



GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICO (GPL)

**UM ENFOQUE AVANÇADO DE PLANEJAMENTO
EM AMBIENTES COMPETITIVOS**

J.C.O. Mello

A.C.G. Melo

E. Salgado

M. Roitman

CEPEL

RESUMO

O artigo descreve o papel do planejamento indicativo em um sistema hidrotérmico de grande porte, como o setor elétrico brasileiro. O planejamento indicativo é importante para enviar sinais econômicos adequados para as decisões dos agentes geradores. As condições que podem minimizar a distância entre o plano indicativo e as decisões dos investidores privados são discutidas. Também são apresentadas algumas ferramentas computacionais adequadas ao planejamento indicativo.

Palavras-chave: Planejamento integrado, ambiente competitivo, planejamento indicativo.

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro, refletindo um processo mundial, está sofrendo uma profunda reestruturação regulatória e de mercado. O objetivo desta transformação é sua adequação a um novo cenário de crescimento acelerado, onde os investimentos na expansão serão predominantemente da iniciativa privada. Esta reestruturação compreende, além da privatização de boa parte do sistema existente, uma completa reorganização dos seus mecanismos para planejamento, financiamento e fomento da expansão, para coordenação e supervisão da operação integrada, e para comercialização dos diversos produtos e serviços de energia elétrica.

Algumas das principais características do novo modelo podem ser citadas como:

- A geração de energia passa a apresentar competição, para aumentar a eficiência econômica, reduzir preços, melhorar serviços e aprimorar avanços tecnológicos.
- A transmissão é considerada como um monopólio natural, separada da geração e sujeita a regulação e controle de preços.
- A distribuição é considerada em separado, e também sujeita a regulação e controle de preços.

Uma das conseqüências do processo de reestruturação é a substituição dos procedimentos convencionais de planejamento da expansão e da operação do sistema, baseados em uma otimização centralizada, por enfoques orientados ao mercado. Assim, ao invés de seguir um plano de expansão determinativo, os agentes privados decidem livremente construir novas unidades geradoras e competir por contratos de venda de energia para concessionárias e grandes consumidores. Os geradores também podem tentar vender energia no mercado atacadista, ao custo marginal de curto prazo ou preço "spot".

No novo modelo, o papel principal na expansão do sistema pertence ao setor privado, mas por outro lado, há necessidade de coordenar os investimentos no setor. No sistema elétrico brasileiro, com 95% de geração hidráulica, e um crescimento de carga da ordem de 5% a.a. nos últimos 5 anos, o planejamento indicativo de longo prazo inclui a expansão tanto da geração como da transmissão. Também fornece a base para o desenvolvimento de novos projetos de hidroelétricas, sendo necessário o comissionamento e a supervisão de estudos de inventários das bacias hidrográficas.

O objetivo do plano indicativo é definir um cronograma para a construção de novas usinas e de novos equipamentos para a transmissão, minimizando os custos de investimento e operação. O cálculo dos custos deve incluir combustível para as usinas térmicas e multas para falhas de suprimento. Também é necessário levar em conta as incertezas relativas às futuras condições operativas, como variações de carga, disponibilidade de equipamento e restrições ambientais.

Enquanto o planejamento indicativo fornece sinais para minimizar os custos da sociedade como um todo, o objetivo de cada um dos agentes privados é a maximização de seus próprios lucros. Desta forma, estes agentes tomam decisões de investimentos baseados em suas estratégias e suas aspirações de taxas de retorno. Além disto, como efeito da globalização, suas decisões também são muitas vezes subordinadas a uma estratégia global da empresa. Em suma,

cada agente privado desenvolverá seu próprio plano de expansão, com objetivos bastante distintos daqueles do planejamento indicativo.

