforma, na Argentina foi inicialmente de 1000 kW mais hoje é de 600 kW. Na medida que a maior parte dos clientes vai virando Cliente Final de Preço Livre, o mercado vai virando mais desregulado.

A figura 3.2 apresenta um diagrama que resume as transações comerciais de compra e venda de energia entre os agentes do mercado para o caso Peruano. Nela, o Gerador e o Distribuidor representam Comercializadores<sup>7</sup>. Cada seta na figura representa uma possível transação de venda de energia "de → para". Empresas Geradoras podem vender energia para empresas Distribuidoras, que também podem vender energia para Clientes Finais, tanto Regulados quanto Livres. Empresas Geradoras não podem vender energia para Clientes Regulados, mas podem vender energia para outras empresas Geradoras.

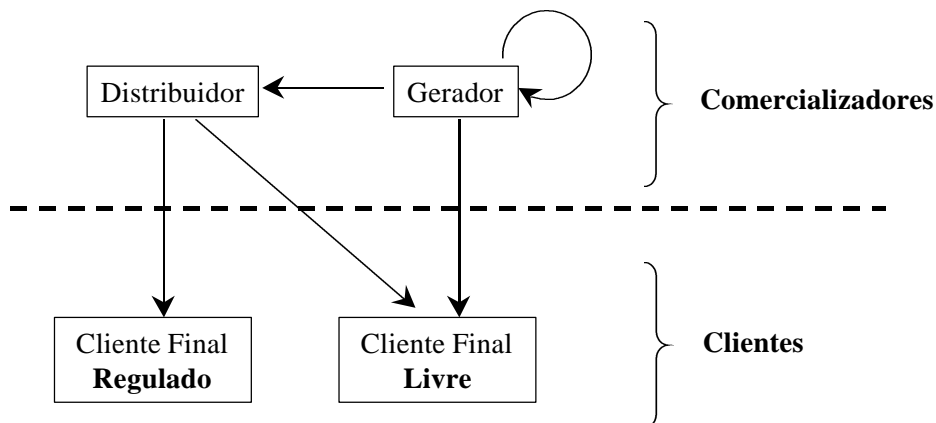


Figura 3.2. Transações de compra e venda no mercado elétrico Peruano.

<sup>7</sup> Lembrar que no caso Peruano só existem dois possíveis Comercializadores, o Gerador e o Distribuidor. Não existe a figura do Comercializador "puro".

### **3.5 Definição resumida dos agentes do mercado - Caso Peruano**

A continuação se apresenta um resumo da definição dos agentes que participam da estrutura de mercado elétrico no Peru. No próximo capítulo vamos localizar os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede dentro dessa estrutura de mercado.

#### **3.5.1 Empresas de Geração**

Proprietários de usinas de geração de energia elétrica que tem a função de produtores dentro do mercado. Estes produtores colocam suas usinas de geração a disposição de um organismo central que organiza o despacho de todas as usinas disponíveis. Cada produtor, fazendo papel de Comercializador, tem a possibilidade de realizar contratos de venda de energia elétrica a empresas de distribuição ou a clientes finais livres.

#### **3.5.2 Empresas de Transmissão**

São proprietários de sistemas de transmissão de energia elétrica, que tem a função de transportistas dentro do mercado. As redes de transmissão dessas empresas são de livre acesso para os produtores, que realizam um pagamento pelo uso destas redes. As empresas de transmissão não realizam contratos de compra e venda de energia elétrica, a sua função é unicamente de transportadores da energia.

#### **3.5.3 Empresas de Distribuição**

São proprietários de sistemas de distribuição de energia elétrica, que tem a função de distribuidores e comercializadores dentro do mercado. Estas empresas de distribuição realizam contratos de compra de energia elétrica com um ou mais produtores e a distribuem através de suas redes até os clientes finais, com os quais tem contratos de fornecimento de eletricidade.

#### **3.5.4 Clientes Finais**

São usuários de energia elétrica que tem a função de consumidores dentro do mercado. Em principio os consumidores podem realizar contratos de fornecimento de energia elétrica tanto com as empresas de distribuição como com as empresas de geração diretamente; no

entanto, o marco regulatório do mercado pode indicar limites de capacidade de carga a partir das quais pode-se realizar contratos diretamente com as empresas de geração.

## **CAPÍTULO IV**

# **LOCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM MERCADO ELÉTRICO DESREGULADO**

### **4.1 Introdução**

Nas três últimas décadas, a realidade do setor energético dos países Latino-Americanos tem estado associada com empresas estatais que tinham monopólio no fornecimento de energia, portanto era o Estado quem tinha o controle sobre as decisões de investimentos na expansão do sistema. O tema das fontes de energia renováveis nesse contexto, sempre foi considerado de maneira marginal ou secundária. O único esforço relevante que pode-se mencionar é caso do governo Brasileiro que com seu programa proálcool conseguiu diminuir o uso de combustíveis fósseis utilizando biomassa, especificamente cana de açúcar.

Hoje, o setor energético entrou numa etapa em que o Estado deixa de ser o principal investidor e deixa que sejam os investidores privados que participem no desenvolvimento do sistema. Cria-se então uma estrutura de mercado que procura conseguir um abastecimento econômico, confiável e suficiente baseado na concorrência.

Nesse quarto capítulo analisa-se qual a situação dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) dentro da estrutura de mercado que caracteriza o novo cenário do setor energético. Os resultados indicam que ao invés de representar um problema para o incentivo de fontes renováveis, o mercado energético e o seu sistema de preços tornam mais transparente a análise econômica e institucional de programas de incentivo para esse tipo de tecnologias.

#### **4.2 Autoprodução no mercado elétrico**

Na explicação da estrutura e funcionamento do mercado feita no capítulo anterior, não se mencionou de maneira explícita o caso de pessoas físicas ou jurídicas que tem suas próprias usinas de geração para abastecer, total ou parcialmente, seu consumo de energia. Esse é o caso dos chamados Autoprodutores, que geralmente são indústrias de médio ou grande porte que possuem sistemas de geração autônomos, geralmente ligados ao seu processo produtivo. Isto é, usinas de ciclo combinado para produção de vapor e eletricidade utilizando algum derivado de petróleo, carvão, bagaço de cana ou algum outro combustível.

A maioria das vezes esses Autoprodutores tem uma capacidade de geração de eletricidade excedente, que segundo o caso é aproveitada injetando-a à rede do sistema elétrico convencional. Mas, pelo fato da geração das usinas estar intimamente ligada ao processo produtivo do Autoprodutor, a capacidade excedente tem um comportamento variável que no melhor dos casos pode ser estacional mas que vai depender basicamente do regime de carga do processo produtivo.

O sistema de concessões Peruano estabelece (Arts. 3, 4, 7 e 38, LCE) as seguintes condições para toda pessoa física ou jurídica que desejar gerar energia elétrica, independente do destino da energia gerada:

- Nenhum tipo de restrição, para usinas de capacidade menor do que 500 kW.
- Solicitar Autorização Simples, para usinas de capacidade entre 500 kW e 10 MW.

- Solicitar Autorização com Estudo de Impacto Ambiental, para usinas térmicas de capacidade superior a 10 MW.
- Solicitar Concessão com Estudo de Impacto Ambiental, para usinas hidroelétricas de capacidade superior a 10 MW.

Em qualquer dos casos mencionados a instalação e operação da usina de geração deve cumprir as normas técnicas e disposições de conservação do meio ambiente.

Na estrutura de mercado estabelecida pela legislação Peruana, os Autoprodutores são considerados Geradores que consomem toda ou uma parte da energia produzida por suas usinas. Quando o Autoprodutor comercializar o seu excedente de produção de eletricidade no mercado, pode-se apresentar duas situações:

1. Vender a sua energia no mercado de atacado, isto é injetando a sua energia excedente no sistema sem realizar nenhum contrato de venda de energia com um outro comercializador; ou.
2. Realizar algum contrato de venda de energia com um outro comercializador.

No primeiro caso o Autoprodutor só precisa informar ao Operador Independente do Sistema o valor aproximado da potência e energia excedente que será injetada no sistema. Caso a potência e energia do Autoprodutor sejam muito relevantes na programação do despacho de geração do sistema, o Operador Independente vai requerer que o Autoprodutor faça uma projeção semanal da energia que vai ser injetada no sistema e que essa projeção seja confirmada diariamente.

No segundo caso o Autoprodutor vai ter que garantir, de maneira contratual, a potência e energia firme de geração que estarão disponíveis. Para o mercado isto é equivalente à existência de um Gerador virtual da mesma capacidade que o Autoprodutor vai dispor para sua comercialização. O Operador Independente do Sistema, sempre que precisar, vai cobrar do Autoprodutor a capacidade firme oferecida. Caso o Autoprodutor não cumprir em dispor a capacidade oferecida quando ela for requerida, serão aplicadas penalidades que até poderiam quitar o direito de comercializar a sua capacidade excedente; o mesmo caso para um Gerador qualquer do mercado.

### 4.3 SFCR vistos como autoprodução com excedente

Ao se analisar o caso dos Autoprodutores no mercado elétrico pode-se encontrar muitas semelhanças com o caso de Clientes Finais que implementam Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Em ambos os casos pode existir uma energia excedente disponível para ser injetada na rede do sistema, que vai ter um comportamento variável segundo o consumo de eletricidade do Cliente Final.

A principal diferença entre os dois casos radica no nível da capacidade de geração envolvida. Quando se fala de Autoprodutores no mercado elétrico, está-se falando de indústrias de médio ou grande porte com capacidades de geração no patamar das unidades ou dezenas de MW, e que estão ligadas à rede do sistema elétrico em níveis de Alta Tensão, isto é, níveis de tensão maiores a 10 kV. No caso dos SFCR que estamos analisando nessa dissertação, está-se falando de Clientes Finais que instalariam SFCR com capacidades bem menores do que o caso dos Autoprodutores; isto é, capacidades no patamar de unidades ou dezenas de kW (não MW) e que estariam ligados à rede em níveis de Baixa Tensão (0.22 kV). A figura 4.1 apresenta um diagrama que ilustra o ponto de conexão física dos SFCR no sistema elétrico.

