



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO SOB INCERTEZAS INTERNAS E EXTERNAS

L.A.F. Manso*
UFSJ, São João del-Rei, MG

L.C. Resende

C.E. Sacramento
CEMIG, Belo Horizonte, MG

A.M. Leite da Silva
UNIFEI, Itajubá, MG

L.S. Rezende

RESUMO

Este artigo apresenta uma nova metodologia para solucionar o problema da expansão a multiestágios de sistemas de transmissão/subtransmissão considerando as incertezas internas e externas. A modelagem dada ao problema considera a busca pela solução de mínimo custo global, composto pelos custos de investimentos, pelos custos de interrupção, ou valor da confiabilidade (índice LOLC – *Loss of Load Cost*) e pelos custos de operação, restrito ao custo de perdas ôhmicas. Para a consideração das incertezas internas é realizada uma avaliação da confiabilidade, utilizando a simulação Monte Carlo não-seqüencial. Especificamente em relação ao tratamento das incertezas externas este artigo utiliza a técnica de cenários, explorando as suas características e os principais critérios de tomada de decisão frequentemente utilizados. Para a busca do plano ótimo é utilizada a metaheurística Busca Tabu. Estudos utilizando um sistema real da CEMIG são apresentados e discutidos.

PALAVRAS-CHAVE

Expansão da transmissão, Planejamento sob incertezas, Valor da confiabilidade, Busca Tabu, Simulação Monte Carlo.

1.0 - INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão dos sistemas de transmissão/subtransmissão, no que se refere à consideração de incertezas, tem sido tratado através de duas abordagens distintas: *determinística* e *não-determinística* (1). Na primeira abordagem, a adição de reforços baseia-se essencialmente nos valores estimados de alguns parâmetros, tais como custos de investimentos, custos associados às perdas ôhmicas e custos de manutenção. No outro extremo, a abordagem não-determinística tem se preocupado em explicitar a influência de diversas incertezas presentes no processo de planejamento. A literatura classifica essas incertezas em *internas* – quando envolvem indefinições relacionadas às indisponibilidades dos equipamentos do sistema de potência; variações de alguns recursos energéticos (e.g. afluições hidrológicas) etc., e *externas* – quando as indefinições envolvidas relacionam-se às projeções de mercado (demanda e energia); taxas de interesse e de câmbio; regras do novo mercado competitivo etc.

De modo geral, as incertezas internas caracterizam-se por obedecer a alguma distribuição de probabilidade conhecida. Então, os valores futuros dos parâmetros poderão ser previstos com base no histórico de valores observados no passado. No caso das incertezas associadas à indisponibilidade dos equipamentos de transmissão e geração, o seu efeito no processo de tomada de decisão pode ser considerado através do índice LOLC – *Loss of Load Cost* (2),(3). Em relação às incertezas externas, existe uma maior dificuldade para modelá-las, pelo fato das mesmas não seguirem um comportamento que possa ser descrito com base na observação de valores passados ou com base em alguma lei estatística (4). Atualmente, os métodos mais utilizados para lidar com

* DEPEL – UFSJ – Universidade Federal de São João del-Rei – Praça Frei Orlando, 170, São João del-Rei, MG
Tel.: (32) 3379-2583 – Fax: (32) 3379-2306 – E-mail: lmanso@ufsj.edu.br

incertezas dessa natureza são: a técnica de cenários e a análise via árvore de decisões (5).

No primeiro método, os possíveis valores que alguns parâmetros condicionantes do futuro poderão assumir (e.g. taxa de crescimento da carga) definem os cenários a serem avaliados. A construção de cenários pode ser vista como uma maneira estruturada para lidar com as incertezas. As estratégias (i.e. planos de expansão) são, então, avaliadas sob as condições de cada cenário, e a decisão é tomada com base na análise do conjunto de estratégias e cenários. Quando o segundo método é empregado o conjunto de cenários é organizado na forma de uma árvore de eventos. Cada ramo dessa árvore equivale a um evento, ao qual se atribui uma probabilidade de ocorrência. Um cenário corresponde a um caminho entre o nó inicial e o nó final. A decisão é tomada avaliando-se as seqüências de eventos através das técnicas da teoria da decisão.

