



GPL/017

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO VII PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA BASEADO EM CRITÉRIOS DE CONFIABILIDADE

L.A.F. Manso
FUNREI, MG

A.M. Leite da Silva*
EFEI, MG

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para o planejamento da expansão de sistemas de potência utilizando critérios de confiabilidade. Um processo de seleção das melhores alternativas de expansão, composto por quatro fases, é proposto com o objetivo de hierarquizar a utilização dos modelos de avaliação. A enumeração de estados e a simulação Monte Carlo não-sequencial são utilizadas basicamente como filtros. Já a simulação Monte Carlo pseudo-cronológica é utilizada para avaliar detalhadamente os custos de expansão das alternativas selecionadas em fases anteriores. A eficiência da metodologia proposta é comprovada através de um estudo de expansão do sistema MRTS (*Modified IEEE Reliability Test System*).

Palavras-chave: Planejamento da expansão; Valor da confiabilidade; Critérios de planejamento; Simulação Monte Carlo.

1. INTRODUÇÃO

O objetivo central do planejamento da expansão de sistemas de potência é atender a demanda futura da carga com *mínimo* custo e *máxima* confiabilidade. Postergar reforços implica na redução do custo de investimentos, porém haverá queda na confiabilidade do atendimento aos consumidores, seguida de um aumento de seus custos associados (valor da confiabilidade). Esta relação conflitante pode ocorrer também em relação aos custos de operação do sistema. Portanto, o grau de acertos na elaboração do plano de expansão terá impacto tanto na tarifa de energia elétrica, quanto na qualidade do serviço prestado.

Em um ambiente competitivo, a expansão de sistemas de potência pode ter como guia o chamado *planejamento indicativo* de mínimo custo [1], o qual ficará a cargo de um órgão independente. O planejamento indicativo deve garantir padrões mínimos de qualidade ao fornecimento de energia, e ao mesmo tempo apresentar sinais que irão nortear os esforços de expansão do sistema, identificando possíveis pontos vulneráveis e estabelecendo regras para as tarifas do setor. Neste contexto, o processo de planejamento proposto neste trabalho terá grande aplicação, apresentando para cada alter-

nativa selecionada, a correspondente *tarifa média de expansão* (custo incremental de longo prazo, ou de expansão), desagregada em parcelas que irão remunerar os custos envolvidos (tarifa por investimentos, tarifa por custos de produção e tarifa por custos de interrupção) e, portanto, garantir a expansão do sistema [2].

Sendo o nível de confiabilidade uma variável do processo de otimização, é possível a obtenção de alternativas com baixo custo global e deteriorada qualidade no fornecimento de energia. Para evitar estas alternativas, alguns trabalhos [3,4] propõem que as decisões de reforços sejam tomadas com base em índices de risco do custo de interrupção. Uma outra opção, adotada neste trabalho, consiste em utilizar critérios de confiabilidade durante o processo de planejamento.

A partir do estudo comparativo dos métodos de avaliação da LOLC – *Loss of Load Cost* [5,6], e considerando as características de desempenho das opções de avaliação de confiabilidade oferecidas pelo programa REAL [7], é proposto um processo para a seleção das melhores alternativas de expansão de um sistema de potência. Este processo de seleção, dividido em quatro fases, permite hierarquizar a utilização dos modelos de avaliação escolhidos, e deste modo, conciliar a avaliação rigorosa das alternativas com a natureza combinatorial do problema do planejamento da expansão.

A metodologia proposta é baseada em três métodos. A enumeração de estados e a simulação Monte Carlo não-sequencial são utilizadas basicamente como filtros. Já uma nova metodologia, a simulação Monte Carlo pseudo-cronológica [8,9], é utilizada para avaliar detalhadamente os custos de expansão das alternativas selecionadas em fases anteriores. Para uma consideração mais realista dos custos de interrupção de energia é utilizada a política de *minimização do custo do corte* e uma detalhada representação do processo de falha [5,6], capaz de identificar os diferentes blocos de energia interrompida, em cada barra e para cada classe consumidora.

