

UMA ESTRATÉGIA PARA RESOLVER O PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO MULTISTÁGIO COM MÚLTIPLOS CENÁRIOS DE GERAÇÃO

PATRÍCIA F. S. FREITAS, LEONARDO H. MACEDO, RUBÉN ROMERO

*LaPSEE—Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica,
UNESP—Universidade Estadual Paulista*

Avenida Brasil, 56, Centro, 15385-000, Ilha Solteira, SP, Brasil

E-mails: patriciapbat@gmail.com, leohfmp@ieee.org, ruben@dee.feis.unesp.br

Abstract— The transmission network expansion planning problem is traditionally solved considering only a single generation scenario. However, due to new market rules, uncertainties in the generation, and different seasonal climatic conditions, the traditional model for this type of problem can generate solutions that are not suitable for the operation of the system. This work proposes a mixed-integer linear programming mathematical model that considers multiple generation scenarios in the multistage transmission network expansion planning problem, so that the expansion plan obtained at each stage allows the adequate operation of the system in each of these scenarios. As a consequence of the proposal, the investment cost is higher in relation to the expansion plans found by the traditional planning that considers only a generation scenario. Thus, in order to reduce the corresponding investment cost, efficient strategies and modifications are presented in the original model, which allow obtaining a set of high-quality solutions. The results indicate that the proposed method provides solutions with a much lower investment cost when compared to the solutions of the traditional problem, with small infeasibilities in the operation of the system, which can be corrected in the short-term planning.

Keywords— Mixed-integer linear programming, multiple generation scenarios, multistage planning, optimization, transmission systems.

Resumo— O problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão é tradicionalmente solucionado considerando apenas um único cenário de geração. Entretanto, devido a novas regras de mercado, incertezas na geração e diferentes condições climáticas nas estações do ano, o modelo tradicional para esse tipo de problema pode gerar soluções que não são adequadas para a operação do sistema. Neste trabalho é proposto um modelo matemático de programação linear inteira mista que considera múltiplos cenários de geração no problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão multistágio, de forma que o plano de expansão obtido em cada estágio permita uma operação adequada em cada um desses cenários. Como consequência da proposta, o custo de investimento é maior em relação aos planos de expansão encontrados pelo planejamento tradicional que considera apenas um cenário de geração. Desta forma, para reduzir o correspondente custo de investimento, são apresentadas estratégias eficientes e modificações no modelo original, que permitem a obtenção de um conjunto de soluções de qualidade. Os resultados indicam que o método proposto fornece soluções com custo de investimento muito menores quando comparadas com as soluções do problema tradicional, com pequenas infactibilidades na operação do sistema, que podem ser corrigidas no planejamento a curto prazo.

Palavras-chave— Múltiplos cenários de geração, otimização, planejamento multistágio, programação linear inteira mista, sistemas de transmissão.

1 Introdução

O planejamento da expansão de sistemas de transmissão (PEST) de energia elétrica a longo prazo é um problema clássico na área de sistemas de potência. O objetivo é encontrar um plano de expansão ótimo que identifica as linhas de transmissão que devem ser instaladas em corredores do sistema elétrico para que este opere adequadamente em um horizonte de planejamento pré-definido, com o menor custo de investimento possível. Os dados desse problema são: a topologia corrente do sistema de transmissão, as linhas candidatas a serem adicionadas, a geração e a demanda no horizonte de planejamento. O plano de expansão ótimo deve determinar onde, quantas e quando novas linhas devem ser construídas.

Vários modelos matemáticos e técnicas de otimização já foram utilizadas para resolver o problema de PEST. O modelo de corrente contínua (DC) é a formulação mais usada para representar a operação da rede. Entretanto, existem modelos mais relaxados, como o modelo de transportes, e modelos mais precisos, como o modelo de corrente alternada (AC). Neste trabalho utiliza-se o modelo DC (Romero et al., 2002).

A modelagem tradicional para esse problema considera apenas um cenário de geração. A escolha do cenário de geração é arbitrária; entretanto é comum o uso do cenário mais provável ou do pior caso. Desta forma, o valor da geração em cada barra geradora é fixado em um valor previamente especificado. Assim, quando se pretende considerar problemas climáticos, vários cenários de geração (despacháveis ou não), exigências de operação em mercados competitivos ou qualquer outro tipo de incerteza, o plano de expansão deve permitir o sistema operar adequadamente em diferentes cenários de geração. Especialmente quando incertezas na demanda e na geração são consideradas, a maneira mais comum de se representar essas incertezas é construindo-se um conjunto de cenários de geração representativos e expandir o sistema considerado esses cenários. Este trabalho trata do problema de PEST multistágio considerando múltiplos cenários de geração e propõe uma estratégia para gerar planos de expansão com custos razoáveis e não-proibitivos.

