

OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Este capítulo visa mostrar as diferenças existentes entre uma operação baseada na minimização de custos e uma baseada em oferta de preços, incluindo as diferentes estratégias e modelagens adotadas para otimizá-las em seus vários horizontes de tempo: longo, médio e curto prazos.

2.1

Despacho baseado em custos

A operação de um sistema elétrico baseada em custos é determinada pelo chamado despacho por mínimo custo, onde os custos de operação são declarados pelos agentes, ou mesmo estimados pelo operador do sistema. Neste modelo as usinas são despachadas, ou escolhidas para gerar, de forma a atender a demanda ao menor custo possível, ou seja, as usinas de menos custo operativo são chamadas a gerar antes das mais caras. Este processo envolve o recolhimento de informações e eventuais auditorias nos dados dos agentes realizadas pelo regulador ou pelo operador do sistema. O despacho baseado em custos é adotado em alguns países, como no Brasil, no Chile, no Peru, na Bolívia e em alguns países da América Central [2].

Enquanto no modelo de ofertas o preço é dado pela interseção entre a disposição a produzir e consumir dos agentes, no despacho por custo o preço *spot* é dado pelo custo marginal de operação – CMO, que é o custo marginal (variável dual) associado à restrição de atendimento à demanda no problema de operação de mínimo custo. O CMO representa o custo de atender um MWh incremental de demanda, ou seja, é uma estimativa do preço spot quando os agentes ofertam seus custos de operação sem nenhuma estratégia de oferta, nem mesmo considerando seus compromissos contratuais.

Em [13] o autor mostra a modelagem de longo-prazo usada para a operação centralizada de mínimo custo. A explicação começa por um simples modelo de despacho de um sistema puramente térmico, e se estende para o de um

sistema hidrotérmico, mostrando, neste caso, o acoplamento entre as decisões operativas tomadas numa etapa e suas futuras conseqüências no futuro.

2.2

Despacho por oferta de preços

Em um mercado baseado em oferta de preços a operação do sistema é resultante de um leilão, que por sua vez resultam em obrigações de compra e venda de energia e obrigações de geração e consumo por parte dos agentes.

Neste tipo de mercado o preço *spot* da energia em cada período é obtido através dos resultados destes leilões. A partir das ofertas de preço e quantidade feitas pelos participantes, o operador busca determinar o despacho que atenda ao consumo previsto de energia ao menor custo possível. Para isso, o operador coloca as ofertas dos geradores em ordem crescente de preço e as ofertas dos consumidores em ordem decrescente, e encontra o preço de equilíbrio no mercado de curto prazo para o qual a oferta total se iguala à demanda total para cada uma das horas, também conhecido como preço *spot* ($\$/MWh$), conforme mostrado na Figura 2.1 abaixo.

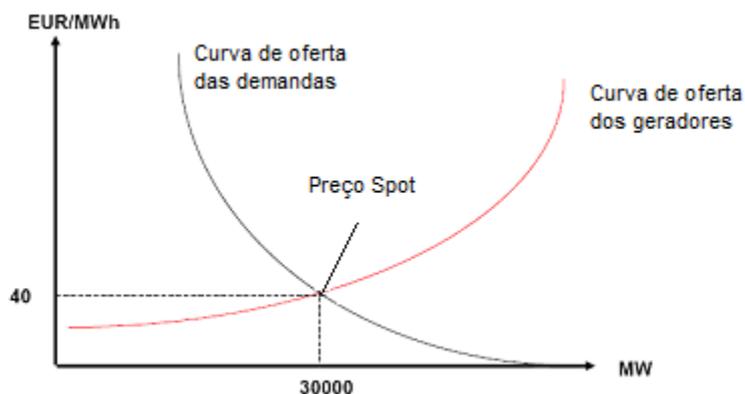


Figura 2.1 – Curvas de oferta dos geradores e demanda e preço *spot* de equilíbrio

Os lances aceitos no leilão definem a quantidade de energia que deve ser gerada por cada agente em cada hora do dia seguinte. Uma vez calculada a geração de cada usina, esta recebe um valor (\$) dado pelo preço *spot* ($\$/MWh$), multiplicado pela energia gerada (MWh). Por sua vez, cada comprador paga um

valor (\$) relativo aos MWh consumidos nesta hora, multiplicados pelo mesmo preço *spot*. Como no despacho físico a geração e demanda são iguais, a receita total dos geradores é igual ao pagamento total das demandas, isto é, o balanço contábil é igual a zero⁴.