Através de um estudo de expansão para o sistema *Modified IEEE Reliability Test System - MRTS* [10], é demonstrada a

evolução do processo de seleção das alternativas. O objetivo central deste processo é não deixar crescer demasiadamente o número de configurações básicas obtidas para o ano ou estágio seguinte. Ao mesmo tempo, ao final de cada ano do planejamento, são realizadas as possíveis reduções na árvore de expansão, o que permite obter uma árvore de expansão do sistema extremamente reduzida.

2. O PROGRAMA REAL

Nesta seção são discutidas as opções de análise disponíveis no programa REAL – *Reliability Analysis of Electric Power Systems* – [7], e suas potenciais aplicações na metodologia de planejamento proposta. Estas opções, apresentadas pela Tabela 1, podem ser utilizadas para avaliar a confiabilidade composta ou em separado para sistemas de geração e transmissão.

Tabela 1: Opções de Análise do Programa REAL

	Enumeração	Não-Seq.	Seqüencial	Pseudo-C.
DC	✓	✓	✓	✓
AC	✓	✓	-	-
Carga Fixa	✓	✓	✓	✓
Curva de Carga	-	-	✓	-
Carga Markoviana	-	✓	-	✓

Em adição à Tabela 1 deve ser informado que a simulação pseudo-cronológica utiliza um modelo de Markov não-agregado com múltiplos níveis [8,9], para representar cargas variantes no tempo. Já a simulação não-sequencial utiliza dois modelos de Markov, um fortemente agregado (caso AC) e outro não-agregado, porém com apenas um nível de carga para cada estado (caso DC).

Devido ao seu elevado custo computacional, a avaliação de desempenho do sistema via modelo AC, é adotada apenas para o método da enumeração dos estados e para a simulação não-sequencial. O método da enumeração de estados, devido sua dificuldade em cobrir o espaço amostral, particularmente quando este torna-se extenso e com distribuição de probabilidade *dispersa* entre os estados (caso típico da confiabilidade composta), será utilizado apenas para avaliar o comportamento do sistema sob contingências de primeira ordem. Desta forma, apenas os métodos baseados em simulação Monte Carlo serão utilizados para realmente avaliar a confiabilidade do sistema.

Em função do tempo de processamento, as simulações não-sequencial e pseudo-cronológica podem ser classificadas como velozes. Comparada a estes dois métodos, a simulação sequencial apresenta uma baixa velocidade de processamento. A simulação não-sequencial, pelas limitações expostas nas referências [5,6], não será utilizada para a avaliação do índice LOLC. Consequentemente, também o custo de produção não será avaliado por esta simulação.

Finalmente, vale destacar que se o processo de falha e reparo dos equipamentos é considerado Markoviano, a simulação pseudo-cronológica apresenta índices de confiabilidade

muito próximos dos obtidos pela simulação sequencial [8,9]. Portanto, a avaliação dos custos de interrupção e de produção de energia ficarão a cargo da simulação pseudo-cronológica.

3. PROCESSO DE SELEÇÃO

Uma grande dificuldade presente no planejamento da expansão de sistemas de potência, consiste em conciliar a avaliação rigorosa das alternativas de expansão e a natureza combinatorial do problema. Para este fim, é proposta a divisão do processo de seleção das melhores alternativas em quatro fases. Esta divisão visa hierarquizar e otimizar a utilização dos modelos de avaliação. No início do processo, são empregados modelos simplificados. Na medida em que o processo evolui, vão sendo eliminadas as piores alternativas, o que viabiliza a adoção de modelos cada vez mais sofisticados na fase seguinte. A seguir, são descritas as quatro fases de avaliação propostas.

3.1 Fase 1

Na fase inicial do planejamento algumas alternativas podem ser facilmente descartadas. Dependendo do crescimento da carga e do nível prévio de confiabilidade do sistema, determinadas contingências simples, durante a condição de carga pico, poderão acarretar em cortes significativos de energia. Entretanto, é importante notar que a probabilidade destes eventos é extremamente baixa, pois tais contingências devem coincidir com o *pico anual da carga*.

Propõe-se, então, para esta fase, a utilização do critério aqui denominado de *N-1 Probabilístico*, através do qual serão aceitas as alternativas de expansão que, apesar de apresentar cortes para contingências simples, respeitarem: o limite estabelecido para a energia esperada não suprida do sistema ($EENS_{LIM}$) e o valor máximo para o corte de carga em cada barra ($SHEDB_{LIM}$).

