

3 Planejamento da Operação Energética no Brasil

3.1 Aspectos Gerais

O sistema elétrico brasileiro é composto por dois diferentes tipos de sistemas: os sistemas isolados, os quais predominam na região Norte do Brasil e representam cerca de 2% do consumo nacional de energia elétrica, e o Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual é composto por dois grandes subsistemas elétricos interligados entre si. Dentre os subsistemas do SIN, o primeiro abrange às regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste do país (subsistema S/SE/CO), sendo o responsável por aproximadamente 79% do seu consumo de energia elétrica. Já o segundo subsistema corresponde à região Nordeste e a parte da região Norte do Brasil (subsistema N/NE), responsabilizando-se por outros 21% do consumo de eletricidade no âmbito do SIN [19]. Cabe ressaltar que, desde de 1998, 1000 Km de linhas de transmissão interconectam os subsistemas S/SE/CO e N/NE.

É importante observar que o Sistema Interligado Nacional compreende 110 usinas hidrelétricas e 50 usinas termelétricas, o que o caracteriza como um sistema hidrotérmico¹¹. Dentre as principais características deste tipo de sistema ressalta-se a existência de uma forte relação entre a decisão da operação tomada no presente e a sua consequência futura [20][21][22][23]. Note que, se no presente for utilizada água em excesso, o custo de operação do sistema pode vir a ser alto no futuro caso as aflúências não sejam suficientes para repor a água dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Isso ocorre porque o atendimento à carga terá que ser feito através do uso de geração térmica, existindo ainda a possibilidade de que seja necessário cortar carga devido à falta de capacidade de geração no sistema.

¹¹ Cabe ressaltar que as usinas hidrelétricas correspondem a, aproximadamente, 83% da capacidade instalada do SIN [24].

Por outro lado, se no presente a geração térmica for utilizada em excesso, no futuro poderá ser necessário verter a água dos reservatórios se um período hidrológico favorável vier a ocorrer, o que representaria um desperdício de energia. Sendo assim, diz-se que o problema de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos é acoplado no tempo. As conseqüências do processo de decisão da operação energética de um sistema hidrotérmico se encontram ilustradas na Figura 3.1.

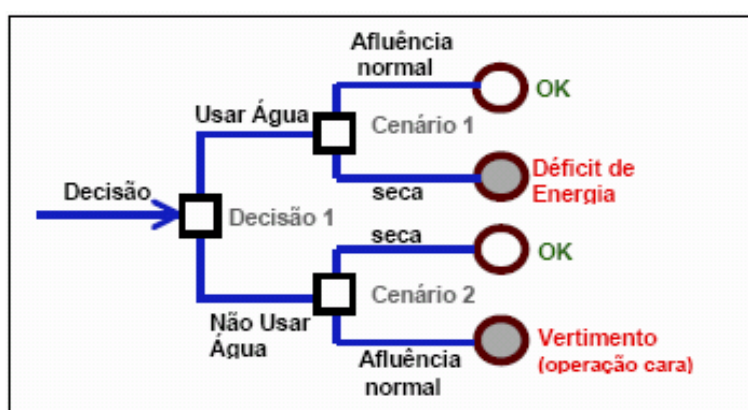


Figura 3.1 – Conseqüências Operativas de um Sistema Hidrotérmico

Além de acoplado temporalmente, note que o problema da operação de sistemas hidrotérmicos também é estocástico. Esta característica está diretamente relacionada às incertezas existentes sobre o nível das afluências futuras às usinas hidrelétricas no momento em que a decisão operativa é tomada.