Este artigo apresenta uma nova metodologia para solucionar o problema da expansão a multiestágios de sistemas de transmissão/subtransmissão considerando as incertezas internas e externas. A modelagem dada ao problema considera a busca pela solução de mínimo custo global, composto pelos custos de investimentos, pelos custos de interrupção, ou valor da confiabilidade (índice LOLC (2), (3)), e pelos custos de operação, restrito ao custo de perdas ôhmicas. Para a consideração das incertezas internas é realizada uma avaliação da confiabilidade, utilizando a simulação Monte Carlo não-sequencial (3). Especificamente em relação ao tratamento das incertezas externas este artigo utiliza a técnica de cenários, explorando as suas características e os principais critérios de tomada de decisão frequentemente utilizados. Para a busca do plano ótimo é utilizada a metaheurística Busca Tabu (6), (7). Estudos utilizando um sistema real da CEMIG são apresentados e discutidos.

2.0 - CONSIDERAÇÃO DE INCERTEZAS

2.1 Incertezas internas

O planejamento da expansão determinístico não considera o aspecto aleatório do comportamento do sistema, devido às saídas forçadas dos equipamentos de geração e transmissão, e às flutuações da carga. Portanto, está implícito na utilização de métodos determinísticos que o dimensionamento da rede elétrica é sempre realizado para a ocorrência da pior condição de disponibilidade dos circuitos. Tradicionalmente, o planejamento determinístico utiliza os critérios denominados "N-1" e "N-2". Estes critérios baseiam-se nas análises das piores situações associadas a contingências simples e duplas, respectivamente, e realizam análises comparativas de planos de expansão candidatos. A partir do conjunto de planos de expansão que obedecem aos critérios de desempenho, o planejador escolhe aquele que apresenta o menor custo em termos de valor presente. Em geral, a aplicação das metodologias determinísticas pode levar a investimentos elevados e, ao mesmo tempo, pode não garantir níveis adequados de confiabilidade para todas as barras ou áreas do sistema.

A principal razão para este fato está na não consideração do comportamento aleatório do sistema. Estes aspectos podem ser capturados apenas pelos métodos probabilísticos, os quais consideram as incertezas internas. Estes métodos produzem índices de confiabilidade a partir da utilização de parâmetros, como taxas de falha e tempos médios de reparo, que representam o histórico estatístico de falhas dos componentes. A utilização do valor da confiabilidade (custo de interrupção), por explicitar e traduzir em termos econômicos os benefícios incorridos no sistema pela adoção de uma determinada alternativa de expansão, permite a busca por soluções que realmente minimizem o custo global de expansão.

2.2 Incertezas externas

Ao longo dos últimos anos as concessionárias do setor elétrico vêm sendo submetidas a mudanças estruturais. Entre estas mudanças estão a re-regulamentação da geração de energia elétrica, o maior acesso aos sistemas de transmissão, alterações na regulação econômica, crescente preocupação com os impactos ambientais da produção e uso da eletricidade, aumento da oposição pública à construção de linhas de transmissão, etc. (8). Além disto, têm-se verificado consideráveis incertezas quanto: ao futuro crescimento da carga, à disponibilidade e preços dos combustíveis e aos custos e tempos de construção de diferentes reforços ao sistema. Para enfrentar esta realidade um novo modelo de atuação chamado Planejamento Integrado de Recursos (*Integrated Resource Planning* - IRP) vem sendo empregado (9)-(10). O IRP avalia de forma consistente os recursos do lado da demanda e os recursos de fornecimento objetivando atender as necessidades dos consumidores ao mais baixo custo econômico e social.

Uma outra alternativa para fazer frente às incertezas citadas anteriormente consiste em adotar planos de expansão flexíveis, ou seja, capazes de adaptar o desenvolvimento planejado para o sistema, de forma rápida e a custos razoáveis, mediante qualquer mudança, prevista ou não, em relação às condições presentes à época do planejamento (5). Para este fim, os métodos mais adequados são a técnica de cenários e a análise via árvore de decisões (4), inicialmente aplicados em sistemas de geração hidrotérmicos para a obtenção das chamadas estratégias de expansão. Estes métodos implicam na solução de volumosos problemas matemáticos, até mesmo quando extensivas simplificações na modelagem do sistema de potência são adotadas. Apesar dos constantes progressos na capacidade de desempenho dos computadores, a aplicação destes métodos é ainda muito limitada.

Em geral, os trabalhos divulgados analisam um número muito reduzido de cenários, especialmente para o caso da transmissão (11)-(14), o qual apresenta requisitos computacionais mais elevados.