2.3

Formação de preço: despacho baseado em custos vs. oferta de preços

Da teoria microeconômica, é possível demonstrar [9] que, na ausência de poder de mercado, ou seja, quando nenhum agente pode isoladamente controlar o preço *spot*, a estratégia de oferta ótima (de maximização do lucro) de uma empresa sob o esquema de pagamento *spot* consiste em ofertar um preço igual ao seu real custo variável de operação.

Portanto, em mercados competitivos que adotam o sistema de pagamento *spot*, se um gerador oferta muito acima de seu custo de produção, ele corre o risco de não ser despachado, sendo substituído por geradores mais baratos, o que o induz a ofertar seu real custo de operação. Adicionalmente, é também possível demonstrar [10] que, sob certas condições, o esquema de pagamento *spot* induz à expansão ótima do sistema.

As duas constatações citadas formaram a base para a adoção do despacho por ofertas em muitos países: como é do interesse de cada agente ofertar seu custo de operação, não seria necessário “auditar” os preços declarados pelos agentes geradores visando identificar se o real custo havia sido declarado. Além disso, observe que em muitas ocasiões não é uma tarefa simples para o operador realizar esta auditoria e efetivamente determinar o custo variável de operação das usinas. Alguns agentes térmicos, por exemplo, possuem múltiplos contratos de fornecimento de combustível com preços e características distintas, caso de térmicas bi-combustíveis.

Dessa forma, como discutido por diversos autores (ver [11][1][7][8]), na ausência de poder de mercado o despacho por ofertas convergiria naturalmente para o despacho por custos sem a necessidade de centralização de informação

⁴ Ignorando, por simplicidade, perdas e congestionamentos na rede de transmissão.

(intervenção e auditoria nos dados) dos agentes, permitiria incorporar a diversidade de suas percepções de risco e contribuiria para uma operação mais robusta do sistema diante de eventos inesperados.

Por outro lado, o despacho por ofertas possui duas desvantagens importantes: (i) potencial para perda de coordenação no despacho por ofertas para usinas hidroelétricas em “cascata” (mesma bacia hidrográfica), que foi analisado em [12] e [13]; e (ii) a presença de monopólios e oligopólios que permitam o exercício de manipulação de mercado por alguns agentes, conforme discutido em [14] e [1]. No Brasil, a possibilidade de implementação de um despacho baseado em ofertas de preços foi intensamente discutida em 2002 [15], mas sua implementação foi postergada.

2.4

O conceito de valor da água

O custo variável de operação de uma usina termelétrica é composto, na sua maior parte, pelo custo do combustível utilizado para gerar energia. No caso de usinas hidrelétricas pode-se dizer que o “combustível” é a água, e que apesar de ser de graça, é um recurso finito, e, portanto, tem valor.

O valor da água corresponde ao custo de oportunidade de usá-la para produzir energia “hoje”, ou armazená-la para geração no futuro. Caso o máximo de água do reservatório seja utilizada “hoje” o custo de geração é o mais baixo possível. Porém, caso não venha a chover o suficiente no futuro, não haverá “combustível” para a geração hidráulica, o que levará ao despacho de termelétricas mais caras e um custo de geração maior. Logo, a decisão a ser tomada é: usar água para gerar energia hoje ou armazená-la para gerar no futuro.

Se o reservatório de uma hidrelétrica está praticamente cheio o valor da água é baixo, já que existe uma grande chance de ter que se verter água caso a vazão afluyente venha a ser boa. Neste caso, usar a água hoje é uma atitude razoável. Todavia, se há uma quantidade pequena de água armazenada, o valor da água é alto, já que o “combustível” se encontra escasso.

Os valores da água das hidrelétricas são obtidos do estudo integrado que acopla modelos de longo, médio e curto prazos. A cadeia de programas

computacionais de despacho hidrotérmico aplicada envolve modelos com diferentes graus de detalhes, dependendo do horizonte de análise.

