

3 Contratos de Compra e Venda de Energia

Como visto no capítulo anterior, a receita de um agente gerador no mercado de curto prazo é extremamente volátil. Essa incerteza no fluxo de caixa pode inviabilizar o projeto, aumentar o custo de financiamentos corporativos ou impedir a estruturação de um *project finance*.

Os contratos de compra e venda de energia são instrumentos financeiros de longo prazo que asseguram uma renda mais estável ao empreendedor, diminuindo a exposição do projeto em relação à volatilidade dos preços *spot*. Este capítulo apresenta as principais características desses contratos, os riscos de cada modalidade e a metodologia de cálculo do respaldo físico.

3.1. Respaldo Físico

Com o objetivo de garantir a segurança no suprimento, o decreto 5.163 de 30 de julho de 2004 [9] estabelece que os contratos de compra e venda de energia, apesar de serem instrumentos financeiros, devem estar respaldados por capacidade de geração física. Essa garantia física é a máxima quantidade de energia, em MW médios, que a usina pode comercializar, tanto no ACR quanto no ACL. Portanto, esse valor é de extrema importância para a análise de viabilidade econômica dos novos empreendimentos de geração.

O cálculo da garantia física, feito pela EPE e regulamentado pela portaria MME 303 de 18 de novembro de 2004 [33], deve ser compatível com o critério de suprimento adotado na expansão e na operação do sistema⁴ e não deve levar em consideração a conjuntura vigente dos reservatórios, ou seja, deve refletir a

⁴ O critério de suprimento adotado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é de que o sistema deve ser capaz de suprir a demanda anual em, pelo menos, 95% dos cenários de afluições futuras simuladas. Ou seja, o risco anual de déficit não pode ultrapassar 5%.

capacidade estrutural do sistema atender à demanda crítica⁵. Em suma, a garantia física de uma usina reflete a parcela de energia que essa usina fornece a um sistema que é capaz de atender à demanda crítica de acordo com o critério de suprimento adotado.

No caso das térmicas, a garantia física poderia ser calculada pela potência instalada descontadas as taxas de paradas por falhas e manutenção (valor conhecido como disponibilidade da usina). Entretanto, térmicas com diferentes custos operativos, por terem diferentes frequências de despacho, contribuem de maneira diferente para a confiabilidade do sistema. Por exemplo, imagine que uma termelétrica T_1 possua um custo baixo e, por conseguinte quase sempre é despachada. Agora imagine uma termelétrica T_2 com a mesma capacidade que a T_1 , porém com um custo variável elevado, o que faz com que ela só gere em períodos de preços *spot* altos. Embora as duas usinas possuam a mesma capacidade de geração, a usina T_1 acrescenta mais energia ao sistema que a usina T_2 , por ser despachada com maior frequência. Conseqüentemente, além da disponibilidade da usina, a garantia física de uma termoelétrica depende do seu custo de operação e de sua inflexibilidade (geração mínima). A Figura 3.1 ilustra a relação entre o lastro e a geração mínima para um custo de operação de 100 R\$/MWh, e a relação entre o lastro e o custo de operação para uma térmica totalmente flexível.

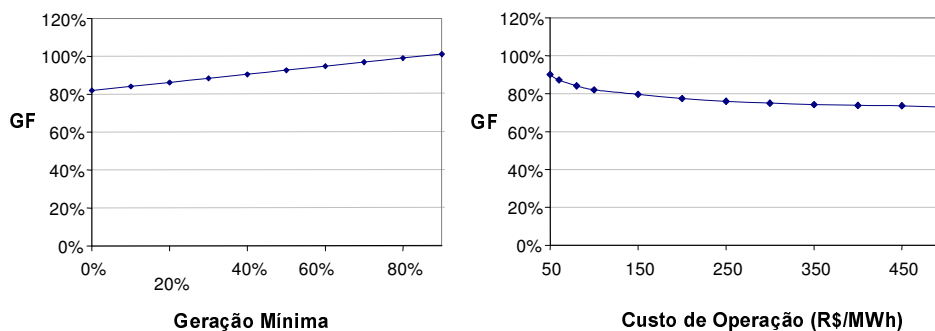


Figura 3.1 – Relação entre Garantia Física (GF), Inflexibilidade e Custo de Operação

Idealmente, as garantias físicas dos novos empreendimentos de geração, cadastrados para participar de um leilão, deveriam ser calculadas para a

⁵ Demanda crítica é a máxima demanda estática que o sistema pode atender, dado um critério de suprimento.