No problema de PEST, para cada modelo matemático e dependendo da complexidade do sistema a ser resolvido, existe uma técnica de otimização mais adequada para ser utilizada. Essas técnicas podem ser métodos exatos (Alguacil, Motto and Conejo, 2003;

Bahiense et al., 2001; Binato, Pereira and Granville, 2001), heurísticas (Garver, 1970; Romero et al., 2005) ou meta-heurísticas (Vinasco, Rider and Romero, 2011; Leite da Silva et al., 2011; Faria et al., 2005). Neste trabalho, o modelo linear disjuntivo, que pode ser resolvido por técnicas de otimização exatas e que é equivalente ao modelo DC, é utilizado. O modelo linear disjuntivo tem a vantagem de que ele pode ser resolvido por um solver de programação linear inteira mista, e tem a mesma solução do modelo DC correspondente. Desta forma, um sistema elétrico de complexidade média é utilizado, de tal forma que a solução ótima do problema possa ser encontrada.

Em relação ao horizonte de planejamento, o problema de PEST pode ser considerado como estático ou multiestágio. No planejamento estático existe apenas um horizonte de planejamento, enquanto que no planejamento multiestágio, o horizonte de planejamento é dividido em estágios, e novas linhas são instaladas em cada estágio (Leite da Silva et al., 2011; Escobar, Gallego and Romero; 2004). Neste trabalho, o planejamento multiestágio é considerado.

Critérios de confiabilidade e incertezas na geração e na demanda também podem ser considerados no problema de PEST. Uma das várias formas de se considerar incertezas na geração é representando-as através de cenários de geração. A necessidade de se expandir o sistema elétrico de forma que vários cenários de geração sejam atendidos também ocorre quando a geração é significativamente afetada por mudanças climáticas sazonais e quando existem requisitos de operação em mercados competitivos. Assim, este trabalho discute e verifica o crescimento substancial dos custos de expansão quando vários cenários de geração são considerados no problema de PEST, e oferece uma forma de mitigar esse aumento.

Um dos trabalhos pioneiros em analisar o problema de PEST considerando múltiplos cenários de geração foi apresentado por Fang and Hill (2003). Os planos de expansão descritos consideram requisitos de operação em mercados competitivos. Entretanto, na proposta, planos de expansão independentes são obtidos para cada cenário, e somente um deles é considerado como sendo o mais apropriado, considerado uma abordagem que minimiza o máximo arrependimento. Assim, os autores não apresentam um plano de expansão único que atende simultaneamente aos requisitos de todos os cenários de geração. Outras propostas de otimização considerando um conjunto de cenários de geração podem ser encontradas em trabalhos recentes, tais como (Zhan, Chung and Zare, 2017; Rahmani, Romero and Rider, 2013; Maghoulí et al., 2011; Alvarez Lopez, Ponnambalam and Quintana, 2007). Entretanto, estes estudos discutem o problema de PEST com múltiplos cenários de geração integrados em estratégias de otimização mais complexas. Além disso, os testes consideram sistemas que necessitam de poucas linhas novas para funcionarem corretamente; desta forma, não é possível verificar os altos custos de expansão obtidos ao se considerar múltiplos cenários de geração.

Neste trabalho, discute-se o problema de PEST com múltiplos cenários de geração, propondo-se encontrar um único plano de expansão que opere adequadamente em cada um desses cenários. Pode-se verificar que os planos de expansão assim obtidos apresentam um alto custo de investimento. Para contornar este problema é apresentada uma estratégia para encontrar planos de expansão de boa qualidade e custos de expansão relativamente baixos. Esses planos de expansão apresentam pequenas infactibilidades na operação do sistema, as quais podem ser corrigidas no planejamento a curto prazo da expansão. Outras contribuições importantes para o problema de PEST podem ser encontradas em (Latorre et al., 2003; Sum-Im et al., 2009; Kazerooni and Mutale, 2010).