Neste contexto o CEPEL tem procurado se preparar para dar todo o apoio ao futuro planejador indicativo e aos demais agentes que atuarão no setor, através de metodologias e modelos computacionais adequados ao novo ambiente competitivo. Atualmente, este esforço tem sido realizado em conjunto com as empresas do setor elétrico, principalmente as empresas do grupo Eletrobrás, através de projetos de pesquisa específicos. No contexto do planejamento de sistemas em ambientes competitivos, as principais linhas de pesquisas têm sido no sentido de implementar modelos de otimização cada vez mais sofisticados, análise de risco com simulação da operação através de modelagem estocástica, alocação eficiente de custos e impacto financeiro das restrições ambientais. Estas linhas de pesquisas estão em consonância com os objetivos de maximizar a exploração dos recursos disponíveis e o retorno esperado pelos investidores, além de avaliar de forma precisa os riscos envolvidos no planejamento.

A adaptação dos modelos computacionais do CEPEL para atender aos requisitos do novo ambiente competitivo, considerando o planejamento indicativo, está sendo feita em todos os programas atualmente voltados para a expansão do sistema. Estes programas computacionais estão sendo atualmente utilizados pelas empresas do setor elétrico nacional e paulatinamente serão adaptados para a nova realidade. Entre outros podemos citar os programas ANASIN, NH2, PLANVAR, SINVAR, INCERTEZAS e FLUPOT.

Este artigo procura descrever as principais linhas de pesquisa que buscam atender aos novos requisitos do planejamento e as adaptações previstas nos modelos computacionais atualmente existentes. Ao mesmo tempo será também descrita uma nova estrutura integrada de modelos computacionais voltados para o planejamento em ambientes competitivos que estão em desenvolvimento no CEPEL.

2. O PLANEJAMENTO INDICATIVO

No novo quadro do setor elétrico brasileiro, as principais funções e produtos do planejamento indicativo serão:

- Estratégia de expansão a longo prazo da geração e transmissão de energia elétrica, elaborada em conjunto com o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, e conforme orientação deste;
- Planos de expansão de curto/médio prazo, coerentes com a estratégia de expansão de longo prazo, com as políticas de governo e com as tendências dos agentes privados;
- Cenários futuros de tarifas de transmissão, permitindo orientar decisões de investimento dos agentes privados;
- Apoio ao CNPE e ao Ministério das Minas e Energia – MME – no planejamento energético de uma forma geral;
- Indicação de um programa de estudos de inventário e de viabilidade com o objetivo de disponibilizar, de forma ordenada, o potencial hidroelétrico brasileiro para licitação de concessão ou autorização da ANEEL;
- Plano de expansão da rede de transmissão, permitindo

orientar a ANEEL na licitação de novas instalações e reforços, ou na concessão de ampliações;

- Proposição dos valores de energia assegurada necessários ao funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e à licitação da concessão das usinas que participem, realizado em conjunto com o ONS.
- Projeções de demanda para os próximos anos, necessárias para o cálculo das decisões ótimas de operação e dos custos marginais por parte do ONS;
- Previsão da evolução do parque gerador e dos sistemas de transmissão nos próximos anos, necessárias para o cálculo das decisões ótimas de operação e dos custos marginais por parte do ONS e para avaliação, por parte dos agentes privados, de suas decisões de investimento;
- Formulação da política de meio ambiente do Setor, em articulação com a Política Nacional de Meio Ambiente.

O planejamento indicativo representará a visão do governo sobre a evolução do Setor Elétrico nos próximos anos e deverá estar sempre próximo dos agentes participantes do mercado, para se tornar efetivo. Também deverá articular-se com a ANEEL, que tem a responsabilidade de colocar em licitação parte dos aproveitamentos hidroelétricos, autorizar os demais e as usinas termoeletricas e licitar a expansão da transmissão.

2.1 Principais resultados esperados

Assim, no novo ambiente do setor, o planejamento indicativo identifica os projetos de geração térmica e hidráulica com menores custos de investimento e operação, e a expansão integrada G&T, considerando novos critérios de planejamento baseados em avaliações probabilísticas e incertezas estruturais intrínsecas ao ambiente competitivo, como taxas de juros, custos de combustíveis e taxas de câmbio, entre outras.

