

1

Introdução

1.1

O processo de Reforma no Setor Elétrico e a garantia de expansão da oferta

O desenho institucional do setor elétrico de qualquer país tem como objetivo principal induzir um fornecimento de energia elétrica confiável, garantindo a “segurança” do atendimento à demanda e a expansão da oferta de energia de maneira eficiente, o que é traduzido em tarifas módicas para o consumidor final [38, 39, 40, 41]. Visando atingir estes objetivos, desde o início dos anos 90, a indústria de eletricidade em muitos países vem passando por um processo de reestruturação com ênfase na introdução de competição em seus segmentos, e, com isso, buscando uma maior eficiência para o consumidor final.

Embora os detalhes do processo de reforma e o desenho institucional sejam diferentes em cada país [38], a organização geral, na maioria dos casos, passa pela substituição do planejamento centralizado, tanto da operação quanto da expansão do sistema, por procedimentos de mercado, onde os agentes geradores são livres para tomar suas decisões de investimento (longo-prazo) e produção (curto-prazo), sendo também responsáveis pelos riscos decorrentes destas decisões. Um dos componentes básicos do processo de reestruturação é o mercado atacadista de energia de curto prazo, ou mercado spot, onde ocorrem todas as transações “à vista” de compra e venda de energia elétrica no atacado. O preço spot de energia, resultante do equilíbrio oferta x demanda de eletricidade é o mais importante subproduto do mercado spot, e fornece o valor (preço) da energia no mercado “à vista”. Desta forma, aplicam-se ao setor elétrico os fundamentos básicos da teoria econômica [28], onde o preço de qualquer mercadoria num ambiente de mercado resulta do equilíbrio entre a oferta e demanda do produto subjacente.

1.1.1

Sinais do Mercado de Curto Prazo e a Expansão da Oferta

Com a criação do mercado spot, os sinais para a necessidade de novos investimentos para a expansão da oferta de energia seriam baseados nos preços spot; um aumento na demanda de energia ao longo do tempo resultaria num aumento nos preços “spot” de energia, que motivariam a entrada de novos investidores e projetos. Com isso, o equilíbrio do mercado elétrico seria restaurado.

Embora com detalhes de implementação diferentes, muitos países reformaram seus setores elétricos baseados nestes princípios durante a década de 90. Neste período observaram-se algumas experiências positivas, entretanto verificou-se que a utilização “pura” da remuneração “spot” para garantir a expansão da oferta pode ser muito arriscada. A razão é que o sinal econômico fornecido pelo preço spot pode ser bastante volátil para induzir corretamente a entrada de nova capacidade. A energia elétrica não é um produto estocável devendo ser produzido quase que instantaneamente. O consumo total de energia varia bastante ao longo dos dias e do ano, dependendo da temperatura, das condições meteorológicas e mudanças econômicas. Logo, a demanda por energia possui alta volatilidade e isso resulta em elevada variabilidade dos preços spot em sistemas térmicos. Em sistemas com forte participação hidroelétrica, a ocorrência de condições hidrológicas favoráveis pode baixar temporariamente os preços spot ainda que existam problemas estruturais na oferta. Também foi observado que em sistemas hídricos os preços spot aumentam substancialmente somente quando se está muito próximo de uma crise de suprimento, quando não há mais tempo para fazer investimentos [38, 39, 42] e aumenta a chance de haver crises de suprimento de energia, principalmente no curto prazo.

Em resumo, a volatilidade do preço de curto prazo torna o investimento em geração bastante arriscado e incerto, mesmo que a renda média futura de um projeto seja atrativa. Este tema é detalhadamente analisado em [43].

1.1.2

Pagamentos por Capacidade

Para aliviar esta dificuldade, surgiu no início da década de 80 o conceito de pagamentos por capacidade. O problema subjacente era a remuneração dos chamados equipamentos de reserva, que são geradores com alto custo operativo variável, mas que mesmo produzindo energia eventualmente quando geradores mais eficientes falham, são necessários para a confiabilidade do sistema. Embora, nas ocasiões que esses geradores produzem energia o preço seja muito alto, o fluxo de receita é muito volátil e não há incentivo para que esses geradores continuem operando. Como consequência, houve a preocupação que esses geradores deixassem de existir, afetando assim a confiabilidade do sistema.

No Reino Unido, essa preocupação levou, no início da década de 90, a criação dos chamados *pagamentos por capacidade*, que podem ser interpretados como um contrato obrigatório entre consumidores e geradores. A cada hora, um modelo matemático calculava a probabilidade de perda de carga (LOLP) do sistema e a multiplicava por um preço, C_{def} , que representa o custo do corte de carga para a sociedade, resultando em um valor em (\$/MWh) que pode ser interpretado como uma receita média por unidade para os geradores em situações de escassez da oferta. Então, esse valor era pago a todos os geradores pela sua potência disponível. Em caso de falhas, o gerador não recebia o pagamento por capacidade durante as horas falhadas.