configuração do sistema hidrotérmico real, ou seja, considerando a configuração de referência (parque gerador existente e usinas vencedoras de leilões anteriores) e os vencedores desse leilão. No entanto, pela impossibilidade de previsão do resultado do certame, adota-se um critério baseado na competitividade dos participantes, separando-os em blocos de custos variáveis de produção. Os blocos são dimensionados com base na demanda a ser contratada pelas distribuidoras, que deve ser declarada confidencialmente ao MME com certa antecedência ao leilão. Uma vez construído um bloco de novas usinas, este é adicionado à configuração de referência e as garantias físicas dessas usinas são calculadas com aplicação do modelo Newave⁶. A Figura 3.2 mostra o esquema da metodologia de cálculo da garantia física dos novos empreendimentos de geração.

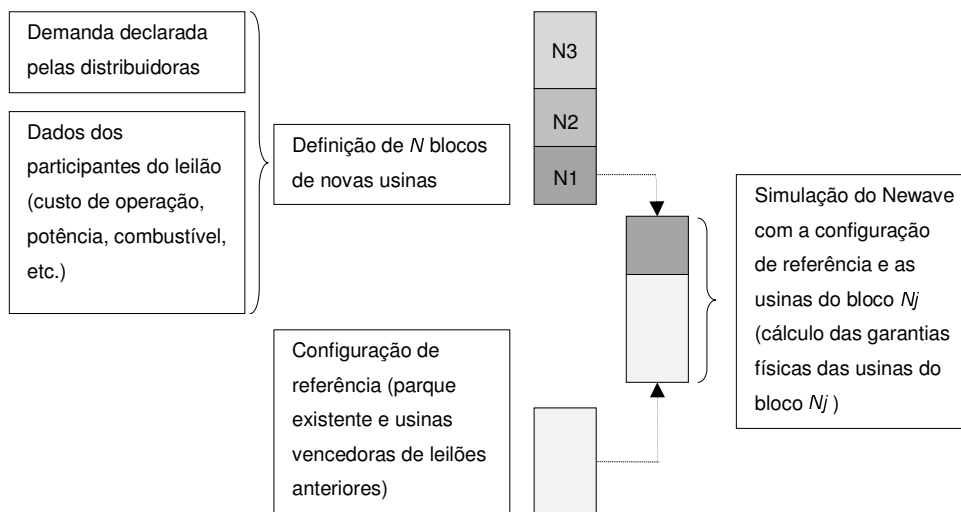


Figura 3.2 – Esquema da Metodologia de Cálculo da Garantia Física

3.2. Contratos de Quantidade

Os contratos de quantidade são acordos financeiros entre os agentes geradores (“posição vendida”) e as distribuidoras (“posição comprada”), no qual os primeiros se comprometem a entregar o montante de energia contratado pelo preço arrematado no leilão.

⁶ Modelo de despacho hidrotérmico, desenvolvido pelo CEPEL, utilizado pela EPE no cálculo das garantias físicas dos novos empreendimentos de geração.

No Brasil, a contratação de quantidade se aplica somente aos empreendimentos de geração hidrelétrica e tem duração de 30 anos. Nessa modalidade de contratação, os geradores devem liquidar no mercado de curto prazo a diferença entre a sua produção física⁷ G e o montante contratado E . Ou seja, se G for inferior E , a diferença deverá ser comprada pelo preço *spot* para honrar a obrigação contratual (despesa no mercado de curto prazo). Caso contrário, a diferença deverá ser vendida (receita no mercado de curto prazo).

Em um período de comercialização t , a receita do gerador hidrelétrico H , e o pagamento da distribuidora D são dados por

$$R_{H,t} = E(P - \pi_t)h_t + G_{H,t}\pi_t h_t \quad (3.1)$$

$$P_{D,t} = EPh_t \quad (3.2)$$

onde,

E = montante contratado, em MWmédios;

P = preço do contrato, em R\$/MWh;

π_t = preço *spot* no período t , em R\$/MWh;

$G_{H,t}$ = geração física da hidrelétrica H no período t , em MWmédios;

h_t = número de horas do período t .