2.2 Principais aspectos

Alguns aspectos que devem ser cuidadosamente analisados no desenvolvimento do plano indicativo são:

- (i) **Planejamento integrado da geração e da transmissão:** Em sistemas elétricos de grande porte, como o brasileiro, as grandes distâncias entre as gerações e as cargas resultam num forte efeito da rede de transmissão sobre a seqüência ótima de reforço da geração. Assim, o planejamento integrado aponta melhores sinais para o compromisso entre usinas térmicas e hidráulicas. Portanto, é possível encontrar projetos de transmissão que substituem novas usinas, e vice-versa. No entanto, o papel do planejamento integrado G&T é mais importante no longo prazo (horizontes de 10 ou mais anos), quando o compromisso entre geração e transmissão pode ser avaliado com mais eficiência.
- (ii) **Crítérios de Taxa de desconto** – O procedimento padrão das concessionárias governamentais adotava uma taxa real de 10% para analisar as alternativas de expansão do sistema. Recentemente, este valor cresceu ligeiramente para 12%. No entanto, o setor privado busca taxas mais elevadas, particularmente em projetos de geração com riscos elevados. Por exemplo, em sistemas hidrotérmicos como o brasileiro, estudos de

sensibilidade com variações de taxas entre 10% e 18% confirmam que um programa de expansão da geração deve ser predominantemente hidráulico para 10%, mas predominantemente térmico para 18%. A intensidade de capital e o tempo da obra explicam este fato. **Crítérios de planejamento da geração** – O critério anterior de probabilidade de déficit considerava um objetivo de 5% no Brasil. Entretanto, num enfoque orientado ao mercado, este fator não é primordial para a expansão, influenciada agora pelo custo da energia não suprida. A probabilidade de déficit passa a ser consequência do plano. **Crítérios de planejamento da transmissão** – Os sistemas de transmissão eram baseados geralmente em critérios determinísticos de segurança (N-1, N-2, etc.). Os melhores resultados usam enfoques valorados para o planejamento da transmissão considerando simulações probabilísticas, com economia significativa em relação aos critérios determinísticos.

- (iii) **Riscos:** Investimentos no setor, particularmente em usinas hidráulicas, são sujeitos a riscos consideráveis. Sendo o planejamento indicativo sujeito a incertezas como crescimento da demanda, disponibilidade de projetos, custos de combustíveis e taxas de desconto, a adoção de uma avaliação de cenários aumenta a robustez dos resultados. Assim, projetos hidráulicos podem ser considerados para cenários de crescimento de carga mais lento, enquanto projetos térmicos para cenários de crescimento mais rápido, dada sua flexibilidade de construção. Além destes, riscos ambientais representam preocupações para novos projetos, pois as circunstâncias podem não ser controladas. Deve ser adotado um ambiente conceitual levando em conta os riscos ambientais e suas implicações nos custos dos projetos.
- (iv) **Papel da geração térmica:** Em um sistema hidrotérmico de grande porte, a geração térmica tem o importante papel de apoiar o sistema hidráulico e os requisitos de energia de curto prazo. No Brasil, se estima o total de recursos hidráulicos em cerca de 213.000 MW (4 vezes a capacidade atual), e projeções indicam que os projetos mais econômicos estarão sendo explorados nos próximos 20 anos. De uma forma mais global, está sendo prevista uma transição mundial para a geração térmica nas próximas 2 décadas
- (v) **Interface com o ONS:** Outro aspecto importante na reestruturação do setor elétrico é o relacionamento e o interfaceamento entre o Planejador Indicativo e o Operador Independente do Sistema.

3. SINAIS ECONÔMICOS PARA A EXPANSÃO

Outro importante papel do planejamento indicativo é o envio de sinais econômicos adequados para os agentes da geração, tentando reduzir a distância entre o plano indicativo e as decisões de investimentos destes agentes, buscando a eficiência econômica. A Fig. 1 mostra um ambiente conceitual para os cálculos do planejamento indicativo, desenvolvendo um plano integrado G&T considerando a análise operativa de cada alternativa. Então se encontra o plano de custo mínimo, emulando um processo centralizado de tomada de decisões.