Esta característica traz consigo a necessidade de se comparar, continuamente, o benefício do uso imediato da água com o benefício futuro do seu armazenamento. O benefício do uso imediato da água pode ser representado através da Função de Custo Imediato (FCI), a qual representa os custos explícitos das usinas termelétricas que estariam operando no presente¹². Por outro lado, o benefício de armazenar a água no presente para usá-la no futuro pode ser representado determinando-se uma função que represente o custo futuro de operação do sistema (FCF). Cabe ressaltar que aqui, a palavra futuro não significa apenas “um instante depois”, e sim todos os instantes futuros até o fim do

¹² O custo explícito de uma usina termelétrica é dado, predominantemente, pelo custo do combustível por ela utilizado, por exemplo, o gás natural, o carvão, entre outros.

horizonte de estudo, tipicamente de 5 a 10 anos. Tanto a FCF quanto a FCI se encontram ilustradas na Figura 3.2.

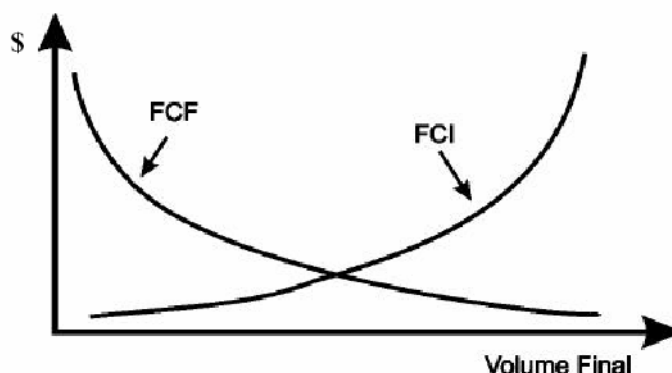


Figura 3.2 – Função de Custo Imediato e Função de Custo Futuro

Na figura anterior, note que os valores da FCF e da FCI são representados em função do volume final armazenado nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Como é de se esperar, a FCI aumenta com o volume final armazenado nos reservatórios. Isto ocorre porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um maior gasto com geração térmica no estágio atual para o atendimento da carga. Por outro lado, a FCF diminui com o volume final armazenado nos reservatórios. Isso ocorre porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um menor uso de geração térmica no futuro.

Entende-se que o uso ótimo da água armazenada nos reservatórios é aquele que minimiza a soma do custo de geração térmica no presente e do valor esperado do uso de geração térmica até o fim do horizonte de estudo. Esta situação pode ser representada pelo ponto de mínimo da curva formada pela soma da FCI com a FCF (Figura 3.3), ou seja, o ponto onde as derivadas de ambas as funções em relação ao volume final armazenado nos reservatórios se igualam em módulo. Matematicamente:

$$\frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V}$$

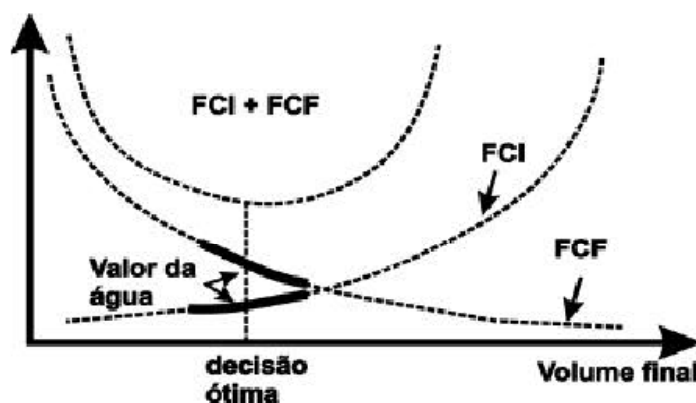


Figura 3.3 – Decisão Ótima para o Uso da Água

As derivadas ($\partial FCI / \partial V$) e ($-\partial FCF / \partial V$) são conhecidas como valores da água. Desta forma, conclui-se que o valor da água armazenada nos reservatórios não é nulo, pois a mesma possui um valor relacionado ao custo de oportunidade de a economizarmos hoje para o seu uso no futuro.

Além do seu acoplamento temporal e da estocasticidade de suas afluências futuras, outras características são importantes para o planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro. Entre essas características destaca-se a presença de períodos secos plurianuais nos registros de afluências históricas, a capacidade de regularização plurianual dos seus reservatórios, o fato de que a água turbinada ou vertida por uma usina hidrelétrica a montante afeta as usinas a jusante, e, finalmente, a existência de uma constante escolha entre o custo de operação do sistema e o nível de confiabilidade no atendimento da sua carga. [23].