Portanto, na Fase 1, a qual pode ser considerada como um filtro inicial, será utilizado o método da enumeração de estados, com carga pico e análise de desempenho dos estados via fluxo de potência linearizado DC. Obviamente, apenas contingências de primeira ordem serão avaliadas.

3.2 Fase 2

Nesta fase do planejamento, uma gama considerável de alternativas pode apresentar baixos níveis de confiabilidade (segundo padrões preestabelecidos, ou ficando abaixo do nível médio apresentado pelas alternativas). Portanto, estas alternativas devem ser descartadas no início do processo de seleção, sem a necessidade de avaliar custos. Para este fim, é suficiente a utilização de algoritmos rápidos de avaliação da confiabilidade composta. Desta forma, propõe-se para a Fase 2, a qual pode ser considerada como um segundo filtro, a utilização da simulação Monte Carlo não-sequencial, com carga pico e análise de desempenho via fluxo DC.

3.3 Fase 3

Nesta fase, um conjunto de alternativas, ainda amplo, deve ser explicitamente avaliado com base no plano de custo mínimo, ou seja, segundo a função objetivo dada abaixo:

$$w = \text{Min} (C_{INV} + C_P + C_{INT}) \quad (1)$$

onde C_{INV} , C_P e C_{INT} , representam os custos: de investimento, de produção e de interrupção (LOLC), respectivamente.

Devido ao ainda elevado número de alternativas presentes nesta fase, a utilização da simulação Monte Carlo seqüencial torna-se proibitiva em decorrência de seu alto custo computacional. Já a simulação pseudo-cronológica mostrou-se suficientemente precisa e flexível para avaliar os custos presentes na função objetivo w [8,9]. Além disso, seus baixos tempos de processamento (semelhantes ao da simulação não-seqüencial), viabilizam a análise de um número consideravelmente maior de alternativas.

O objetivo da Fase 3 é definir um conjunto extremamente reduzido de alternativas, as quais apresentam os mais baixos valores de w (custo global). Estas alternativas, se aprovadas pela Fase 4, serão adotadas como configurações básicas para o ano seguinte.

3.4 Fase 4

Nas fases anteriores todo o processo de análise foi desenvolvido através da representação DC para o modelo da rede elétrica. Portanto, faz-se necessário um ajuste final de modo a viabilizar a consideração do desempenho do sistema em regime AC, identificando possíveis problemas de reativos no sistema, e neste caso, a necessidade de reforços adicionais. Para realizar este ajuste serão utilizados dois métodos:

- i) Enumeração de estados com carga pico e análise de desempenho via fluxo AC – apenas contingências de primeira ordem serão simuladas para permitir a aplicação do critério *N-1 Probabilístico*;
- ii) Simulação Monte Carlo não-seqüencial com carga Markoviana e análise de desempenho dos estados via fluxo AC.

Como consequência de possíveis problemas apresentados pela operação do sistema em regime AC, reforços adicionais podem ser definidos para as alternativas com mais baixo custo total w . Dependendo do tipo destes reforços (e.g. uma linha de transmissão ou uma unidade geradora), pode ser necessário retornar à Fase 3. Logicamente, se uma linha de transmissão é adicionada ao sistema, não apenas o custo de investimento será alterado, pois em consequência das modificações em seu desempenho, este sistema apresentará novos valores para os custos de produção e de interrupção de energia.

Durante todas as fases propostas para o planejamento da expansão, é sempre possível, vantajosa e até mesmo necessária, a interferência do planejador. O estabelecimento de valores limites para os critérios de descarte de alternativas (os quais dependem do sistema em análise), é um exemplo claro desta interferência.