Suponha, por exemplo, que um gerador hidrelétrico de 150 MWmédios de disponibilidade vendeu um contrato de 100 MWmédios por um preço de 120 R\$/MWh. Sendo despachado na disponibilidade em um período de comercialização de uma semana (168 horas), com um preço *spot* de 50 R\$/MWh, a receita desse gerador será

$$R_{H,t} = 100 \times (120 - 50) \times 168 + 150 \times 50 \times 168 = \text{R\$ } 2.436.000 \quad (3.3)$$

O segundo termo da Equação 3.3, representa a receita do gerador no mercado de curto prazo. Assim, se a usina não estivesse contratada, sua receita seria bastante inferior a receita da usina contratada:

$$R_{H,t} = 150 \times 50 \times 168 = \text{R\$ } 1.350.000 \quad (3.4)$$

Como discutido no Capítulo 2, devido aos longos períodos de preços *spot* baixos, a receita no mercado de curto prazo pode ser insuficiente para remunerar o

⁷ Como será visto adiante, as usinas hidrelétricas, participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), são remuneradas pelo crédito de energia alocado pelo MRE e não pela sua produção física.

projeto. Portanto, o contrato de quantidade pode ser visto como um mecanismo que protege o gerador de preços *spot* baixos, garantindo uma receita mínima estável. O principal risco dessa modalidade de contratação é quando a produção do gerador é inferior ao montante contratado. Nesse caso, o gerador deve comprar a diferença entre os montantes contratado e gerado, pelo preço *spot*. Se esse preço for elevado, a perda financeira do gerador pode ser substancial [51][52]. Suponha que a usina do exemplo anterior não fosse despachada em um período de uma semana, com preço *spot* de 200 R\$/MWh. Nesse caso, a receita do gerador seria:

$$R_{H,t} = 100 \times (120 - 200) \times 168 + 0 \times 200 \times 168 = -R\$1.344.000 \quad (3.5)$$

Essa perda poderia inviabilizar o empreendimento, dado que a geração física de uma usina é extremamente volátil, e também é guiada pela estratégia de otimização dos recursos hídricos, que está fora do controle do agente gerador. Além disso, como visto em Barroso et al. [5] [52], existe uma correlação negativa entre a geração hidrelétrica e o preço *spot*, ou seja, essa produção tende a diminuir quando o preço *spot* aumenta, e vice-versa. Uma forma de mitigar esse risco é através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), discutido a seguir.

3.2.1. Mecanismo de Realocação de Energia

No sistema hidrelétrico brasileiro, onde diferentes empresas possuem reservatórios em uma mesma cascata, existe uma distorção econômica no mecanismo de remuneração *spot*. Kelman [20] mostra que o mecanismo de remuneração *spot* só fornece sinais econômicos corretos quando as usinas hidrelétricas estão isoladas ou quando todas as usinas de uma mesma cascata pertencem a uma única empresa. Caso contrário, as usinas com reservatório não seriam remuneradas pelo serviço de regularização dos reservatórios, quando deixam de gerar por questões de otimização dos recursos hídricos. A compensação pelo serviço de regularização prestado pelos reservatórios numa cascata é essencial para corrigir os sinais econômicos. Conforme discutido em Kelman [20] e Lino [22], essa distorção pode ser corrigida através da criação de um mercado *spot* de água, análogo ao mercado *spot* de energia.

O MRE consiste na repartição da produção do conjunto de usinas que o integram de maneira proporcional às suas garantias físicas. Assim, a energia

alocada a cada usina participante, para efeitos da liquidação de diferenças no mercado de curto prazo, não é a sua produção física, e sim, uma parcela do rateio da produção de todas as usinas pertencentes ao mecanismo, denominada “crédito de energia”. Esse mecanismo corrige a distorção econômica da remuneração *spot* das hidrelétricas através de uma representação implícita do mercado *spot* de água. A razão é que esse esquema de compensação se baseia na observação de que se todas as usinas numa cascata pertencem ao mesmo agente, a renda *spot* total da cascata (soma dos pagamentos *spot* a todas as usinas da cascata) está correta. Portanto, pode-se interpretar o MRE como uma empresa virtual [51].

Por outro lado, o MRE também mitiga o risco hidrológico dos contratos de quantidade, dado que a produção total de energia hidrelétrica é muito mais constante que a produção individual das usinas. De fato, a remuneração do gerador participante do MRE será constante e igual a $E \times P$, exceto se a produção total de energia hidrelétrica não for suficiente para alocar a cada usina participante um “crédito de energia” igual ou superior a sua energia contratada. A Figura 3.3 ilustra a decomposição da remuneração unitária de um contrato de quantidade de uma usina participante do MRE, em função do preço *spot*. A primeira parcela da remuneração, gráfico (a), é constante e igual ao preço do contrato P . O gráfico (b) representa a compra da energia contratada no mercado *spot*, e o gráfico (c), a venda do “crédito de energia” no mercado *spot*. Como mencionado anteriormente a geração hidrelétrica possui uma correlação negativa com o preço *spot*, diminuindo sistematicamente à medida que esse preço sobe. Por esse motivo, a soma dos “créditos de energia”, em uma situação de preços elevados, não seria suficiente para alocar a todas as usinas a energia correspondente às suas garantias físicas. O gráfico (d) mostra a remuneração unitária final do contrato de quantidade.

