

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO MULTISTÁGIO COM
CENÁRIOS E RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA****Emivan Ferreira da Silva**

Member, IEEE

Universidade do Estado de Mato Grosso, UNEMAT
Avenida do Ingás, 3001, Jardim Imperial, 78555-000 - Sinop, MT
emivan@unemat.br**Adriana Souza Resende**

Student Member, IEEE

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, UNESP
Avenida Brasil, 56, Centro, 15385-000 - Ilha Solteira, SP
adrisore@hotmail.com**Marcos J. Rider**

Member, IEEE

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, UNESP
Avenida Brasil, 56, Centro, 15385-000 - Ilha Solteira, SP
mjrider@dee.feis.unesp.br**RESUMO**

Neste artigo é apresentado um modelo matemático e uma estratégia para resolver o problema de planejamento da expansão da rede de transmissão multistágio (PERTM) com mais de um cenário de geração e demanda e considerando o critério de segurança $N - 1$. O modelo é linear disjuntivo e garante a convergência para a solução ótima do PERTM usando métodos de otimização clássicas existentes. O critério de segurança $N - 1$ indica que o sistema de transmissão deve ser expandido de tal forma que, com a saída de operação de uma linha do sistema, o mesmo ainda deve operar adequadamente. Além disso, uma estratégia de redução do espaço de busca combinatório do problema de PERTM é apresentado para facilitar a implementação do modelo proposto. O modelo foi implementado usando a linguagem de modelagem algébrica AMPL e solucionado usando o solver comercial CPLEX. Os sistema de testes IEEE de 24 barras, Colombiano de 93 barras e Boliviano de 57 barras foram usados para testar e avaliar o modelo matemático.

PALAVRAS CHAVES. Planejamento da Expansão da Rede de Transmissão, Critério de Segurança, Espaço de Busca Combinatório.

Área principal. (EN - PO na Área de Energia, PM - Programação Matemática)

ABSTRACT

This paper presents a mathematical model and a strategy to solve the multistage transmission network expansion planning (MTNEP) problem via more than one generation and demand scenario while the $N - 1$ security criterion is taken into consideration. The model is a linear adjunctive and guarantee the convergence toward the optimal solution of PERTM using existing classical optimization methods. The $N - 1$ security criterion indicates that the transmission system must be expanded such that if a transmission line output in the operating system occurs, it should still operate properly. Also a strategy to reduce the search space of combinatorial problem PERTM is presented to facilitate the implementation of the proposed model. The model has implemented using the algebraic modeling language AMPL and solved using the commercial solver CPLEX. The test system IEEE, 24 bars, 93 bars Colombian and Bolivian of 57 bars are used to test and evaluate the mathematical model.

KEYWORDS. Expansion Planning of Transmission Network, Security Criteria, Combinatory search space.

Main area. (EN - OP Area Energy, MP - Mathematical Programming)

1. Introdução

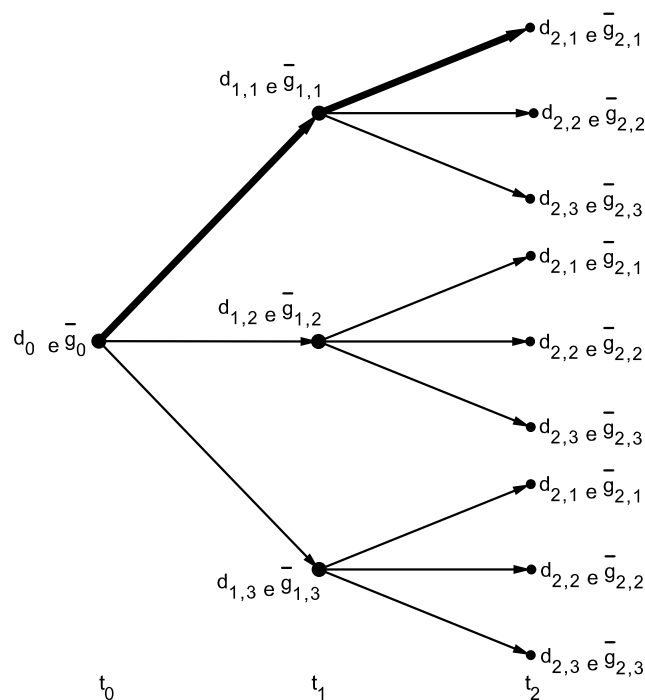
No Planejamento de Expansão da Rede de Transmissão (PERT) além de definir onde e quando novos circuitos (linhas de transmissão, transformadores) serão requeridos para um fornecimento confiável e econômico da carga planejada, Pereira, Pinto, Cunha e Oliveira (1985), existem algumas qualidades que se espera encontrar em um sistema bem planejado, dentre elas, Galiana, McGillis e Marin (1992), deve existir flexibilidade no processo de planejamento, de tal forma que seja possível alterá-lo convenientemente quando necessário, adaptando-o às mudanças do meio. A mudança mais significativa é relativa às taxas de crescimento de carga. Isto significa que o planejamento deve ser flexível para permitir que o ritmo de implantação das instalações planejadas, possa ser diminuído ou aumentado, conforme a necessidade.

Os trabalhos em PERT considerando restrições de segurança são escassos. Algumas contribuições podem ser encontradas em Monticelli, Pereira, Cunha, Parker e Praça (1982), Seifu, Salon e List (1989), Oliveira, Pereira e Thomé (2004), Silva, Rider, Romero, Garcia e Murari (2005), Maghouli, Hossini, Buygi e Shahidehpour (2009) o que demonstra a relevância deste trabalho. Os estudos de planejamento de sistemas de transmissão, consistem basicamente da comparação de duas ou mais alternativas de expansão definidas através de um conjunto de unidades geradoras previamente obtido (planos de geração), da topologia inicial do sistema e da previsão de carga.