A solução mais simples para o enfrentamento das incertezas externas é a definição de redes mais robustas, capazes de suportar todos os cenários futuros. Entretanto, para que a solução obtida não apresente uma baixa relação benefício-custo, é necessário utilizar técnicas específicas para a tomada de decisão, como por exemplo a minimização do máximo arrependimento (5), (15).

Vê-se, portanto, que um dos principais desafios para o planejador é a identificação das incertezas mais relevantes e dotar o sistema de meios para superá-las. Em princípio, as incertezas externas que devem receber mais atenção, no caso brasileiro, estão associadas à carga de longo prazo, à localização de novos produtores (geração distribuída), à possibilidade de novas interligações e às taxas de juros.

Existe uma maior dificuldade para modelar as incertezas externas, pois as mesmas não seguem um comportamento que possa ser descrito com base na observação de valores passados ou com base em alguma lei estatística. Portanto, este artigo concentra-se no tratamento de incertezas externas por meio da técnica de cenários, utilizando os critérios do mínimo custo esperado e de minimização do máximo arrependimento (5) para a escolha do melhor plano de expansão.

3.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta neste artigo para o planejamento da expansão da rede de transmissão sob incertezas pode ser dividida em cinco etapas/passos principais:

Obtenção do sistema equivalente – O sistema equivalente é obtido a partir de um caso base de fluxo de potência convergido. Para a sua determinação é necessária a definição dos sistemas interno e externo. O primeiro é composto pelas barras contidas na região em que serão realizados os estudos de planejamento. Já o segundo sistema é composto pela região que será reduzida às barras de fronteira utilizando as equações de *Ward* (16). A utilização de sistemas equivalentes propicia um ganho computacional indispensável, tanto para a realização do processo de busca de soluções para a expansão, quanto para os estudos de confiabilidade.

Busca das melhores alternativas de expansão – Para a obtenção de um conjunto de soluções (i.e. alternativas de expansão) técnica e economicamente atrativas é utilizado um algoritmo de otimização baseado na metaheurística Busca Tabu (7), considerando os custos de investimento e perdas ôhmicas. A finalidade deste algoritmo é auxiliar o planejador na tarefa de gerar um conjunto inicial de alternativas de expansão, o qual será avaliado posteriormente considerando as incertezas internas e externas e a modelagem AC.

Consideração das incertezas internas (avaliação da confiabilidade) – Em função do alto custo computacional envolvido, apenas o conjunto de alternativas obtidas pelo algoritmo de otimização são submetidas à análise de confiabilidade. Como parâmetro de avaliação do desempenho de cada uma das soluções selecionadas utiliza-se o índice LOLC, obtido por meio de simulação Monte Carlo não-sequencial, com análise via fluxo DC dos estados amostrados.

Análise de fluxo AC – As soluções fornecidas pelo algoritmo de otimização também são avaliadas através de um programa de fluxo de potência AC. Nesta análise são considerados os carregamentos das linhas de transmissão e o perfil de tensão das barras do sistema interno. Desta forma, é possível identificar se as soluções obtidas, por meio de fluxo de potência DC, apresentam problemas de tensão ou sobrecarga em alguns circuitos. Isto porque os circuitos podem não ter capacidade para acomodar os fluxos de reativos na rede. Portanto, as melhores alternativas encontradas sob os aspectos de investimentos, perdas e confiabilidade podem não ser viáveis quando o fluxo de reativo e os níveis de tensão nas barras forem considerados.

Análise sob incertezas externas – As melhores soluções sob os aspectos de investimentos, perdas, confiabilidade e fluxo AC são finalmente avaliadas considerando incertezas externas. Para tal é utilizada a técnica de cenários. No estudo a ser apresentado, apenas incertezas relacionadas ao crescimento anual da demanda serão consideradas. Incertezas em outros parâmetros, tais como a taxa de desconto e o custo unitário de interrupção, poderiam também ser utilizadas para a definição dos cenários considerados.

4.0 - APLICAÇÃO

Nesta seção a metodologia proposta é aplicada a um sistema de subtransmissão da CEMIG, composto por 33 barras e 55 circuitos. A capacidade de geração instalada deste sistema, em 2008, é de 465 MW e o pico de carga de 248,4 MW. Um diagrama simplificado do sistema CEMIG, o qual inclui a melhor alternativa de expansão encontrada, é apresentado na Figura 2, ao final deste artigo. O principal objetivo do estudo realizado é obter a melhor estratégia de expansão para a interligação da subestação localizada na barra 1832 ao sistema de 138 kV

no horizonte 2008-2015. O crescimento médio anual da carga é de 4,8%, o que resulta em um pico de carga de 343,7 MW para o ano horizonte.