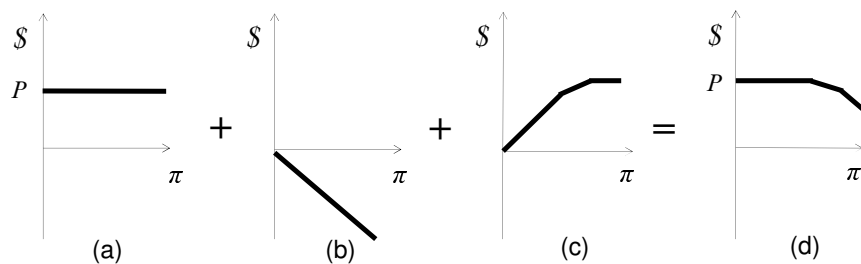


Figura 3.3 – Decomposição da Remuneração de um Contrato de Quantidade

3.3. Contratos de Disponibilidade

Os contratos de disponibilidade funcionam como contratos de aluguel. As distribuidoras “alugam” a usina termoeétrica, que deve estar disponível para gerar sempre que for despachada. Em troca, o gerador recebe uma receita fixa que deve ser suficiente para cobrir seus custos fixos e remunerar seu investimento.

Nessa modalidade de contratação, a liquidação das diferenças entre a energia produzida e contratada é de responsabilidade das distribuidoras, que passam a ser responsáveis por qualquer transação no mercado de curto prazo. Se a usina produz mais que a quantidade contratada, o excesso pertence à distribuidora, que pode vender essa energia no mercado *spot*. Por outro lado, se a produção for menor, a distribuidora tem que comprar o montante contratado no mercado de curto prazo. Sendo assim, a distribuidora, e conseqüentemente os consumidores, passam a assumir os riscos (ônus e bônus) de preço e quantidade decorrentes da variação da produção em relação à garantia física da usina. O gerador também é ressarcido pela distribuidora toda vez que é despachado. O valor do reembolso é o custo variável de produção declarado pelo gerador.

Em cada período de comercialização t , a receita do gerador termoeétrico T , e o pagamento da distribuidora D são dados por

$$R_{T,t} = R_F E h_t + (s - c) G_{T,t} h_t \quad (3.6)$$

$$P_{D,t} = R_F E h_t + s G_{T,t} h_t + (E - G_{T,t}) \pi_t h_t \quad (3.7)$$

onde,

E = montante contratado, em MWmédios;

R_F = receita fixa do contrato, em R\$/MWh;

π_t = preço *spot* no período t , em R\$/MWh;

$G_{T,t}$ = geração física da termoeétrica T no período t , em MWmédios;

s = custo de operação declarado pelo gerador T , em R\$/MWh;

c = custo de operação real do gerador T , em R\$/MWh;

h_t = número de horas do período t .

Suponha, por exemplo, que um gerador termoeétrico de 150 MWmédios de disponibilidade vendeu um contrato de 100 MWmédios por uma receita fixa de 80 R\$/MWh. O custo variável de operação declarado pelo gerador é de 150R\$/MWh,

igual ao custo real. Dessa forma, a térmica só será despachada quando o preço *spot* for maior que 150R\$/MWh, mas também será reembolsada por esse custo, anulando seu gasto líquido com a compra de combustível. A Figura 3.4 mostra a receita do gerador e o pagamento da distribuidora, para uma série hipotética de preço *spot*, no período de comercialização de uma semana (168 horas).