Quando todas as constantes do problema são consideradas conhecidas com 100% de certeza, a abordagem é dita ser determinística. Por outro lado, quando considera-se incertezas inerentes ao planejamento (taxa de crescimento da demanda, afliências e estado operativo dos componentes e geração), o planejamento é dito ser sob incertezas ou estocástico. Neste trabalho será considerado:

- A previsão da demanda e da geração serão considerados como um conjunto de cenários. Veja ilustração na Figura 1;

Figura 1: Cenários



- Os cenários dependem de cada barra, isto é, os cenários mudam de acordo com a mudança na geração e na demanda de cada barra;
- Os cenários de crescimento tem como objetivo modelar as incertezas no horizonte de planejamento;
- O objetivo do problema de planejamento é encontrar um único plano de expansão que satisfaça todos os cenários, inclusive os de contingência;

Além do conhecimento dos dados básicos do sistema (dados de barras e linhas, rotas para linhas de transmissão e parâmetros econômicos), são necessários dados das cargas a serem atendidas e das gerações a serem consideradas, por exemplo, em Teive (1997). Nesse trabalho o modelo (1) apresentado a seguir considerará incertezas nos dados de geração e demanda em um conjunto de cenários S a longo prazo.

Uma discussão da quantidade mínima de cenários de geração e demanda, bem como a probabilidade de cada um deles acontecer, para modelar as incertezas do horizonte de planejamento, pode ser realizada utilizando técnicas de programação estocástica, Ribas (2008), Ivanov (2012). Porém, esse não é o objetivo deste trabalho, mas pode ser considerada em trabalho futuro. De fato o objetivo deste artigo é apresentar o modelo matemático e uma técnica de redução do espaço de busca e mostrar através dos resultados obtidos sua funcionalidade. E isto se consegue com uma quantidade de cenários que não seja necessariamente a mínima e sem considerar a probabilidade de cada um deles acontecer.

Este artigo está organizado da seguinte forma: Na seção (2) é apresentado o modelo (1), Multiestágio, Multi cenário e com restrições de segurança, além de comentários na subseção (2.1) e o critério de escolha das linhas para contingência na seção (3). Na seção (4) é apresentada uma estratégia para resolver o problema de PERT com mais de um cenário, e restrições de segurança, através da redução do espaço de busca do problema. Na seção (5) são apresentados os testes e resultados com o modelo (1) para os sistemas IEEE de 24 barras subseção (5.1), colombiano de 93 barras subseção (5.2) e boliviano de 57 barras na subseção (5.3). Finalmente, na seção (6) são apresentadas as conclusões.

2. Modelo Multiestágio, Multi-Cenários com Restrições de Segurança

O modelo a seguir, determinará um plano de expansão que considera vários cenários de geração máxima, demanda e contingências em uma lista pré definida de linhas.

$$\min v = \alpha_1 \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{y \in Y} c_{ij} w_{ij,y,1} + \sum_{t \in T, t > 1} \alpha_t \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{y \in Y} c_{ij} (w_{ij,y,t} - w_{ij,y,t-1}) \quad (1a)$$

$$\text{s.a.} \\ \sum_{ji \in \Omega_l} \left(\sum_{y \in Y} f_{ji,y,c,t,s} + f_{ji,c,t,s}^0 \right) - \sum_{ij \in \Omega_l} \left(\sum_{y \in Y} f_{ij,y,c,t,s} + f_{ij,c,t,s}^0 \right) + g_{i,c,t,s} = d_{i,t,s} \\ \forall i \in \Omega_b, \forall c \in C, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (1b)$$

$$f_{ij,c,t,s}^0 = (n_{ij}^0 - N_{ij,c}^{\text{cont}}) \frac{(\theta_{i,c,t,s} - \theta_{j,c,t,s})}{x_{ij}} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in C, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (1c)$$

$$|f_{ij,c,t,s}^0| \leq (n_{ij}^0 - N_{ij,c}^{\text{cont}}) \bar{f}_{ij,c} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall c \in C, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (1d)$$

$$|x_{ij} f_{ij,y,c,t,s} - (\theta_{i,c,t,s} - \theta_{j,c,t,s})| \leq 2\bar{\theta}(1 - w_{ij,y,t}) \\ \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y | y > 1, \forall c \in C, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (1e)$$

$$|x_{ij} f_{ij,y,c,t,s} - (\theta_{i,c,t,s} - \theta_{j,c,t,s})| \leq 2\bar{\theta}(1 - w_{ij,y,t}(1 - N_{ij,c}^{\text{cont}})) \\ \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y | y = 1, \forall c \in C^2, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (1f)$$

$$|f_{ij,y,c,t,s}| \leq w_{ij,y,t} \bar{f}_{ij,c} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y | y > 1, \forall c \in C, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (1g)$$

$$|f_{ij,y,c,t,s}| \leq w_{ij,y,t} \bar{f}_{ij,c} (1 - N_{ij,c}) \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y | y = 1, \forall c \in C^2, \forall s \in S \quad (1h)$$

$$0 \leq g_{i,c,t,s} \leq \bar{g}_{i,t,c} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall c \in C, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (1i)$$

$$\sum_{y \in Y} w_{ij,y,t} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in T \quad (1j)$$

$$|\theta_{i,c,t,s}| \leq \bar{\theta} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall c \in C, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (1k)$$

$$w_{ij,y,t} \leq w_{ij,y-1,t} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y | y > 1, \forall t \in T \quad (1l)$$

$$w_{ij,y,t-1} \leq w_{ij,y,t} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T | t > 1 \quad (1m)$$

$$w_{ij,y,t} \text{ binário} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall y \in Y, \forall t \in T \quad (1n)$$

$$\theta_{i,c,t,s} = 0 \quad \forall i \in \Omega_b | i = \text{ref}, \forall c \in C, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (1o)$$

Nesse modelo Ω_b , Ω_l , Y e T são os conjuntos de barras, ramos, linhas e estágios, respectivamente. Existem duas modalidades diferentes de cenários: os cenários de demanda e máxima geração, que formam

o conjunto S e os cenários de contingências que formam o conjunto C .