O modelo proposto foi implementado na linguagem de modelagem matemática AMPL (Fourer, Gay and Kernighan, 2003) e resolvido com o solver comercial CPLEX (IBM ILOG CPLEX, 2017). O sistema IEEE de 24 barras com dois estágios e quatro cenários de geração foi utilizado nos testes.

O restante do artigo está organizado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta a formulação matemática do problema e a estratégia de solução proposta, a Seção 3 apresenta e discute os resultados, e as conclusões do trabalho são apresentadas na Seção 4.

2 Formulação Matemática

A formulação matemática mais utilizada para resolver o problema de PEST é o modelo DC. Este modelo considera apenas o balanço de potência ativa no sistema e ignora as perdas. Ainda assim, o modelo DC para o PEST é um problema de programação não linear inteira mista, de difícil resolução para sistemas de grande porte. Para contornar este problema, quando algoritmos exatos são usados para resolver o problema de PEST considerando o modelo DC, este modelo é transformado em um modelo equivalente de programação linear inteira mista, cuja solução ótima é a mesma do modelo DC, denominado de modelo linear disjuntivo.

2.1 Modelo Linear Disjuntivo Multiestágio Considerando Múltiplos Cenários de Geração

O modelo disjuntivo de programação linear inteira mista para o problema de PEST multiestágio considerando múltiplos cenários de geração é apresentado em (1)–(12).

$$\begin{aligned} \min v = & \sum_{ij \in C} \sum_{y \in Y} c_{ij} w_{ij,y,1} \\ & + \sum_{ij \in C} \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T | t > 1} \frac{1}{(1 + \alpha)^{\tau_t}} c_{ij} (w_{ij,y,t} - w_{ij,y,t-1}) \end{aligned} \quad (1)$$

sujeito a:

$$\sum_{j \in C} \left(f_{ji,t,s}^o + \sum_{y \in Y} f_{ji,y,t,s} \right) - \sum_{ij \in C} \left(f_{ij,t,s}^o + \sum_{y \in Y} f_{ij,y,t,s} \right) + g_{i,t,s}^* = d_{i,t} \quad (2)$$

$$\forall i \in B, t \in T, s \in S$$

$$f_{ij,t,s}^o = n_{ij}^o \gamma_{ij} (\theta_{i,t,s} - \theta_{j,t,s}) \quad (3)$$

$$|f_{ij,t,s}^o| \leq n_{ij}^o \bar{f}_{ij} \quad (4)$$

$$\forall ij \in C, t \in T, s \in S$$

$$|f_{ij,y,t,s} - \gamma_{ij} (\theta_{i,t,s} - \theta_{j,t,s})| \leq 2\bar{\theta} (1 - w_{ij,y,t}) \quad (5)$$

$$|f_{ij,y,t,s}| \leq w_{ij,y,t} \bar{f}_{ij} \quad (6)$$

$$\forall ij \in C, y \in Y, t \in T, s \in S$$

$$|\theta_{i,t,s}| \leq \bar{\theta} \quad \forall i \in B, t \in T, s \in S \quad (7)$$

$$\sum_{y \in Y} w_{ij,y,t} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall ij \in C, t \in T \quad (8)$$

$$w_{ij,y,t} \leq w_{ij,y-1,t} \quad \forall ij \in C, y \in Y, t \in T | y > 1 \quad (9)$$

$$w_{ij,y,t-1} \leq w_{ij,y,t} \quad \forall ij \in C, y \in Y, t \in T | t > 1 \quad (10)$$