1.1.3

Pagamentos por Capacidade e certificados de Capacidade Firme

Conforme visto na seção anterior a maior motivação para pagamentos por capacidade no Reino Unido foi um estímulo para que os geradores de reserva não fossem retirados do mercado. Em teoria, esses pagamentos podem também prover incentivos para a entrada de nova capacidade. No caso do Reino Unido os pagamentos são proporcionais a LOLP do sistema e aumentam conforme a probabilidade de não atendimento da demanda. O objetivo era então fornecer sinais econômicos para

garantir um nível adequado de investimento para geração de capacidade de acordo com a redução da “margem de reserva” do sistema.

Embora conceitualmente eficiente este mecanismo possuía algumas desvantagens. A primeira era o fato do pagamento por capacidade variar em função da LOLP, que por sua vez era calculada por um modelo matemático que dependia da reserva do sistema e possuía forte variabilidade. Adicionalmente, a LOLP era facilmente manipulada por empresas geradoras com portfólio de usinas, que muitas vezes declaravam algumas de suas unidades indisponíveis de forma a diminuir a margem de reserva no sistema e elevar a LOLP, que por sua vez elevava os pagamentos por capacidade e beneficiava outros geradores disponíveis da empresa. Com isso, a variância dos pagamentos por capacidade e sua fácil manipulação passaram a ser um problema e o esquema inglês foi encerrado em 1999.

Para aliviar esta dificuldade, muitos países da América Latina adotaram no final da década de 90 um pagamento por capacidade regulado (fixado pelo regulador), que era pago a cada gerador pela sua contribuição para a confiabilidade do sistema. O objetivo era evitar a volatilidade do preço da capacidade observada no esquema inglês, substituindo-o por um mecanismo mais estável e que também estimulasse um nível de confiabilidade adequado ao sistema. Neste novo esquema, cada gerador possui um certificado de capacidade (por potência) firme, que é um valor em MW que reflete a contribuição do gerador para a confiabilidade do sistema e recebia o pagamento em função deste certificado, não mais em função de sua disponibilidade hora a hora (obviamente o gerador precisava cumprir requisitos de disponibilidade para ter o certificado). Mais recentemente, alguns países como a Colômbia têm realizado leilões para determinar o pagamento por capacidade.

1.2

Uso dos certificados para assegurar Segurança no Suprimento

O fato de que cada projeto de geração possuir um certificado de potência firme, permite o uso da soma de certificados de capacidade firme como uma medida conveniente e transparente para a segurança de suprimento do sistema. Se o total de capacidade firme for maior ou igual à demanda total do sistema, a Segurança no

Suprimento pode ser considerada adequada, caso contrário é necessário encontrar nova capacidade firme para manter o equilíbrio entre oferta e demanda.

Em resumo, o certificado de potência firme de cada gerador passou a ter uma importância fundamental na confiabilidade de suprimento de sistemas de energia elétrica. Portanto, seu cálculo deve estar o mais correto possível, sob o risco de piorar a confiabilidade do sistema.

1.3

Capacidade Firme de um sistema

Como mencionado, a capacidade firme de uma usina é uma medida da máxima potência que a usina pode prover dado um critério de confiabilidade estabelecido pelo regulador. Este conceito pode ser estendido para um conjunto de usinas, ou seja, a capacidade firme do sistema formado pelo conjunto de geradores é a máxima demanda que o conjunto de geradores consegue atender com um nível de confiabilidade. A capacidade firme do sistema também é conhecida como *Capacidade de Suprimento total da Demanda* (CSD). Neste ponto, surge outro aspecto interessante. Não só o cálculo da CSD deve estar correto, capturando a confiabilidade do sistema, como a alocação da contribuição individual de cada gerador à CSD total deve estar bem calculada, uma vez que os certificados individuais definirão a receita destes geradores nos pagamentos por capacidade.

1.4

Cálculo da CSD de um sistema

A figura a seguir mostra a variação da demanda e oferta ao longo do tempo para um sistema elétrico. Explicitando: o déficit de potência, a severidade (duração) do corte de carga, a energia não suprida (ENS), a manutenção programada dos geradores elétricos diminuindo a capacidade instalada naquele instante de tempo e as saídas forçadas caracterizadas por falhas mecânicas nos geradores.