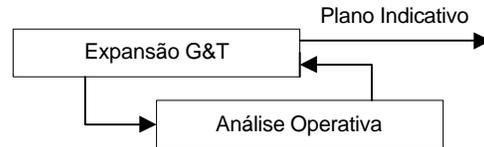


Figura 1 – ENFOQUE PARA O PLANO INDICATIVO.

Na prática, no novo ambiente competitivo, o processo decisório da expansão é descentralizado. Um possível enfoque é mostrado na Figura 2, representando a expansão da geração descentralizada, levando em conta os efeitos da transmissão. Neste exemplo, o planejamento da expansão da distribuição não é considerado.

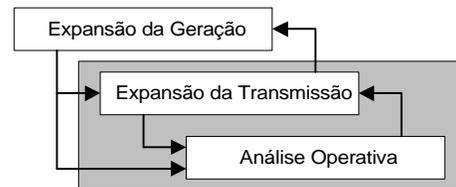


Figura 2 – EXPANSÃO DECENTRALIZADA DA GERAÇÃO.

Neste primeiro nível, os agentes privados decidem a construção das usinas. Eles resolvem um plano independente de expansão da geração, baseado em toda a informação disponível e em suas previsões individuais. O tamanho e o tipo das usinas dependerão dos custos dos investimentos e combustíveis, disponibilidades das usinas, ciclos de operação e fatores de utilização. No entanto, a localização das usinas também dependerá dos custos dos serviços de transmissão oferecidos pelas empresas reguladas, representadas pela área cinza na Figura 2. O planejamento da transmissão se baseará na expansão privada da geração, declarada previamente. Os custos dos serviços de transmissão são cobertos pelos encargos de transmissão, que devem refletir o mais acuradamente possível as variações nos custos de transmissão (custos de investimento e de operação adicionais) resultantes da instalação de novas geradoras e cargas em diferente locais.

Os sinais econômicos (Custo Marginal de Longo Prazo - CMLP) do planejamento indicativo devem ser a referência para os encargos de transmissão e para os contratos bilaterais entre cargas e geração. Novamente, em um ambiente competitivo, não é mandatório para os investidores seguir o plano indicativo. O objetivo é induzir os agentes privados a utilizar os recursos do sistema da melhor forma, promovendo a eficiência econômica.

4. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

O esforço para o desenvolvimento de ferramentas computacionais para o planejamento indicativo é teoricamente similar ao necessário para o planejamento determinativo centralizado. O trabalho deve ser concentrado na obtenção de sinais econômicos precisos para os agentes de geração, transmissão e distribuição. Cada agente privado desenvolve também seu próprio planejamento, baseado em suas previsões e incertezas intrínsecas, como preços de construção e competição no mercado.

Nesta seção serão descritas algumas das ferramentas úteis

para o planejamento, desenvolvidas no CEPEL, com enfoque em sistemas hidrotérmicos de grande porte, como é o caso do setor elétrico brasileiro.

4.1 – Programa de Inventário Hidroelétrico

Uma das atividades mais importantes do planejamento indicativo é o suporte à agência reguladora nos processos de concessão para novos empreendimentos hidráulicos. O CEPEL tem desenvolvido programas específicos para estudos de inventário em bacias hidrográficas. O programa SINV executa estudos energéticos e ambientais, comparando e selecionando alternativas para diferentes divisões de quedas das bacias, de acordo com critérios da ELETROBRÁS. Algumas das principais características do programa SINV são:

- *projeto energético e análise de viabilidade;*
- *análise econômico-energética das alternativas;*
- *priorização econômico-energética dos projetos;*
- *cenários para uso múltiplo da água;*
- *armazenamento e edição de estudos ambientais;*
- *índices de impactos ambientais dos projetos;*
- *comparação e seleção de alternativas de disposição das usinas através de um enfoque multi-objetivo para maximizar a eficiência econômico-energética e minimizar os impactos ambientais.*

