

# 1

## INTRODUÇÃO

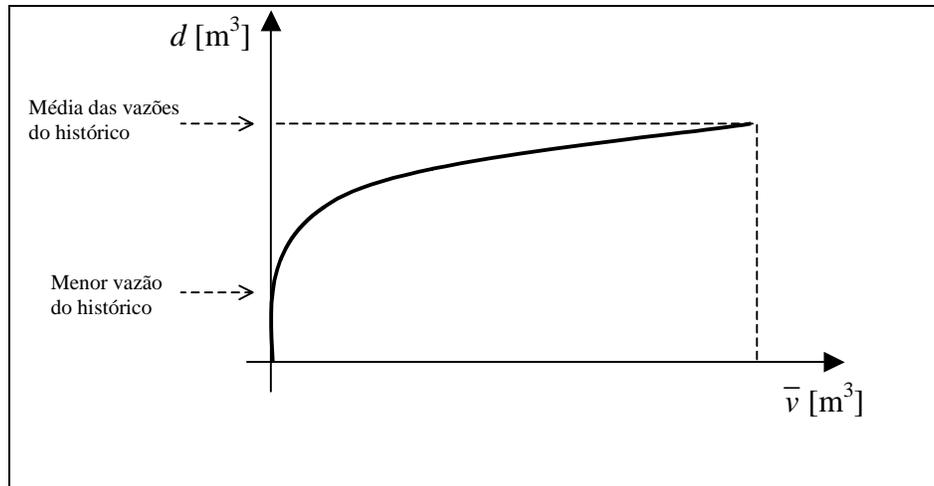
### 1.1.

#### Energia firme de uma usina hidrelétrica

O conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX, quando se estudava o dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água das cidades. O objetivo era determinar a capacidade de armazenamento que asseguraria uma determinada vazão “firme”, mesmo na ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico.

Rippl [37] propôs um diagrama, descrito no anexo A, para determinar graficamente a mínima capacidade de armazenamento  $\bar{v}$  que um reservatório deveria ter para garantir o atendimento a uma demanda  $d$  constante (“firme”), caso o histórico de vazões naturais afluentes voltasse a ocorrer. Esta mesma capacidade de armazenamento pode ser calculada através de uma recursão inversa no tempo, também descrita no anexo A.

Aplicando o método de Rippl sucessivas vezes para diferentes demandas pode-se construir um gráfico (Figura 1.1) que responde à pergunta inversa: qual a demanda firme  $d$  que pode ser atendida por uma determinada capacidade de armazenamento  $\bar{v}$ ? Observa-se na Figura que a demanda firme capaz de ser atendida por um reservatório de tamanho “infinito” é a média dos volumes afluentes do histórico. No outro extremo (reservatório de tamanho zero) esta demanda firme seria igual ao menor volume afluente do histórico.



**Figura 1.1 - Gráfico de sucessivas aplicações do método de Rippl**

O conceito de suprimento firme e o método da Figura 1.1 foram posteriormente levados para o setor elétrico e aplicados ao dimensionamento econômico de usinas hidrelétricas. Essencialmente, para cada alternativa de capacidade do reservatório da usina, era calculada a Energia Firme resultante, isto é, a maior demanda de energia que ela poderia atender, sem que houvesse déficit, quando se simulava sua operação para todas as vazões registradas no histórico. A razão entre o custo de construção de cada alternativa e a respectiva energia firme era usada como índice custo/benefício, o que permitia a comparação econômica de alternativas.

## 1.2.

### Energia firme de múltiplas usinas

Após a determinação de um critério para calcular a energia firme, ou somente o “firme”, de uma usina hidrelétrica, o próximo passo seria calcular a energia firme de um sistema composto por múltiplas usinas. O conceito de energia firme neste caso é o mesmo, ou seja, é a máxima demanda que o sistema consegue atender, sem que haja déficit, quando se simula sua operação para todo o histórico de vazões. Porém, um fator importante para esse resultado está na forma com que estas usinas operam seus reservatórios. Esta será a discussão da próxima seção.

### 1.3.

#### **Sinergia da operação integrada de usinas hidrelétricas**

A operação integrada de um conjunto de usinas hidrelétricas o possibilita aproveitar a existência da diversidade hidrológica usualmente observada entre elas, e regular suas vazões afluentes, importante tarefa realizada pelos reservatórios. Estas possibilidades fazem com que, através de uma operação conjunta, as usinas consigam atender a uma demanda “firme” maior que a soma das demandas que cada uma conseguiria atender se operasse “individualmente”.