O conjunto $C = C^0 \cup C^1 \cup C^2$ contém três tipos de cenários diferentes: o conjunto de cenário do caso base (sem contingências nas linhas) C^0 , o conjunto de cenário de contingências nas linhas existentes C^1 e o conjunto de cenários de contingências nas linhas candidatas C^2 . Note que, cada cenário $c \in C$ representa um estado de operação do sistema. Cada cenário $s \in S$ representa uma previsão de máxima geração e demanda. c_{ij} , n_{ij}^0 , $f_{ij,c,t,s}^0$ e $\bar{f}_{ij,c}$ representam, respectivamente, o custo de construção, o número de circuitos existentes na configuração base, o fluxo das linhas existentes no cenário c , estágio t e cenário s e o fluxo de potência máxima permitida para o cenário c , todos no ramo ij ; v é o investimento devido às adições de circuitos no sistema; $g_{i,c,t,s}$ é a geração na barra i , no cenário c , estágio t e cenário s com seu valor máximo $\bar{g}_{i,t,c}$ (definido de forma antecipada no planejamento energético de longo prazo); \bar{n}_{ij} é o número máximo de circuitos que podem ser adicionados no ramo ij ; $d_{i,t,s}$ é a demanda na barra i e no estágio t e cenário s ; $\theta_{i,c,t,s}$ e $\bar{\theta}$ são respectivamente o ângulo de fase na barra i no cenário c , estágio t e cenário s e o valor máximo do ângulo de fase segundo Vinasco, Rider, Romero (2011). Cada variável binária $w_{ij,y,t}$ representa uma linha que pode ser (ou não) adicionada num ramo. Isto é, $w_{ij,y,t} = 1$ se a linha y é adicionada no ramo ij e no estágio t ; caso contrário $w_{ij,y,t} = 0$. Note que, se uma linha y é adicionada no ramo ij e no estágio t ela deverá continuar presente nos estágios subsequentes, esta condição será representada pela restrição (1m). Adicionalmente, como estamos construindo uma linha de forma independente das outras, o fluxo de potência ativa $f_{ij,y,c,t,s}$ deve representar cada linha y do ramo ij do cenário c , no estágio t e cenário s . Para o caso base, isto é, $c \in C^0$, o fluxo máximo de potência ativa no ramo ij é $\bar{f}_{ij,c}$ e a geração máxima é $\bar{g}_{i,t,c}$ na barra i , têm um valor normal de operação no sistema. Mas no caso de uma contingência em uma linha y do ramo ij , isto é, ($c \in C^1 \cup C^2$) o fluxo máximo $\bar{f}_{ij,c}$ pode ser considerado de 10% a 20% maior em todas as linhas do sistema, permitindo que este opere sobrecarregado por um período curto de tempo, suficiente para resolver a contingência na linha de transmissão. Esse procedimento é normal dentro da literatura de planejamento de transmissão de longo prazo CEIDS (2012). Outro elemento importante nesse modelo que merece destaque é a matriz de contingência N^{cont} de dimensão $|\Omega_l| \times |C|$. N^{cont} é uma matriz esparsa composta de uns e zeros, onde $N_{ij,c}^{\text{cont}} = 1$ indica contingência $N - 1$ do ramo ij no cenário c ; caso contrário $N_{ij,c}^{\text{cont}} = 0$.

A função objetivo (1a) representa o custo de investimento total das linhas novas a serem adicionadas ao sistema. A restrição (1b) é a equação de balanço de potência do sistema para cada barra i no cenário c , no estágio t e cenário s e representa a primeira lei de Kirchhoff. Já a segunda lei de Kirchhoff é representada pelas restrições (1c), (1e) e (1f). As restrições (1c) calculam o fluxo de potência ativa nas linhas existentes para o cenário c , no estágio t e cenário s . As restrições (1d) representam o limite do fluxo de potência ativa das linhas existentes para cada cenário c no estágio t e cenário s . Note que, tanto em (1c) como em (1d) se $N_{ij,c}^{\text{cont}} = 1$, então uma linha existente no ramo ij é retirada do sistema. As restrições (1e) e (1f) calculam o fluxo de potência ativa nas linhas candidatas para cada cenário c , estágio t e cenário s . As restrições (1g) e (1h) representam o limite do fluxo de potência ativa das linhas candidatas para cada cenário c , estágio t e cenário s . Note que, se $N_{ij,c}^{\text{cont}} = 1$ nas restrições (1f) e (1h), então a primeira linha candidata do ramo ij é retirada do sistema. As restrições (1i) representam o limite da geração de potência ativa para cada cenários c , estágio t e cenário s . A restrição (1j) limita o número de linhas novas a serem instaladas no ramo ij e no estágio t . A restrição (1k) limita o ângulo de fase de todas as barras do sistema, para todos os cenários, no estágio t . A restrição (1l) garante a alocação sequencial de linhas candidatas y e evita soluções iguais, no estágio t . A restrição (1m) determina que se a linha y é construída no ramo ij no estágio $(t - 1)$ então nos próximos estágios esta linha já existe e não pode ser construída novamente, isto é, $w_{ij,y,t-1} = 1 \Rightarrow w_{ij,y,t} = 1$. Considere o seguinte fato: Se a linha y é construída no ramo ij no estágio $(t - 1)$ então $w_{ij,y,t-1} = 1$, assim, apesar de não ter sido construída no estágio t , teremos $w_{ij,y,t} = 1$ pois a linha y é uma linha nova no ramo ij , isso significa que para não ser contada mais de uma vez no cálculo de custo da construção das novas linhas, o número de linhas a serem construídas no estágio t , no ramo ij é dado por $\left(\sum_{y \in Y} (w_{ij,y,t} - w_{ij,y,t-1}) \right)$, a partir de $t = 2$ evidentemente, o que explica a segunda parcela em (1a). A característica binária das variáveis de investimento $w_{ij,y,t}$ é definida em (1n). A restrição (1o) exige que o ângulo de fase na barra de referência i seja igual a zero em todos os cenários e em todos os estágios.