O programa apresenta uma interface gráfica com facilidades para representação das bacias e dos locais para potenciais desenvolvimentos na bacia estudada. É possível incluir vários projetos alternativos no mesmo local. Funções específicas estão disponíveis para manipulação dos dados dos projetos, sistemas de referência energética, dados ambientais e de recursos de água, e dados alternativos para as divisões de quedas. Uma análise multi-objetivo preliminar auxilia a tomada de decisões na escolha de alternativas, que serão investigadas nos estudos finais. Para estes estudos finais, o programa SINV apresenta uma análise gráfica de sensibilidade com ponderação relativa dos objetivos.

4.2 – Planejamento da expansão integrada G&T

Como já citado, sistemas hidrotérmicos de grande porte necessitam de um planejamento indicativo que considere a integração da geração com reforços na transmissão. O modelo conceitual que resolve este problema é o programa de otimização do planejamento integrado sob incertezas. A dificuldade principal é a dimensão do problema G&T, uma vez que o número de variáveis de decisão é crucial para alcançar tempos de execução razoáveis. Para isto, o CEPEL está desenvolvendo o modelo MODPIN, que inclui a expansão da geração e as principais interconexões da transmissão. Este modelo pode ser utilizado no planejamento indicativo para determinar a expansão da geração e as interconexões em diferentes cenários de planejamento.

Para o planejador, a necessidade de tomada de decisões que envolvem investimentos de grande vulto e longo prazo (hidráulicas), tornam os planos de expansão muito sensíveis a variações de carga, custos e de tecnologia. Na última década, por exemplo, a deterioração da situação econômica em países em desenvolvimento gerou restrições em financiamentos internos e externos, tornando as concessionárias de

eletricidade mais conscientes de sua situação vulnerável. Entre outras medidas, estas concessionárias passaram a incorporar o efeito das incertezas em suas atividades de planejamento, incluindo variações hidrológicas, falhas de equipamentos e variações de carga no curto prazo. Estes aspectos são tratados por modelos probabilísticos como geração de séries de vazões sintéticas, e avaliação da confiabilidade, juntamente com critérios de planejamento baseados em riscos. Embora fundamentais, estas incertezas representam somente parte de um grande conjunto de fatores de risco, tais como crescimento de carga, custos de combustíveis, tempos de construção de usinas, taxas de juros e restrições de financiamentos, aspectos ambientais, e outros. Recentes estudos do Banco Mundial mostram que muitos destes fatores resultam em fortes impactos nas decisões de planejamento. Portanto, se torna necessária a introdução de um tratamento sistemático dos riscos e incertezas nas fases de avaliação e de tomada de decisões do processo de planejamento. É uma tarefa complexa, envolvendo dificuldades computacionais e metodológicas, citadas a seguir.

- Alguns fatores de incerteza não possuem registros históricos suficientes para uma aproximação adequada de distribuição de probabilidades, e outros dependem de condições sociais e políticas imprevisíveis e não podem ser representados como fenômenos estacionários mesmo possuindo longos registros históricos.
- A estrutura de dependência de alguns fatores de incerteza não é bem conhecida, tais como a relação entre o crescimento da economia e o da carga elétrica.
- O conceito de um plano de expansão como um cronograma de construção de projetos de geração e transmissão se torna inadequado quando variáveis de incerteza são representadas, e este conceito deve ser substituído pelo de uma estratégia que considera diversas possibilidades de evolução de variáveis exógenas.
- O uso de uma única função objetivo escalar (normalmente baseada em custos), pode se tornar inadequado devido a objetivos conflitantes.

A solução encontrada é uma metodologia de planejamento baseada em otimização estocástica multi-objetivo e análise de decisões. A ferramenta proposta, MODPIN – modelo para o planejamento sob incertezas, foi desenvolvida com o apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), da Organização Latino-Americana para o Desenvolvimento Energético (OLADE) e do Grupo Coordenador para o Planejamento do Sistema (GCPS). O MODPIN decompõe o problema do planejamento em 3 subproblemas.