No caso da operação centralizada, todos os modelos da cadeia são de despacho por mínimo custo, e a conexão entre duas etapas distintas é fornecido pela função de custo futuro (FCF), conforme descrito em [7] e [13]. No Caso do Brasil, cuja operação é centralizada, usa-se oficialmente a cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL[38], correspondendo ao NEWAVE (longo prazo) e DECOMP (médio e curto prazos). Em muitos outros países de operação centralizada são utilizados os modelos desenvolvidos pela PSR [36], que correspondem ao SDDP (longo e médio prazos) e o NCP (curto prazo).

Para um caso de um agente hidrelétrico *price-taker* em um modelo baseado em oferta de preços o objetivo é vender e gerar energia de forma a maximizar as receitas, que corresponde a definir a melhor decisão possível para o uso da água armazenada nos reservatórios. Ser um agente *price-taker* significa que, devido ao seu tamanho reduzido se comparado ao restante do mercado, suas ações não afetam o preço *spot* do mercado. Portanto, nos modelos de otimização de agentes *price-takers* usam-se cenários exógenos de preços *spot* como input.

Mesmo tratando-se de uma operação baseada em oferta de preços, o primeiro passo normalmente é a simulação do sistema através de um modelo de mínimo custo, onde se assume que numa perspectiva de longo prazo o comportamento dos agentes converge para a operação obtida de modelos de despacho hidrotérmico de mínimo custo. Deste modelo são então obtidos os preços *spot* (custos marginais de operação) e os valores da água, usados nos modelos de médio prazo de maximização da renda, que por sua vez fornecem os valores da água, ou a função de benefício futuro, para os modelos de curto prazo, conforme descreve o trabalho [73].

Na Noruega, cuja operação é baseada em oferta de preços, os agentes utilizam uma cadeia de programas desenvolvida pelo SINTEF [37], correspondendo aos modelos EMPS (longo prazo), EOPS (médio prazo) e o SHOP (curto prazo).

A função de benefício futuro (FBF) obtida do modelo de médio prazo, e utilizada nos modelos de curto prazo, corresponde ao valor esperado da renda futura (benefício futuro) do agente como função do volume do reservatório. Os

valores desta função expressam as expectativas de como irá evoluir as condições do mercado, tanto em termos de vazões futuras quanto de preços *spot*.

A FBF, para o caso de um agente *price-taker*, é uma função crescente e côncava, vide a figura 2.2 abaixo, e esse formato resultante é intuitivo. Ela é crescente porque quanto maior o nível do reservatório, ou, equivalentemente, mais água se guarda para o futuro, maior será a renda esperada futura. Ela é côncava porque quanto mais cheio se encontra o reservatório (prestes a verter), menor é o efeito incremental na renda futura de se ter uma quantidade a mais de água no reservatório.

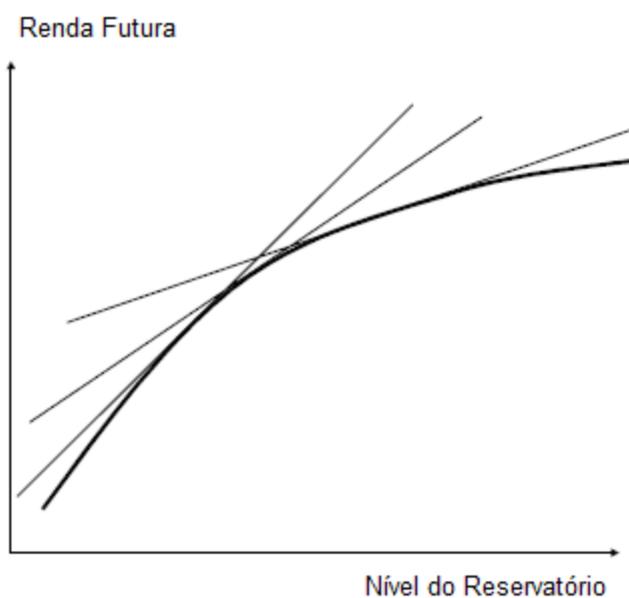


Figura 2.2 - Função de benefício futuro (FBF)

A derivada da FBF corresponde ao valor da água relativo a cada nível do reservatório, e é determinado a partir da variável dual associada à restrição de balanço hídrico do modelo de médio prazo. Este valor representa o quanto aumentaria a renda esperada total (função objetivo) caso uma unidade de volume a mais de água estivesse disponível. Como mostra a Figura 2.2 acima, quanto maior é o nível do reservatório, menor é a derivada da FBF, e menor é o valor da água.