4. EVOLUÇÃO DO PROCESSO DE SELEÇÃO

Ao longo dos anos (estágios) compreendidos pelo período de planejamento, a aplicação do processo de seleção das alternativas de expansão deve resultar em uma árvore extremamente reduzida. Como exemplo é utilizada a árvore da Figura 1, onde cada ramo representa um reforço e custo global

associado (investimento, produção e interrupção de energia). Através destes reforços são obtidas, para os diferentes anos do período de planejamento, as possíveis configurações para o sistema expandido (e.g. o reforço $R_{1,1}$ leva à configuração $C_{1,1}$). Como pode ser observado, cada uma destas possíveis configurações pode ser alcançada por meio de uma ou mais trajetórias. Portanto, cada trajetória define uma alternativa de expansão. Naturalmente, o custo de uma determinada alternativa é dado pelo somatório dos custos globais associados aos reforços (ramos) que a definem. Como para cada ano ou estágio do planejamento apenas as melhores alternativas serão selecionadas, vários reforços e configurações definidas para o ano em estudo, assim como para anos anteriores, serão descartadas, o que permite a obtenção de uma árvore de expansão pouco ramificada.

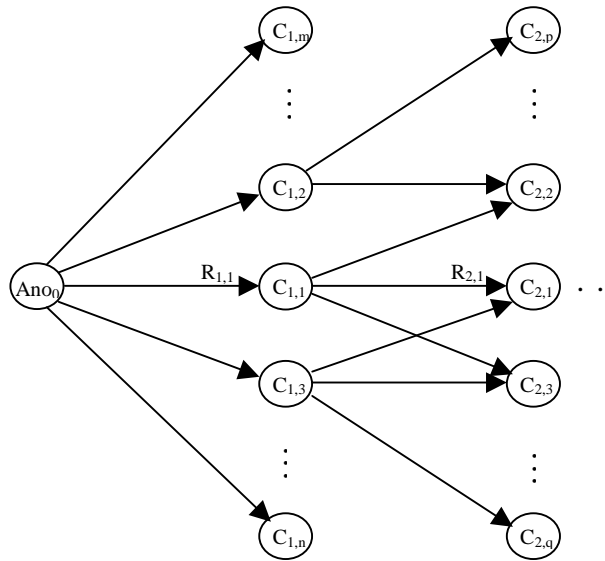


Figura 1: Árvore das Alternativas de Expansão do Sistema

Através do processo de seleção das alternativas, serão escolhidas aquelas que apresentarem o menor custo global. Porém, um cuidado adicional deve ser tomado para evitar que apenas alternativas pertencentes a uma mesma *linha de expansão* (i.e. apresentando grande coincidência de reforços) sejam selecionadas. Desta forma, é garantida uma maior amplitude ao processo de busca representado pela Figura 1.

5. EXPANSÃO DO SISTEMA MRTS

O sistema *Modified IEEE Reliability Test System* - MRTS resulta de modificações feitas no IEEE-RTS [10], com o objetivo de *estressar* a rede de transmissão. Para tal, a capacidade de geração e a carga, em cada barra do sistema, são ampliadas em 50%. Consequentemente, foi necessário instalar bancos de capacitores nas barras 3 e 5, cada um com potência de 100 MVar. Para considerar a otimização do custo de produção, foi necessário acrescentar quatro barras fictícias de números 25, 26, 27 e 28, as quais foram ligadas, respectivamente, às barras 1, 2, 15 e 23. Cada uma destas novas barras recebeu, da barra à qual foi interligada, uma usina geradora. Estas interligações são 100% confiáveis e possuem resistência nula e reatância mínima. Duas curvas de carga, a original do IEEE-RTS e uma modificada, serão utilizadas para representar as cargas das áreas de 230kV e

138kV, respectivamente. A curva modificada é produzida pelo deslocamento das semanas 50-52 para o início do ano, ficando as demais semanas atrasadas em três posições.

Para a obtenção dos Equivalentes Uniformes Anuais do Custo de Investimento [11,2] foram considerados: um período de vida útil dos equipamentos igual a 30 anos e uma taxa de atualização do capital igual a 10% ao ano. Os custos dos equipamentos de transmissão e bancos de capacitores foram extraídos, respectivamente, das referências [12] e [13]. Para as unidades geradoras foram utilizados dois custos de instalação: 1500 US\$/kW para as unidades a carvão e 1200 US\$/kW para as unidades a óleo.