$$\theta_{t,s}^{ref} = 0 \quad \forall t \in T, s \in S \quad (11)$$

$$w_{ij,y,t} \in \{0,1\} \quad \forall ij \in C, y \in Y, t \in T \quad (12)$$

Em (1)–(12), os conjuntos são: C é o conjunto de corredores, Y é o conjunto de possíveis linhas que podem ser instaladas em um corredor, T é o conjunto de estágios, S é o conjunto de cenários de geração e B é o conjunto de barras. Os parâmetros do modelo são: α é a taxa de desconto anual, τ_t é o número de anos decorridos desde o investimento no primeiro estágio até período de investimento no estágio t , c_{ij} é o custo de adição de uma linha no corredor ij , $g_{i,t,s}^*$ é o plano de geração ideal na barra i , estágio t , cenário s , $d_{i,t}$ é a demanda na barra i , estágio t , n_{ij}^o é o número de linhas existentes no corredor ij , γ_{ij} é a susceptância de uma linha no corredor ij , \bar{f}_{ij} é a capacidade de uma linha de transmissão no corredor ij , $\bar{\theta}$ é o ângulo máximo permitido em uma barra do sistema e \bar{n}_{ij} é o número máximo de linhas que podem ser adicionadas no corredor ij . As variáveis são: $w_{ij,y,t}$ é a variável binária que indica que a linha y no corredor ij está operando ($w_{ij,y,t} = 1$) ou não ($w_{ij,y,t} = 0$) no estágio t . Após resolver o problema, os valores de $w_{ij,y,t}$ podem ser usados para saber em que estágio a linha foi construída, isto é, a primeira vez que a variável muda de zero para um. A variável $f_{ij,t,s}^o$ é o fluxo de potência nas linhas existentes do corredor ij , no estágio t e cenário s , $f_{ij,y,t,s}$ é o fluxo de potência na linha y , no corredor ij , no estágio t e cenário s , finalmente $\theta_{i,t,s}$ é o ângulo na barra i , estágio t e cenário s .

Na função objetivo (1), v representa o investimento total em novas linhas de transmissão no sistema, sendo que o investimento em cada estágio, após

o primeiro, é colocado no valor presente. Note que a função objetivo no primeiro estágio considera as linhas novas que operam nesse estágio, $w_{ij,y,1}$, enquanto que para os estágios seguintes são consideradas as linhas novas operando em relação ao estágio anterior $w_{ij,y,t} - w_{ij,y,t-1}$.

A restrição (2) representa o balanço de potência (aplicação da lei de Kirchhoff das correntes) em cada barra do sistema, em cada estágio do planejamento e em cada cenário de geração. As restrições (3) e (4) representam o cálculo do fluxo de potência em linhas existentes e o limite da capacidade das linhas existentes, respectivamente, para cada corredor, estágio e em cada cenário de geração. As restrições (5) e (6) representam o cálculo do fluxo de potência em cada linha nova instalada em um corredor em um estágio, para cada cenário de geração (aplicação da lei de Kirchhoff das tensões). Note que se $w_{ij,y,t} = 0$, então em (6) $f_{ij,y,t,s} = 0$ e em (5) $\theta_{i,t,s}$ e $\theta_{j,t,s}$ estão livres para variar até a diferença angular máxima de $2\bar{\theta}$, onde $\bar{\theta} = 90^\circ$. Por outro lado, se $w_{ij,y,t} = 1$, $f_{ij,y,t,s}$ estará limitado por \bar{f}_{ij} em (6), e $f_{ij,y,t,s} = \gamma_{ij} (\theta_{i,t,s} - \theta_{j,t,s})$ em (5). A restrição (7) indica o limite do ângulo nas barras do sistema em cada estágio e cenário de geração, de forma a reduzir o espaço de busca do problema, sem excluir nenhuma solução factível inteira. A restrição (8) impõe o número máximo de linhas que podem ser instaladas em um corredor. A restrição (9) é uma restrição de cerca, que elimina soluções repetidas do problema, de forma que em cada corredor, uma linha só pode ser instalada caso a linha com o índice y anterior já tenha sido instalada. A restrição (10) impede que linhas sejam retiradas do sistema de um estágio para o estágio seguinte. Ou seja, as linhas que foram instaladas em um estágio anterior devem permanecer em operação no estágio seguinte. A restrição (11) impõe a referência angular do sistema para todos os estágios e cenários de geração, enquanto que (12) indica a natureza binária da variável de investimento $w_{ij,y,t}$.

Cabe observar que o modelo (1)–(12) fornece soluções que devem operar de maneira adequada em todos os estágios e em todos os cenários de geração. Entretanto, observa-se experimentalmente que esse modelo fornece soluções com custos de investimento muito altos quando comparados com as soluções do modelo que considera planejamento multiestágio com um único cenário de geração. Para contornar este problema, a seção a seguir apresenta um modelo que permite a obtenção de soluções para o problema de PEST multiestágio e múltiplos cenários e geração com reduções significativas nos custos de investimento, com apenas pequenas infactibilidades em alguns cenários de geração.