Uma vez conhecidas as principais características que envolvem a operação dos sistemas hidrotérmicos é possível entender a importância do seu planejamento, cujo principal objetivo se resume em definir uma política de operação capaz de suprir a carga e minimizar o custo de operação do sistema ao longo do horizonte estudado. Na próxima seção, o planejamento da operação energética no Brasil será discutido. Em particular, serão descritas algumas características do modelo computacional NEWAVE [15], o qual é atualmente empregado para executar o planejamento da operação de médio prazo no Sistema Interligado Nacional, e para executar o planejamento da expansão de curto prazo através do Plano Decenal.

3.2 Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo no Brasil

Criado em 26 de agosto de 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a entidade nacional responsável pela realização do planejamento, programação e despacho dos recursos de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil. Com o objetivo de realizar o planejamento da operação de médio e curto prazo, além da programação diária da operação do SIN, o ONS utiliza uma cadeia de modelos computacionais desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL). Tais modelos são o modelo NEWAVE [15], desenvolvido para o planejamento de médio prazo (5 a 10 anos), o modelo DECOMP [25], desenvolvido para a avaliação no horizonte de curto prazo (1 ano), e o modelo DESSEM [26], utilizado para a programação diária da operação (uma a duas semanas).

Conforme citado na seção 2.7, a incerteza técnica dos projetos MDL será considerada neste trabalho projetando-se diferentes cenários para a energia elétrica deslocada pela sua atividade. Uma vez que as regras do MDL determinam que o período mínimo para a obtenção das RCEs é igual a 7 anos, entende-se que o planejamento da operação energética considerado nesta análise deve se estender, no mínimo, ao longo deste período.

Sendo assim, o modelo NEWAVE será a ferramenta utilizada neste trabalho para realizar o planejamento da operação energética ao longo do período de atividade do projeto MDL. O principal objetivo deste modelo é calcular, para cada mês do horizonte de planejamento, a alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos do sistema, a qual minimiza o valor esperado do seu custo total de operação. De forma simplificada, pode-se dizer que a modelagem empregada nos problemas de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos, e, conseqüentemente, também empregada no modelo NEWAVE, está de acordo com o seguinte problema de programação linear¹³ [27]:

¹³ A modelagem apresentada é simplificada pois não considera algumas características deste tipo de problema, entre elas o fato de que a produção de energia de uma usina hidrelétrica é uma função não linear do volume armazenado em seu reservatório e que o custo de operação de uma usina termelétrica é uma função não linear do seu nível de geração. Além disso, na

$$\underset{G, Def, u, s, V}{\text{Minimizar}} E_a \left[\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nt} c_i G_i^t + c_{def} Def^t \right] \quad (3.1)$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^{nh} \rho_j u_j^t + \sum_{i=1}^{nt} G_i^t + Def^t = D^t \quad t = 1, \dots, T \quad (a)$$

$$V_j^{t+1} = V_j^t - u_j^t - s_j^t + a_j^t + \sum_{m \in U(j)} (u_m^t + s_m^t) \quad j = 1, \dots, nh; t = 1, \dots, T \quad (b)$$

$$V_j^{t, \min} \leq V_j^t \leq V_j^{t, \max} \quad j = 1, \dots, nh; t = 1, \dots, T \quad (c)$$

$$u_j^{t, \min} \leq u_j^t \leq u_j^{t, \max} \quad j = 1, \dots, nh; t = 1, \dots, T \quad (d)$$

$$s_j^{t, \min} \leq s_j^t \leq s_j^{t, \max} \quad j = 1, \dots, nh; t = 1, \dots, T \quad (e)$$

$$G_i^{t, \min} \leq G_i^t \leq G_i^{t, \max} \quad i = 1, \dots, nt; t = 1, \dots, T \quad (f)$$

onde:

$E_a[.]$ – operador valor esperado (as incertezas estão nas afluências aos reservatórios)

T – horizonte do planejamento da operação energética

nt – números de usinas termelétricas no sistema

nh – número de usinas hidrelétricas no sistema

c_i – custo de operação da i -ésima usina termelétrica do sistema

G_i^t - despacho da i -ésima usina termelétrica do sistema no estágio t

c_{def} – custo de déficit do sistema

Def^t – déficit de energia no estágio t

ρ_j – coeficiente de produção (MWh/hm³) da j -ésima usina hidrelétrica do sistema

u_j^t - volume turbinado pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

D^t - carga a ser suprida no estágio t

formulação apresentada a estocasticidade está presente somente nas afluências, porém também existem incertezas quanto a carga a ser atendida, ao cronograma de entrada em operação de novas unidades geradoras, etc.

V_j^t - volume armazenado no reservatório da j-ésima usina hidrelétrica no início do estágio t

V_j^{t+1} - volume armazenado no reservatório da j-ésima usina hidrelétrica no final do estágio t (início do estágio t+1)

s_j^t - volume vertido pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

a_j^t - afluência lateral que chega a j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$U(j)$ – conjunto de usinas hidrelétricas a montante da j-ésima usina hidrelétrica do sistema

$V_j^{t,\min}$ - limite mínimo de armazenamento do reservatório da j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$V_j^{t,\max}$ - limite máximo de armazenamento do reservatório da j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$u_j^{t,\min}$ - limite mínimo para o volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$u_j^{t,\max}$ - limite máximo para o volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$s_j^{t,\min}$ - limite mínimo para o volume vertido pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$s_j^{t,\max}$ - limite máximo para o volume vertido pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$G_i^{t,\min}$ - despacho mínimo da i-ésima usina termelétrica do sistema no estágio t

$G_i^{t,\max}$ - despacho máximo da i-ésima usina termelétrica do sistema no estágio t

A função objetivo do problema formulado anteriormente representa a minimização do valor esperado do custo de operação do sistema ao longo de todo o horizonte de planejamento da operação energética. A incerteza do problema está relacionada às afluências futuras aos reservatórios, que por sua vez não são conhecidas antecipadamente. A restrição (a) representa a equação de atendimento à carga do sistema, devendo ser representada para todo horizonte de planejamento da operação. A restrição (b) representa a equação de balanço hídrico de cada uma das usinas hidrelétricas do sistema. Esta restrição indica que o volume final no reservatório de uma determinada usina em um estágio t deve ser igual ao volume inicial neste mesmo estágio, menos o volume turbinado pela usina, menos o volume vertido pela usina, mais a afluência lateral que chega ao seu reservatório, mais o volume que chega ao reservatório da usina devido à decisão de vertimento ou turbinamento das usinas hidrelétricas a montante. Esta restrição deve ser representada para todas as usinas hidrelétricas do sistema e todo o horizonte de planejamento da operação. As restrições (c), (d) e (e) representam os limites mínimo e máximo de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas, além de representar os volumes mínimo e máximo de turbinamento e de vertimento destas usinas. Estas restrições também devem ser representadas para todas as usinas hidrelétricas e todo o horizonte de estudo. Finalmente, a restrição (f) representa os limites mínimo e máximo de geração das usinas termelétricas do sistema. Esta restrição deve ser representada para todas as termelétricas e todo o horizonte de estudo.

Para representar a estocasticidade das afluências, o modelo NEWAVE utiliza um grande número de cenários de afluências futuras às usinas hidrelétricas. Como a estratégia de operação deve ser calculada para todas as combinações de níveis de armazenamento e tendências hidrológicas¹⁴, o problema da operação ótima do sistema torna-se rapidamente intratável do ponto de vista computacional. Esta característica também é conhecida como a “maldição da dimensionalidade” e introduz restrições computacionais na solução do problema.

¹⁴ O termo Tendência Hidrológica é usualmente empregado no Setor Elétrico Brasileiro para caracterizar as afluências passadas aos reservatórios num período de, em geral, 12 meses.