- (i) *investimento*, que define uma estratégia candidata;
- (ii) *operação*, que estima os custos de operação associados à estratégia produzida em (i);
- (iii) *financeiro*, que avalia os custos financeiros associados à estratégia produzida em (i).

Os resultados dos subproblemas de operação e financeiro são realimentados para o subproblema de investimento por restrições lineares, conhecidas como corte de Benders. Os coeficientes de restrição são os *custos marginais de capacidade*, isto é, a variação dos custos financeiros e de operação com relação aos reforços incrementais de cada candidato. O subproblema do investimento é formulado como um problema de otimização inteira mista, resolvido por

um algoritmo *Branch & Bound*. O subproblema de operação pode ser formulado por uma otimização determinística, supondo conhecidas as vazões, e resolvido por um algoritmo de fluxo de rede multi-estágio ou então por uma otimização probabilística, representando as vazões como um processo estocástico, e resolvido por programação dinâmica estocástica. Algumas incertezas são representadas por cenários, sendo possível atribuir pesos a cada cenário, que pode representar probabilidades. A Figura 3 mostra um exemplo de cenários de 3 cargas para um período de planejamento de 4 anos.

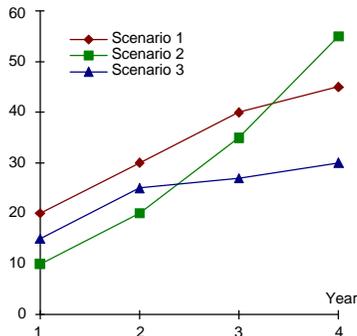


Figura 3 – CENÁRIOS DE CARGA.

O intercâmbio entre subsistemas é representado por um modelo de fluxo da rede, ilustrado na Figura 4. Esta representação modela as principais interconexões da transmissão. Os limites de transmissão existentes entre os subsistemas são representados pelos parâmetros: máxima capacidade de transmissão (MW) e coeficiente de perdas (%). Os elos de transmissão candidatos são representados pelos mesmos parâmetros das usinas geradoras.

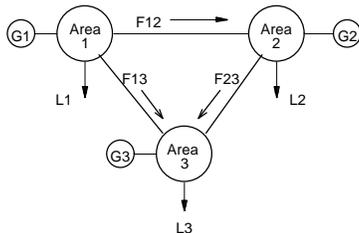


Figura 4 – INTERCONEXÕES DA TRANSMISSÃO.

Decisões de investimentos são relacionadas aos cenários por uma árvore de decisões, como mostrado na Figura 5, considerando cenários de cargas.

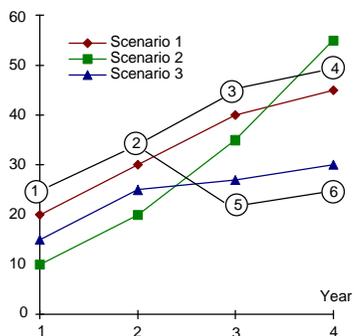


Figura 5 – ÁRVORE DE DECISÃO.

Supondo, por exemplo, que nos 2 primeiros anos não haja suficiente informação para definir o cenário de carga que irá efetivamente ocorrer. Neste caso, as decisões de investimentos para estes 2 primeiros anos serão as mesmas para os 3 cenários. Este fato é representado pelos nós 1 e 2 na árvore. A partir do terceiro ano, já existe informação suficiente para distinguir o cenário 3 dos outros 2 cenários. Assim, as decisões de planejamento associadas aos cenários 1 e 2 podem ser distintas das associadas ao cenário 3. Na árvore de decisões, os nós 3 e 4 representam as decisões associadas aos 2 primeiros cenários, enquanto os nós 5 e 6 representam as decisões associadas ao cenário 3.