A diversidade hidrológica possibilita que as usinas situadas em bacias que estão experimentando condições hidrológicas mais favoráveis “ajudem” aquelas que atravessam períodos de estiagem (e vice-versa quando os períodos hidrológicos se invertem). Com isso, a operação integrada das usinas traz benefícios para o sistema como um todo. Já se cada usina operasse “individualmente”, estes benefícios não seriam obtidos. Em outras palavras, a energia firme total resultante da operação integrada das usinas é maior que a soma das energias firmes “individuais” de cada uma, mesmo que estas estejam localizadas em diferentes rios.

Outra forma de benefício observada na operação integrada das usinas é a ação dos reservatórios, que além de regularizar as vazões naturais afluentes da própria usina (armazenando água em períodos úmidos para usar em períodos mais secos), ajudam na regularização das vazões das usinas a jusante. Uma usina a fio d’água (sem reservatório), por exemplo, tem sua produção de energia totalmente dependente das suas vazões naturais, que são sazonais e voláteis. A maior demanda “firme” que ela consegue atender tende a ser baixa, dado que não é possível armazenar e transferir água dos períodos úmidos para os períodos secos. Entretanto, esta usina é beneficiada quando há um reservatório a montante, pois sua função de regularizar as vazões a beneficia diretamente, fazendo com que ela consiga atender a uma demanda constante superior à que conseguiria se dependesse somente de suas vazões naturais. Analogamente ao caso anterior, este ganho não seria observado quando as usinas de uma mesma cascata operam “individualmente”, e neste caso os benefícios da regularização a jusante são perdidos.

Resumidamente, existe um *ganho “sinérgico”* de energia firme, que resulta da ação *cooperativa* de todos os agentes do sistema. A importância desta sinergia é ilustrada, por exemplo, em [71], onde mostra-se que há uma diferença de quase 8000 MW médios entre a soma das energias firmes “individuais” e a energia firme integrada do sistema hidrelétrico brasileiro<sup>1</sup>.

#### 1.4.

#### **O problema da repartição de benefícios**

##### 1.4.1.

#### **Importância econômica da repartição da energia firme**

A existência de benefícios “sistêmicos” na capacidade de produção firme leva imediatamente à questão de como reparti-los entre os agentes proprietários das usinas. Esta repartição de benefícios tem grande importância comercial, pois em muitos sistemas com base hidrelétrica, tais como o Panamá[17], costa oeste dos Estados Unidos (Bonneville Power Administration) [10],[11], Chile e Argentina[46], e Nova Zelândia[32],[33], a energia firme é usada como limite máximo para os contratos de suprimento assinados pelas usina hidrelétricas.

---

<sup>1</sup> Estudo realizado com dados da época, vide referência citada.

### ***Energia firme e energia assegurada***

No caso do Brasil, uma versão probabilística da energia firme, a chamada energia assegurada, é usada tanto como limite para contratos, como no chamado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que aloca os benefícios da operação integrada entre as usinas e define o fluxo de receitas da usina no mercado de energia. Por estas razões a Energia Assegurada é um parâmetro de grande impacto comercial. O Anexo B discute o cálculo da energia assegurada no Brasil (e temas afins) e o Anexo C apresenta uma breve descrição do funcionamento do MRE.

Nesta monografia, todas as análises e discussões estarão concentradas na energia firme, e não na energia assegurada, pelas seguintes razões: (i) o critério da repartição da energia assegurada total entre as usinas hidrelétricas foi feita com base na energia firme<sup>2</sup>; (ii) a energia firme ainda é usada em muitos países como critério de confiabilidade de suprimento; (iii) a maior parte dos resultados e metodologias desenvolvidos pode ser estendida à repartição da energia assegurada; (iii) a Agência Nacional de Águas (ANA), órgão responsável pela implantação da Política Nacional de Recursos Hídricos, apresentou relatório técnico[1] sugerindo a adoção da energia firme como critério suplementar à energia assegurada para a confiabilidade do sistema.

#### **1.4.2.**

### **Teoria dos jogos**

A repartição da energia firme é um exemplo do problema geral de repartição de custos e benefícios entre agentes que cooperaram para a construção de um recurso *compartilhado*, por exemplo, uma rede de estradas ou um sistema de transmissão. Como o desenvolvimento de um recurso para uso compartilhado é mais barato e/ou eficiente que o desenvolvimento de vários recursos para uso “exclusivo” de cada agente, surge o problema de como alocar os “bônus” entre os participantes.