Para lidar com o problema da maldição da dimensionalidade, o modelo NEWAVE utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica no seu processo de solução. Além disso, o modelo utiliza o artifício de grupamento das usinas hidrelétricas em reservatórios equivalentes, ou seja, ao invés de considerar o reservatório de cada usina hidrelétrica individualmente, o modelo NEWAVE agrupa estes reservatórios em um único reservatório dentro de cada subsistema elétrico. Desta forma, na formulação apresentada em 3.1, o número de usinas hidrelétricas especificado ficaria reduzido ao número de reservatórios equivalentes existentes no sistema.

Uma vez que o modelo NEWAVE¹⁵ é utilizado neste trabalho para realizar o planejamento da operação energética de médio prazo do Sistema Interligado Nacional, alguns dos seus principais resultados merecem ser destacados para os fins deste estudo:

- as metas mensais de geração hidráulica por subsistema equivalente (em MW_{médio});
- os valores mensais da água, por subsistema equivalente, ao longo do horizonte de estudo (em R\$/MWh);
- os valores mensais de geração térmica por classe de usinas térmicas¹⁶ (em MW_{médio});
- os valores mensais esperados dos custos marginais de operação por subsistema equivalente (em R\$/MWh);
- os valores mensais de intercâmbio de energia entre os subsistemas equivalentes (em MW_{médio});

Conforme será descrito no Capítulo 4, cabe ressaltar que estes resultados são essenciais para o cálculo da linha de base dos projetos MDL que se encontram conectados ao SIN. Também é importante observar que os resultados do modelo NEWAVE podem ser obtidos para diferentes cenários hidrológicos. Neste caso

¹⁵ Neste trabalho foi utilizada a versão 12.3 do modelo NEWAVE.

¹⁶ Define-se por classe térmica o grupo de usinas que possuem o mesmo custo de operação e estejam localizadas no mesmo subsistema elétrico.

podem ser consideradas séries históricas, ou seja, séries anuais observadas no período de 74 anos (1931 a 2004), ou séries sintéticas, séries geradas pelo modelo computacional GEVAZP [23], também desenvolvido pelo CEPEL. Em geral, quando utilizada a segunda alternativa, 2000 cenários hidrológicos são utilizados.

É importante destacar que o modelo NEWAVE é atualmente empregado tanto na realização do planejamento da operação quanto na realização do planejamento da expansão de curto prazo (horizonte decenal) do Sistema Interligado Nacional.

No primeiro caso, para uma configuração prevista do parque gerador e das interligações do SIN, o modelo NEWAVE é empregado como um modelo de otimização, cujo objetivo é alocar de maneira ótima a utilização dos recursos hidrelétricos e termelétricos do sistema, minimizando o seu custo esperado de operação e garantindo o atendimento de sua demanda de energia.

Por outro lado, sabe-se que a atividade de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro tem por objetivo definir um cronograma de obras de novos projetos (usinas geradoras e interligações entre subsistemas), que por sua vez visa atender à previsão de demanda do sistema, minimizando a soma dos custos de investimento e operação, e obedecendo a determinados critérios de confiabilidade. Neste caso, o modelo NEWAVE é utilizado dentro de um processo iterativo de tentativa e erro, no qual para um dado cronograma de novas obras, a operação do sistema é simulada. Sendo assim, para um dado cronograma de obras analisado, tem-se a soma dos custos de investimento e operação associada a determinados índices de confiabilidade. Nesta abordagem o cronograma de obras é alterado e o processo iterativo continua até que seja obtida uma configuração que atenda aos critérios de custo e confiabilidade pré-estabelecidos.