2.1. Comentários sobre o modelo matemático

Note que as variáveis operacionais ou variáveis contínuas, $f_{ij,y,c,t,s}$, $g_{i,c,t,s}$, $\theta_{i,c,t,s}$, bem como as restrições da rede dependem dos cenários c e s . Assim, o número dessas variáveis cresce $|C| \times |S|$ vezes, isto é, a dimensão do modelo cresce linearmente com o número de contingências vezes o número de cenários de geração e demanda $|C| \times |S|$. No entanto as variáveis binárias, ou variáveis de investimento $w_{ij,y,t}$ são as mesmas do planejamento multiestágio sem contingência e com apenas um cenário de geração e demanda, pois não dependem dos cenários c e s , por isso o número dessas variáveis permanece inalterado. Alguns comentários do modelo proposto podem ser destacados:

- Para o caso base e com contingência em uma linha de transmissão existente ou candidata, os valores das variáveis de operação são alteradas a fim de adaptar-se às novas condições de operação do sistema, e é preciso diferenciá-las no modelo.
- As variáveis de operação são independentes para cada cenário.
- A fim de obter uma única solução para o PERTM, todos os cenários foram tratados em um único problema (1).
- Todos os cenários dependem da mesma variável de investimento $w_{ij,y,t}$.
- A lista de contingências é a mesma para todos os estágios.
- Se uma contingência acontece em uma linha existente, nas restrições (1c) e (1d) tem-se $N_{ij,c}^{\text{cont}} = 1$ e conseqüentemente o fluxo das linhas neste ramo é calculado em função de um número menor de linhas existente $n_{ij}^0 - 1$. Note que n_{ij}^0 deve ser maior que zero.
- Cada variável binária modela diretamente uma linha de transmissão candidata. Se uma contingência acontece neste tipo de linha, as restrições (1f) e (1h) são alteradas, de modo que $f_{ij,y,c,t}$ é igual a zero para $y = 1$. Note que sempre é considerado uma contingência na primeira linha candidata.

3. Conjunto de linhas com contingência

Para trabalhar com o problema de PERTM com mais de um cenário de geração e demanda e restrições de segurança - critério $N - 1$, é necessário criar um conjunto de linhas com contingências a ser avaliado no modelo (1). Uma estratégia é identificar as linhas com maior frequência de saída forçada, a partir dos dados históricos, ou com base na experiência do operador do sistema. Outra estratégia é resolver o modelo proposto sem restrições de segurança, e da solução ótima identificar as linhas (candidatas e existentes) com valores de fluxos de potência ativa acima de uma porcentagem da sua capacidade máxima (entre 80% a 98%). O objetivo é identificar as linhas mais sobrecarregadas (ou próximo da sua capacidade máxima) no sistema. Estas linhas formarão o conjunto de linhas com contingências.

4. Estratégia para Resolver o Problema PERTM com mais de um cenário e restrições de segurança

Nesta seção é apresentada uma proposta para resolver o modelo (1) com um Espaço de Busca Combinatório Reduzido (*EBCR*). O objetivo é diminuir o esforço computacional e facilitar a convergência do solver comercial CPLEX.

Considerando que o problema de PERTM tem $|T|$ estágios, o modelo (1) pode ser resolvido de forma estática para cada estágio, assim podemos definir $A = \{a | a = 1, 2, \dots, |T|\}$ como o conjunto de estágios do problema. Considerando ainda que o solver comercial CPLEX é capaz de fornecer um conjunto ou “pool” de soluções para cada problema estático em A . A estratégia para encontrar o *EBCR* conta com os seguintes passos:

1. encontrar um conjunto E_a com m soluções para cada problema estático $a \in A$;
2. determinar o conjunto $E = \cup_{a \in A} E_a$;

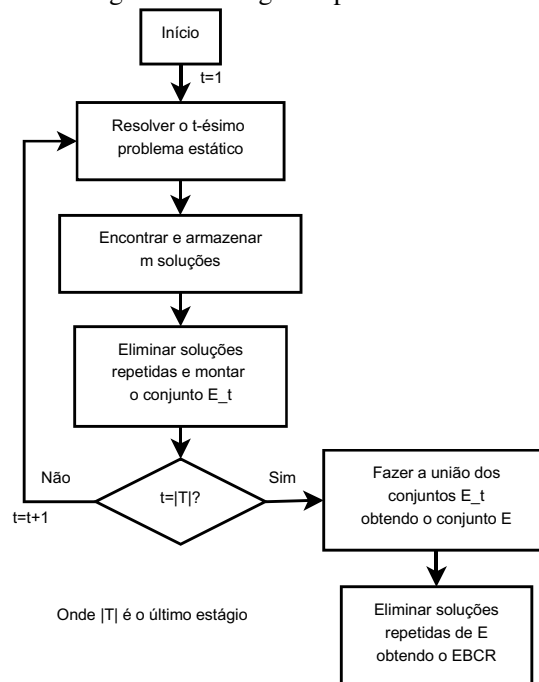
- eliminar do conjunto E todos os ramos repetidos, deixando apenas o ramo que tiver o maior número de linhas a serem construídas. O resultado é o conjunto $EBCR$.

No item (1), o problema de PERT Estático (PERTE) pode ser obtido resolvendo o modelo (1) considerando $T = \{1\}$. No item (2) o conjunto E é obtido usando as $m \times |T|$ soluções dos $|T|$ problemas de PERTE. Cabe destacar, que o uso do conjunto $EBCR$ obtido no item (3) para resolver o problema de PERTM usando o modelo (1) não garante a solução ótima, em outras palavras, a solução ótima pode não estar contida no conjunto $EBCR$.