Para um agente que visa maximizar sua renda, se o preço *spot* é mais alto que o valor de sua água, há incentivos para turbiná-la e vender a energia gerada. À medida que uso a água do reservatório, o valor da água (derivada da FBF) aumenta, e a estratégia ótima é usá-la até que o valor da água se iguale ao preço

spot do sistema. De maneira análoga, somente vale a pena gerar enquanto o preço spot for maior que o valor da água.

2.5

Modelos de longo, médio e curto prazos

Tanto em mercados baseados na minimização custos como em mercados baseados em oferta de preços os modelos utilizados para otimização da operação (minimização de custos e maximização de renda, respectivamente), devido às suas complexidades, são divididos conforme o horizonte de tempo envolvido. Há modelos de longo prazo, médio prazo e de curto prazo. Quanto menor o horizonte de tempo, maior o nível de detalhes inseridos no modelo. Alguns resultados gerados pelos modelos de longo prazo são usados como dados de entrada para os de médio prazo, e o mesmo ocorre dos modelos de médio prazo para os de curto prazo, conforme mostra o esquema da Figura 2.3 abaixo.



Figura 2.3 – Cadeia de modelos de longo, médio e curto prazos

Nos modelos de longo prazo o horizonte de tempo varia de três a vinte anos, com estágios mensais ou semanais. Estes modelos são principalmente

usados para estudos de planejamento da expansão da capacidade e análise da evolução dos preços futuros de energia. Eles têm por objetivo otimizar a operação com uma perspectiva de longo-prazo, analisando as flutuações futuras nas vazões afluentes e nos preços *spot*, que são as principais incertezas envolvidas no modelo. Estas incertezas, e o grande horizonte de tempo, fazem com que estes modelos sejam estocásticos de larga escala, de forma que geralmente se faz necessário a simplificação através da representação simplificada do sistema de transmissão através de grandes sub-sistemas equivalentes, e a agregação dos reservatórios das usinas em um único reservatório equivalente. Nos modelos de longo prazo são estimados os valores da água dos reservatórios, que se vem *input* para os modelos de médio prazo.

Nos modelos de médio prazo o horizonte de tempo varia de um a vinte e quatro meses, tipicamente com estágios semanais. Estes modelos têm por objetivo refinar os resultados obtidos nos modelos de longo-prazo e servem basicamente de ligação entre os modelos de longo prazo e de curto prazo. O nível de detalhes na modelagem é maior que nos modelos de longo prazo, e assim como ocorre nos modelos de longo prazo, eles fornecem os valores da água, ou FBF, para os modelos de curto prazo.

A programação dinâmica dual estocástica (PDDE) [13] vem sendo largamente usada para a resolução dos modelos de longo e médio prazos. Esta técnica pode ser considerada como um aperfeiçoamento da programação dinâmica estocástica (PDE) [55][74], e é discutida em detalhes em [13].

Nos modelos de curto prazo, principal foco desta tese, o horizonte de tempo compreende de um dia a duas semanas, com estágios de uma hora. Com o objetivo de fornecer resultados os mais reais possíveis, a operação do sistema e as usinas são modeladas com o maior nível de detalhes possível. Por exemplo, unidades geradoras das usinas são representadas de forma individualizada, cada qual com sua curva de eficiência específica. Os detalhes de uma operação de curto-prazo serão discutidos no capítulo 3, onde se desenvolve um modelo para as estratégias de oferta e a operação de um agente hidrelétrico atuando no Nord Pool.

Com uma modelagem complexa e detalhada, geralmente correspondendo a problemas de programação inteira-mista, o tempo computacional se torna uma importante questão nos modelos de curto-prazo, e por isso é comum se adotar simplificações que não comprometem o grau de realismo do problema. Uma

destas simplificações é o uso vazões afluentes determinísticas das hidrelétricas, uma vez que suas previsões de curto prazo apresentam grande precisão hoje em dia.