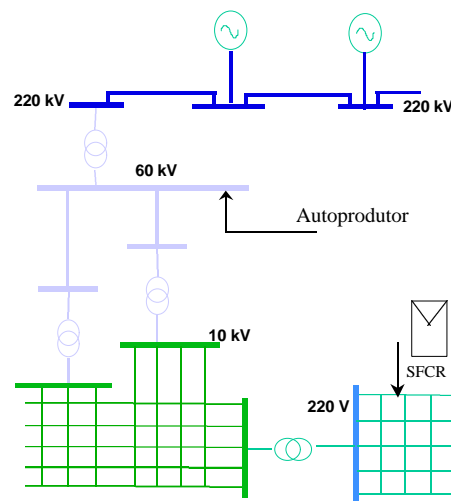


Figura 4.1.- Ponto de conexão física do SFCR no sistema elétrico.

No entanto, sob a ótica do Sistema de Concessões, ambos os casos são equivalentes: Geradores que consomem toda ou uma parte da sua energia gerada. Lembrar que a

legislação Peruana, no Art. 7 da sua Lei de Concessões, estabelece que as atividades de geração de energia elétrica para usinas de capacidades menores do que 500 kW podem ser efetuadas livremente. Sempre que cumprir com as Normas Técnicas e de Conservação do Meio Ambiente e do Patrimônio Cultural da Nação.

Em conclusão, os SFCR dentro da estrutura do mercado podem ser considerados dentro da mesma categoria dos Autoprodutores. No entanto, o fato da energia excedente ser injetada na rede de distribuição marca uma diferença importante entre esses dois casos, principalmente nos aspectos técnicos e comerciais. Na seguinte seção vai-se abordar essas diferenças visando definir de maneira clara qual a situação desses sistemas dentro do mercado.

#### 4.3.1 Aspectos técnicos e comerciais da injeção de eletricidade na rede de distribuição

Segundo o tratado na seção anterior, qualquer Cliente Final que quiser implementar um SFCR na sua residência, só tem que demonstrar e garantir que esse sistema cumpre as Normas Técnicas correspondentes. Considerando que a conexão à rede de tais sistemas vai ser em redes de Baixa Tensão do sistema de distribuição, o Cliente Final deveria coordenar esses aspectos técnicos com a proprietária e operadora da rede de distribuição. No segundo capítulo dessa dissertação se apresentou o estado da arte dessa tecnologia de geração, e concluiu-se que quando desenhados e instalados segundo as normas internacionais hoje existentes, os SFCR não apresentam problemas na operação da rede distribuição.

No entanto, do ponto de vista de mercado, no momento em que um SFCR injetar energia elétrica na rede de distribuição, vai surgir uma transação comercial entre a pessoa física ou jurídica, que implementou o SFCR, e o mercado. Essa transação comercial não tem sido definida de maneira explícita no Sistema de Preços do Mercado, mas com os conceitos desenvolvidos até agora, não vai ser difícil entender a natureza da mesma.

Considerando que as ligações dos SFCR são realizadas em Baixa Tensão, vamos assumir que se tem certeza que a energia injetada na rede pelo SFCR de um Cliente Final vai ser consumida por um outro ou vários Clientes Finais da mesma empresa Comercializadora que fornece eletricidade para o proprietário do SFCR. Sendo assim,



haveria a possibilidade de transformar o contrato de venda de eletricidade que tem o Comercializador com o Cliente Final, num contrato de compra-venda.

Se fala em termos de possibilidade porque o Comercializador que fornece eletricidade para o proprietário do SFCR não tem obrigação de fazer contrato de compra de energia com ele. Caso o Comercializador recusar a compra de energia, o proprietário do SFCR teria que negociar diretamente no Mercado de Atacado a compensação pela energia injetada na rede. Lembra-se que a energia injetada na rede pelo SFCR representa energia que o Comercializador deixa de comprar no Mercado de Atacado.

Os aspectos relacionados ao preço dessa transação comercial serão desenvolvidos no sexto capítulo.

#### 4.3.2 Oportunidades para geradores independentes

A possibilidade do Comercializador recusar a compra de energia proveniente de um SFCR pode ser vista como um problema para programas de incentivo a fontes renováveis. Mas, de outro ponto de vista pode representar oportunidades de negócio para geradores independentes.

Sem a necessidade de ser um Cliente Final, qualquer pessoa física ou jurídica poderia instalar, não um mas vários SFCR em diversos pontos da rede de distribuição. Igual ao caso dos sistemas instalados por Clientes Finais, o gerador independente só teria que coordenar os aspectos técnicos com a proprietária e operadora da rede de distribuição<sup>1</sup>. Então, independente de quem consumir essa energia injetada na rede, a Geradora que instalou os sistemas poderia negociar a compensação pela energia injetada, de maneira direta no Mercado de Atacado.

Os aspectos relacionados ao preço dessa transação comercial serão desenvolvidos no sexto capítulo.

---

<sup>1</sup> No caso Peruano é a empresa de Distribuição, que ao mesmo tempo é empresa de Comercialização.

#### **4.4 A experiência peruana na negociação do excedente de autoprodução**

Da coleta de informação do mercado energético Peruano, pôde-se identificar dois casos relevantes de Autoprodutores que tinham uma capacidade de geração que excedia a sua demanda de consumo no momento de ser implementada a nova estrutura de mercado elétrico. Em ambos os casos tratava-se de usinas de geração termoelétricas conectadas em paralelo com a rede transmissão em níveis de tensão maiores do que 60 kV.

No primeiro caso tratava-se da empresa SOUTHERNPERU, uma empresa mineira que não comprava energia da rede mas sim tinha conexão com a rede para casos de manutenção nas suas usinas. Isso era possível antes de se implementar a estrutura de mercado, graças a um convênio entre SOUTHERNPERU e a empresa elétrica estatal. A energia doada pela empresa pública era compensada em uma outra oportunidade pela empresa privada SOUTHERNPERU. Essa prática era efetuada em casos muitos excepcionais. No entanto, já com as regras do mercado que estabeleceu a Lei, SOUTHERPERU decidiu independer a parte da empresa encarregada da geração de eletricidade, formou-se então uma empresa Geradora que tinha contrato de fornecimento exclusivo com a SOUTHERNPERU. Desse modo a SOUTHERNPERU garantiu o seu fornecimento de eletricidade a preços adequados, sem ter a preocupação de saber se em determinado momento as usinas de geração que tinham pertencido a ela estavam operando ou não. A operação dessa usinas passou a ser incluída dentro do despacho de geração do sistema como conjunto e os aspectos comerciais da venda dessa energia ao mercado ficaram como responsabilidade da nova empresa de geração formada.

O segundo caso foi de uma indústria de cimento, chamada Cimentos Lima, que tinha fornecimento paralelo da rede elétrica e das suas usinas de geração. Nesse caso Cimentos Lima ficou com as suas usinas de geração que são utilizadas para administrar a carga de consumo da rede. Isto é, diminuir o consumo de potência e energia da rede nos momentos em que os preços são muito altos comparados com o custo de geração das suas próprias usinas.

## **CAPÍTULO V**

# **TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA CLIENTES CONECTADOS À REDE**

### **5.1 Introdução**

Na década dos anos 50 foram desenvolvidas as teorias seminais com as quais baseou-se o desenvolvimento do sistema de preços do setor elétrico. Os trabalhos de Boiteux, Steiner e outros focalizaram a aplicação da Teoria do Custo Marginal no setor elétrico e abriram o caminho para futuros desenvolvimentos que finalmente fizeram possível dotar as empresas elétricas do arcabouço teórico para enfrentar o problema de otimizar o custo total de fornecimento de eletricidade para a sociedade.

Na década dos anos 80 surgiram os primeiros trabalhos que introduziram o conceito de mercado no setor elétrico. Já em (Schweppe, 1978, 1980) se propunha o termo "Energy Marketplace" para descrever uma estrutura primitiva de mercado e se introduzia o conceito "Spot Price". A grande contribuição desses primeiros trabalhos foi conceituar condições de mercado entre oferta e procura para melhorar a aplicação da teoria de custo marginal que até então era aplicada. Basicamente, tratava-se de questionar o mecanismo de operação do sistema elétrico "oferta segue procura", que gerava um sistema de preços que não conseguia

incentivar adequadas respostas de parte dos consumidores para os sinais tarifários embutidos nos preços. Como alternativa, propunha-se uma nova estrutura de mercado e um sistema de preços “spot”<sup>1</sup>.

Nesse capítulo aborda-se o tema da formação do preço numa estrutura de mercado elétrico. Embora o objetivo seja explicar o caso Peruano, a abordagem é feita de maneira genérica para qualquer estrutura de mercado elétrico desregulado com Geradores, Transmissores, Distribuidores e Comercializadores como agentes participantes. Os aspectos aprofundados nesse capítulo vão ser a base para a análise que vai ser realizada no sexto capítulo.

## 5.2 Preços de geração de potência e energia

Os preços de geração no mercado elétrico são obtidos aplicando a teoria de custo marginal. Segundo a teoria econômica marginalista, pode-se demonstrar que valorizando a potência e energia consumida no sistema elétrico segundo os custos marginais de geração das mesmas, se obtém o mínimo custo total de fornecimento de eletricidade e se consegue recuperar os custos de investimento e de operação e manutenção das usinas de geração envolvidas.

A equação 5.1 apresenta de maneira sintética os fatores da função objetivo que se tenta minimizar e que em realidade é uma função de produção do sistema de geração sujeito às restrições de capacidade das usinas e de abastecimento da demanda<sup>2</sup>. Analisando essa equação pode-se ter o primeiro sinal de porquê é que se fala de preço de potência e preço de energia quando se trata de tarifas de energia elétrica. O preço de potência estará relacionado aos investimentos nas usinas de geração e o preço da energia estará associado aos custos variáveis das mesmas. Os custos marginais de potência e energia ficam explícitos ao se resolver o problema dual de otimização correspondente ao problema primal da equação 5.1.

$$\text{Min} \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^n (a\text{Inv}_{i,j} + \text{COM}_{i,j}) \quad (5.1)$$

---

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

<sup>2</sup> Essa função objetivo é na verdade muito mais complexa do que aquela apresentada, mas para os fins dessa dissertação vai-se utilizar essa versão sintética.