Por outro lado, o fato de ter em cada estágio um conjunto com m soluções, contribui para que no conjunto E possa existir topologias distintas. E isso possibilita obter um espaço de busca reduzido que garante uma solução de boa qualidade, e para certos valores das diretivas do solver comercial CPLEX, esta solução poderá ser a solução ótima do problema de PERTM.

No fluxograma na Figura (2) está representado o algoritmo que foi escrito na linguagem AMPL para encontrar o $EBCR$. Note que a cada vez que é resolvido um problema de PERTE para o estágio a um conjunto E_a é construído de tal forma que os ramos iguais que aparecem em soluções distintas são eliminadas, ficando apenas o ramo que tiver o maior número de linhas candidatas a serem construídas.

Figura 2: Fluxograma para o $EBCR$



5. Testes e Resultados

O modelo (1) proposto foi implementado na linguagem de modelagem algébrica AMPL por Fourer, Gay e Kernighan (2003) e resolvido usando o solver comercial CPLEX em Ilog (2008), (chamado com suas opções padrão). Os sistemas de testes IEEE de 24 barras, colombiano de 93 barras e o boliviano de 57 barras foram usados para testar e avaliar o modelo matemático. Para os dois primeiros sistemas testes são considerados cinco cenários de máxima geração e de demanda e para o terceiro, dois cenários. Para cada sistema foram feitos dois casos: a) Problema de PERTM Multi-cenário, mas sem restrições de segurança e b) Problema de PERTM Multi-cenário e com restrições de segurança. Note que para os três sistemas testes foi usado a estratégia do Espaço de Busca Combinatório Reduzido ($EBCR$) e o modelo (1).

Os resultados para o modelo proposto (1) foram obtidos em um computador pessoal de 4 Gb de memória RAM, com sistema operacional Windows 7 Profissional, 8 processadores Intel® Core(TM) i7 de 2.93 GHz e um sistema operacional de 32 Bits.

5.1. O sistema IEEE de 24 barras

Para o problema de PERTM, Multi-cenários, o sistema IEEE de 24 barras possui 41 ramos, 10 geradores e cargas em 17 barras nos três estágios e permite construir no máximo 5 linhas novas por ramo. Todos os dados referentes a este sistema podem ser encontrados em UNESP (2012).

O resultado a seguir determina um plano ótimo de expansão do sistema de transmissão considerando cinco cenários CE_1 , CE_2 , CE_3 , CE_4 e CE_5 distintos para demanda e geração.

Para este sistema, as linhas com contingência têm fluxo maior do que ou igual a 80% do fluxo máximo, no caso base. Neste caso foram selecionadas 20 linhas e todas existentes nos ramos (1 – 3, 1 – 5, 3 – 9, 5 – 10, 6 – 10, 8 – 10, 9 – 11, 9 – 12, 10 – 11, 10 – 12, 11 – 14, 12 – 13, 13 – 23, 15 – 16, 15 – 21, 15 – 24, 17 – 18, 18 – 21, 19 – 20, 20 – 23) que representam aproximadamente 48,78% do total de ramos.

Apesar de este ser um sistema de pequeno porte, com o uso dos cinco cenários e das linhas com contingência ele passa a ser um sistema grande e a depender de um grande esforço computacional mesmo usando o *EBCR*. Veja porque: Para o caso sem contingência o problema tem 14072 restrições, 4695 variáveis de operação e 615 variáveis binárias; e para o caso com contingência o problema tem 277232 restrições, 86055 variáveis de operação e 615 variáveis binárias. Note que para ambos casos o número de variáveis binárias permanece igual, porém o número de variáveis de operação e de restrições aumentou consideravelmente. Por causa do *EBCR* o número de variáveis de operação diminuiu consideravelmente, aproximadamente 46% e 44,34%, respectivamente para os casos sem e com contingência. O número de restrições diminuiu aproximadamente 54,6% e as variáveis de investimento diminuíram aproximadamente 58,53%, em relação aos números de variáveis de operação, restrições e variáveis de investimento do modelo sem o *EBCR*. Para o caso sem contingência o problema passou a ter 6395 restrições, 2535 variáveis de operação e 255 variáveis binárias; e para o caso com contingência o problema passou a ter 125555 restrições, 47895 variáveis de operação e 255 variáveis binárias.

Primeiro, na Tabela 1, é apresentado o resultado do teste para este sistema usando o *EBCR* apresentado na seção (4) .

Tabela 1: Plano ótimo do sistema IEEE de 24 barras multiestágio multi cenário

Sem segurança			Com Segurança		
Estágios			Estágios		
1	2	3	1	2	3
$n_{6-10} = 1$	$n_{1-5} = 1$	$n_{6-10} = 1$	$n_{1-5} = 1$	$n_{7-8} = 1$	Sem linhas
$n_{7-8} = 2$	$n_{3-24} = 1$	$n_{7-8} = 1$	$n_{3-24} = 1$		
$n_{10-12} = 1$		$n_{14-16} = 1$	$n_{6-10} = 2$		
$n_{11-13} = 1$			$n_{7-8} = 1$		
$n_{20-23} = 1$			$n_{10-12} = 1$		
			$n_{14-16} = 1$		
			$n_{15-24} = 1$		
			$n_{16-17} = 1$		
287,59 MUS\$ (41, 57s)			343,66 MUS\$ (26277, 26s)		

Segue uma análise dos resultados apresentados na Tabela 1: O plano ótimo para o caso sem contingência requer onze novas linhas para os três estágios, enquanto que considerando restrições de segurança o plano ótimo passa a precisar de dez novas linhas nos dois primeiros estágios. A diferença entre os custos é de 19,49%, em relação ao custo de planejamento sem contingência. Observe ainda que há oito linhas comuns aos dois planos de expansão ($n_{6-10} = 2$, $n_{7-8} = 2$, $n_{10-12} = 1$, $n_{1-5} = 1$, $n_{3-24} = 1$, $n_{14-16} = 1$), as novas linhas $n_{15-24} = 1$ e $n_{16-17} = 1$ que aparecem no plano de expansão com contingência não aparecem no outro plano de expansão e no plano de expansão com restrições de segurança, o ramo 7 – 8 possui uma linha a menos. Além disso, as linhas $n_{11-13} = 1$ e $n_{20-23} = 1$ só aparecem no plano sem contingência. Outro fato interessante é que a maior parte do tempo de processamento foi usado para construir o *EBCR*, 33,953s no caso sem restrições de segurança e 26153,1s no caso com restrições de segurança.