2.6

Estratégia de ofertas de agentes geradores em ambiente de mercado

O mercado baseado em oferta de preços e o esquema marginalista de pagamento (pelo preço *spot*) criaram diversos desafios técnicos e institucionais, que têm sido amplamente discutidos e estudados na literatura durante os últimos anos (ver [16] e [17]). Para as empresas geradoras de energia, a questão é como desenvolver estratégias de oferta que maximizem sua rentabilidade; por outro lado, reguladores estariam interessados em estudar estas estratégias de atuação buscando identificar abusos de posição dominante e manipulação de mercado que possam ser danosas ao consumidor final. Este poder está relacionado com a capacidade do gerador manipular, sozinho, o preço spot do sistema, seja através do aumento do preço ou da redução do montante ofertado. Ele pode existir, por exemplo, em mercados concentrados (oligopólios), em horários de pico de demanda, e em sistemas com restrições de transmissão.

Geradores com potencial para exercer poder de mercado são conhecidos como *price-makers*, e os demais como *price-takers*. Será visto a seguir que estes dois tipos de geradores têm diferentes estratégias de oferta.

2.6.1

Estratégia de oferta de agentes price-takers

Em ambiente de mercado, o objetivo de um gerador é maximizar sua renda líquida, dada pela diferença entre o preço spot e seu custo variável de operação, multiplicada pela energia que foi despachada pelo operador de mercado. Uma empresa geradora *price-taker* busca maximizar a soma da renda líquida de todos seus geradores, porém ela não é capaz de afetar o preço *spot* com suas ofertas (devido, por exemplo, ao seu tamanho em relação ao mercado).

Para um gerador *price-taker*, mostra-se que, tanto para termoeletricas ([18][9][10]) quanto para hidroeletricas [12], a estratégia ótima consiste em

ofertar seu real custo variável de operação, ou seu real custo de oportunidade. A razão é que, como o pagamento é feito pelo preço do gerador mais caro despachado (preço *spot*), qualquer oferta diferente deste custo aumentaria o risco do gerador não ser despachado quando o preço spot excede o seu real custo de operação, o que reduziria sua rentabilidade.

Assumindo que não existe incerteza quanto à disponibilidade de combustível da termelétrica, a tarefa de definir seu custo operativo parece ser simples, uma vez que irá depender unicamente das características técnicas de suas turbinas. Porém, numa perspectiva de curto prazo, muitas variáveis influenciam no custo operativo de uma usina termelétrica, como os diferentes níveis de eficiência e gasto de combustível para diferentes níveis de produção, seus altos custos de partida e parada, etc. Isto tudo faz com que a operação ótima da usina em uma dada hora do dia dependa da operação das horas passadas, o que torna sua estratégia de oferta e operação no curto prazo um problema não trivial e importante a ser otimizado.

No caso de um agente hidrelétrico, além da mesma dependência temporal mencionada no caso de uma termelétrica, há a necessidade de se definir o valor da água que está armazenada no reservatório. Como mencionado anteriormente, o valor da água depende da evolução futura dos preços spot e das vazões afluentes, todas variáveis estocásticas e de difícil estimação. Outro complicador observado no caso hidrelétrico é a disposição das usinas em cascata. Além de possuírem valores de água diferentes, o turbinamento da água de uma alimenta o reservatório da usina a jusante, tornando suas operações ainda mais dependentes.

As estratégias de oferta de agentes hidroelétricos em mercados competitivos são extremamente relevantes, já que a capacidade de armazenar água em seus reservatórios faz com que possam decidir qual a melhor hora de usá-la para a geração de energia, de acordo com as expectativas acerca do “rumo” a ser tomado pelos preços spot. Quando os preços estão altos a energia é gerada e vendida, enquanto quando os preços estão baixos a água é armazenada. Portanto, a incerteza nos preços é um importante aspecto a ser considerado no desenvolvimento de suas estratégias de oferta.

Alguns trabalhos podem ser citados como referências para o tema. Em [55] e [56] os autores apresentam uma boa revisão bibliográfica sobre o assunto, sendo

o último com ênfase em modelos de oferta de preço e operação de curto prazo, que é o caso estudado nesta tese.

Alguns trabalhos se concentram na atuação de agentes hidrelétricos, como é o caso de [39], que considera um agente que possui uma série de hidrelétricas em cascata e introduz um modelo de programação estocástica para maximizar o lucro de sua atuação no mercado *spot*. Neste trabalho os ajustes na geração através do mercado de balanços são representados de forma simplificada através de penalizações sobre os montantes negociados desta forma.