Estando os parâmetros de entrada e a árvore de decisões definidos, a melhor estratégia de expansão pode ser definida. O critério de planejamento deve incluir a minimização de custos esperados de investimento e operação, arrependimento máximo, CMLP esperado e CMLP máximo.

Uma estratégia possível é a minimização da função arrependimento. Este critério permite a identificação de soluções mais robustas e flexíveis do que aquelas baseadas nos custos esperados. O processo de planejamento minimax é implementado em 2 estágios. Inicialmente, se calcula os custos de referência através de uma otimização determinística para cada cenário, como mostrado na figura 6. No exemplo da figura 5, 3 planos de expansão customizados seriam determinados.

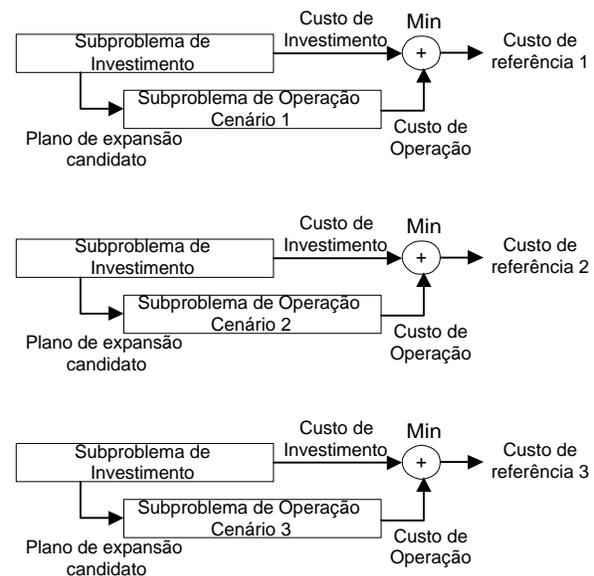


Figura 6 – CÁLCULO DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

A seguir, determina-se a estratégia de arrependimento mínimo, como mostrado na figura 7. Como já mencionado, a seqüência decisória 1-2-3-4 está associada aos cenários de carga 1 e 2. Os custos totais associados à implementação

desta seqüência são:

$$CT1 = ci(1-2-3-4) + co(1-2-3-4, D1)$$

$$CT2 = ci(1-2-3-4) + co(1-2-3-4, D2)$$

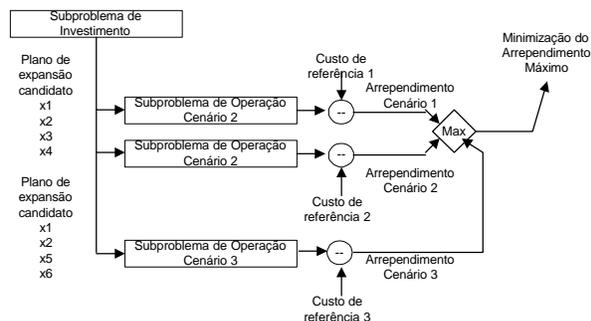


Figura 7 – CRITÉRIO MINIMAX

Neste caso, $CI(1-2-3-4)$ é o custo de investimentos para a seqüência 1-2-3-4, e os custos $CO(1-2-3-4, D1)$ e $CO(1-2-3-4, D2)$ são os custos operativos correspondentes para os cenários de carga 1 e 2, respectivamente. Por outro lado, a seqüência 1-2-5-6 está associada ao cenário 3. O seu custo total é dado pela soma do custo de investimento $CI(1-2-5-6)$ e do custo de operação para o cenário de carga 3.

$$CT3 = ci(1-2-5-6) + co(1-2-5-6, D3)$$

O arrependimento corresponde à diferença entre os custos totais de cada cenário para a estratégia escolhida, e os custos customizados de referência::

$$R1 = CT1 - CR1$$

$$R2 = CT2 - CR2$$

$$R3 = CT3 - CR3$$

Finalmente, o arrependimento máximo associado à estratégia de expansão é:

$$R^* = \text{Max} \{ R1, R2, R3 \}$$

4.3 – Planejamento da Transmissão

Um modelo completo para o planejamento da expansão da transmissão deve ser usado para elaboração de reforços da rede com base no planejamento integrado G&T, descrito anteriormente. O programa SINTRA, desenvolvido pelo CEPEL, é um sistema interativo para análise e síntese de redes elétricas. As funções disponíveis incluem adição e remoção de circuitos, planejamento automático de circuitos estáticos e planejamento de suporte de reativos.