O plano de expansão obtido para o caso base sem o *EBCR* é o mesmo mostrado na Tabela 1. Com isso, a solução obtida com o uso do *EBCR* é a solução ótima global do problema. A única diferença é o tempo de execução do modelo que sem *EBCR* é de 1174,01s. Alguns comentários sobre os resultados obtidos com e sem o *EBCR*, respectivamente, podem ser elencadas:

1. Com contingência o CPLEX não convergiu e parou em um GAP de 99,93% por falta de memória, daí a importância do *EBCR*.
2. A solução para o caso base sem o *EBCR* é ótima por tratar-se do modelo (1) que é Linear Inteiro Misto (LIM).
3. Por outro lado, o tempo computacional sem o uso do *EBCR* é aproximadamente 4 vezes maior do que usando o *EBCR*.
4. Os dois itens anteriores deixam claro a eficiência do *EBCR*.

5.2. O sistema colombiano de 93 barras

Para o problema de PERTM, Multi-cenário, o sistema colombiano de 93 barras possui 155 ramos, 35 geradores no primeiro estágio, 40 geradores no segundo estágio e 49 geradores no terceiro estágio com cargas em 55 barras nos três estágios e uma demanda de 9750 MW no primeiro estágio, 12162 MW no segundo estágio e 14559 MW no terceiro estágio, num total de 36471 MW nos três estágios para o cenário principal. Permite no máximo a construção de 2 novas linhas por ramo. Todos os dados referentes a este sistema podem ser encontrados em UNESP (2012).

O resultado a seguir determina um plano ótimo de expansão do sistema de transmissão considerando cinco cenários CC_1, CC_2, CC_3, CC_4 e CC_5 distintos para demanda e geração.

Para o caso sem contingência o modelo tem 53945 restrições, 18125 variáveis de operação e 2325 variáveis binárias. No caso com contingência o problema tem 154055 restrições, 49695 variáveis de operação e 2325 variáveis binárias. Note que para ambos casos o número de variáveis binárias permanece igual, porém o número de variáveis de operação e de restrições aumentou consideravelmente. Devido a grande complexidade deste sistema teste, além do número reduzido de linhas com contingência, mostradas abaixo, usou-se também o *EBCR* para facilitar a convergência do solver CPLEX e nesse caso passou-se a ter no caso sem contingência, 17855 restrições, 8120 variáveis de operação e 660 variáveis binárias. No caso com contingência, 51335 restrições, 23010 variáveis de operação e 660 variáveis binárias. Note que para ambos casos, novamente, o número de variáveis binárias permanece igual, porém o número de restrições é aproximadamente 3 vezes maior e o de variáveis de operação 2,5 vezes no caso sem o *EBCR*. Com o *EBCR*, o número de restrições sem contingência diminui cerca de 66,90% e com contingência 66,67%, o número de variáveis de operação diminui cerca de 55,20% no caso sem contingência e 53,69% no caso com contingência. Já o número de variáveis binárias diminui cerca de 71,61% nos dois casos, sem e com contingência. Para este sistema, as linhas com contingência têm fluxo maior do que ou igual a 99% do fluxo máximo, no caso base. Neste caso foram selecionadas 2 (duas) linhas existentes nos ramos 55 - 62 e 64 - 74. Obteve-se o resultado registrado na Tabela 2.

Tabela 2: Plano ótimo do sistema colombiano multiestágio multi-cenário

Sem segurança			Com segurança		
Estágios			Estágios		
1	2	3	1	2	3
$n_{57-81} = 2$	$n_{30-65} = 1$	$n_{43-88} = 2$	$n_{57-81}=2$	$n_{52-88} = 1$	$n_{15-18} = 1$
$n_{55-57} = 1$	$n_{57-84} = 1$	$n_{15-18} = 1$	$n_{55-57}=1$	$n_{43-88} = 1$	$n_{30-65} = 1$
$n_{55-62} = 1$	$n_{55-84} = 1$	$n_{30-72} = 1$	$n_{55-62}=2$	$n_{29-31} = 1$	$n_{55-84} = 1$
$n_{45-81} = 1$	$n_{27-64} = 1$	$n_{66-69} = 1$	$n_{45-81}=1$	$n_{27-29} = 1$	$n_{29-64} = 1$
$n_{82-85} = 1$	$n_{62-73} = 1$	$n_{18-20} = 1$	$n_{82-85}=1$	$n_{62-73} = 1$	$n_{72-73} = 1$
	$n_{54-56} = 1$	$n_{19-58} = 1$		$n_{54-56} = 1$	$n_{19-82} = 1$
	$n_{72-73} = 1$	$n_{27-29} = 1$		$n_{19-82} = 1$	$n_{68-86} = 1$
	$n_{19-82} = 1$	$n_{19-66} = 2$			
		$n_{72-73} = 1$			
		$n_{68-86} = 1$			
559,07 MUS\$ (26465,423s)			605,69 MUS\$ (306135s)		

O plano ótimo para o caso sem contingência requer 26 novas linhas em 23 ramos distintos, enquanto que no caso com contingência o plano ótimo determinado é de 21 novas linhas em 19 ramos. Tais linhas devem ser construídas ao longo dos três estágios pré-definidos.