Uma vez que o modelo NEWAVE é atualmente utilizado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Empresa de Pesquisa Energética para executar o planejamento da expansão de curto prazo através do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE), neste trabalho será utilizada a configuração prevista pelo PDEE 2006-2015 [28] para alimentar a plataforma de dados de entrada do

modelo NEWAVE¹⁷ a fim de se otimizar a operação do SIN neste período. É importante ressaltar que as análises do PDEE 2006-2015 são orientadas pelas diretrizes de longo prazo do setor elétrico brasileiro, sendo as mesmas responsáveis por identificar as principais linhas de desenvolvimento dos sistemas elétricos de geração e de transmissão para o Brasil. Tais análises levam em conta os diferentes cenários para o crescimento da economia, para o consumo de energia, de disponibilidade das fontes de geração, de políticas de aumento da eficiência energética, e de desenvolvimento industrial sustentável. Além do seu caráter oficial para o MME¹⁸, a utilização dos dados do PDEE 2006-2015 neste trabalho também se fundamenta no horizonte de suas análises, o qual permite que o risco técnico do projeto MDL seja avaliado por um período de até dez anos.

Conforme será descrito no Capítulo 4, a extensão e o número de subsistemas que compõem o Sistema Interligado Nacional será de suma importância para a determinação da linha de base dos projetos MDL. Neste contexto, a configuração oficial utilizada pelo PDEE 2006-2015 para representar o SIN será o objeto de discussão da próxima seção. Neste trabalho, algumas adaptações tiveram que ser realizadas no sentido de adequar a configuração oficial à configuração atualmente adotada pelos projetos brasileiros registrados no Comitê Executivo do MDL.

3.3 Configuração do Sistema Interligado Nacional

Devido à distribuição geográfica dos grandes centros de carga e às restrições existentes para a transmissão de energia elétrica, os estudos realizados pelo PDEE 2006-2015 consideram o SIN dividido em quatro subsistemas elétricos (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), sendo previstas as interligações de

¹⁷ Dentre os principais dados de entrada do modelo NEWAVE destacam-se os dados de oferta e demanda de energia elétrica, o custo de déficit do sistema, os custos de operação das usinas termelétricas, os limites de intercâmbio entre os subsistemas, as características técnico-operativas das usinas hidráulicas, a taxa de desconto do capital, a situação atual dos reservatórios e a afluência verificada nos últimos 6 meses.

¹⁸ A realização anual do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica é, atualmente, uma atribuição da Empresa de Pesquisa Energética, que, por sua vez, está vinculada ao Ministério de Minas e Energia do Brasil.

dois outros subsistemas isolados. O primeiro a ser interligado seria o subsistema Acre-Rondônia (AR), o qual passaria a fazer parte do subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir de Janeiro de 2008. O segundo seria o subsistema Manaus-Macapá (MM), o qual se integraria ao subsistema Norte a partir de Janeiro de 2012.

Uma representação esquemática da configuração prevista para o SIN ao final de 2015 é apresentada na Figura 3.4, sendo esta configuração a considerada nas simulações energéticas realizadas no PDEE.