4.1 Obtenção do sistema equivalente

Para a realização do estudo de expansão é necessário obter um sistema equivalente considerando a alternativa de expansão definida pelo Grupo de Trabalho do Planejamento Indicativo (GTPI), para cada ano do horizonte 2008-2015. Então, utilizando-se o histórico de casos anuais (2008-2015) do sistema interligado brasileiro e o programa ANAREDE (17), obtém-se o sistema equivalente de cada ano. A partir do caso convergido de fluxo de potência para um dado ano, sem violações e para carga pico, o programa ANAREDE fornece a rede equivalente, reduzida às barras de fronteira, com as respectivas injeções equivalentes. As injeções de potência ativa com valores negativos são representadas por cargas equivalentes. Já para valores positivos, utilizam-se gerações equivalentes. Neste último caso, um acréscimo de 10% é utilizado para simular a capacidade máxima de geração em cada barra de fronteira. Este procedimento visa reproduzir a capacidade da área externa responder às eventuais contingências ocorridas no sistema interno. Em relação aos circuitos equivalentes, é assumida uma capacidade de transmissão ilimitada.

4.2 Busca das Melhores Alternativas de Expansão

Para que novas alternativas de expansão possam ser obtidas todos os reforços definidos pelo GTPI, para o sistema interno (CEMIG) são retirados de cada sistema equivalente. No que se refere às alternativas de expansão, são permitidas adições de novos circuitos em todas as conexões entre barras de 138 kV com distâncias inferiores a 100 km. Em cada uma destas conexões admite-se que poderão existir no máximo três circuitos.

Para a obtenção das melhores alternativas, i.e. seqüências de investimentos, é utilizado um algoritmo de otimização baseado na metaheurística Busca Tabu, considerando os custos de investimento e de perdas ôhmicas (7). Os valores 10, 50 e 5 são adotados para os parâmetros diversificação, intensificação e tamanho da lista tabu, respectivamente. O valor 1000 R\$/kW é definido para a penalidade de corte de carga. Para o cálculo do custo de perdas, são adotados os seguintes valores: tarifa de compra de energia = 0,10 R\$/kWh e fator de carga = 0,5. As seqüências são construídas considerando todos os anos do período de estudo, o que resulta em 8 estágios, sendo utilizada uma taxa de interesse de 10% ao ano. As melhores seqüências são obtidas a partir do estudo de diversas ordens de priorização dos estágios/anos (7). Para um dado ano priorizado são selecionadas as quinze melhores soluções. Para os demais anos, as melhores soluções encontradas são condicionadas às soluções do ano priorizado, de forma a se obter as melhores seqüências. Ao final do processo apenas as cinco melhores seqüências de investimentos são selecionadas.

4.3 Consideração das incertezas internas (avaliação da confiabilidade)

As melhores seqüências obtidas são, agora, avaliadas sob o ponto de vista da confiabilidade, considerando o índice LOLC como parâmetro de desempenho. Para tal é utilizado o programa NH2 (18), considerando a simulação Monte Carlo não-sequencial e carga constante no seu valor de pico. Vale destacar que outros programas de avaliação da confiabilidade e também outros modelos de carga podem ser utilizados. Como o programa NH2 não fornece o valor da LOLC diretamente, este índice é calculado pelo produto entre a energia esperada não suprida (EENS – *Expected Energy Not Supplied*) e o custo unitário de interrupção de energia, o qual é considerado igual a R\$ 1,50 por kWh.

Na Tabela 1 são apresentados os custos obtidos para as cinco seqüências vencedoras. Quanto ao custo das perdas ôhmicas são apresentadas as suas variações em relação ao valor obtido pela seqüência de menor custo total em valor presente de perdas (i.e. Seqüência A). Como pode ser verificado, a Seqüência A apresenta o menor custo total, seja considerando ou não a LOLC. No entanto, ao incluir o custo devido à confiabilidade, a Seqüência D torna-se atrativa, uma vez que apresenta o segundo menor custo total, próximo do valor apresentado pela vencedora (diferença de aproximadamente R\$ 0,06 milhões).