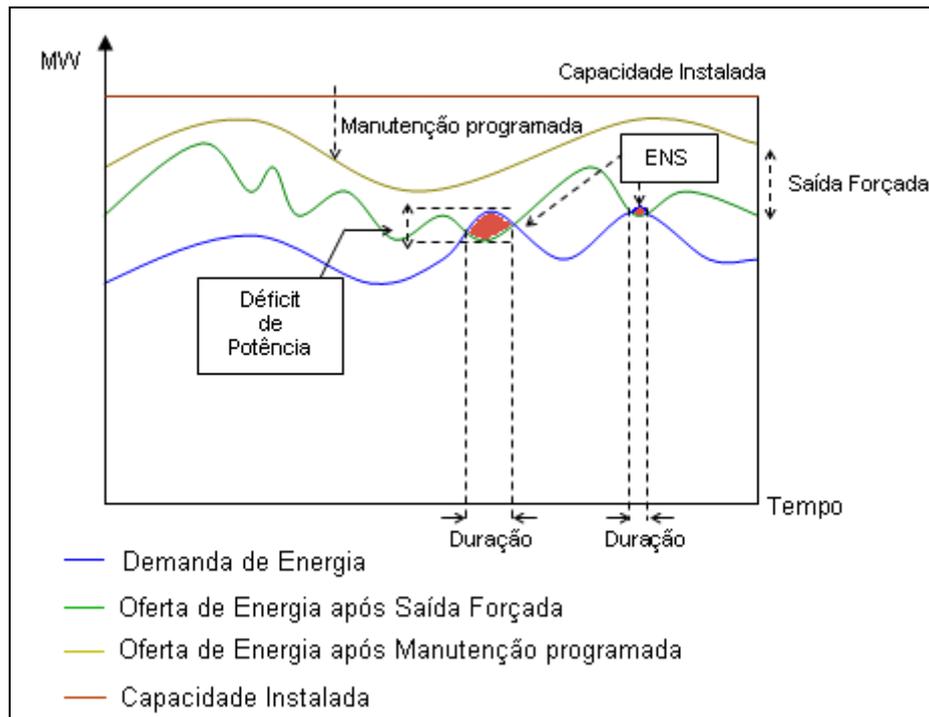


Figura 1.1 – Variação da Oferta e Demanda ao longo do tempo

A curva azul representa a demanda por energia e a curva verde, a disponibilidade dos geradores. Observe que, dependendo das manutenções programadas (conhecidas ex-ante) e das quebras dos equipamentos (fenômenos aleatórios), a margem de reserva de um sistema pode ser reduzida e até mesmo causar déficits.

Dessa forma, o cálculo da *Capacidade de Suprimento da demanda* (CSD) de um sistema térmico pode ser feito tradicionalmente através de modelos probabilísticos que simulam quebras e falhas dos geradores. Estes modelos permitem capturar a existência da diversidade de cenários de capacidade. Estas possibilidades fazem com que, através de uma operação conjunta, as usinas consigam atender a uma demanda maior que a soma das demandas que cada uma conseguiria atender se operassem individualmente. A razão é que, é pouquíssimo provável que todos os geradores falhem simultaneamente. Com isso a *Capacidade de Suprimento da demanda* total pelo sistema aumenta. Portanto, existe um *ganho “sinérgico”* de demanda firme, que resulta da ação *cooperativa* de todos os agentes do sistema.

Observe que o cálculo da CSD depende diretamente do critério de confiabilidade adotado no modelo de confiabilidade.

1.5

Capacidade Firme x Energia Firme

Nesta dissertação vamos considerar sistemas constituídos por usinas térmicas. Em sistemas em que o número de usinas hidráulicas é significativo, deve-se levar em consideração a confiabilidade de suprimento de energia, dado que usinas hidráulicas possuem restrições em energia, como veremos na seção 11.2 (trabalhos futuros). Usinas hidrelétricas basicamente possuem uma capacidade instalada bastante superior a sua produção média de energia. A razão é o alto custo com obra civil em sua construção comparado com o custo de se instalar uma turbina. Em função disto as hidrelétricas instalam o maior número possível de turbinas com o objetivo de aproveitarem a diversidade hidrológica. Quando a hidrologia é favorável, as usinas hidrelétricas podem gerar altos níveis de energia em pouco tempo com um custo marginal muito baixo, pois possuem uma elevada capacidade instalada. Quando a hidrologia é desfavorável, as hidrelétricas não conseguem manter uma capacidade de produção elevada por muito tempo, ou seja, existe uma restrição em energia¹. Para tais sistemas, o cálculo dos certificados de capacidade firme deve-se levar em consideração as restrições de energia das usinas hidrelétricas.