5.3. O sistema boliviano de 57 barras

Para o problema de PERTM, Multi Cenários o sistema boliviano de 57 barras possui 92 ramos, 16 geradores no primeiro estágio, 17 geradores no segundo e terceiro estágios e 18 geradores no quarto estágio com cargas em 24 barras para o primeiro estágio, 25 barras para o segundo e o terceiro estágios e 27 barras para o quarto estágio e permite construir no máximo 2 novas linhas para a maioria dos ramos e 3 linhas para os outros. Este sistema possui três características diferentes para as linhas a serem instaladas em seus ramos, isto é, uma linha y a ser instalada no ramo ij pode ter característica 1, 2 ou 3. Consequentemente, uma linha qualquer no ramo ij , com característica k será designada por $n_{i-j,k} = 1$. Todos os dados referentes a este sistema podem ser encontrados em UNESP (2012).

O resultado a seguir determina um plano ótimo de expansão do sistema de transmissão considerando dois cenários CB_1 e CB_2 distintos para demanda e geração. Consideramos contingência em três linhas cujo fluxo, no caso base, é maior do que ou igual a 98% do fluxo máximo nos ramos 24 - 25, 21-27 e 22-39 para linhas existentes. Para o caso sem contingência o problema tem 11562 restrições, 4338 variáveis de operação e 1086 variáveis binárias. Agora com o $EBCR$ o sistema passa a ter 11271 restrições, 4239 variáveis de operação e 1059 variáveis binárias. O resultado é apresentado na Tabela 3 sem considerar contingência e na Tabela 4 considerando contingências.

Tabela 3: Plano ótimo do sistema boliviano multiestágio multi-cenário

Sem segurança			
Estágios			
1	2	3	4
$n_{13-14,1} = 1$	$n_{27-50,1} = 1$	$n_{43-51,1} = 2$	$n_{24-25,1} = 1$
$n_{36-39,1} = 1$	$n_{21-39,1} = 1$		$n_{27-28,1} = 1$
$n_{21-39,1} = 1$			$n_{28-32,1} = 1$
			$n_{35-36,1} = 1$
			$n_{41-45,1} = 1$
			$n_{41-51,1} = 1$
			$n_{52-53,1} = 1$
			$n_{52-53,2} = 2$
			$n_{42-53,1} = 1$
			$n_{43-53,1} = 2$
			$n_{51-54,1} = 1$
			$n_{55-20,2} = 1$
			$n_{55-32,1} = 2$
			$n_{50-56,1} = 1$
			$n_{51-56,1} = 3$
			$n_{55-35,1} = 2$
78,35 MUSS (17178, 3s)			

No caso com contingência o problema tem 40682 restrições, 14078 variáveis de operação e 1086 variáveis binárias. Note que o número de variáveis binárias para ambos os casos permanece igual, porém o número de variáveis de operação e de restrições aumentou. Além disso, tanto o número de restrições quanto o número de variáveis de operação sofreram uma diminuição devido ao uso do $EBCR$. De fato, com o $EBCR$ passamos a ter 39689 restrições, 13763 variáveis de operação e 1059 variáveis binárias. Uma redução de 2,44%, 2,23% e 2,48% respectivamente. Veja resultado nas Tabelas 3 e 4.

Observe que o plano ótimo para o caso sem contingência requer 29 novas linhas em 22 ramos, enquanto que considerando restrições de segurança o plano ótimo passa a precisar de 32 novas linhas em 23 ramos. A diferença entre os custos é de 0,94% em relação ao custo de planejamento sem contingência. Note ainda que as linhas $n_{13-14,1} = 1$, $n_{36-39,1} = 1$, $n_{21-39,1} = 2$, $n_{27-50,1} = 1$, $n_{43-51,1} = 2$, $n_{27-28,1} = 1$, $n_{28-32,1} = 1$, $n_{35-36,1} = 1$, $n_{41-45,1} = 1$, $n_{41-51,1} = 1$, $n_{52-53,1} = 1$, $n_{52-53,2} = 2$, $n_{42-53,1} = 1$, $n_{43-53,1} = 2$,

Tabela 4: Plano ótimo do sistema boliviano multiestágio multi cenário

Com segurança			
Estágios			
1	2	3	4
$n_{13-14,1} = 1$	$n_{27-50,1} = 1$	$n_{43-51,1} = 2$	$n_{27-28,1} = 1$
$n_{24-25,1} = 1$		$n_{21-39,1} = 1$	$n_{28-32,1} = 1$
$n_{22-39,1} = 1$			$n_{35-36,1} = 1$
$n_{36-39,1} = 1$			$n_{41-45,1} = 1$
$n_{21-39,1} = 1$			$n_{41-51,1} = 1$
			$n_{52-53,1} = 1$
			$n_{52-53,2} = 2$
			$n_{42-53,1} = 1$
			$n_{43-53,1} = 2$
			$n_{51-54,1} = 1$
			$n_{55-20,2} = 1$
			$n_{55-32,1} = 2$
			$n_{50-56,1} = 3$
			$n_{51-56,1} = 3$
			$n_{55-35,1} = 2$
79,09 MUS\$ (94060,21s)			

$n_{51-54,1} = 1$, $n_{55-20,2} = 1$, $n_{55-32,1} = 2$, $n_{50-56,1} = 1$, $n_{51-56,1} = 3$ e $n_{55-35,1} = 2$ são comuns aos dois planos, sendo que o modelo com restrições de segurança possui a mais a linha $n_{22-39,1} = 1$ e no ramo 50 – 56 duas linhas a mais.

6 Conclusões

Neste trabalho foi apresentado o modelo linear disjuntivo (1) para resolver o problema de PERTM considerando mais de um cenário de máxima geração e demanda e restrições de segurança.