---

<sup>2</sup> A repartição da energias firme total entre as usinas foi feita a partir da geração média de cada uma durante o período crítico (método de alocação apresentado no capítulo 4 desta monografia). Conforme explicado em [80], esta mesma ponderação foi usada para repartir a energia assegurada total.

Este tipo de problema é estudado na teoria de jogos de coalizão, também conhecida pelo nome de teoria de jogos cooperativos [20][25],[44], que será utilizada como base para os desenvolvimentos deste trabalho. Em particular, serão analisadas as alocações baseadas em núcleo de jogos cooperativos [28],[44], e a alocação de Aumann-Shapley [5],[44].

## 1.5.

### Objetivos

Este trabalho tem três objetivos principais: (i) analisar o problema de repartição dos benefícios da energia firme; (ii): propor uma metodologia de repartição que seja viável do ponto de vista de esforço computacional, que forneça alocações justas, robustas quanto ao tamanho dos recursos aportados por cada agente, e que seja eficiente economicamente; (iii) ilustrar a aplicação desta metodologia ao caso brasileiro, em comparação ao esquema de repartição atualmente adotado.

## 1.6.

### Organização e principais resultados

O capítulo 2 formula o cálculo da energia firme de uma usina e de um conjunto de usinas hidrelétricas como um problema de programação linear. A partir das variáveis duais associadas à solução ótima deste problema, são feitas interpretações de conceitos associados ao cálculo do firme, tais como o período crítico.

O capítulo 3 discute os principais critérios para repartição de benefícios: (i) “justiça”; e (ii) eficiência econômica. O primeiro critério – justiça - é formulado a partir do seguinte conceito: uma alocação é justa se cada participante individual, ou qualquer subconjunto de participantes, é mais beneficiado por fazer parte da “cooperativa” do que se estiver fora dela. Mostra-se que este critério equivale a pertencer ao chamado “núcleo” de um jogo cooperativo. O segundo critério está associado à sinalização econômica para novos investimentos, isto é, se uma usina considerada econômica sob o ponto de vista de um planejamento centralizado seria valorizada corretamente na alocação de benefícios.

O capítulo 4 investiga o primeiro candidato para a alocação, que é a geração média no período crítico (GMPC). Este método é adotado em diversos países, e em particular foi a base do cálculo das energias firmes das usinas no sistema brasileiro. Mostra-se inicialmente que o GMPC pode ser interpretado como uma alocação baseada na remuneração no mercado “spot” da usina (energia produzida em cada estágio multiplicada pelo preço “spot”). A razão é que o preço “spot” fora do período crítico seria zero, e durante o período crítico seria constante e igual ao custo de racionamento. Em seguida, é mostrado que este método não é eficiente economicamente, pois não credita corretamente a contribuição dos reservatórios à energia firme. Inicialmente isto é mostrado para um caso extremo (um reservatório “puro”, sem capacidade de geração, teria energia firme nula mesmo que contribua significativamente para o aumento da produção firme nas usinas a jusante). Em seguida, mostra-se que esta distorção é geral, isto é, há uma transferência sistemática de energia firme das usinas a montante para as usinas a jusante, mesmo que todas as usinas tenham capacidade de geração.

Em vista das limitações do método GMPC, o capítulo 5 analisa o segundo candidato, a alocação a benefícios marginais (BM). Nesta alocação, o benefício de cada participante é proporcional ao incremento marginal na energia firme resultante de um aumento marginal nos recursos aportados pelo participante (capacidade de armazenamento do reservatório, capacidade de turbinamento e vazão natural). Constata-se inicialmente que a alocação BM é eficiente economicamente, pois leva em conta tanto a contribuição do reservatório quanto a da capacidade de turbinamento de cada usina. Além disso, demonstra-se que a alocação pertence ao núcleo do jogo. Entretanto, mostra-se que a alocação necessita atribuir explicitamente a quem pertence o recurso “água”, o que não é trivial quando existem usinas localizadas na mesma cascata e que por definição compartilham este recurso. Finalmente, mostra-se que a alocação BM não é *robusta*, isto é, uma pequena variação na quantidade dos recursos aportados por cada agente (por ex. capacidade de armazenamento ou limite de turbinamento) pode levar a uma grande variação na energia firme alocada à usina, e num caso de um aporte de “excesso” dos recursos a sua alocação pode ser até reduzida.