Em países com base de geração predominantemente hidráulica, como é o caso do Brasil, a capacidade instalada tende a ser bastante elevada em relação à demanda, como visto anteriormente. Portanto, não existe a preocupação do não atendimento a demanda de ponta. Pois, mesmo ocorrendo falhas em muitos geradores o sistema possui uma margem de reserva bastante elevada para suprir a demanda no patamar de carga pesada. Com isso, a principal preocupação em sistemas com base hidráulica, é a confiabilidade do suprimento em energia. Desta maneira, surge o conceito de energia firme. Este conceito é parecido com o de potência firme, ou seja, é a máxima carga que o sistema consegue atender, sem que haja déficit, ou um déficit pouco provável (controlado), porém neste caso deve-se simular a operação do sistema para todo o histórico de vazões e o atendimento da carga é em energia.

¹ Outro aspecto importante em usinas hidroelétricas é que sua capacidade de produção varia com a altura de queda da usina: quanto menor o nível dos reservatórios menor a capacidade de produção.

1.6

A repartição dos certificados de Capacidade Firme entre os geradores

Como mencionado anteriormente, a *Capacidade de Suprimento da Demanda* (CSD) de um sistema mede a capacidade total de suprimento firme de um sistema. Um tema interessante é determinar a contribuição individual de cada gerador à CSD total. Este tema é essencial, uma vez que os certificados individuais definirão a receita destes geradores nos pagamentos por capacidade, e faz parte da classe de problemas gerais de alocação de custos e benefícios entre agentes que cooperam para produzir um serviço em comum, como uma biblioteca, uma rodovia, etc. Neste caso, o bem comum é “confiabilidade” do sistema gerador de energia.

A teoria dos jogos cooperativos [8][12], será utilizada como base para os desenvolvimentos deste trabalho. Em particular, serão analisadas as alocações baseadas em núcleo de jogos cooperativos [7][12], e a alocação de Aumann-Shapley [2][12][17] [18].

O capítulo 4 fornece os conceitos básicos que serão utilizados da teoria dos jogos cooperativos ao longo da tese.

1.7

Objetivos

Este trabalho tem três objetivos principais: (i) analisar o problema do cálculo da Capacidade de Suprimento da demanda total de um sistema térmico sob a ótica de critérios de risco para medir a confiabilidade de um sistema elétrico; (ii) analisar as repartições dos benefícios da ação conjunta dos agentes fornecendo alocações justas, robustas quanto ao tamanho dos recursos aportados por cada agente, e que seja eficiente economicamente; (iii) ilustrar a aplicação das metodologias de alocação para sistemas genéricos de pequeno porte.

1.8

Organização da Tese

Esta dissertação está organizada nos seguintes capítulos:

Capítulo 2 define a modelagem probabilística usada para representar as quebras dos geradores.

Capítulo 3 discute critérios de confiabilidade que são usados tradicionalmente por reguladores no setor elétrico.

Capítulo 4 discute o cálculo da Capacidade Firme de um sistema, i.e., o cálculo da Capacidade de Suprimento de Carga de um sistema. Estuda-se uma primeira idéia de justiça (núcleo de um jogo) ao se desagregar o benefício da operação integrada entre os agentes. Incentivos a cooperação entre os agentes.

Capítulo 5 discute os conceitos necessários da teoria dos jogos cooperativos para a aplicação dos métodos de alocação de potência firme. E critérios de desagregação da Capacidade Firme entre os geradores.

Capítulo 6 estuda-se o método das alocações por benefício marginal. Utiliza-se o conceito da teoria marginalista, mostra-se que tais alocações são eficientes do ponto de vista que não há desperdício nas alocações, alocações de Pareto. Mostra-se também que o conceito de justiça formulado pelo núcleo é limitado.

Capítulo 7 discute o método do Nucleolus. O método do Nucleolus produz uma alocação única, obtendo-se uma regra prática do ponto de vista em que não há ambigüidade para escolher as alocações. A principal desvantagem do método do Nucleolus é o caráter combinatório das restrições, que crescem com 2^N , onde N é o número de agentes.

Capítulo 8 discute o método de última adição mostrando suas limitações, como o efeito da ordem de entrada das usinas. Discute-se uma solução, o método de Shapley. Este atende a propriedades desejadas nas alocações como: eficiência, simetria, jogador irrelevante e linearidade.

Capítulo 9 discute o Método de Aumann-Shapley (AS) para as alocações.

Capítulo 10 analisa resultados numéricos dos métodos de alocação abordados ao longo da tese com sistemas de até 10 usinas.

Capítulo 11 apresenta as principais conclusões do trabalho e sugestões para pesquisas posteriores