Onde:

- i : Identificador do período do horizonte de análise "T".
- j : Identificador da usina de geração. Se supõe "n" usinas.
- $aInv_{i,j}$  : Anuidade do investimento no período "i" para a usina "j".
- $COM_{i,j}$  : Custo de Operação e Manutenção no período "i" para a usina "j".

O custo marginal de energia é definido como o custo de gerar uma unidade adicional de energia, e para cada hora do dia vai estar determinado pelo maior custo variável das usinas que estiveram gerando nessa determinada hora. O custo marginal de potência é definido como o custo de gerar uma unidade adicional de potência, e para um determinado ciclo que pode ser de um dia, um mês ou um ano, vai estar definido pela anuidade do investimento da última usina que entrar em operação no ponto de máxima demanda do sistema. Conforme foi explicado no terceiro capítulo, nenhum gerador do mercado tem controle sobre o despacho das unidades de geração, nem mesmo das usinas da sua propriedade. A decisão de quais as usinas que vão gerar a cada hora é feita segundo um programa de despacho econômico do sistema elétrico que se baseia, a grosso modo, na solução da equação 5.1<sup>3</sup>. Isto é, o despacho e portanto a formação do preço "spot" de geração, é centralizado por um organismo técnico independente encarregado de coordenar a operação das usinas de geração do sistema elétrico todo. Vamos chamar esse organismo de Operador Independente do Sistema.

A pergunta que surge então é a seguinte. De que maneira um gerador pode realizar contratos de venda de energia para os seus clientes se não sabe a priori quanto as suas usinas vão gerar? A resposta se encontra no mecanismo de transferências de potência e energia entre geradores que é administrado pelo Operador Independente do Sistema.

Esse mecanismo funciona da seguinte maneira. No fechamento do dia, cada Gerador ficou em uma de duas possibilidades: ou ele gerou mais do que a demanda dos clientes com quem tem contrato ou ele gerou menos do que a demanda dos seus clientes. Chamaremos de gerador excedentário a um gerador que se encontrar no primeiro caso e de gerador deficitário no segundo caso; é claro que o "excedente" dos primeiros vão se equilibrar com

---

<sup>3</sup> Existe a possibilidade de fazer o despacho baseado não em custos senão em preços. Isto é, que os Geradores ofereçam um preço de potência e um preço de energia para cada hora do dia, ao invés de declarar qual o seu custo de geração. Esse é o caso da Inglaterra por exemplo. O modelo a otimizar é o mesmo, só se substitui o custo pelo preço oferecido.

o "déficit" dos segundos. Um gerador excedentário vai ter que vender o seu "excedente" ao mercado de preços "spot" e um gerador deficitário vai ter que comprar o seu "déficit" do mercado de preços "spot". Portanto, o efeito é o mesmo que se houver um grande Mercado de Atacado que administra toda a energia gerada no mercado. Nesse mercado registra-se quem gerou, quem comprou e quem vendeu para fazer as transferências correspondentes.

É no Mercado de Atacado que surge o fator de risco que as empresas Comercializadoras tem que enfrentar, incluídos os Geradores<sup>4</sup>. Os contratos de venda que os Geradores tem que fazer para Clientes Finais ou para outros Comercializadores, geralmente são assinados a preços relativamente estáveis quando comparados com a variação horária do preço "spot" utilizado para a compra correspondente no mercado atacadista.

Quando se trata de sistemas com uma participação importante de geração hídrica, os preços "spot" têm uma volatilidade muito alta, tanto durante o dia quanto durante o ano. Isso produz que os Geradores e os Comercializadores que comprem diretamente do Mercado Atacadista tenham que embutir esse fator de incerteza nos seus preços oferecidos aos Clientes Finais.

O efeito do risco inerente de sistemas de geração hídricos foi determinante no desenho da estrutura de mercado Peruano. A decisão de o Estado manter sob seu controle os preços de uma grande parte dos Clientes Finais, quando a lógica da desregulamentação é justamente deixar preços livres para eles se ajustarem de acordo com as leis de mercado, esteve relacionada a este fato.

### 5.2.1 Preços de transmissão

Tal como foi mencionado no terceiro capítulo, o conceito chave para conseguir o efeito de livre concorrência entre Comercializadores no mercado, foi o de Sistemas de Transmissão de Livre Acesso ("Transmission Open Acces"). Segundo essa lógica, todo proprietário de uma rede de transmissão tem a obrigação de permitir que qualquer Comercializador faça uso da sua rede para poder fornecer a um determinado cliente, sempre que o pagamento pelo uso da rede seja efetuado. Antes do conceito de livre acesso às redes ser implementado no mercado elétrico, os proprietários das redes faziam contratos

---

<sup>4</sup> Lembrar que Geradores são também Comercializadores

individuais com determinados Geradores para o uso das suas instalações, que se denominavam de "wheeling"<sup>5</sup>.

O problema que se apresenta com o acesso livre às redes é definir que Comercializador deve pagar determinada parte do sistema de transmissão. No entanto, esse problema é resolvido da seguinte maneira. Nas redes onde o fluxo da energia varia durante o dia e não pode ser bem identificado qual a participação de determinados geradores no uso da rede, se usam mecanismos de distribuição do custo baseados em algum critério técnico. No Peru por exemplo se definiu um Sistema Principal de Transmissão correspondente ao sistema tronco, que é pago proporcionalmente por todos os Geradores conectados a ele em função da Potência Firme de cada um deles.

A respeito da determinação dos preços pelo uso das redes devemos mencionar que uma condição para a aplicação da teoria de custos marginais que não foi mencionada no caso da geração, é referente às economias de escala. Tal como foi enunciando linhas acima, os custos marginais de geração vão garantir o mínimo custo total do sistema de geração. Esse enunciado é válido para qualquer setor da economia que não apresente consideráveis economias de escala, como é o caso da geração de energia elétrica. Porém, o mesmo não acontece com o sistema de transmissão. Nos sistemas de transmissão pode-se observar que na medida que a capacidade a ser transmitida pela rede é maior, o custo médio de transportar cada kW diminui a uma escala consideravelmente menor. Portanto, para determinar os preços pelo uso das redes de transmissão são utilizados custos médios das mesmas.

O custo médio é determinado segundo a seguinte expressão:

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

Onde,

- CM : Custo Médio do Sistema de Transmissão (US\$ / kW - mês)
- aInv : Anuidade do Investimento (US\$ / mês )
- COM : Custo de Operação e Manutenção (US\$ / mês )
- DM : Demanda Máxima do Sistema de Transmissão ( KW / mês )

---

<sup>5</sup> Ver (Tabors, 1994)

Desse modo o proprietário da rede recupera o investimento feito na rede e os custos de operação e manutenção da mesma. Cabe mencionar que esses custos médios são determinados pelo organismo regulador encarregado das tarifas, depois de avaliar os estudos que as empresas de transmissão enviaram para sustentar a sua proposta de tarifa.

Um aspecto que deve-se observar com atenção é o fato da tarifa de transmissão não estar relacionada com a energia que atravessa a rede mas sim com a demanda máxima de potência da mesma. Esse fato vai ser muito importante no momento de fazer a avaliação econômica no sexto capítulo.

### 5.2.2 Preços de distribuição

O conceito de livre acesso às redes de transmissão estende-se também aos sistemas de distribuição. Em teoria, todo comercializador tem direito de usar a rede de distribuição para fornecer energia a um determinado cliente ou conjunto de clientes. No entanto, o problema existente na rede de transmissão para determinar o pagamento que um determinado comercializador teria que fazer pelo uso de determinada parte da rede, vira quase inviável no caso de sistemas de distribuição.

Lembre-se que para garantir níveis adequados de confiabilidade de fornecimento, é preciso interligar as redes de distribuição, fato que complica, mas não impede, a determinação de um adequado pagamento pelo uso das redes de distribuição. É por essa razão que geralmente, mas nem sempre, os clientes finais de uma determinada área de concessão de distribuição pertencem só a uma empresa de Comercialização.

No caso Peruano por exemplo, a empresa Distribuidora é ao mesmo tempo empresa Comercializadora, a Lei Peruana não exige que as duas atividades sejam realizadas com contabilidades separadas. Portanto, mediante a tarifa cobrada aos clientes finais a Distribuidora vai receber o pagamento pelo uso das suas redes e a sua margem comercial pela administração da sua compra de energia.

Na distribuição, igual ao caso da transmissão, a economia de escala nos investimentos das redes não permite a aplicação da tarifação usando custos marginais. Portanto, utiliza-se também custos médios utilizando o mesmo procedimento da equação 5.2.



### 5.3 Formação da tarifa ao cliente final - Caso Peruano

O desenvolvimento sobre os preços de eletricidade no mercado elétrico até esse ponto da dissertação, corresponde com a lógica de funcionamento de um mercado elétrico desregulado. Mas, tal como foi mencionado no terceiro capítulo, implementar um mercado desregulado precisa de uma etapa de transição que permita o amadurecimento das condições da concorrência.

No caso Peruano, nessa etapa decidiu-se manter sob controle do Estado os preços da maior parte dos clientes do mercado. Criou-se desse modo um Mercado Livre para clientes finais com Demanda Máxima superior a 1.000 kW, onde os preços são negociados entre os fornecedores e os clientes. E um Mercado Regulado formado pelo resto de clientes, onde os preços são determinados pelo organismo regulador das tarifas<sup>6</sup>.

A análise da formação da tarifa do cliente final que vamos desenvolver nessa seção corresponde ao Mercado Regulado, mas é uma referência da análise que se faria para o Mercado Livre.

A tarifa do cliente final está composta pelos preços de geração mais os preços de transmissão e distribuição. Para revelar como é que esses preços vão-se integrando até formar a tarifa do cliente final, utilizaremos o diagrama da figura 5.1, onde se apresenta um esquema simplificado do sistema de potência que alimenta duas empresas de distribuição SD1, e SD2. Nesse diagrama pode-se identificar o Sistema Principal de Transmissão que corresponde com as redes de transmissão da mais alta tensão (220 kV no Peru) que é utilizado pelos Geradores para levar a sua energia a grandes distâncias. Também se pode identificar os Sistemas de Transmissão, que correspondem com as redes de transmissão utilizadas pelos Geradores para retirar energia do Sistema Principal e leva-la até os seus clientes que no exemplo são empresas de distribuição.