O terceiro método, examinado no capítulo 6, se chama Última Adição (UA). Este método procura aliviar a fragilidade da alocação marginalista realizando uma alocação

*incremental*, isto é, o firme de uma usina é proporcional à diferença entre o firme do sistema (com todas as usinas) e o firme resultante da retirada desta usina<sup>3</sup>. Assim como a alocação marginalista, o método UA é eficiente economicamente, pois também considera o benefício dos reservatórios. Entretanto, mostra-se que este método pode não ser “justo”, isto é, a alocação UA pode não pertencer ao núcleo do jogo.

O quarto método, abordado no capítulo 7, é o método do “nucleolus”. Este método, diferente da alocação UA, garante que a alocação pertença ao núcleo. Dado que mais de uma alocação pode estar no núcleo, deve-se distinguir dentre elas qual a mais adequada. O método do “nucleolus” faz isso maximizando a menor “vantagem” que cada subconjunto tem por pertencer ao “consórcio”. A principal dificuldade do método do “nucleolus” é o caráter combinatório das restrições, que crescem com  $2^N$ , onde  $N$  é o número de agentes.

O quinto e último método, analisado no capítulo 8, é o Método de Aumann-Shapley (AS). Este método é derivado do método de Shapley, que parte da idéia de atribuir a cada usina a diferença entre a energia firme do sistema quando a usina entra, e a energia firme total anterior à sua entrada. Sabe-se que a alocação feita dessa forma é influenciada pela ordem de entrada das usinas, já que o incremento de energia firme de uma usina é diferente quando ela “entra” em diferentes posições. O método de Shapley resolve este problema alocando a cada agente a média das alocações incrementais para todas as permutações possíveis na ordem de entrada. Este método pode ser considerado uma generalização do método por última adição, pois nele o incremento de energia firme é calculado com a usina entrando não somente na última posição, mas sim em todas as posições possíveis. Esse método também é intuitivamente “justo”, já que todas as usinas têm chances iguais de entrar em todas as posições. Porém mostra-se que a alocação Shapley não é “isonômica” com relação ao tamanho de agentes, isto é, agentes maiores são menos sensíveis à ordem de entrada que agentes menores, e por isso são beneficiados. Outro problema do método de Shapley é o número permutações calculadas que cresce muito com o aumento do número de agentes, fazendo com que seu cálculo seja

---

<sup>3</sup> Em outras palavras, é como se a usina fosse a última a entrar no sistema. Por esta razão, o método de alocação incremental é conhecido como “última adição”.

computacionalmente inviável. Estes dois problemas são resolvidos no método AS. A solução é dividir cada agente em pedaços infinitesimais e permitir que estas pequenas partes entrem separadas nas diversas permutações. À primeira vista, as dificuldades computacionais deste método são ainda maiores que as da alocação de Shapley, pois o número de agentes e, portanto, de permutações, seria infinito. Entretanto, como será mostrado, o esquema AS permite uma solução analítica para o problema. Demonstra-se que além de robusto em relação aos tamanhos dos recursos e eficiente computacionalmente, este método fornece para o problema da energia firme uma alocação no núcleo e, portanto, “justa”.

No capítulo 9 são analisados os resultados da aplicação a um sistema-exemplo composto por quatro usinas em cascata de cinco métodos de alocação estudados: alocação pela geração média no período crítico; alocação marginalista; “nucleolus”; alocação por última adição; e alocação Aumann-Shapley. Este capítulo também apresenta a aplicação no sistema hidrelétrico brasileiro de três destes métodos, excluindo apenas o método do “nucleolus” e BM. Foram utilizados dados das usinas hidrelétricas existentes no PMO<sup>4</sup> (Programa Mensal de Operação) de Janeiro de 2004 do ONS (Operador Nacional do Sistema), de onde também foi obtido o histórico de vazões incrementais (do ano de 1932 a 2001). Os resultados dos três métodos foram comparados percentualmente com valores dos certificados de Energia Assegurada homologados pela ANEEL<sup>5</sup> (Agência Nacional de Energia Elétrica).

O capítulo 10 apresenta as principais conclusões do estudo realizado.

---

<sup>4</sup> Obtido no site do MAE (Mercado Atacadista de Energia) - [www.mae.org.br](http://www.mae.org.br)

<sup>5</sup> Os valores dos certificados de energia assegurada foram obtidos através das resoluções da ANEEL, todas publicadas em seu site – [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), salvo algumas poucas exceções que foram obtidas através de contratos de concessão e outras que não estão publicados oficialmente.