5.1 Valores Limites

Para a aplicação do processo de seleção das alternativas é necessário estabelecer alguns limites para o descarte das piores alternativas. A obtenção destes limites (i.e. *critérios probabilísticos*) é detalhada a seguir, sendo seus valores apresentados na Tab. 2.

Fase 1 – foram adotados os seguintes limites:

- i) $EENS_{LIM}(\text{ano } j) = EENS(\text{ano } 0) \times (1 + ic)^j / 1000$;
- ii) $SHEDB_{LIM} = 25\%$ da carga na respectiva barra;

onde $EENS(\text{ano } 0)$ é a energia esperada não suprida do sistema, para o ano 0, obtida através da simulação Monte Carlo não-seqüencial, com análise de desempenho dos estados via fluxo DC, aplicada para a condição de pico da carga. A variável ic , presente na restrição (i), representa o índice de crescimento anual da carga. Neste estudo, foi adotado um ic igual a 0.1 pu (10%).

É necessário ressaltar que o espaço amostral utilizado para a Fase 1 é não apenas reduzido, mas também muito mais confiável que o seu complemento. Por este motivo, o valor limite adotado para a $EENS$ deve ser muito inferior àquele obtido via simulação não-seqüencial. No presente exemplo de expansão, adotou-se uma razão de um milésimo para estes valores. O outro limite adotado para esta fase, $SHEDB_{LIM}$, visa restringir, para cada contingência simples analisada, o corte de carga localizado em uma determinada barra. Deste modo, cada alternativa é selecionada, ou não, com base em seu desempenho geral (para o sistema) e localizado (em cada barra).

Fase 2 – foram adotados os seguintes critérios de descarte:

- i) $EENS_{LIM}(\text{ano } j) = EENS(\text{ano } 0) \times (1 + ic)^j$;
- ii) Apenas 60% das alternativas aprovadas pela Fase 1, devem ser aceitas nesta fase. Portanto, se o limite estabelecido para $EENS$ eliminar menos que 40% do total de alternativas, as piores (com maiores valores de $EENS$) serão descartadas.

Fase 3 – foram adotados os seguintes critérios de seleção:

- i) $LOLC_{LIM}(\text{ano } j) = LOLC(\text{ano } 0) \times (1 + ic)^j$;
- ii) de modo a restringir o crescimento da árvore de expansão do sistema, define-se como três o número máximo de alternativas selecionadas nesta fase.

Fase 4 – método de avaliação (i) – foram adotados os seguintes limites:

- i) $EENS_{LIM}(\text{ano } j) = EENS(\text{ano } 0) \times (1 + ic)^j / 1000$;
- ii) $SHEDB_{LIM} = 25\%$ da carga na respectiva barra;

onde $EENS(\text{ano } 0)$ é obtida através da simulação não-seqüencial para a condição de carga pico e análise de desempenho AC.

Fase 4 – método de avaliação (ii) – foi adotado o seguinte limite:

$$EENS_{LIM}(\text{ano } j) = EENS(\text{ano } 0) \times (1 + ic)^j;$$

onde $EENS(\text{ano } 0)$ é obtida via simulação não-seqüencial utilizando um modelo de Markov a três estados para representar a carga. Este modelo é extraído da curva de carga do sistema, que por sua vez resulta da combinação das curvas adotadas para as áreas de 138kV e 230kV.

Tabela 2: Valores Limites para as Alternativas de Expansão

Fase	Limite
1	$EENS_{LIM} = 268.11 \times 1.1^j$ GWh/ano $SHEDB_{LIM} = 25\%$ da carga na barra
2	$EENS_{LIM} = 268.11 \times 1.1^j$ GWh/ano
3	$LOLC_{LIM} = 3.92 \times 10^6 \times 1.1^j$ US\$/ano
4 (i)	$EENS_{LIM} = 377.03 \times 1.1^j$ GWh/ano $SHEDB_{LIM} = 25\%$ da carga na barra
4 (ii)	$EENS_{LIM} = 36.02 \times 1.1^j$ GWh/ano

5.2 Expansão para o Ano 1

Para o ano 1 foram avaliadas 27 alternativas de expansão, as quais correspondem às seis alternativas da Tabela 3 e mais 21 alternativas obtidas pela combinação de uma alternativa simples de reforço em geração com uma, duas ou três alternativas de reforços em transmissão. A Tabela 3 inclui os desembolsos anuais de investimento apresentados pelas alternativas simples.