---

<sup>6</sup> Deve-se observar que os preços de transmissão e distribuição são determinados pelo organismo regulador para ambos mercados.

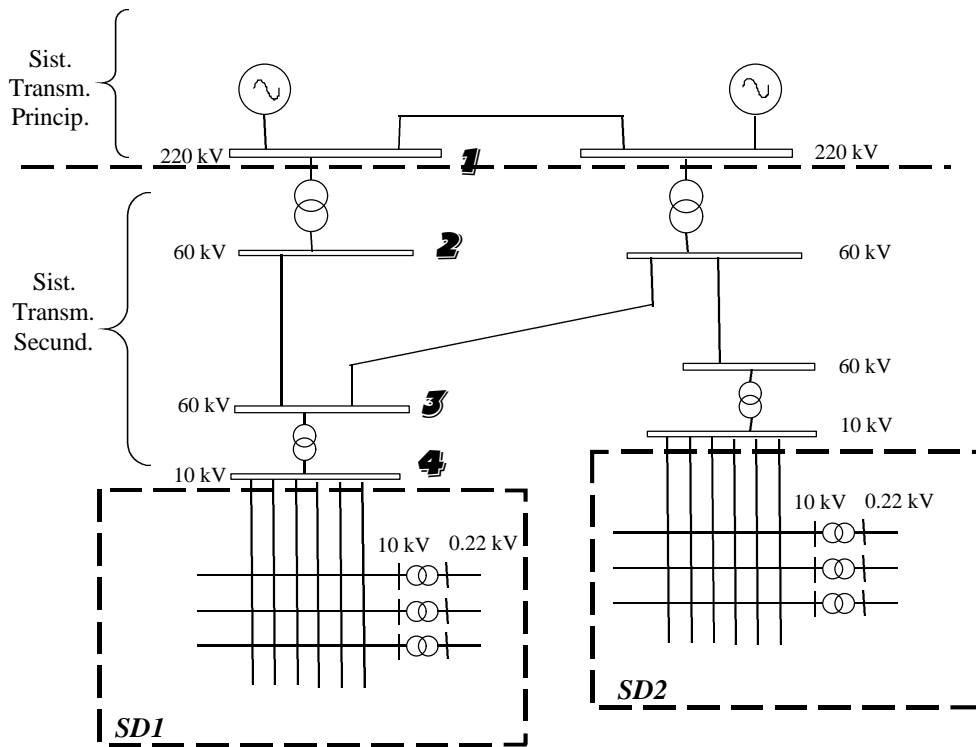


Figura 5.1. Diagrama simplificado do sistema de potência que alimenta duas empresas de distribuição, SD1 e SD2.

Utilizaremos a seguinte notação de preços:

- $pp_i$  : Preço de potência no barramento “ i ”
- $pehp_i$  : Preço de energia em horas de ponta no barramento “ i ”
- $pefp_i$  : Preço de energia em horas fora de ponta no barramento “ i ”

Onde "i" corresponde aos barramentos 1, 2, 3 ou 4 da figura 5.1.

Dado que o Barramento 1 pertence ao Sistema Principal de transmissão, seus preços serão determinados pelas seguintes expressões:

$$\begin{aligned}
pp_1 &= \begin{bmatrix} \text{Preço Básico de} \\ \text{Potência} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \text{Fator de Perdas} \\ \text{Marginais de} \\ \text{Potência} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{Pedágio Sistema} \\ \text{Principal de} \\ \text{Transmissão} \end{bmatrix} \quad (\text{US\$ / kW}) \\
pe\_hp_1 &= \begin{bmatrix} \text{Preço Básico de} \\ \text{Energia em Horas} \\ \text{Ponta} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \text{Fator de Perdas} \\ \text{Marginais de} \\ \text{Energia} \end{bmatrix} \quad (\text{US\$ / kW.h}) \\
pe\_fp_1 &= \begin{bmatrix} \text{Preço Básico de} \\ \text{Energia em Horas} \\ \text{Fora de Ponta} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \text{Fator de Perdas} \\ \text{Marginais de} \\ \text{Energia} \end{bmatrix} \quad (\text{US\$ / kW.h})
\end{aligned} \tag{5.3}$$

Onde os Preços Básicos de Potência e Energia resultam do despacho econômico do sistema realizado pelo Operador Independente do Sistema. Esses preços, para o caso do Mercado Regulado que estamos analisando, são calculados semestralmente pelo organismo regulador de preços. Os fatores de perdas de energia e potência vão reconhecer as perdas e por último, o Pedágio do Sistema Principal de Transmissão representa o pagamento pelo uso da rede do Sistema Principal.

Vamos assumir que a empresa Distribuidora SD1, segundo a figura 5.1, tem contrato de fornecimento de energia com alguma ou algumas empresas Geradoras e o ponto de compra será o Barramento 4. Então os preços de compra em dito barramento devem incluir os custos pelo sistema secundário de transmissão que permite retirar energia desde o Sistema Principal de Transmissão. Portanto, no ponto de compra da empresa de distribuição à(s) empresa(s) de geração, os preços serão os seguintes :

$$\begin{aligned}
pp_4 &= pp_1 \times \begin{bmatrix} \text{Fator de Perdas} \\ \text{Marginais de} \\ \text{Potência do Sist.} \\ \text{Secundário} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{Pedágio Sistema de} \\ \text{Transmissão} \\ \text{Secundário} \end{bmatrix} \quad (\text{US\$ / kW}) \\
pe\_hp_4 &= pe\_hp_1 \times \begin{bmatrix} \text{Fator de Perdas} \\ \text{Marginais de} \\ \text{Energia do Sist.} \\ \text{Secundário} \end{bmatrix} \quad (\text{US\$ / kW.h}) \\
pe\_fp_4 &= pe\_fp_1 \times \begin{bmatrix} \text{Fator de Perdas} \\ \text{Marginais de} \\ \text{Energia do Sist.} \\ \text{Secundário} \end{bmatrix} \quad (\text{US\$ / kW.h})
\end{aligned} \tag{5.4}$$

Os preços de venda da empresa Distribuidora aos clientes finais deverão incluir os preços das expressões 5.4, além do Valor Agregado de Distribuição (VAD), que vêm a ser o custo médio pelo uso da rede de distribuição. Dessa maneira, as tarifas do cliente final se formarão com preços de potência e energia que se calculam da seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
 pp_5 &= pp_4 \times \left[ \begin{array}{c} \text{Fator de Perdas} \\ \text{Médias de Potência} \\ \text{do Sist.Distrib.} \end{array} \right] + \left[ \begin{array}{c} \text{Valor Agregado de} \\ \text{Distribuição} \end{array} \right] \quad (\text{US\$ / kW}) \\
 pe\_hp_5 &= pe\_hp_4 \times \left[ \begin{array}{c} \text{Fator de Perdas} \\ \text{Médias de Energia} \\ \text{do Sist. Distrib.} \end{array} \right] \quad (\text{US\$ / kW.h}) \quad (5.5) \\
 pe\_fp_5 &= pe\_fp_4 \times \left[ \begin{array}{c} \text{Fator de Perdas} \\ \text{Médias de Energia} \\ \text{do Sist. Distrib.} \end{array} \right] \quad (\text{US\$ / kW.h})
 \end{aligned}$$

Visando que a tarifa de cada usuário reflita adequadamente o custo que esse usuário causa sobre o sistema, se formam dois grupos de clientes: aquele que tem ponto de fornecimento de energia em Média Tensão (MT) e aqueles com ponto de fornecimento de energia em Baixa Tensão (BT). É lógico que clientes BT tenham uma tarifa superior aos clientes MT, já que para o fornecimento em BT se requer maior quantidade de equipamentos do que para o caso MT.

Portanto, se formarão dois grupos de tarifas, de Média Tensão e de Baixa Tensão; para ambos casos os preços se determinarão da mesma forma básica que se mostrou nas expressões 5.5, só que de acordo com cada caso se considerarão as perdas médias e o VAD correspondente ao nível de tensão.

As expressões 5.5, apresentam a forma básica da tarifa de venda de energia elétrica aos clientes finais. Para determinar o montante mensal que cada cliente deveria pagar pelo consumo de eletricidade, a empresa de distribuição deveria fazer o seguinte :

- 1) Registrar a demanda máxima mensal de cada cliente e multiplica-la pelo preço de potência ( $pp_5$ ),
- 2) Registrar o consumo de energia em horas de ponta e multiplica-lo pelo preço de energia em horas de ponta ( $pe\_hp_5$ ),

- 3) Registrar o consumo de energia em horas fora de ponta e multiplica-lo pelo preço de energia em horas fora de ponta (pe\_fp5),
- 4) Somar os três subtotais anteriores.

No entanto, para a maioria de clientes da empresa de distribuição (especialmente os residenciais) resultaria muito cara a instalação e leitura de medidores que realizassem o tipo de registro que se requer. Por este motivo, mediante estudos de caracterização da carga, se determinam fatores que permitem desenhar tarifas aplicáveis ao tipo de medição disponível.

Na tabela V-1 são apresentadas os tipos de tarifas aplicáveis no Peru de acordo com o tipo de medição:

Tabela V-1. Tipos de tarifas aplicada no Peru.

Tipo de Medição	Código	
	MT	BT
2E2P, dupla medição de energia e dupla medição de potência	MT2	BT2
2E1P, dupla medição de energia e única medição de potência	MT3	BT3
1E1P, única medição de energia e única medição de potência	MT4	BT4
1E, única medição de energia	-----	BT5

*Elaboração própria*

#### 5.4 Análise da tarifa com única medição de energia (BT5)

Vamos analisar em detalhe o caso da tarifa elétrica com única medição de energia (BT5) já que quase a totalidade dos clientes residenciais se encontram dentro desse tipo de tarifa e devido a isso será para esse grupo de clientes que se realizará a avaliação econômica no sexto capítulo. Embora os clientes da tarifa BT5 tenham somente o registro da energia total consumida durante o mês de faturamento, o preço que se aplica à energia registrada é uma composição dos preços descritos na seção anterior; isto é, do preço de potência e dos preços de energia em horas de ponta e de energia em horas fora de ponta.