Em [92] o autor modela um problema de controle ótimo (*optimal control*) para otimizar a operação de curto prazo de uma hidrelétrica. As vazões são consideradas incertas, e assumindo uma distribuição de probabilidade conhecida, o modelo é reformulado como um problema de programação estocástica multi-estágio. [44] apresenta um modelo estocástico, também de curto-prazo e multi-estágio, em que representa incerteza na demanda e as decisões operativas de *unit commitment* de agentes hidrelétricos.

Com relação a estratégias de agentes térmicos, [18] estabelece uma estratégia de oferta no mercado *spot* substituindo os preços estocásticos por valores esperados, e o problema resolvido, também chamado EVP (*expected value problem*), é então usado para compor os lances no leilão. Problemas que compreendem ambas termelétricas e hidrelétricas são estudados em [51] e [52], que desenvolveram modelos de otimização de curto-prazo determinísticos, enquanto [53] apresenta uma versão estocástica similar.

2.6.2

Estratégia de oferta de agentes price-makers

Como no caso anterior, o objetivo de um agente *price-maker* é maximizar sua renda líquida. A diferença para o caso do *price-taker* está no fato de o *price-maker* poder afetar o preço *spot* através de sua própria oferta, o que torna a estratégia de oferta mais complexa. Por exemplo, é possível que uma redução da quantidade ofertada, que causa escassez e eleva o preço *spot*, resulte em uma renda maior do que ofertar toda a capacidade disponível.

A determinação da estratégia ótima de oferta para apenas um agente *price-maker* é um problema de otimização de dois níveis, em que o produtor deseja

maximizar sua receita, mas o operador deseja minimizar o custo de operação do sistema. Este problema pode ser transformado em um modelo não-linear de equilíbrio MPEC (*mathematical program with equilibrium constraints*)[30] através da aplicação das condições de otimalidade ao problema de minimização de custos do operador do sistema, formando assim um problema de otimização de apenas um nível. Esta é a abordagem apresentada em diversos trabalhos, como [28][22][19][20][24][29][21][23].

Como o problema de otimização resultante é não linear e não convexo, tem havido uma busca intensiva por mecanismos eficientes de solução. Entre as metodologias de solução propostas, encontram-se modelos iterativos e heurísticos (ver [25][26] e [27]). Embora diversas destas abordagens forneçam bons resultados, é reconhecido que usualmente não é possível garantir que a solução ótima global foi encontrada. Para aliviar estas dificuldades, alguns autores têm recentemente proposto o uso de modelos e algoritmos de programação inteira-mista para a resolução do problema, como em [31][32][88].

A complexidade do problema de otimização da oferta de um agente *price-maker* aumenta quando observamos que a formação do preço *spot*, e conseqüentemente de sua receita, dependem não só da oferta realizada por este agente, mas das ofertas realizadas por *todos* os demais agentes *price-makers* (seus concorrentes ou “rivais”). Desta forma, passa a ser necessário representar a *dinâmica* da competição entre os agentes no processo de formação ofertas no mercado de curto prazo.

O trabalho [86] fornece uma boa revisão da literatura publicada nesta área, assim como os principais modelos aplicados, e os principais desafios a serem superados. Porém, como resumo, há essencialmente duas formas clássicas de representar o comportamento estratégico dos seus concorrentes:

- (i) abordagem por “incerteza”, onde as ofertas dos concorrentes são representadas através de cenários e a empresa sendo otimizada busca determinar sua estratégia de oferta que maximize sua receita esperada ao longo de todos os cenários; (ver [31][32][88][87]).
- (ii) abordagem por “teoria dos jogos”, onde a reação dinâmica de todas as empresas às ofertas dos demais é representada por um jogo não

cooperativo e a empresa sendo otimizada busca determinar sua estratégia de oferta que seja sua melhor resposta (maximizando sua receita) dadas às reações dos seus concorrentes. Neste caso o processo de competição é simulado até a ocorrência de um equilíbrio, geralmente o Equilíbrio de Nash, que corresponde ao ponto onde nenhuma empresa consegue elevar seus lucros dadas as ofertas dos seus concorrentes. Dessa forma, toda a informação sobre a reação dos demais agentes de mercado é obtida dinamicamente na medida em que o processo de competição entre os mesmos é simulado ([33][34][35][89]).