Tabela 3: Alternativas Simples de Expansão para o Ano 1

No.	Equipamentos	Custo (10^6 US\$)
1	2 × 114.0 MW na barra 25 2 × 114.0 MW na barra 26	72.558
2	2 × 232.5 MW na barra 27	73.990
3	1 × 525.0 MW na barra 28	83.325
4	Linha de Transmissão 7 - 8	0.407
5	Linha de Transmissão 15 - 24 Transformador 3 - 24	1.069
6	Linha de Transmissão 2 - 6	0.795

Aplicado o processo de seleção, foram escolhidas as alternativas de números: 25 (1+4+5+6), 26 (2+4+5+6) e 27 (2+4+5+6), que apresentam reforço máximo em transmissão. A alternativa 27 necessitou de um reforço adicional: um banco de capacitores de 50 MVar na barra 8, o que elevou seu custo de investimento em mais 0.064×10^6 US\$/ano. Os custos de expansão para as alternativas vencedoras do ano 1 são apresentados na Tabela 4. O conjunto de reforços definidos para cada uma destas alternativas, que passam a ser

consideradas configurações básicas para o ano 2, são apresentados pela Tabela 5.

Tabela 4: Custos de Expansão para o Ano 1 (10^6 US\$)

Alternativa	C_{INV}	C_P	C_{INT}	C_{GLOBAL}
25	74.829	408.528	3.088	486.445
26	76.261	403.461	1.327	481.049
27	85.660	396.810	2.108	484.578

Tabela 5: Configurações Básicas para o Ano 2

Sigla	Equipamentos	Custo (10^6 US\$)
$C_{1,25}$	2 × 114.0 MW na barra 25 2 × 114.0 MW na barra 26 Linha de Transmissão 7 - 8 Linha de Transmissão 15 - 24 Transformador 3 - 24 Linha de Transmissão 2 - 6	486.445
$C_{1,26}$	2 × 232.5 MW na barra 27 Linha de Transmissão 7 - 8 Linha de Transmissão 15 - 24 Transformador 3 - 24 Linha de Transmissão 2 - 6	481.049
$C_{1,27}$	1 × 525.0 MW na barra 28 Linha de Transmissão 7 - 8 Linha de Transmissão 15 - 24 Transformador 3 - 24 Linha de Transmissão 2 - 6 Capac. de 50 MVar na barra 8	484.578

5.3 Expansão para o Ano 2

A Tabela 6 apresenta as *novas instalações disponíveis* (NID) para o ano 2. Como pode ser observado, cada um dos reforços em geração (NID1, NID2 e NID3) já faz parte de uma configuração básica (Tabela 5). Como estes reforços não devem ser duplicados, apenas as combinações $C_{1,25}+NID2$ ou $C_{1,26}+NID1$, $C_{1,26}+NID3$ ou $C_{1,27}+NID2$ e $C_{1,27}+NID1$ ou $C_{1,25}+NID3$ serão permitidas. Não considerando o banco de capacitores instalado na barra 8 da configuração básica $C_{1,27}$, é facilmente verificado que cada par de combinações, dadas acima, produz uma mesma configuração para o sistema, o que irá simplificar o processo de análise das alternativas em regime DC (fases 1, 2 e 3).

Mantido o crescimento anual de 10%, a carga do ano 2 será de 5.172 GW, contra uma capacidade instalada máxima de 5.633 GW (configuração básica $C_{1,27}$, o que resulta em uma reserva máxima igual a 0.461 GW. Como esta reserva máxima é inferior à capacidade da maior unidade geradora (525 MW), não foram consideradas alternativas resultantes da alocação de reforços exclusivos ao sistema de transmissão, as quais certamente seriam eliminadas pela Fase 1.