A seqüência vencedora até o momento (Seqüência A) apresenta os seguintes reforços: um circuito entre as barras 1832 e 4762 (em 2008) e mais dois circuitos em 2009 (1821-1828 e 1828-1832). Ainda que todas as seqüências apresentem a mesma quantidade de reforços (três), nota-se que a localização destes tem impactos significativos no índice LOLC. Como exemplo, tem-se custos de confiabilidade que variam entre R\$ 10,02 milhões e R\$ 22,19 milhões. Portanto, a relevância da inserção da avaliação da confiabilidade nos estudos de planejamento fica mais uma vez demonstrada.

Para verificar o impacto da utilização de equivalentes a partir do plano de expansão do GTPI, novos sistemas equivalentes foram obtidos utilizando-se os reforços definidos pelas seqüências da Tabela 1. Em todos os novos sistemas foram constatadas pequenas variações (menores que 2%) nas injeções das barras de fronteira. Isto era esperado, uma vez que as modificações da configuração do sistema interno não devem influenciar significativamente as injeções e fluxos do sistema externo, principalmente em sistemas malhados.

Tabela 1 – Custo Total das Melhores Seqüências.

Seqüência	Custo em Valor Presente (R\$ milhões)			
	Investimento	Perdas	LOLC	Total
A	33,15	-	12,15	45,30
B	34,10	0,77	12,19	47,06
C	32,04	3,25	22,19	57,48
D	34,80	0,54	10,02	45,36
E	32,08	3,26	21,96	57,30

4.4 Análise de Fluxo AC

As alternativas de expansão obtidas na Seção 4,2, embora tenham sido encontradas utilizando uma redução da capacidade máxima de transmissão dos circuitos (para acomodar as perdas e respeitar limites de queda de tensão), podem, eventualmente, apresentar problemas de tensão ou sobrecarga de alguns circuitos quando o modelo de fluxo AC é empregado. Isso porque a margem de capacidade devida a essa redução pode não ser suficiente para acomodar o fluxo de reativo na rede. Portanto, as melhores alternativas encontradas sob os aspectos de investimentos e perdas podem não ser viáveis quando o fluxo de reativo e os níveis de tensão nas barras forem levados em consideração. Com a análise de fluxo de potência AC das melhores alternativas tem-se uma seleção mais criteriosa dos planos de expansão.

No que diz respeito à dimensão do sistema, diferentemente do que foi feito para o problema de otimização, para o qual o sistema externo foi representado através de equivalentes, na análise de fluxo AC foram utilizadas as configurações completas do sistema para todos os anos do estudo de planejamento.

As três melhores seqüências apresentadas na Tabela 1 (A, B e D) foram selecionadas para a análise AC. Foi possível verificar que os limites das tensões nas barras (0,95 - 1,05 pu) e dos carregamentos nos circuitos não foram violados. Ademais, estas seqüências se mostraram semelhantes quanto a essas variáveis. Para uma análise comparativa das alternativas selecionadas, a Tabela 2 apresenta os valores médios obtidos para as tensões nas barras e para os carregamentos dos circuitos. Cabe salientar que somente os circuitos e as barras pertencentes à região de interesse foram utilizados. Pode-se observar na Tabela 2, que estas seqüências apresentaram valores médios de tensão e de carregamento percentual semelhantes e em níveis satisfatórios. Portanto, a decisão a ser tomada deve levar em conta, principalmente, os custos totais apresentados.

Tabela 2 – Médias dos Carregamentos e das Tensões.

Seqüência	Valor Médio	
	Tensão das Barras (pu)	Carregamento dos Circuitos (%)
A	1,007	34,23
B	1,006	34,22
D	1,006	33,58

4.5 Consideração das incertezas externas

O estudo de expansão sob incertezas externas é realizado considerando-se três cenários distintos. Cada cenário é definido pelo crescimento anual da carga do sistema interno, conforme a seguir:

- *Cenário Baixo*: crescimento médio anual da carga igual a 2,3%;
- *Cenário Médio*: crescimento médio anual da carga utilizado pelo GTPI (4,8%). Este cenário foi utilizado nos estudos apresentados nas Seções 4.1 a 4.4 (Seqüências A – E);
- *Cenário Alto*: crescimento médio anual da carga igual a 7,4%.

A Figura 1 ilustra os crescimentos da carga total do sistema interno para cada um dos cenários. Salienta-se que a consideração de incertezas para o crescimento anual da carga ficou restrita ao sistema interno.

A capacidade máxima de geração da área interna foi mantida constante para os três cenários. Já as capacidades de geração das barras de fronteira são determinadas pelos modelos equivalentes da área externa de cada cenário. Vale lembrar que estas capacidades possuem um excedente de 10% em relação ao despacho do caso

base.