2.2 Modelo Modificado para Considerar Pequenas Sobrecargas nas Linhas, Pequenos Cortes de Carga e Pequenas Variações nas Gerações

A modelagem matemática apresentada na seção anterior para o problema de PEST multiestágio

considerando múltiplos cenários de geração pode ser modificada de tal forma que em cada cenário de geração e em cada estágio do planejamento exista uma pequena faixa de valores possíveis de geração para cada barra geradora, que deve conter o valor da geração ideal. Desta forma o plano de geração ideal em cada cenário pode sofrer pequenas alterações, que são justificáveis devido as incertezas futuras. Assim, é desejável que o valor da geração em cada barra geradora, em cada estágio do planejamento e em cada cenário de geração, $g_{i,t,s}$, fique próximo dos valores ideais para a geração $g_{i,t,s}^*$. Além disto, pode ser aceitável permitir pequenos cortes de carga em alguns cenários de geração, já que a previsão da carga futura também é incerta. Outra modificação possível de ser considerada no modelo (1)–(12) é considerar pequenas sobrecargas em algumas linhas do sistema em alguns cenários.

Essas três considerações podem ser incluídas no modelo para PEST multiestágio considerando múltiplos cenários de geração com o objetivo de obter-se planos de expansão com custos razoáveis. O modelo proposto é apresentado em (13)–(16).

$$\min v' = v + \delta \sum_{i \in B} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} r_{i,t,s} + \beta \sum_{i \in B} \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} |g_{i,t,s} - g_{i,t,s}^*| \quad (13)$$

sujeito a: (3)–(12)

$$\sum_{j \in C} \left(f_{ji,t,s}^o + \sum_{y \in Y} f_{ji,y,t,s} \right) - \sum_{ij \in C} \left(f_{ij,t,s}^o + \sum_{y \in Y} f_{ij,y,t,s} \right) + g_{i,t,s} + r_{i,t,s} = d_{i,t} \quad (14)$$

$$\forall i \in B, t \in T, s \in S$$

$$0 \leq r_{i,t,s} \leq d_{i,t} \quad \forall i \in B, t \in T, s \in S \quad (15)$$

$$\underline{g}_{i,t,s} \leq g_{i,t,s} \leq \bar{g}_{i,t,s} \quad \forall i \in B, t \in T, s \in S \quad (16)$$

Os parâmetros do modelo são: δ representa o custo associado com o corte de carga, β mantém as gerações o mais próximo possível dos valores ideais, $\underline{g}_{i,t,s}$ e $\bar{g}_{i,t,s}$ são os limites mínimo e máximo para a geração na barra i , estágio t e cenário de geração s .

As variáveis são: $r_{i,t,s}$ é o corte de carga na barra i , estágio t e cenário de geração s , e $g_{i,t,s}$ é a geração na barra i , estágio t e cenário de geração s .

No modelo (13)–(16), v' em (13) representa a função objetivo modificada, que inclui o custo do planejamento multiestágio, v , além de dois termos adicionais, relacionados com o custo de penalização por corte de carga e o custo de penalização das alterações nas gerações em relação ao plano de geração considerado ideal. Note que na função objetivo modificada minimiza o custo do investimento, custo de corte de carga e o custo associado com os desvios de geração em relação ao plano considerado ideal. Para diferentes valores de δ e β , diferentes soluções serão obtidas. A restrição de balanço de potência (14) substitui (2) no

modelo (1)–(12), enquanto que são incluídas as restrições (15) e (16).

A restrição (14) no modelo modificado inclui a geração como variável, que pode assumir valores em uma pequena faixa pré-determinada. Além disso o corte de carga é incluído, de forma a atuar como uma geração fictícia em cada barra de carga. A restrição (15) indica que o corte de carga em uma barra de demanda pode ter um valor máximo igual ao valor da demanda na respectiva barra, em cada estágio do planejamento e cenário de geração. A restrição (16) impõe os limites mínimos e máximos para a geração em cada barra, estágio e cenário de geração, limitando de forma implícita o corte de carga. Adicionalmente, os dados do problema devem ser modificados, de forma que $\bar{F}_{ij}^n = \sigma_{ij} \bar{F}_{ij}$. Nos testes, foram considerados valores de σ_{ij} variando de 1,00 até 1,05 (isto é, uma sobrecarga máxima de 5% em uma linha). Os planos de expansão obtidos com a abordagem proposta são apresentados e discutidos na seção seguinte.