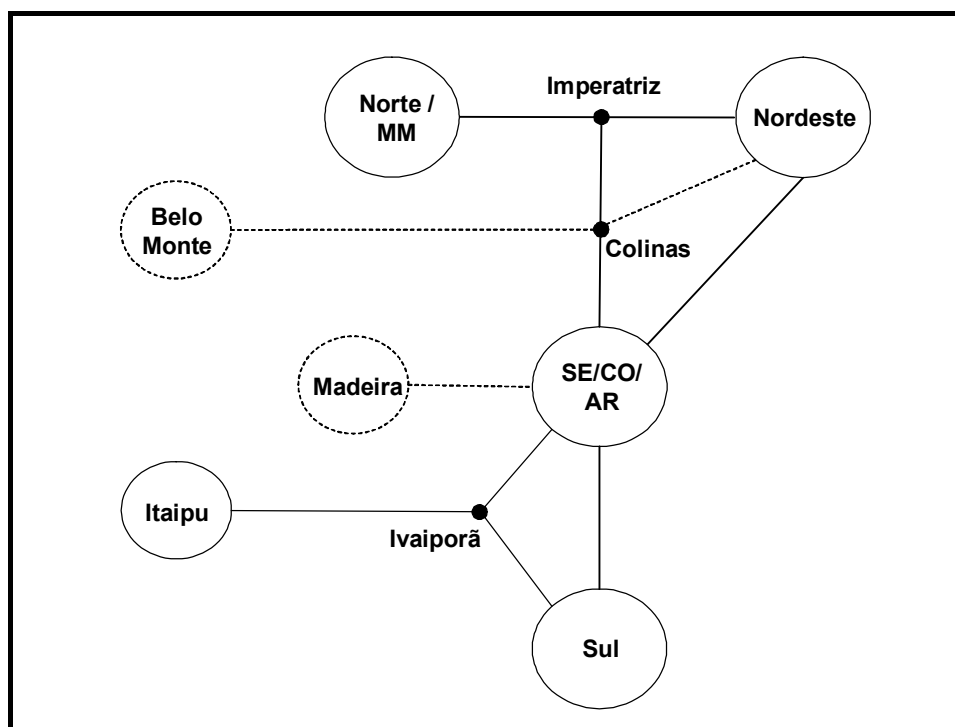


Figura 3.4 – Configuração Prevista para o SIN ao final de 2015 Segundo os Estudos do PDEE 2006-2015

Na Figura 3.4, os traços pontilhados representam as interligações e subsistemas previstos para se incorporarem ao SIN durante o período analisado (2006-2015). Neste período, prevê-se a entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas de Belo Monte e do Complexo Rio Madeira. Tanto estas usinas quanto a usina hidrelétrica de Itaipu foram consideradas subsistemas elétricos separados para fins de simulação energética.

Segundo Bosi [29], para grandes países com diferentes características regionais e com diferentes sistemas elétricos localizados nestas regiões, a linha de base de um projeto MDL deve ser desagregada de modo a representar corretamente o que ocorreria caso o projeto não fosse implantado. Até o

momento, pode-se afirmar que todos os projetos brasileiros registrados pelo Comitê Executivo consideram o Sistema Interligado Nacional dividido em dois grandes subsistemas elétricos: o subsistema S/SE/CO e o subsistema N/NE.

Uma vez que os resultados do modelo NEWAVE são fornecidos por subsistema elétrico, neste trabalho foi necessário adaptar a configuração considerada no PDEE 2006-2015, originalmente com sete subsistemas elétricos, para uma configuração com apenas dois subsistemas. A Figura 3.5 ilustra a configuração do SIN inicialmente utilizada neste trabalho.

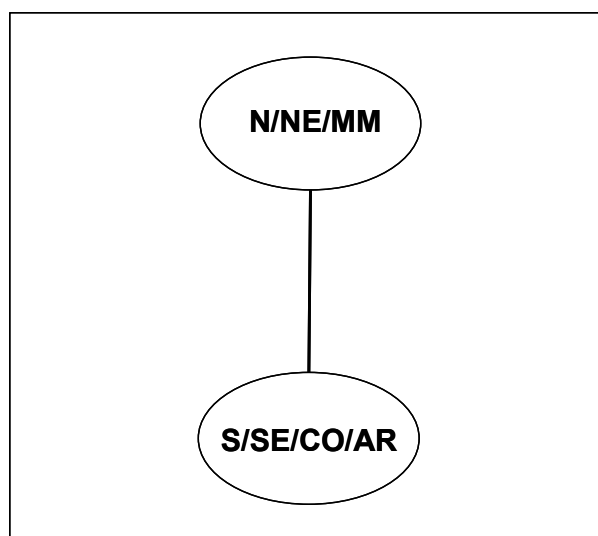


Figura 3.5 – Alternativa 1 para a Configuração do SIN ao final de 2015

Os subsistemas elétricos mostrados na Figura 3.5 são constituídos da seguinte forma:

- **Subsistema S/SE/CO/AR** – abrange os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Acre-Rondônia, a usina hidrelétrica de Itaipu e as usinas hidrelétricas do Complexo Madeira;
- **Subsistema N/NE/MM** – abrange os subsistemas Norte, Nordeste, Manaus-Macapá e a usina hidrelétrica de Belo Monte;

Cabe ressaltar que um dos principais critérios para se definir os limites de um subsistema elétrico é a existência de restrições de transmissão que limitam a importação e exportação de energia elétrica. Uma vez que as análises realizadas no PDEE 2006-2015 consideram o SIN dividido em 4 grandes subsistemas elétricos, considerando que existem restrições de transmissão significativas entre

eles, uma segunda alternativa de configuração foi considerada nas análises deste trabalho. A Figura 3.6 ilustra esta alternativa.