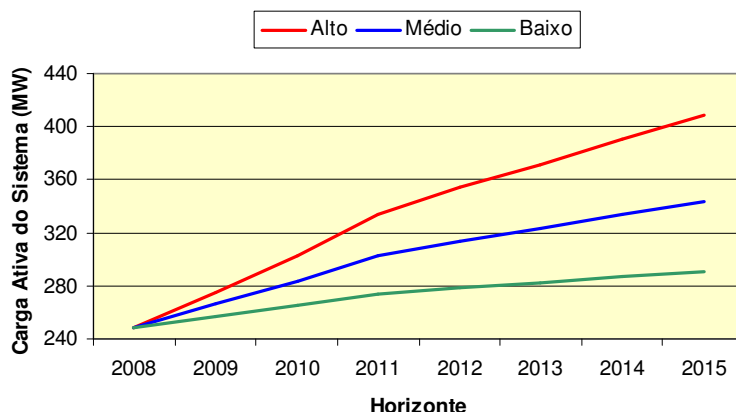


Figura 1 – Carga Total do Sistema – Cenários Alto, Médio e Baixo.

O procedimento adotado para a obtenção das melhores seqüências (A – E) do cenário médio é repetido para encontrar as melhores seqüências dos cenários baixo e alto. A seguir são apresentados na Tabela 3 os custos envolvidos nas três melhores seqüências obtidas para os cenários alto e baixo. Cabe ressaltar que para o cálculo do custo de perdas, foi utilizado como referência o valor da seqüência de menor custo dentro de cada cenário.

Tabela 3 – Melhores Seqüências - Cenários Baixo e Alto.

Seqüência	Cenário	Custo em Valor Presente (R\$ Milhões)			
		Investimento	Perdas	LOLC	Total
F	Baixo	32,54	-	10,90	43,43
G	Baixo	31,83	0,20	12,78	44,82
H	Baixo	31,43	2,42	12,50	46,36
I	Alto	41,30	-	16,64	57,94
J	Alto	40,90	1,74	20,83	63,47
K	Alto	40,20	2,02	23,25	65,47

Posteriormente, as melhores seqüências, ou estratégias de expansão, obtidas para cada cenário devem ser avaliadas sob as condições dos demais cenários. Caso necessário, algumas modificações poderão ser realizadas para adequar estas seqüências. Os critérios de decisão Mínimo Custo Esperado e Minimização do Máximo Arrependimento (5) são utilizados para indicar a seqüência de expansão mais adequada. Através destes critérios é possível avaliar a robustez e flexibilidade das seqüências selecionadas quando submetidas aos cenários considerados.

Mínimo Custo Esperado - Os custos total e esperado das seqüências selecionadas estão mostrados na Tabela 4. Os valores 0,25, 0,50 e 0,25 foram especificados para as probabilidades de ocorrência dos cenários baixo, médio e alto, respectivamente. Através da Tabela 4, é possível verificar que a Seqüência A possui o menor custo esperado, sendo, portanto, a vencedora para os cenários considerados. Nota-se também que as seqüências vencedoras em cada cenário (em destaque) foram geradas a partir deste mesmo cenário. Isto comprova a eficiência do algoritmo de otimização para encontrar as melhores seqüências de cada cenário.

Minimização do Máximo Arrependimento - A Tabela 5 apresenta os arrependimentos nos cenários baixo, médio e alto, assim como o máximo arrependimento, obtidos para cada seqüência. Diferentemente do ocorrido para o critério de mínimo custo esperado, a Seqüência I torna-se a vencedora quando a minimização do máximo arrependimento é adotada.

Analisando as Tabelas 4 e 5, conclui-se que a Seqüência I pode ser considerada a mais atrativa, pois possui um custo esperado pouco acima daquele apresentado pela Seqüência A (R\$ 0,28 milhões), enquanto propicia o menor arrependimento máximo (R\$ 1,73 milhões mais baixo que o apresentado pela Seqüência A). A decisão final para a escolha da melhor seqüência dependerá da aversão ao risco adotada pela empresa. A Figura 2 ilustra o diagrama unifilar do sistema CEMIG, configuração obtida pela Seqüência I, para o ano 2015 e cenário médio.

O tempo de processamento gasto pela metodologia proposta para realizar a presente aplicação, incluindo todas as simulações realizadas, foi de 9 horas e 55 minutos, utilizando um processador de 2,4 GHz.

Tabela 4 – Custos Total e Esperado.