Em seguida, utilizando o exemplo da figura 5.2, se apresentará como é que se constrói este preço equivalente em energia. Define-se dois fatores freqüentemente utilizados na caracterização do comportamento da carga de um determinado cliente: o Fator de Carga (fc) e o Fator de Energia em Horas de Ponta (e<sub>p</sub>).

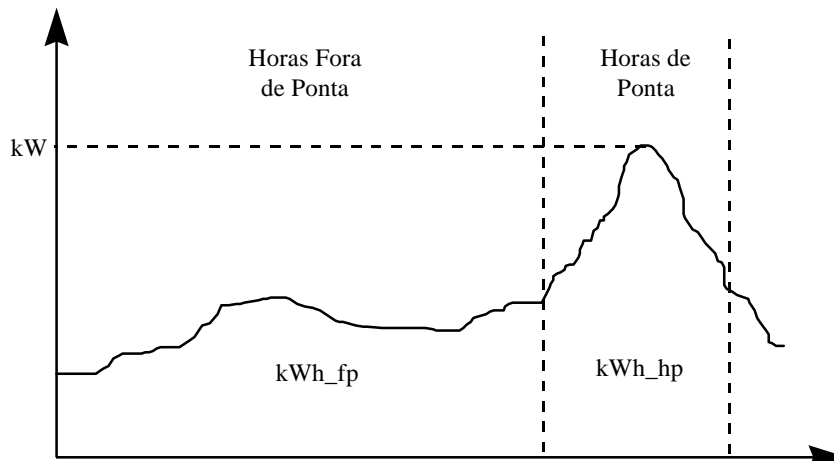


Figura 5.2. Curva de carga.

1. Factor de Carga (fc), que é um indicador do uso que o cliente faz da potência durante um período, em relação à potência máxima utilizada nesse mesmo período.
2. Factor de Energia em Horas de Ponta (e<sub>p</sub>), que é um indicador da percentagem da energia total consumida que se encontra no período de horas de ponta.

As expressões desses dois fatores são:

$$fc = \frac{(kWh_{hp} + kWh_{fp})}{kW * (\#horas\_periodo)} \quad e_p = \frac{kWh_{hp}}{(kWh_{hp} + kWh_{fp})} \quad (5.6)$$

Para o caso dos clientes com tarifa BT5 (única medição de energia), o objetivo é encontrar um único valor de preço que multiplicado pelo valor resultante da única medição mensal, seja equivalente ter as medições completas do consumo do cliente para poder aplicar os preços de potência e energia. Chamaremos esse preço de preço equivalente em energia e o determinaremos pela seguinte expressão.

$$pequiv*(kWh\_hp + kWh\_fp) = pp*kW + pehp*kWh\_hp + pefp*kWh\_fp \quad (5.7)$$

A equação 5.7 está refletindo a condição básica que deve cumprir o preço equivalente: o faturamento mensal pelo fornecimento de eletricidade com o preço equivalente em energia deve ser o mesmo que aplicar os preços de potência e energia. Então colocando em evidência o preço equivalente temos:

$$pequiv*(kWh\_hp + kWh\_fp) = pp*kW + pehp*kWh\_hp + pefp*kWh\_fp$$

$$pequiv = \frac{(pp*kW + pehp*kWh\_hp + pefp*kWh\_fp)}{(kWh\_hp + kWh\_fp)}$$

$$pequiv = \frac{pp*kW}{(kWh\_hp + kWh\_fp)} + \frac{pehp*kWh\_hp}{(kWh\_hp + kWh\_fp)} + \frac{pefp*kWh\_fp}{(kWh\_hp + kWh\_fp)}$$

$$pequiv = \frac{pp}{fc*(\#horas\_periodo)} + pehp*e_p + pefp*(1 - e_p) \quad (5.8)$$

Essa última expressão indica que o preço equivalente em energia para clientes com só uma medição de energia, pode ser calculado baseado nos preços de potência e energia, e baseado nos fatores que caracterizam o comportamento da carga mensal definidos anteriormente.

No próximo capítulo faremos a análise de avaliação econômica de SFCR utilizando os conceitos e expressões desenvolvidos nesse capítulo.

## **CAPÍTULO VI**

# **AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE**

### **6.1 Introdução**

A avaliação econômica de qualquer projeto tem como ponto de partida identificar quais são os benefícios esperados para coloca-los em comparação com os investimentos e custos associados ao mesmo. No entanto, a identificação e valorização dos benefícios se dificulta enormemente quando se analisam projetos nos quais existe divergência entre o benefício social e o benefício privado.

O projeto em análise -sistemas fotovoltaicos conectados à rede- vai ser implementado dentro de um mercado com uma estrutura, regras de jogo e sistema de preços muito bem definidos, e portanto, iniciaremos a nossa avaliação considerando somente os benefícios privados que o mercado reconhece a esse tipo de investimentos. Analisando o resultado dessa avaliação, no sétimo capítulo identificaremos em que parte da cadeia do mercado e



seu sistema de preços deveria ser incorporado o benefício social para depois propor cenários de incentivo a essa incorporação.

## 6.2 Definição do caso em análise

O caso que vamos analisar será de um cliente residencial típico com fornecimento de eletricidade em Baixa Tensão, com uma curva de carga típica como aquela mostrada na figura 5.2 do capítulo anterior.

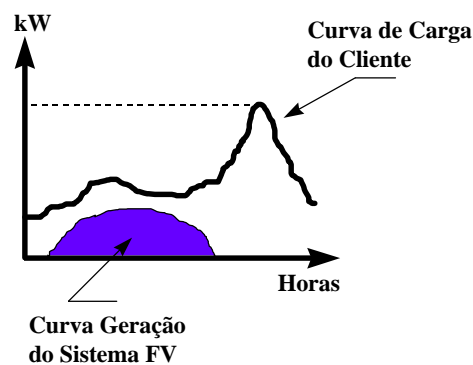


Figura 6.1. Curva de carga de um cliente residencial.

O tipo de tarifa do cliente será BT5, isto é, única medição de energia e um preço equivalente em energia que chamaremos *pequiv\_energia*. Esse cliente vai instalar um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede como uma alternativa paralela de fornecimento de eletricidade. A figura 6.1, apresenta a curva de carga de um dia típico do cliente onde se indica também a curva de geração do SFCR.

Iniciaremos a análise com o caso correspondente a um cliente que não vende energia à rede, depois estenderemos a análise para o caso em que o SFCR do cliente supra a demanda dele mais um excedente que é vendido à rede.

### 6.2.1 Benefício do ponto de vista do cliente

O cliente dentro do mercado elétrico tem um contrato de fornecimento de eletricidade com a empresa de distribuição; essa última se compromete a disponibilizar energia elétrica para o cliente com determinados níveis de qualidade e o cliente se compromete a fazer um pagamento mensal pelo uso da eletricidade conforme uma determinada tarifa. Para o caso

em análise, a tarifa BT5 utilizada se compõe de um só preço equivalente em energia que aplicado à energia mensal consumida pelo cliente, vai resultar no faturamento mensal que o cliente deve pagar pelo fornecimento de eletricidade.

Numa primeira análise o cliente poderia pensar na instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede no seu prédio como uma alternativa para diminuir o consumo de eletricidade fornecido pela empresa de distribuição, essa energia economizada no faturamento do cliente seria então o benefício do investimento realizado.

Poderíamos equacionar o benefício mensal fazendo uma diferença entre o faturamento mensal do cliente antes de instalar o SFCR e o faturamento mensal depois de instalar o SFCR. Então:

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

Onde,

$F_1$	: Faturamento mensal do cliente <b>antes</b> de implementar um SFCR
$F_2$	: Faturamento mensal do cliente <b>depois</b> de implementar um SFCR
$\text{kWh}_1$	: Energia total consumida pelo cliente <b>antes</b> de implementar um SFCR
$\text{kWh}_2$	: Energia total consumida pelo cliente <b>depois</b> de implementar um SFCR
$\text{pequiv\_energia}$	: Preço equivalente em energia da tarifa BT5
$\text{Energia\_SFCR}$	: Energia gerada pelo SFCR ( $\text{kWh}_1 - \text{kWh}_2$ )

A equação 6.1 demonstra que desde o ponto de vista do cliente, o benefício que ele poderia obter ao gerar energia com um SFCR para diminuir o seu consumo da rede, poderia ser calculado valorizando a energia gerada pelo SFCR ao preço equivalente em energia que o cliente paga pela energia consumida da rede. No entanto, como veremos na próxima seção, essa avaliação esconde um problema de conceito relacionado à tarifa de eletricidade que o cliente está pagando.

### 6.2.2 O ponto de vista do distribuidor

Tal como foi explicado no capítulo quarto, nenhum agente do mercado pode se opor a que um cliente final decida instalar um SFCR. Porém, se desde o ponto de vista do Distribuidor analisarmos o caso em que centenas de clientes decidirem exercer o seu direito a autogerar com sistemas fotovoltaicos conectados à rede, descobriremos que o Distribuidor vai ter direito a colocar um inconveniente a respeito da tarifa que ele estaria aplicando a esses clientes.

Segundo a formação da tarifa para o cliente final desenvolvida no capítulo quinto, o preço equivalente em energia cobrada aos clientes residenciais com tarifa BT5 é formado pela seguinte expressão:

$$pequiv = \frac{pp}{fc * (\#horas\_periodo)} + pehp * e_p + pefp * (1 - e_p) \quad (6.2)$$

onde o fator de carga (fc) e o fator de energia em horas de ponta ( $e_p$ ), correspondem à curva de carga típica do cliente residencial. Esses fatores são determinados pelo organismo regulador dos preços mediante estudos de caracterização de carga dos clientes residenciais.

Conseqüentemente, se um número considerável de clientes residenciais exercer o seu direito de autogerar, a empresa Distribuidora vai solicitar que esses fatores sejam recalculados para que reflitam a nova realidade de consumo dos clientes residenciais com autogeração. É fácil deduzir só analisando a figura 6.1, que nesse novo cenário, o fator de carga (fc) vai diminuir e fator de energia em horas de ponta ( $e_p$ ) vai aumentar. Por tanto, o preço equivalente em energia dos clientes residenciais teria que aumentar.