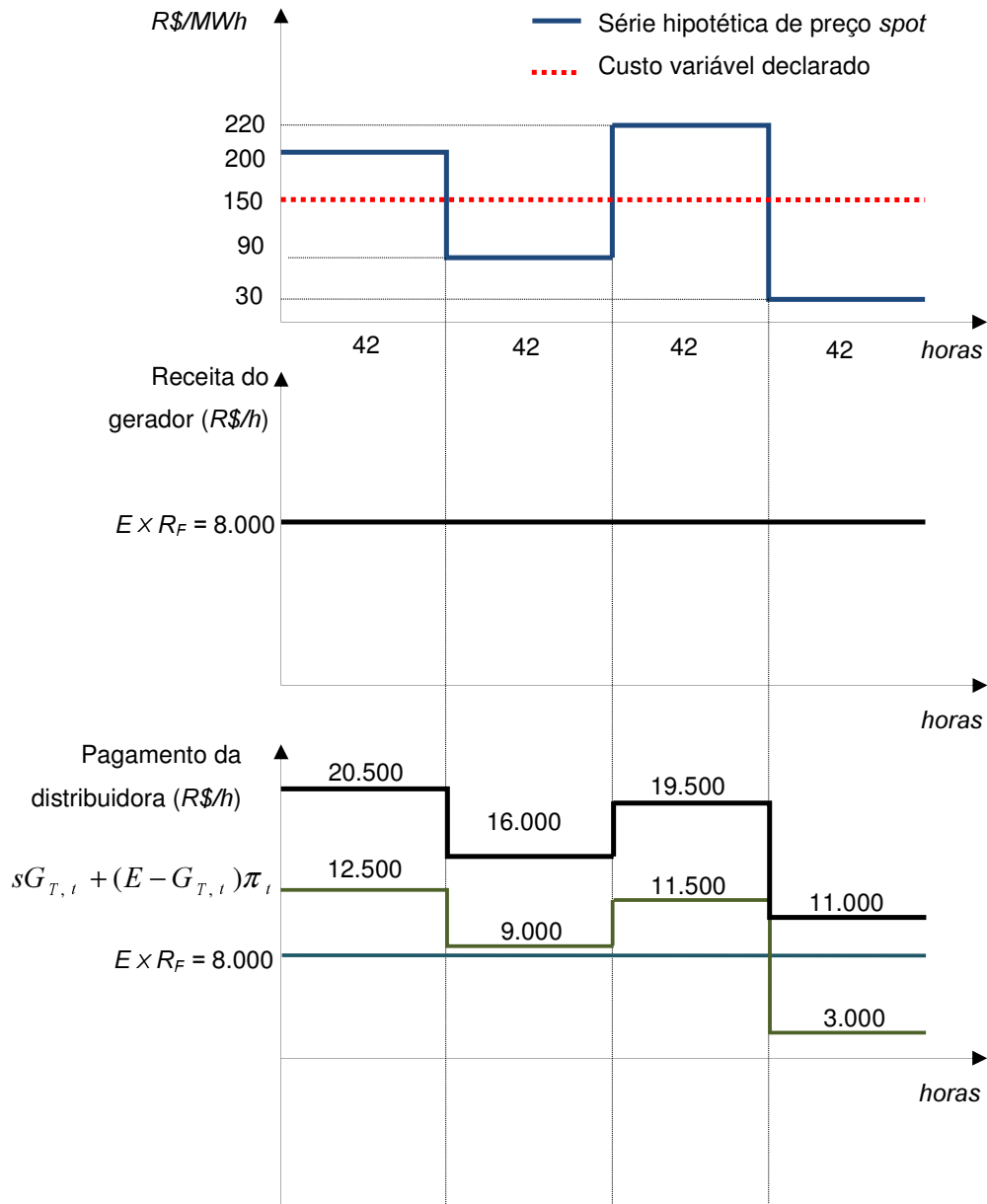


Figura 3.4 – Fluxo de Receitas e Pagamentos no Contrato de Disponibilidade

No contrato de disponibilidade, a distribuidora troca o fluxo de caixa estável do contrato a termo por um fluxo variável, porém com o benefício de aquisição de energia barata durante os longos períodos de preço *spot* baixo. Como será mostrado no próximo capítulo, as distribuidoras precificam a parcela do fluxo de caixa variável (reembolso do custo de operação e liquidação das diferenças no mercado *spot*) e somam esse prêmio à receita fixa R_F para chegar ao preço final da energia do contrato.

De fato, os contratos por disponibilidade foram criados para viabilizar os empreendimentos termelétricos, na medida em que transferem o risco hidrológico e o risco do preço de combustível para os consumidores (distribuidoras). No contrato de quantidade, o gerador termelétrico cobraria um sobre-preço extremamente elevado para compensar as incertezas de preços futuros de combustível e as incertezas nas afluências. Já no contrato de disponibilidade, o gerador não tem nenhum incentivo para cobrar esse *hedge*.