Seqüências	Custo Total (R\$ Milhões)			Custo Esperado (R\$ Milhões)
	Baixo	Médio	Alto	
F	43,43	60,73	73,52	59,60
G	44,82	57,58	73,92	58,48
H	46,36	56,25	64,48	55,84
A	45,25	45,30	62,94	49,70
B	46,74	45,36	63,47	50,23
D	48,10	47,06	65,47	51,92
I	44,84	48,57	57,94	49,98
J	46,74	45,36	63,47	50,23
K	48,10	47,06	65,47	51,92
Probabilidade	0,25	0,50	0,25	

Tabela 5 – Matriz de Arrependimentos.

Seqüências	Arrependimento (R\$ Milhões)			Máximo Arrependimento (R\$ Milhões)
	Baixo	Médio	Alto	
F	0,00	15,43	15,58	15,58
G	1,39	12,29	15,98	15,98
H	2,92	10,96	6,54	10,96
A	1,82	0,00	5,00	5,00
B	3,31	0,05	5,53	5,53
D	4,66	1,75	7,53	7,53
I	1,41	3,27	0,00	3,27
J	3,31	0,05	5,53	5,53
K	4,66	1,75	7,53	7,53

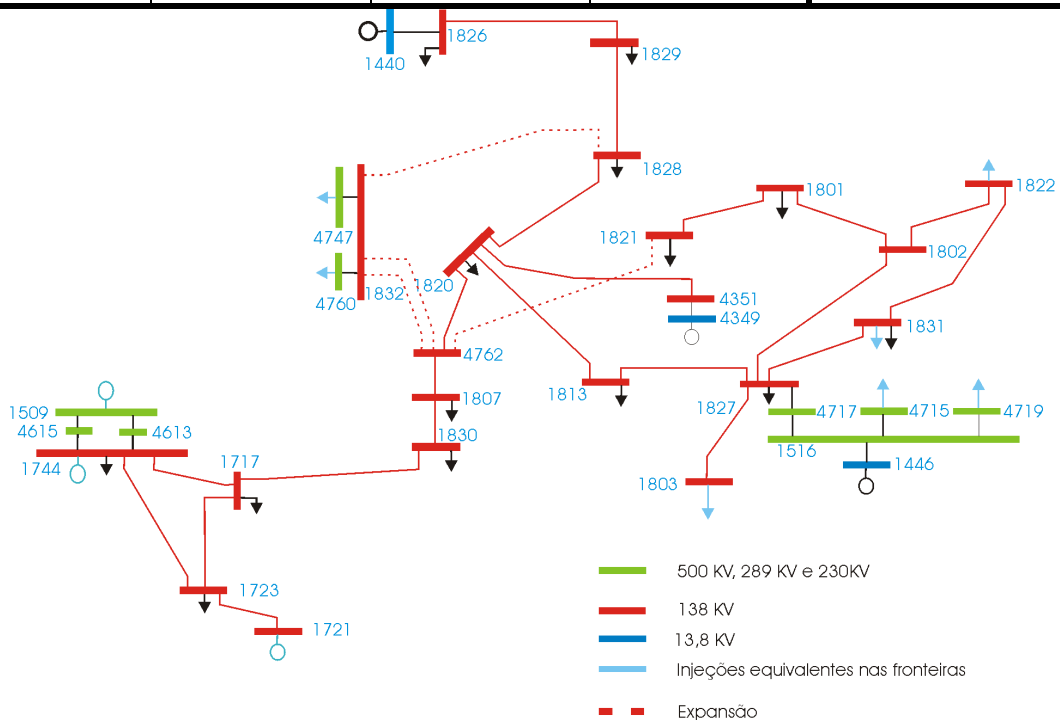


Figura 2 – Diagrama Unifilar com Expansão da Seqüência I.

5.0 - CONCLUSÃO

Uma característica importante do planejamento da expansão da transmissão é a sua natureza dinâmica, a qual requer a evolução temporal da adição de reforços ao longo do horizonte de planejamento. Muitos métodos têm sido propostos recentemente para solucionar o problema da expansão da transmissão, considerando somente um ano (estágio) futuro. Mesmo nestes casos, o problema é extremamente complexo, e muitas simplificações têm sido empregadas, tal como a não consideração tanto de incertezas internas quanto externas.