As funções de síntese são ferramentas de planejamento que auxiliam nos estudos de planejamento da rede a médio e longo prazos. Estes estudos definem a especificação, o local, a quantidade e o cronograma de instalação de novos equipamentos (linhas, transformadores, ...), de forma que a carga prevista seja atendida no horizonte do planejamento de forma econômica e confiável. O plano de expansão da geração deve estar disponível.

Definir o plano ótimo de expansão da transmissão é um problema complexo, envolvendo considerações de um enorme número de combinações de circuitos candidatos. Não existem técnicas de otimização combinatória capazes de definir a solução ótima para problemas de grande porte.

Portanto, técnicas heurísticas que permitem a escolha de boas soluções com um esforço computacional razoável são atraentes para os problemas de planejamento da expansão da rede.

O objetivo destas técnicas é a obtenção do conjunto de adição de circuitos que permite o atendimento da carga prevista sem violação de limites operativos. Dado o conjunto de circuitos candidatos, o problema é resolvido em estágios, onde em cada estágio o melhor circuito é escolhido por uma análise de custos e benefícios. Esta análise é realizada para todos os circuitos pertencentes a uma lista de candidatos. O processo é repetido até que todas as violações sejam eliminadas, ou então nenhum circuito atrativo seja encontrado. Uma solução de fluxo de potência linearizado é aplicada neste contexto. A lista de candidatos, usada para escolher as melhores adições de circuitos, é baseada em índices de sensibilidade que medem o impacto destas incorporações no desempenho da rede, tais como mínima rejeição de carga no caso de redespatcho.

Considerando uma estratégia de planejamento da expansão pluri-anual, é necessário alocar os circuitos adicionais ao longo de todo o período de planejamento. Diversos cenários de carga, geração e rede são fornecidos ao longo do horizonte de planejamento. Uma vez obtido um plano de transmissão tentativo para um determinado cenário (por exemplo, o mais severo), seu desempenho pode ser verificado em comparação a qualquer outro. Novas adições ou remoções de circuitos podem ser implementadas manual ou automaticamente em bases anuais, procurando por um plano robusto que leve em conta os cenários mais importantes e severos.

5. CONCLUSÕES

O artigo descreveu o importante papel do planejamento indicativo em sistemas hidrotérmicos de grande porte, como é o caso do setor elétrico brasileiro. O planejamento indicativo é necessário para enviar os sinais econômicos adequados aos agentes geradores. Seu objetivo é a determinação de um plano de investimentos para construção de usinas e linhas de transmissão que minimizarão o custo global de investimento e operação. Também pode ser usado como base para calcular preços de referência para a negociação entre geradores e consumidores. As condições que minimizam a distância entre o plano indicativo e as decisões dos agentes privados foram discutidas. Certamente, o plano indicativo fornece sinais para o planejamento ótimo de um ponto de vista global. Por outro lado, o problema de investimentos para os agentes privados consiste na otimização de sua remuneração. Foram também apresentadas algumas ferramentas adequadas ao planejamento indicativo, como estudos de inventário, planejamento da expansão integrada G&T sob incertezas, e planejamento da expansão da transmissão.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] Pérez-Arriaga, H.Rudnick, W.O. Stadlin, "International Power System Transmission Open access Experience", paper 489 5 PWRS, presented at 1994 IEEE Summer Meeting.
- [2] X.Vieira Fo., B.G. Gorenstin, M.V.F. Pereira, J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, J.C.G. Praça, "Transmission Planning in an Environment of Competition in Generation", 1996 CIGRÉ Session, Paper 37-101, Paris, September 1996.