Os resultados dos testes mostraram que o modelo (1) funciona e apresenta solução ótima quando não é usado o *EBCR*, por ser ele um modelo LIM e as soluções são de boa qualidade quando se usa o *EBCR*. Desta forma, os resultados com os três sistemas testes, IEEE de 24 barras, Colombiano de 93 barras e Boliviano de 57 barras, deixaram claro que o modelo funciona apesar da dificuldade com a convergência do solver comercial CPLEX em virtude da limitação dos computadores usados. O Espaço de Busca Combinatório *EBCR* apresentado na seção (4) foi fundamental para obtenção dos resultados tabelados acima. Nesse caso, a redução do número de variáveis e de restrições ficou evidente. Ficou claro também o aumento no número de variáveis de operação e de restrições por causa das linhas com contingências e do número de cenários.

Tabela 5: Resumo dos resultados

Sistemas	Multiestágio Com Cenários			
	Sem contingência		Com contingência	
	Com <i>EBCR</i>	Sem <i>EBCR</i>	Com <i>EBCR</i>	Sem <i>EBCR</i>
IEEE24	287,59 MUS\$ (41,57s)	287,59 MUS\$ (1174,01s)	343,66 MUS\$ (26277,26s)	-
Colombiano	559,07 MUS\$ (26465,42s)	-	605,69 MUS\$ (306135s)	-
Boliviano	78,35 MUS\$ (17178,3s)	-	79,09 MUS\$ (94060,21s)	-

Resultados em milhões de dólares

É possível observar a partir da tabela 5 uma grande dificuldade em resolver o problema de PERTM com mais de um cenário de geração e demanda e restrições de segurança sem usar a estratégia da redução do espaço de busca, isto é, sem usar o *EBCR*, por isso sua importância nesse trabalho. No caso do sistema IEEE de 24 barras com restrições de segurança o CPLEX simplesmente não convergiu, nesse caso com 21 linhas em contingência ou linhas cujo fluxo no caso base é maior do que ou igual a 80% do fluxo máximo. Por outro lado, o único resultado que foi possível obter sem o *EBCR*, do sistema IEEE de 24 barras sem considerar restrições de segurança é uma solução ótima para o problema. Isto mostra

a eficiência dessa estratégia. Assim, esse trabalho contribui de forma significativa com duas ideias. A primeira, com um modelo que resolve o PERTM com restrições de segurança considerando mais de um cenário e a segunda a estratégia da redução do espaço de busca que pode ser utilizado tanto por outros pesquisadores quanto com outros solvers que não seja o CPLEX.

Referências

- ELECTRICITY INNOVATION INSTITUTE CONSORTIUM FOR ELECTRIC INFRASTRUCTURE TO SUPPORT A DIGITAL SOCIETY - CEIDS**, transmission operations - contingency analysis baseline function. *Palo Alto: IntelliGrid Architecture*, EPRI, 2004. (http://www.intelligrid.info/IntelliGrid_Architecture/Use_Cases/TO_Contingency_Analysis_Baseline.htm, 7, 2012.
- FOURER, R., GAY, D. M., KERNIGHAN, B. W.**, AMPL: a modeling language for mathematical programming. 2. editora Pacific Grove: Thomson/Brooks/Cole, 2003.
- GALIANA, F. D., MCGILLIS, D. T., MARIN, M. A.**, Expert systems in transmission planning. *Proceedings of the IEEE*, Piscataway, v. 80, n. 5, p. 712-726, May 1992.
- ILOG.**, CPLEX Optimization subroutine library guide and reference, version 11.0. *Incline Village: ILOG*, 2008.
- IVANOV, I. G.**, Stochastic Modeling and Control. *Janeza Trdine 9, 51000*, Rijeka - Croatia, Nov. 2012.
- MAGHOULI, P., HOSSEINI, S. H., BUYGI, M. O., SHAHIDEHPOUR, M.**, A multi-objective framework for transmission expansion planning in deregulated environments. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 24, n. 2, p. 1051-1060, May 2009.
- MONTICELLI, A., JR., A. S., PEREIRA, M. V. F., CUNHA, S. H., PARKER, B. J.; PRAÇA, J. C. G.**, Interactive transmission network planning using a least-effort criterion. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Piscataway, PAS-101, n. 10, p. 3919-3925, Oct. 1982.
- OLIVEIRA, G. C. S., PEREIRA, M. V. F., THOMÉ, L. M.**, Multi-stage transmission expansion planning considering multiple dispatches and contingency criterion. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA - CBA, 15., 2004, Gramado. *Anais...* Campinas: Sociedade Brasileira de Automática, 2004.
- PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G., CUNHA, S. H. F., OLIVEIRA, G.**, A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Piscataway, PAS-104, n. 11, p. 3074-3081, Nov. 1985.
- RIBAS, G. P.**, Modelo de Programação Estocástica para o Planejamento Estratégico da Cadeia Integrada de Petróleo. Dissertação (Mestrado) *Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - Departamento de Engenharia Elétrica*, Rio de Janeiro, p. 22, Ago. 2008.
- SEIFU, A., SALON, S., LIST, G.**, Optimization of transmission line planning including security constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 4, n. 4, p. 1507-1513, Oct. 1989.
- SILVA, I. J., RIDER, M. J., ROMERO, R., GARCIA, A. V., MURARI, C. A.**, Transmission network expansion planning with security constraints. *IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution*, Stevenage, v. 152, n. 6, p. 828-836, Nov. 2005.
- Teive, R. C. G.**, Planejamento da expansão da Transmissão do sistemas de energia elétrica utilizando sistemas especialistas Tese (Doutorado em engenharia elétrica) *Universidade Federal de Santa Catarina*, março de 1997.
- UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - UNESP**. Faculdade de Engenharia. Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica - LAPSEE. *Transmission expansion planning test systems*. Ilha Solteira: LAPSEE, 2012. Disponível em: (<http://www.dee.feis.unesp.br/lapsee/> interna downloads sistemastestes.php). Acesso em: 15 abr. 2012.
- VINASCO, G., RIDER, M., ROMERO, R.**, A strategy to solve the multistage transmission expansion planning problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 26, n. 4, p. 2574-2576, Nov. 2011.