Por conseguinte, a empresa Distribuidora vai ter pleno direito de exigir uma de duas alternativas:

1. Que se recalcule uma nova tarifa para todos os clientes residenciais BT5 que reflita a introdução de um novo comportamento de consumo de parte de um setor dos clientes residenciais que esta autogerando. Isso significaria um subsídio de parte dos clientes que não autogeram para aqueles que sim autogeram.
2. Que se crie uma nova tarifa para aqueles clientes que desejam autogerar, e que reflita o novo comportamento de consumo dos mesmos.

Na próxima seção vamos demonstrar qual seria a forma correta de fazer a análise do caso proposto e determinaremos qual será o verdadeiro benefício que obterá um cliente residencial ao diminuir seu consumo de eletricidade da rede usando um SFCR para autogerar.

### 6.3 Correta avaliação do benefício para o cliente

Para fazer uma correta avaliação econômica do benefício que o cliente iria ter se autogerar com um SFCR, é preciso avaliar a equação completa do faturamento mensal que o cliente tem que pagar independente de ele autogerar ou não.

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

Onde,

F	: Faturamento mensal do cliente
pp	: Preço de potência (US\$ / kW )
pehp	: Preço de energia em horas ponta (ctv. US\$ / kWh)
pefp	: Preço de energia em horas fora de ponta (ctv. US\$ / kWh)
kW	: Demanda máxima mensal do cliente
kWh <sub>hp</sub>	: Energia consumida nas horas de ponta
kWh <sub>fp</sub>	: Energia consumida nas horas fora de ponta

Pode-se demonstrar que a equação 6.3 é o mesmo que multiplicar o preço equivalente em energia pela energia total consumida pelo cliente. No entanto, vamos atualizar essa última equação para que fiquem explícitos os preços que estão embutidos no preço equivalente em energia.

Desse modo, podemos utilizar essa equação para definir o benefício mensal do cliente como a diferença entre o faturamento antes de implementar o SFCR e o faturamento depois de implementar.

$$\begin{aligned}
F_1 &= \cancel{pp} * \cancel{kW}_1 + \cancel{pehp} * \cancel{kWh\_hp}_1 + pefp * kWh\_fp_1 \\
F_2 &= \cancel{pp} * \cancel{kW}_2 + \cancel{pehp} * \cancel{kWh\_hp}_2 + pefp * kWh\_fp_2 \\
\hline
F_1 - F_2 &= 0 + 0 + pefp * (kWh\_fp_1 - kWh\_fp_2) \\
F_1 - F_2 &= 0 + 0 + pefp * (kWh\_SFCR) \qquad (6.4)
\end{aligned}$$

Pode-se observar na equação 6.4 que o benefício real do investimento num SFCR depende da energia autogerada, mas valorizada ao preço de energia nas horas fora de ponta. Esse resultado está refletindo o fato do investimento realizado pelo cliente não modificar a Demanda Máxima nem a energia consumida pelo cliente nas horas de ponta, tal como se pode observar na figura 6.1.

Um raciocínio que ajuda a compreender o último resultado conseguido é o seguinte. O pagamento que faz mensalmente o cliente inclui duas componentes, uma componente relacionada à capacidade ou potência colocada a disposição do cliente e outra componente relacionada à energia que o cliente consome da rede durante um período determinado. A primeira componente é vinculada ao preço de potência, e deve ser paga mensalmente independente de se o cliente consumir energia ou não. Isto é, mediante o preço de potência o cliente está pagando os investimentos que possibilitam o direito dele consumir energia elétrica a qualquer hora do dia. Portanto, dado que o investimento num SFCR não diminui a Demanda Máxima do cliente, o benefício real desse investimento não deveria incluir essa componente.

#### **6.4 Preço de recompra ou "buy-back rate" do mercado**

O preço de recompra ou "buy-back rate" do mercado vai representar o preço que o mercado atribui à energia injetada na rede por autoprodutores com excedente. O valor máximo que esse preço poderá ter será aquele que faça indiferente para o Distribuidor comprar da rede convencional ou comprar do autoprodutor; de outro modo seria mais conveniente comprar da rede do que comprar do autoprodutor. Por tanto, o preço de recompra terá como principal fator determinante o valor do preço "spot" de energia do mercado elétrico.

No entanto, o preço de recompra vai também depender do ponto de recompra. Para explicar esse conceito tomaremos o exemplo da avaliação econômica feito na seção anterior. Isto é, um cliente com ponto de fornecimento em Baixa Tensão que decidiu autoproduzir uma parte da energia que consome.

Esse caso pode ser analisado como o caso de um cliente que consome toda a sua carga da rede convencional da empresa Distribuidora e vende toda a sua energia autoproduzida à mesma empresa Distribuidora. O preço máximo que a empresa distribuidora estará disposta a pagar pela energia autoproduzida será aquele que faça indiferente para o Distribuidor comprar do Gerador ou comprar do produtor.

Então a pergunta seria, quanto custa ao Distribuidor contar com energia no ponto de fornecimento do cliente? A resposta será: custa o preço “spot” de energia do mercado de atacado afetado por um fator de perdas correspondente às perdas de transmissão e distribuição. Porém, devemos lembrar que os clientes de Baixa Tensão são considerados do Mercado Regulado e portanto o preço “spot” de energia será substituído pelo Preço Básico de Energia em Horas Fora de Ponta determinado pelo organismo regulador de preços<sup>1</sup>.

Conseqüentemente, o preço de recompra será o mesmo preço de energia do Mercado Regulado dos clientes de Baixa Tensão; dado que a compra da energia autoproduzida é nas horas fora de ponta, o preço de recompra será o preço de energia em horas fora de ponta. A esse preço, para o Distribuidor é indiferente comprar do Gerador e levar essa energia até o ponto de fornecimento do cliente, ou comprar energia autoproduzida pelo cliente nesse ponto de fornecimento.

Portanto, podemos demonstrar que utilizando esse preço de recompra para o cliente do exemplo da seção anterior, e assumindo que o cliente vende ao Distribuidor toda a sua energia autoproduzida com o SFCR, chegaremos à mesma expressão de benefício real produzido pelo investimento nesse sistema.

---

<sup>1</sup> Ver a seção de Formação do Preço ao Cliente Final no capítulo quinto dessa dissertação.

## 6.5 Avaliação econômica do caso em análise - Exemplo numérico

Nessa seção vamos realizar uma avaliação econômica convencional de um investimento num SFCR de parte de um cliente residencial, baseados no benefício real que o mercado está atribuindo a esse tipo de investimentos. O resultado obtido será tomado só de maneira referencial, tendo em vista que o benefício maior que o SFCR oferece, não está sendo reconhecido pelo sistema de preços de mercado. No próximo capítulo desenvolvem-se alguns cenários de incentivo aos SFCR, partindo da análise da realidade do sistema de preços do mercado elétrico em relação a essa tecnologia de geração.

Para fazer uma avaliação muito próxima da realidade, vamos tomar dados de consumo reais. Na tabela VI-1 se apresenta uma estrutura do mercado de clientes residenciais dividido por faixas de consumo, que corresponde à empresa de distribuição de energia elétrica de Lima "Luz del Sur". Para nosso exemplo, vamos tomar um cliente típico com consumo mensal maior do que 500 kWh e menor do que 720 kWh; da tabela se pode observar que há 18 330 clientes nessa faixa de consumo. Então, tomaremos o caso de um cliente que consome 600 kWh mensalmente.

Tabela VI-1. Estrutura do mercado de clientes BT5 - Luz del Sur 1999

		MW.h	# Clientes	Consumo Médio
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. Excesso 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

*Elaboração própria*

O tipo de tarifa do cliente será BT5, isto é, única medição de energia e um preço equivalente em energia que chamaremos *pequiv\_energia*. Na seguinte tabela apresentam-se fatores que formam parte da construção desse preço equivalente em energia com seus correspondentes valores tomados da mesma empresa distribuidora.

Tabela VI-2. Fatores da tarifa BT5 - Luz del Sur 1999

Fator	Símbolo	Valor
Preço de Potência	Pp	19,67 US\$ / kW
Preço de Energia Horas de Ponta	Pe_hp	4,57 ctv. US\$ / kWh
Preço de Energia Horas Fora de Ponta	Pe_fp	2,60 ctv. US\$ / kWh
Fator de Carga	Fc	0,472
Fator de Energia em Horas Ponta	e <sub>p</sub>	0,3

*Elaboração própria*

Então, o preço equivalente em energia será:

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

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

Vamos assumir que esse cliente decide implementar um SFCR de 1 kWp na sua casa em Lima. Para condições médias de irradiação nessa cidade, um sistema dessa capacidade poderá gerar aproximadamente 135 kWh mensais.

Por conseguinte, desde o ponto de vista do cliente, ele poderia pensar que o seu benefício mensal (BM) seria:

$$BM = pequiv\_energia * kWh\_SFCR$$

$$= 8,98 / 100 * 135$$

$$= 12,12 \text{ US$ / mês}$$

No entanto, o verdadeiro benefício que o cliente poderá obter será:

$$BM = pe\_fp * kWh\_SFCR$$

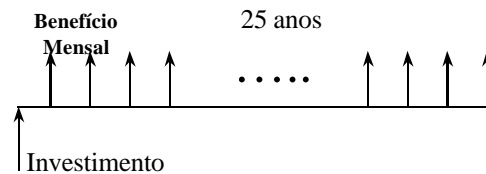
$$= 2,60 / 100 * 135$$

$$= 3,51 \text{ US$ / mês}$$

Considerando que o cliente poderia obter condições favoráveis de financiamento assim como de compra do SFCR, podemos assumir uma taxa de juros de 6% a.a. durante 25 anos



para um investimento de US\$ 8000, que representa o custo “turn key” do SFCR. Com essas premissas podemos fazer uma avaliação econômica referencial para determinar qual seria o valor presente do benefício do projeto para compara-lo com o investimento do mesmo.



O resultado obtido demonstra que considerando um benefício de US\$ 3,51 mensais durante 25 anos, que é o tempo de vida do SFCR, se poderia recuperar somente US\$ 500 do investimento.

Comparando esse valor de US\$ 500 com o valor do investimento de US\$ 8000 é fácil inferir que analisando só o benefício individual de um agente do mercado, neste caso o Cliente, não é possível propor um cenário de incentivo à tecnologia fotovoltaica conectada à rede.