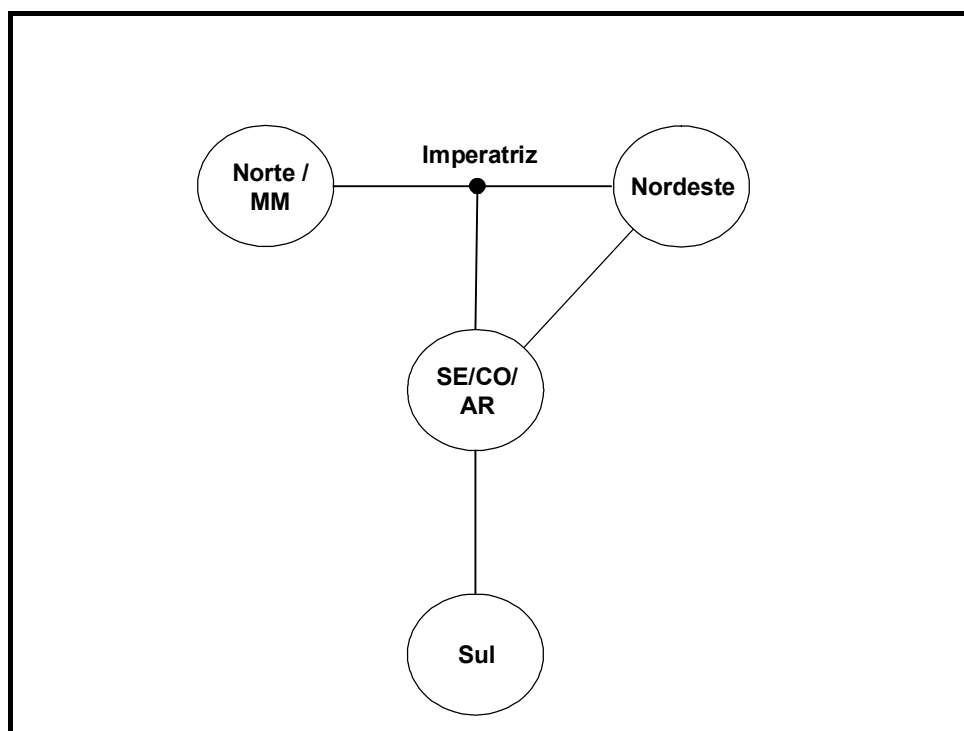


Figura 3.6 – Alternativa 2 para a Configuração do SIN ao final de 2015

Os subsistemas elétricos mostrados na Figura 3.6 são constituídos da seguinte forma:

- **Subsistema SE/CO/AR** – abrange os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Acre-Rondônia, a usina hidrelétrica de Itaipu e as usinas hidrelétricas do Complexo Madeira;
- **Subsistema Sul** – abrange apenas o próprio subsistema Sul;
- **Subsistema Nordeste** – abrange apenas o próprio subsistema Nordeste;
- **Subsistema Norte/MM** – abrange os subsistemas Norte, Manaus-Macapá e a usina hidrelétrica de Belo Monte;

Finalmente, cabe ressaltar que os empreendimentos considerados neste trabalho serão avaliados considerando a hipótese de que o seu desenvolvimento possa ocorrer em qualquer subsistema elétrico da configuração utilizada. Desta forma espera-se que o impacto das características individuais de cada região sejam evidenciadas com maior propriedade no que tange à determinação da linha de base dos projetos MDL.