3 Testes e Resultados

Para analisar o desempenho do método proposto utilizou-se o sistema IEEE de 24 barras (Figura 1), com 41 corredores, considerando o problema de PEST com quatro cenários de geração e dois estágios de planejamento, com $\alpha = 0,05$ e $\tau_2 = 5$ anos, sendo que os dados completos estão disponíveis em (LAPSEE, 2018). Os modelos matemáticos foram implementados na linguagem de modelagem matemática AMPL e os resultados foram obtidos utilizando-se o solver CPLEX. Assume-se que um máximo de três linhas podem ser adicionadas em cada corredor. Os testes foram realizados em um computador com processador Intel® Core™ i7-7700 de 3,6 GHz e 16 GB de RAM.

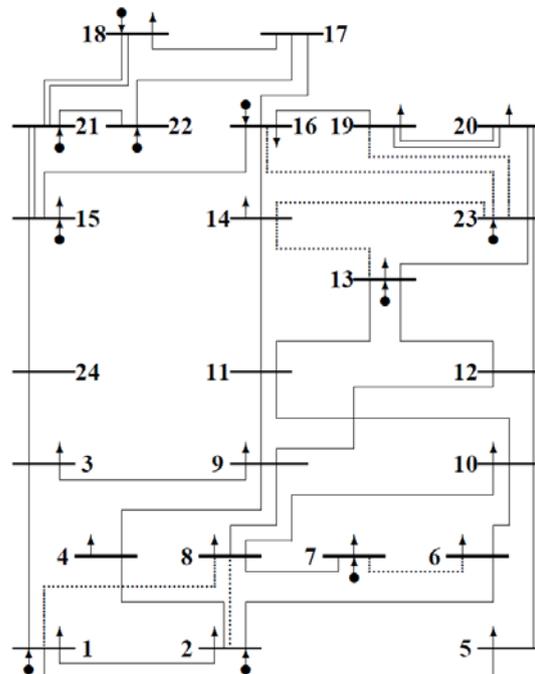


Figura 1. Sistema IEEE de 24 barras

3.1 Resultados para Cada Cenário de Geração Individual

No primeiro teste, os planos de expansão são obtidos considerando cada cenário de geração individualmente. Dessa forma, são obtidos quatro planos de expansão, como mostrado na Tabela 1.

Tabela 1. Planos de Expansão em Cada Estágio Considerando os Cenários Individuais.

Cenário	Estágio	Linhas Construídas	Corte de Carga (MW)	Custo (MUSD)
1	1	(6-10)×1, (7-8)×2, (14-16)×1, (16-17)×1, (16-19)×1, (17-18)×1	45,73	346,70
	2	(1-5)×1, (3-24)×1, (15-24)×1, (16-17)×1, (17-18)×1	679,70	
2	1	(3-24)×1, (6-10)×1, (7-8)×1, (14-16)×1, (16-17)×2, (17-18)×1	145,88	356,49
	2	(1-5)×1, (10-12)×1, (15-24)×1, (17-18)×1	820,36	
3	1	(6-10)×1, (7-8)×2	1138,06	181,19
	2	(10-12)×1, (14-16)×1, (16-17)×1, (20-23)×1	998,78	
4	1	(6-10)×1, (7-8)×1, (14-16)×1, (16-17)×1	343,07	294,37
	2	(3-24)×1, (7-8)×1, (9-11)×1, (10-12)×1, (14-16)×1	995,59	

Verifica-se que em cada plano de geração, e para cada estágio, que os cortes de carga totais, quando o plano obtido para um único cenário é testado considerando o modelo completo, são altos. Os custos de investimento para cada plano de expansão, por outro lado, são relativamente baixos (quando comparados com o resultado apresentado na subseção seguinte).

3.2 Resultados Considerando Múltiplos Cenários de Geração

A Tabela 2 mostra o plano de expansão obtido em cada estágio considerando os quatro cenários de geração simultaneamente.

Tabela 2. Plano de Expansão em Cada Estágio Considerando os Quatro Cenários de Geração Simultaneamente.