No próximo capítulo vamos desenvolver uma análise dos resultados obtidos visando descobrir em que parte da cadeia do mercado e seu sistema de preços deveria ser incorporado o benefício social para depois propor cenários de incentivo a essa incorporação.

## **CAPÍTULO VII**

# **CENÁRIOS DE INCENTIVO À GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

### **7.1 Introdução**

O objetivo final de todo processo de desregulamentação do setor elétrico é conseguir eficiência econômica na exploração e desenvolvimento da atividade elétrica. O paradigma adotado para conseguir esse objetivo é o mercado livre; investidores privados em condições de concorrência para fornecer eletricidade frente a consumidores com capacidade de escolher o seu fornecedor.

A adoção desse paradigma em países como o Peru, com uma tradição de controle da atividade elétrica por parte do Estado, significou um giro de 180 graus na conceituação que o Estado tinha sobre sua responsabilidade no setor. Como resultado do processo de reforma do setor elétrico ficou em evidência uma das responsabilidades que o Estado sempre teve,

mas que na maioria das vezes não conseguiu exercer adequadamente. Estamos falando do Planejamento Energético.<sup>1</sup>

No novo cenário do setor energético, cada agente do mercado cuida de seus interesses. O Estado não pode participar com nenhum agente do mercado de maneira individual senão com o mercado em seu conjunto. Nesse sentido o Estado tem a responsabilidade de garantir que o resultado do mercado reflita de maneira fidedigna o interesse da sociedade. Essa responsabilidade cobra relevância ao se tratar de uma atividade econômica como é a energética, que no seu desenvolvimento envolve grandes externalidades ambientais não incorporadas nos preços de mercado.

Sociedades de países desenvolvidos como EUA, Alemanha, Espanha, Japão entre outros, estão se esforçando para incentivar tecnologias de geração de eletricidade baseadas em fontes renováveis muito menos poluidoras do que aquelas que atualmente representam o *status quo* do mercado elétrico. Em (DOE, 1999), por exemplo, pode-se ver como é que o Departamento de Energia dos EUA modela a incorporação de novas tecnologias no seu sistema de modelamento energético utilizado para Planejamento Energético. A idéia básica é assumir que existem tecnologias limpas que pelos seus custos atuais não podem concorrer no mercado, mas que se observarmos a sua capacidade potencial de concorrência num futuro nível de comercialização dessa tecnologia, poderiam representar boas candidatas para minimizar o custo das externalidades não incorporadas num planejamento convencional.

Nesse capítulo nos aprofundaremos na análise do valor que o sistema de preços do mercado atribui à energia gerada por um sistema fotovoltaico conectado à rede, e que foi determinado no capítulo anterior baseado no benefício individual de um agente do mercado. Essa análise será a chave para descobrirmos em que parte da cadeia do mercado e seu sistema de preços deveria ser incorporado o benefício social dos SFCR para depois propor cenários de incentivo a essa incorporação.

---

<sup>1</sup> No caso Peruano, o planejamento da expansão do sistema sempre esteve orientado a interesses econômicos de investidores relacionados com o governo de turno, ou a interesses políticos do partido do governo de turno.

## 7.2 Valor de mercado da energia fotovoltaica

Para o mercado elétrico em conjunto, a introdução de sistemas fotovoltaicos conectados à rede significa uma nova alternativa de geração com duas características principais que deveriam ser reconhecidas:

- É uma alternativa de geração distribuída, e
- É baseada numa fonte de energia renovável e "limpa".

Dos resultados obtidos no capítulo anterior podemos concluir que o sistema de preços do mercado não está dando valor a nenhuma dessas duas características. Vamos analisar então, onde que o sistema de preços comete um erro, se é que este existe.

A primeira característica, geração distribuída, nos leva a pensar num possível benefício ao economizar investimentos em redes de transmissão e distribuição. No hipotético caso que se tivesse duas alternativas de geração com o mesmo custo, e sem analisar algum outro fator, é lógico que a alternativa que estiver mais perto do centro de consumo deveria ter preferência sobre a outra. De acordo com isso, a alternativa que estiver mais perto do centro de consumo estaria evitando que a sociedade pagasse investimentos em redes de transmissão e/ou distribuição que seriam necessários para trazer energia. Pode-se demonstrar que o sistema de preços do mercado enxerga esse tipo de questionamento. No quinto capítulo, na seção onde se explica a formação da tarifa ao cliente final, se apresentou a forma básica dos preços de potência e energia para qualquer barramento do sistema elétrico; o preço de potência inclui os custos do sistema de transmissão e/ou distribuição. Portanto, se existir alguma tecnologia de geração distribuída que possa ser colocada em algum barramento da rede com custos de geração menores do que a soma do custo de geração convencional e os custos de transmissão e/ou distribuição, que está embutida nos preços de mercado nesse barramento, essa tecnologia com certeza vai ser preferida no despacho de geração realizado pelo Operador Independente do Sistema e vai deslocar outras tecnologias.

Nesse sentido, o sistema de preços do mercado permite que tecnologias de geração distribuída concorram com tecnologias de geração convencionais sempre que o custo de geração das primeiras seja competitivo. Colocado desse modo, o problema se focalizaria

em achar um mecanismo de incentivo para conseguir que essas novas tecnologias de geração distribuída alcancem níveis de comercialização que façam o seu custo chegar num patamar de concorrência.

Porém, no caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede existe um problema adicional: a sua característica de **geração intermitente**; sistemas fotovoltaicos conectados à rede só têm possibilidade de geração durante horas de insolação. Essa característica vai impedir de maneira parcial ou total que investimentos em SFCR tenham alguma economia ao evitar investimentos nas redes de transmissão e distribuição. A economia de investimento em redes será parcial para sistemas elétricos com demandas máximas de potência nas horas fora de ponta, já que a potência do SFCR, disponível justamente nessas horas, diminuiria a capacidade de transporte requerida dos sistemas de transmissão e distribuição. No entanto, para sistemas elétricos com demandas máximas de potência nas horas de ponta (que são a maioria dos sistemas elétricos), os SFCR não representam nenhuma economia de investimento em redes de transmissão e distribuição, porque essas redes são dimensionadas para abastecer a demanda máxima do sistema; isto é, a capacidade do sistema de transmissão e distribuição vai ser a mesma seja ou não instalados SFCR.

Se considerarmos que a maioria dos sistemas elétricos de baixa tensão são dimensionados para atendimento a clientes residenciais que tem a sua demanda máxima de potência nas horas de ponta do sistema, podemos concluir que será esporádico o caso em que o SFCR possa ser considerado uma alternativa de geração distribuída. Essa conclusão está sendo refletida no caso do exemplo numérico do capítulo anterior, onde o benefício do cliente não tem uma componente de potência e só fica o benefício da energia gerada nas horas fora de ponta.

### **7.3 Valor econômico da energia fotovoltaica**

O mecanismo de mercado não é um fim em si mesmo, na verdade o objetivo final do mercado é achar o ótimo social da economia, isto é, aquele estado da economia que representa o mínimo custo total para um determinado nível de utilidade ou satisfação do consumidor<sup>2</sup>. No caso do mercado elétrico, o nível de utilidade é determinado pelo

---

<sup>2</sup> Os organismos reguladores e fiscalizadores do funcionamento do mercado tem a responsabilidade de velar pelo cumprimento desse objetivo.

fornecimento contínuo de eletricidade, e o custo total é determinado pelo custo de investimento, operação e manutenção do sistema elétrico. No entanto, deve-se lembrar que o mercado elétrico é um dos principais setores da economia que comparte a responsabilidade pelos danos ambientais, porém esse custo não está sendo otimizado com o atual mecanismo de mercado.

Ao se tentar incorporar o aspecto ambiental no mercado elétrico, está se procurando um novo ótimo social que corresponde a um maior custo total de fornecimento. O problema é que o sistema de preços do mercado elétrico tem miopia na abordagem dos aspectos ambientais; na verdade, os aspectos ambientais das atividades econômicas são um problema ainda sem soluções definitivas. O mecanismo ensaiado pelos organismos reguladores para enfrentar esse problema, tem sido a criação de normas ambientais para o controle das emissões no caso das usinas de geração. Porém, para cumprir com essas normas os Geradores realizam investimentos que finalmente são pagos pelos consumidores na tarifa de energia elétrica.

Nesse caminho, o cliente final termina sustentando o *status quo* de determinadas tecnologias já que na medida que a norma ambiental for mais estrita, maior será a tarifa de eletricidade paga pelo consumidor. No limite, segundo essa lógica, a tarifa de eletricidade alcançaria um valor tal que incentivaria a introdução de novas tecnologias de geração menos poluidoras. No entanto, até chegar nesse ponto o cliente final já teria acumulado um custo de fornecimento totalmente irracional, devido a que a tarifa atual de eletricidade como resultado de muitas décadas de comercialização das tecnologias convencionais, tem um patamar que criou um "gap" que não permite a introdução de tecnologias menos poluidoras no mercado.

Portanto, a energia gerada por tecnologias "limpas" como a fotovoltaica, tem um valor econômico que surge da possibilidade de minimizar esse novo custo social que inclui o meio ambiente. Incentivando a comercialização de tecnologias limpas no mercado elétrico, pode-se conseguir que o custo adicional que o cliente final teria que bancar para incorporar aspectos ambientais no mercado, seja menor do que esperar que as forças do mercado resolvam essa situação. A experiência internacional de programas de incentivo às tecnologias baseadas em fontes renováveis não poluidoras do meio ambiente, demonstra

que o Estado deve ser protagonista desses programas assumindo a sua responsabilidade na procura do ótimo social.

#### **7.4 Promovendo SFCR no mercado elétrico**

Tomando como ponto de partida que o Estado quer incentivar a introdução de tecnologias limpas na matriz energética, nessa seção vamos desenvolver dois possíveis cenários do mercado elétrico Peruano que permitiriam promover os SFCR. Os cenários são mutuamente não excludentes e mais do que apresentar uma solução definitiva para o incentivo desse tipo de tecnologia num mercado elétrico desregulado, pretendem apresentar um exemplo acadêmico da maneira de utilizar os resultados da avaliação econômica desenvolvida no capítulo anterior.