Este artigo apresentou uma nova metodologia baseada no método de Busca Tabu, levando em consideração a natureza dinâmica, os custos de perdas na transmissão e as incertezas internas e externas. Para a consideração da natureza dinâmica, a metodologia proposta utilizou uma análise a multiestágios, realizando a busca das melhores soluções de cada estágio de forma coordenada. Em relação às incertezas internas, os planos de expansão foram avaliados por meio do índice LOLC. Finalmente, as incertezas externas foram consideradas através da técnica de cenários. A metodologia proposta foi empregada com sucesso em estudos envolvendo um sistema real. Nestes estudos, foi possível observar que os efeitos da confiabilidade, perdas ôhmicas e incertezas externas no desempenho dos planos de expansão são muito relevantes, e em alguns casos, decisivos para a escolha do melhor plano.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao aluno de doutorado Warley de Sousa Sales (UNIFEI), pelas contribuições e sugestões dadas ao longo dos trabalhos, e ao CNPq, CAPES e FAPEMIG pelo apoio financeiro recebido.

7.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) G. Latorre, R.D. Cruz, J.M. Areiza, A. Villegas, "Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, pp. 938 – 946, May 2003.
- (2) A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, J.C.O. Mello, R. Billinton, "Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads", *IEEE Trans. on Power Syst.*, Vol. 15, No. 1, pp. 73-80, Feb. 2000.
- (3) L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, "Probabilistic Criteria for Power System Expansion Planning", *Electric Power Systems Research*, Vol. 69, No. 1, pp. 51-58, April 2004.
- (4) B.G. Gorenstin, P. Novella, J.P. Costa, N. Paciornik, "Planejamento sob Incertezas", XIII SNPTEE, Florianópolis - SC, GPL/07, Out. 1995.
- (5) CIGRE Working Group 37.10, "Methods for Planning under Uncertainty - Towards Flexibility in Power System Development", *ELECTRA*, No. 161, pp. 143-164, 1995.
- (6) R.A. Gallego, R. Romero, A. Monticelli, "Tabu Search Algorithm for Network Synthesis", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, pp. 490-495, May 2000.
- (7) A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, L.C. Resende, L.S. Rezende, "Tabu Search Applied to Transmission Expansion Planning Considering Losses and Interruption Costs", PMAPS 2008 - 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Rincón - Porto Rico, CD-ROM, pp. 1-7, 2008.
- (8) CIGRE Working Group 37.10, "Dealing with Uncertainty in System Planning – has Flexibility Proved to be an Adequate Answer?", *ELECTRA*, No. 151, pp. 53-65, 1993.
- (9) E. Hirst, C. Goldman, "Key Issues in Integrated Resource Planning for Electric Utilities", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 5, pp. 1105-1111, 1990.
- (10) D.L.S. Tortelly et al., "Expansion Planning under Uncertainty and Competition – techniques and models applied to integrated resource plan of LIGHT", V SEPOPE, Recife, pp. 601-608, 1996.
- (11) S. Vassena, P. Mack, P. Rousseaux, C. Druet, L. Wehenkel, "A Probabilistic Approach to Power System Network Planning Under Uncertainties", *IEEE Bologna Power Tech*, paper 271, Italy, Jun. 2003.
- (12) J.B. Ludwig, L. Cardoso, "Planejamento com Incertezas – o Desafio do Planejamento da Transmissão", XVII SNPTEE, Uberlândia – MG, GPL/18, Out. 2003.
- (13) M.O. Buygi, M. Shahidelpour, H.M. Shanechi, G. Balzer, "Market Based Transmission Planning Under Uncertainties", PMAPS 2004 - 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Ames – USA, CD-ROM, pp. 1-6, 2004.
- (14) B.V.K. Chennapragada, C. Radhakrishna, R. Vallampatil, "Risk-based approach for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environment", PMAPS 2006 - 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm – Sweden, CD-ROM, pp. 1-4, 2006.
- (15) R.N. Fontoura Filho, M. Th. Schilling, P. Gomes, J.C.O. Aires, "Enfrentando Incertezas no Planejamento da Transmissão de Sistemas de Potência", V SEPOPE, Recife-PE, (1996) SP-31.
- (16) J. B. Ward, "Equivalent Circuits for Power Flow Studies", *AIEE Transactions*, Vol. 98, pp. 498-508, 1949.
- (17) CEPEL, "Programa Anarede – Sistema Computacional para Análises de Redes", Guia do usuário, Versão 08MAR05A, Março 2005.
- (18) CEPEL, "Programa NH2 - Sistema Computacional para Análise Probabilística e Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Elétricos", Guia do usuário, Versão 7.0, Maio 2004.