Estágio	Linhas Construídas	Custo (MUSD)
1	(3-24)×1, (6-10)×1, (7-8)×2, (14-16)×1, (16-17)×1, (16-19)×1, (17-18)×1	468,78
2	(1-5)×1, (10-11)×1, (15-24)×1, (16-17)×1, (17-18)×1, (20-23)×1, (13-14)×1	

Foram construídas oito linhas no primeiro estágio e sete no segundo estágio. O custo total de investimento é de 468,78 MUSD, sendo que o plano de expansão permite o sistema operar adequadamente em todos os estágios e cenários de geração. Nota-se, entretanto, que o custo de investimento é 31,50% maior que o maior custo dos planos de expansão obtidos considerando os cenários de geração individualmente.

3.3 Resultados Obtidos com a Formulação Proposta

Neste caso, utilizando-se a abordagem proposta e diferentes valores para δ , β e σ , quatro planos de expansão são obtidos. Os resultados são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3. Planos de Expansão em Cada Estágio Utilizando o Método Proposto.

Plano	Estágio	Linhas Construídas	Custo (MUSD)
1 $\sigma = 1,05$	1	(6-10)×1, (7-8)×2, (10-12)×1, (14-16)×1, (16-17)×1, (16-19)×1, (17-18)×1	404,53
	2	(1-5)×1, (3-24)×1, (15-24)×1, (16-17)×1, (20-23)×1	
2 $\delta = 30$ $\beta = 1$ $\sigma = 1$	1	(6-10)×1, (7-8)×2, (14-16)×1, (16-17)×1, (16-19)×1, (17-18)×1	376,47
	2	(3-24)×1, (10-12)×1, (15-24)×1, (16-17)×1, (20-23)×1	
3 $\delta = 30$ $\beta = 1$ $\sigma = 1,05$	1	(6-10)×1, (7-8)×2, (14-16)×1, (16-17)×1, (16-19)×1, (17-18)×1	320,06
	2	(3-24)×1, (10-12)×1, (16-17)×1, (20-23)×1	
4 $\delta = 80$ $\beta = 1$ $\sigma = 1,05$	1	(6-10)×1, (7-8)×2, (14-16)×1, (16-17)×1, (16-19)×1, (17-18)×1	393,71
	2	(1-5)×1, (3-24)×1, (10-12)×1, (15-24)×1, (16-17)×1, (20-23)×1	

A Tabela 4 mostra os valores das infactibilidades (corte de carga total, máxima alteração na geração e máxima sobrecarga nas linhas) de cada plano de expansão obtidos com a abordagem proposta. Os valores entre parênteses na coluna com as sobrecargas nas linhas indicam o número de linhas sobrecarregadas.

Tabela 4. Infactibilidades dos Planos Propostos.

Plano	Estágio	Corte de Carga Total (MW)	Máxima Alteração da Geração (%)	Máxima Sobrecarga em Linha (%)
1	1	–	–	4,16 (1)
	2	–	–	4,11 (4)
2	1	25,57	4,40	–
	2	77,48	7,99	–
3	1	0,00	3,66	5,00 (1)
	2	179,27	11,11	5,00 (8)
4	1	0,00	3,66	5,00 (1)
	2	0,00	0,00	4,11 (4)

Os resultados indicam que os planos obtidos com o método proposto apresentam custos muito inferiores ao custo do plano obtido na seção anterior.

Dentre os planos obtidos, cabe destacar o plano 4, que não apresenta corte de carga, uma alteração na geração máxima de 3,66% no primeiro estágio apenas, uma linha sobrecarregada no primeiro estágio e quatro linhas sobrecarregadas no segundo estágio. O custo de investimento nesse caso é de 393,71 MUSD, o que representa uma redução de custos de 16% em relação ao plano que não apresenta infactibilidades na operação.

O conjunto de soluções obtidas servem dessa forma de auxílio para o planejador do sistema, sendo que as infactibilidades podem ser corrigidas no planejamento a curto prazo do sistema de transmissão.

Finalmente, cabe observar que todos os casos foram resolvidos em menos de um minuto pelo solver comercial utilizado.

4 Conclusão

Este trabalho apresentou uma formulação para resolver o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica multiestágio considerando múltiplos cenários de geração.

Uma vez que considerar múltiplos cenários de geração no problema tratado leva a um grande aumento no custo de investimento, o método proposto considera pequenas alterações nos valores ideais de geração, pequenos cortes de carga e pequenas sobrecargas nas linhas do sistema, que podem ser justificados levando-se em conta as incertezas tanto nos dados dos planos de geração futuros quanto nos dados de crescimento da demanda.