O primeiro cenário será chamado de Passivo, e corresponde a uma situação em que o Estado Peruano decide incentivar os SFCR respondendo ao incitamento de países produtores de painéis fotovoltaicos para realizar programas de introdução dessa tecnologia, onde o custo do investimento seria compartilhado no mínimo por três agentes: o país fornecedor dos painéis, o país receptor dos painéis e o cliente final onde será instalado o SFCR. A proporção do financiamento pode ser diversa, mas para fazer um exemplo numérico vamos assumir que o país fornecedor dos painéis cobriria 50% do investimento, o país receptor 20% e o cliente final os 30% restantes.

O segundo cenário será chamado de Ativo, e corresponde a uma situação em que o Estado Peruano decide incentivar os SFCR como uma maneira de participar ativamente no desenvolvimento de uma tecnologia que considera uma boa aposta para o futuro do mercado energético. Nesse cenário, o Estado Peruano toma a iniciativa de negociar o seu investimento em troca de participar na produção dos painéis fotovoltaicos.

Em qualquer dos dois cenários o Estado Peruano deveria especificar uma norma técnica para instalação de SFCR de acordo com padrões internacionais. Toda nova instalação de um SFCR deveria ser supervisionada pela empresa Distribuidora, que deveria considerar esse serviço como sua contribuição no movimento de proteção do meio ambiente e, portanto sem custo para o cliente; o Estado Peruano poderia reconhecer formalmente esse serviço prestado à sociedade.

#### 7.4.1 Cenário Passivo

O Estado Peruano regulamentaria como obrigatório a compra da energia injetada na rede pelos SFCR. A empresa distribuidora teria a responsabilidade da leitura e registro mensal da energia injetada na rede por cada SFCR e do abatimento do valor da compra dessa energia na cobrança mensal pelo fornecimento de eletricidade.

Nesse tipo de cenário o fator determinante vai ser a quantidade de clientes finais em condições de bancar 30% do investimento inicial de implantação de um SFCR. Na seguinte tabela<sup>3</sup> se apresenta uma estrutura do mercado de clientes residenciais dividido por faixas de consumo, que corresponde à empresa de distribuição de energia elétrica de Lima "Luz del Sur", nela pode-se observar que se tem 32.650 clientes que tem consumo maior do que 500 kWh. Se assumirmos que aproximadamente 10% desses clientes terão a possibilidade de entrar num programa para instalação de um SFCR de 1 kWp por cliente, estaremos falando de um programa de aproximadamente 3 MWp.

		MW.h	# Clientes	Consumo Médio
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. Excesso 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

Assumamos que o Estado Peruano não tem problema em bancar 20% do investimento inicial de implantação de um programa de 3 MWp de incentivo aos SFCR. Então, se considerarmos que um SFCR de 1 kWp de capacidade vai custar aproximadamente US\$ 8 000, estaremos falando de um programa de US\$ 24 milhões, onde US\$ 12 milhões seriam bancados pelo produtor, US\$ 4,8 milhões pelo Estado Peruano e US\$ 7,2 milhões pelos clientes finais que vão ser proprietários dos sistemas fotovoltaicos.

<sup>3</sup> Para fins de facilitar a leitura, está-se repetindo a Tabela VI-1 do capítulo anterior.



Conseqüentemente, cada cliente faria um investimento de US\$ 2 400, e de acordo com a avaliação econômica feita no capítulo anterior, à economia que geraria esse investimento para o cliente representaria um valor atual de aproximadamente US\$ 500.

#### 7.4.2 Cenário Ativo

Nesse cenário o Estado Peruano teria a iniciativa de tornar a contribuição da sua sociedade para com o meio ambiente, num investimento que no médio ou longo prazo redunde numa melhora da capacidade de desenvolvimento tecnológico nacional na área fotovoltaica.

De acordo com isso, o Peru poderia se comprometer a realizar um programa de instalação de 30 MWp até o ano 2010 à razão de 3 MWp por ano. Colocado em valores referenciais, o investimento anual seria de US\$ 24 milhões (US\$ 8 000/kWp), considerando que o valor de mercado da energia gerada por um sistema de 1 kWp representa um valor atual de US\$ 500, o investimento anual não recuperado seria de US\$ 22,5 milhões. Esse seria o valor anual que a sociedade peruana deveria bancar para sustentar um programa de 3 MWp por ano.

A idéia desse cenário seria que esse aporte da sociedade Peruana seja negociado com países produtores de painéis fotovoltaicos para eles transmitirem ao Peru parte do seu desenvolvimento tecnológico via convênios empresariais, acadêmicos, etc.

A maneira de arrecadar o dinheiro necessário para sustentar o programa poderia ser através de uma taxa adicional no preço da tarifa de eletricidade para clientes com consumos maiores do que 500 kWh/mês. Se observarmos a tabela anterior, encontraremos que só em “Luz del Sur”, esses clientes consomem aproximadamente 380 GWh mensais e esse valor pode ser dobrado se considerarmos a outra empresa distribuidora de Lima, Edelnor. Então, estaríamos falando de 760 GWh mensais ou aproximadamente 9 100 GWh anuais, que a razão de aproximadamente 9 ctv. US\$ / kWh representam US\$ 819 milhões cada ano. Uma taxa de 2,5 % de incremento na tarifa desses clientes representaria uma arrecadação de aproximadamente US\$ 20 milhões anuais, valor praticamente equivalente aos US\$ 22,5 milhões anuais que não são recuperados pela economia do investimento em SFCR segundo preços do mercado.

## **CAPÍTULO VIII**

# **CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES**

### **8.1 Conclusões**

Este trabalho de dissertação abordou aspectos regulatórios, tarifários e econômicos relacionados à questão de introduzir Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede num mercado elétrico desregulado, tomando o mercado Peruano como estudo de caso.

Foi colocada a questão do papel que o Estado tem que desempenhar no atual cenário de mercado energético, onde a atividade produtiva tem consideráveis implicações ambientais que representam um custo social que não está sendo otimizado pelo sistema de preços do mercado com as restrições ambientais colocadas a cada projeto de geração de maneira isolada. Nesse sentido, o incentivo à tecnologias de geração de eletricidade baseadas em fontes renováveis, se torna uma alternativa para minimizar o custo social relativo ao meio ambiente no médio ou longo prazo.

Considerando os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede como uma das tecnologias candidatas para serem introduzidas na matriz energética visando minimizar o custo total de

fornecimento de eletricidade que inclui o meio ambiente, foi apresentado de forma sucinta o estado da arte da tecnologia desses sistemas. A experiência internacional demonstra que esses sistemas se encontram numa etapa muito avançada de amadurecimento tecnológico, podendo ressaltar o seu alto nível de confiabilidade com níveis mínimos de manutenção. Aspectos relacionados a perturbações harmônicas, proteção e controle, tem sido foco dos últimos avanços tecnológicos na área e resultaram na norma IEEE 929-2000.

Tendo em consideração que qualquer proposta de incentivo às tecnologias alternativas de geração de eletricidade requer ser desenvolvida dentro do marco das regras de mercado que caracterizam o atual cenário do setor elétrico, foi desenvolvida uma análise dos aspectos regulatórios e de estrutura de mercado. Os resultados obtidos demonstram que os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede se encaixam na estrutura do mercado elétrico ao ser considerados como um caso de autoprodução de um cliente final. A energia autoproduzida que excede o consumo próprio do cliente, pode ser comercializada pelo cliente no mercado; na legislação peruana não fica explícita a obrigação do mercado comprar a energia injetada pelo cliente final no sistema de distribuição. No entanto, uma alternativa adicional pode ser proposta no caso Peruano, ao considerar que a legislação não coloca nenhuma restrição para que pessoas físicas ou jurídicas virem Geradores de até 500 kW de capacidade. Desse modo o Gerador independente pode negociar diretamente no Mercado de Atacado a sua energia injetada na rede de distribuição.

Foi desenvolvido também um outro aspecto chave relacionado com a introdução de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no mercado elétrico, referente ao valor que o mercado atribui à energia produzida por esses sistemas. Partindo da análise do sistema de preços do mercado, conseguiu-se avaliar de maneira analítica qual o benefício real que um cliente final teria ao implementar um SFCR na sua residência. Fazendo um exemplo numérico para o caso Peruano, pôde-se encontrar que um sistema de 1 kWp teria um benefício mensal reconhecido pelo mercado de aproximadamente US\$ 3,51. Isso quer dizer que, de um investimento de US\$ 8000 num sistema de 1 kWp, poder-se-ia recuperar somente US\$ 500.

Os resultados obtidos permitem determinar qual o benefício que o mercado reconhece à implementação de projetos fotovoltaicos conectados à rede. Esse é o ponto de partida para

traçar qualquer cenário de incentivo a esse tipo de tecnologia. Nesse sentido, esse trabalho de dissertação apresenta dois cenários de incentivo que mais do que apresentar uma solução definitiva para a difusão desse tipo de tecnologia num mercado elétrico desregulado, apresenta um exemplo para o caso Peruano.

## **8.2 Recomendações para trabalhos futuros**

A abordagem do tema e os resultados obtidos nessa dissertação, abrem varias linhas de pesquisa para trabalhos futuros. Como motivação para definição dos mesmos, pode-se propor as seguintes perguntas:

Qual o custo total adicional que a sociedade está pagando pelas restrições ambientais colocadas a projetos de geração de maneira independente? Qual a projeção da evolução do mesmo?

Deveriam os países não produtores de sistemas fotovoltaicos esperar que o custo dos sistemas PV sejam muito menores para começar com seus programas de incentivo a esses sistemas?

Deveriam os países em desenvolvimento assumir um menor compromisso de investimento na conservação do meio ambiente do que países desenvolvidos? Qual o teto desses investimentos?

Quais as vantagens tecnológicas ou financeiras que os países produtores de sistemas fotovoltaicos poderiam oferecer aos países não produtores desses sistemas, para motivar que estes últimos destinem uma parte de seus escassos recursos econômicos na tarefa de aumentar o mercado de compra dos sistemas fotovoltaicos? Tendo avaliado o custo real de um país incentivar sistemas fotovoltaicos, quais os mecanismos que podem ser criados para que esse país possa negociar sua contribuição na criação de mercados de sistemas fotovoltaicos?

## Bibliografia

- 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.