Tabela 6: Novas Instalações Disponíveis para o Ano 2

Sigla	Equipamentos	Custo (10^6 US\$)
NID1	2 × 114.0 MW na barra 25	72.558

	2 × 114.0 MW na barra 26	
NID2	2 × 232.5 MW na barra 27	73.990
NID3	1 × 525.0 MW na barra 28	83.325
NID4	Linha de Transmissão 1 - 5	0.476
NID5	Linha de Transmissão 14 - 16	0.830

A partir das configurações básicas (Tabela 5) e dos equipamentos disponíveis para instalação (Tabela 6), e ainda, respeitando as considerações acima, foram montadas 18 alternativas de expansão para o ano 2, as quais representam 9 configurações para o sistema expandido. A Tabela 7 apresenta as alternativas para o ano 2 e os respectivos desembolsos anuais de investimento (configuração básica mais reforços do ano 2), expressos na referência temporal do ano 0.

Tabela 7: Alternativas de Expansão para o Ano 2

No.	Equipamentos	Custo (10^6 US\$)
1	$C_{1,25} + NID2$	122.991
2	$C_{1,25} + NID3$	130.705
3	$C_{1,26} + NID1$	122.991
4	$C_{1,26} + NID3$	131.889
5	$C_{1,27} + NID1$	130.758
6	$C_{1,27} + NID2$	131.942
7	$C_{1,25} + NID2 + NID4$	123.384
8	$C_{1,25} + NID2 + NID5$	123.676
9	$C_{1,25} + NID3 + NID4$	131.099
10	$C_{1,25} + NID3 + NID5$	131.392
11	$C_{1,26} + NID1 + NID4$	123.384
12	$C_{1,26} + NID1 + NID5$	123.676
13	$C_{1,26} + NID3 + NID4$	132.283
14	$C_{1,26} + NID3 + NID5$	132.576
15	$C_{1,27} + NID1 + NID4$	131.153
16	$C_{1,27} + NID1 + NID5$	131.445
17	$C_{1,27} + NID2 + NID4$	132.335
18	$C_{1,27} + NID2 + NID5$	132.628

A aplicação do processo de seleção ao ano 2 definiu como melhores alternativas as de número 12, 14 e 15, cujos custos de expansão (referidos ao ano 0) são apresentados na Tabela 8. Para as alternativas 12 e 14 foi necessário alocar um banco de capacitores, de 50 MVar, na barra 8, elevando seus custos de investimento em 0.064×10^6 US\$/ano. Este mesmo banco já havia sido instalado na configuração básica $C_{1,27}$, a qual deu origem à alternativas 15.

Tabela 8: Custos de Expansão para o Ano 2 (10^6 US\$)

Alt.	C_{CB}	C_{INV}	C_P	C_{INT}	C_{GLOBAL}
12	437.317	123.729	368.512	2.407	931.965
14	437.317	132.628	358.245	1.263	929.453
15	440.525	131.153	365.670	1.497	938.845

Definidas as alternativas para o ano 2, é possível construir a árvore de expansão para os dois primeiros anos. Como demonstra a Figura 2, esta árvore de expansão se apresenta bastante reduzida, havendo inclusive a eliminação do caso base ($C_{1,25}$).

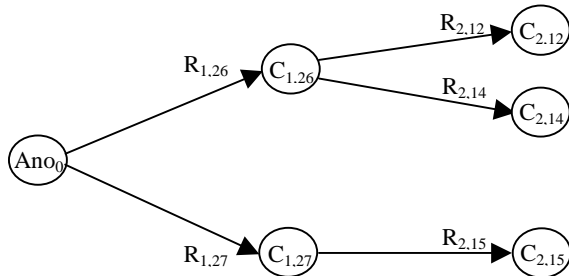


Figura 2: Árvore de Expansão para o Ano 2

Supondo terminado o período de planejamento, a alternativa 14 seria escolhida como a de custo mínimo. Então, através dos custos desagregados, referidos ao ano 0 (Tabela 9), e da energia esperada suprida (55438 GWh - obtida para os dois anos de estudo), é possível definir as tarifas médias de expansão ou custos incrementais de expansão [4]. Estas tarifas médias, apresentadas na Tabela 9, deverão remunerar os custos de investimento, de produção e de interrupção, garantindo a expansão do sistema.