Os resultados obtidos indicam que reduções substanciais nos custos de investimento são obtidas utilizando-se o modelo proposto. Adicionalmente, variando-se os parâmetros do modelo proposto, um conjunto de soluções de alta qualidade e custos de investimento reduzidos pode ser obtido. Essas soluções são de grande interesse da entidade que planeja o sistema elétrico.

Agradecimentos

Este trabalho recebeu apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), proc. n° 2014/23741-9 e 2015/21972-6.

Referências Bibliográficas

- Alguacil, N.; Motto, A. L. and Conejo, A. J. (2003). Transmission Expansion Planning: A Mixed-Integer LP Approach. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 3, pp. 1070–1077.
- Alvarez Lopez, J.; Ponnambalam, K. and Quintana, V. H. (2007). Generation and Transmission Expansion Under Risk Using Stochastic Programming. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 3, pp. 1369–1378.
- Bahiense, L.; Oliveira, G. C.; Pereira, M.; et al. (2001). A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 16, No. 3, pp. 560–565.
- Binato, S.; Pereira, M. V. F. and Granville, S. (2001). A New Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problems. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 16, No. 2, pp. 235–240.
- Escobar, A. H.; Gallego, R. A. and Romero, R. (2004). Multistage and Coordinated Planning of the Expansion of Transmission Systems. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 2, pp. 735–744.
- Fang, R. and Hill, D. J. (2003). A New Strategy for Transmission Expansion in Competitive Electricity Markets. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 1, pp. 374–380.
- Faria, H.; Binato, S.; Resende, M. G. C.; et al. (2005). Power Transmission Network Design by Greedy Randomized Adaptive Path Relinking. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 1, pp. 43–49.
- Fourer, R.; Gay, D. M. and Kernighan, B. W. (2003). *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*. Brooks/Cole-Thomson Learning, 2nd edn., Duxbury-MA.
- Garver, L. L. (1970). Transmission Network Estimation Using Linear Programming. *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, Vol. 89, No. 7, pp. 1688–1697.
- IBM ILOG CPLEX. Available at <http://www-01.ibm.com/software/integration/optimization/cplex-optimization-studio>, accessed 02 December 2017.
- Kazerooni, A. K. and Mutale, J. (2010). Transmission Network Planning Under Security and Environmental Constraints. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 25, No. 2, pp. 1169–1178.
- LaPSEE. Power System Test Cases Repository. Disponível em <http://www.feis.unesp.br/#!/lapsee>, accessed 02 February 2018
- Latorre, G.; Cruz, R. D.; Areiza, J. M.; et al. (2003). Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 2, pp. 938–946.
- Leite da Silva, A. M.; Rezende, L. S.; Honorio, L. M.; et al. (2011). Performance Comparison of Metaheuristics to Solve the Multi-Stage Transmission Expansion Planning Problem. *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 5, No. 3, pp. 360–367.
- Maghouli, P.; Hosseini, S. H.; Buygi, M. O.; et al. (2011). A Scenario-Based Multi-Objective Model for Multi-Stage Transmission Expansion Planning. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 26, No. 1, pp. 470–478.
- Rahmani, M.; Romero, R. and Rider, M. J. (2013). Risk/Investment-Driven Transmission Expansion Planning with Multiple Scenarios. *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 7, No. 2, pp. 154–165.
- Romero, R.; Monticelli, A.; Garcia, A.; et al. (2002). Test Systems and Mathematical Models for Transmission Network Expansion Planning. *IEE Pro. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 149, No. 1, pp. 27–36.
- Romero, R.; Rocha, C.; Mantovani, J. R. S.; et al. (2005). Constructive Heuristic Algorithm for the DC Model in Network Transmission Expansion Planning. *IEE Pro. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 152, No. 2, pp. 277–282.
- Sum-Im, T.; Taylor, G. A.; Irving, M. R. and Song, Y. H. (2009). Differential Evolution Algorithm for Static and Multistage Transmission Expansion Planning. *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 3, No. 4, pp. 365–384.
- Vinasco, G.; Rider, M. J.; Romero, R. (2011). A Strategy to Solve the Multistage Transmission Expansion Planning Problem. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 26, No. 4, pp. 2574–2576.
- Zhan, J.; Chung, C. Y. and Zare, A. (2017). A Fast Solution Method for Stochastic Transmission Expansion Planning. *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 32, No. 6, pp. 4684–4695.