Deve ser lembrado que durante o processo de planejamento foram utilizadas restrições baseadas em índices de confiabilidade e no custo de interrupção (índice LOLC). Também é verdade que o sistema MRTS, para a condição original do planejamento (ano 0) apresenta um elevado nível de confiabilidade e baixos custos de interrupção. Deste modo, a tarifa média relativa ao custo de interrupção fica bastante reduzida, representando apenas 0.268% da tarifa média global.

Tabela 9: Custos Desagregados e Tarifas de Expansão

	Custos (10 ⁶ US\$)	Tarifas Médias	
		(US\$/MWh)	(%)
Investimento	201.956	3.643	21.728
Produção	725.028	13.078	78.004
Interrupção	2.469	0.045	0.268
Global	929.453	16.766	100.000

Para dimensionar o ganho computacional obtido pela metodologia de planejamento proposta, foi realizada uma estimativa para o tempo total necessário para avaliar todas as alternativas de expansão via simulação seqüencial. A comparação desta estimativa com os tempos gastos pelas fases 1, 2 e 3, determinou um *speed-up* igual a 50 vezes.

6. CONCLUSÕES

A partir de estudos comparativos dos métodos de avaliação da LOLC (*Loss of Load Cost*) e considerando as características de desempenho das opções de avaliação de confiabilidade oferecidas pelo programa REAL, este artigo propôs uma metodologia para o planejamento da expansão de sistemas de potência baseada em *critérios de confiabilidade*. De modo a hierarquizar a utilização dos modelos de avaliação, foi utilizado um proces-

so de seleção das melhores alternativas de expansão, composto por quatro fases. Este processo de seleção consiste em uma contribuição na tentativa de conciliar a avaliação rigorosa das alternativas com a natureza combinatorial do problema do planejamento da expansão de sistemas de potência.

A eficiência da metodologia proposta é comprovada através de um estudo de expansão do sistema MRTS (*Modified IEEE Reliability Test System*), sendo obtido um *speed-up* igual a 50 vezes.

7. REFERÊNCIAS

- Coopers & Lybrand, "Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro", Relatório Consolidado Etapa IV - 1, Volume I: Sumário Executivo (1997).
- L. A. F. Manso, "Um Ambiente para Planejamento de Sistemas de Geração e Transmissão Utilizando o Valor da Confiabilidade", Tese de Doutorado, EFEI (1999).
- A. M. Leite da Silva, A. G. Perez, J. W. Marangon Lima, J. C. O. Mello, "Loss of Load Costs in Generation Capacity Reliability Evaluation", *Electric Power Systems Research*, Vol. 41, (1997) 109-116.
- J. I. P. Alvarez, "Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração Utilizando Custos de Interrupção", Dissertação de Mestrado, EFEI (1997).
- L.A.F. Manso, A. M. Leite da Silva, J. C. O. Mello, "Comparison of Alternative Methods for Evaluating Loss of Load Costs in Generation and Transmission System", *Electric Power Systems Research*, Vol. 50, (1999) 107-114.
- A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, J. C. O. Mello, "Methods for Evaluating Loss of Load Costs in Generation and Transmission Systems", 13th PSCC - Power Systems Computation Conference, Trondheim, Noruega, 28/Jun-2/Jul 1999, Vol. 1, pp. 187-193.
- REAL - Reliability Analysis of Electric Power Systems, Manual de Utilização, Versão 2.0, Itajubá/MG (1999).
- 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. Power Syst.*, Vol. 15, No. 1, (2000) 73-80.
- L.A.F. Manso, A. M. Leite da Silva, J. C. O. Mello, "Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão Considerando Cargas Variantes no Tempo", XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu - PR, Grupo VII - GPL/11, (1999).
- IEEE Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, "IEEE Reliability Test System", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. 98, (1979) 2047-2054.
- X. Wang, J. R. McDonald, "Modern Power System Planning", McGraw-Hill Book Company, London, 1994.
- O. Bertoldi, L. Salvaderi, S. Scalcino, "Monte Carlo Approach in Planning Studies: an application to IEEE RTS", *IEEE Trans. Power Syst.*, 3 (1988) 1146-1154.
- Y. L. Chen, C. C. Liu, "Optimal Multi-Objective VAR Planning Using an Interactive Satisfying Method", *IEEE Transactions on Power Systems*, 10 (1995) 664-670.