

Estudo de Planejamento da Expansão de um Subsistema de Subtransmissão de uma Distribuidora de Energia Elétrica no Sul do Brasil

Diego D. Goulart¹, Mauro S. Ortiz¹, Eric F. B. Daza¹, Émerson R. da Silva¹, Robson P. Delavechia¹, Tiago F. Hinterholz¹, Pedro H. Eisenkraemer¹, Maurício Sperandio¹, Daniel P. Bernardon¹

¹ Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)

Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP)
Santa Maria, Brasil

Resumo— Para garantir o fornecimento da energia elétrica com qualidade, confiabilidade e continuidade torna-se necessário realizar o planejamento da expansão do sistema elétrico, que normalmente envolvem diversos fatores e variáveis. A proposta deste estudo de caso objetiva avaliar o fluxo de potência e a análise de contingências com dados para o subsistema de subtransmissão de energia elétrica em uma determinada região na área de concessão de uma empresa distribuidora de energia no sul do Brasil. As simulações apresentadas foram desenvolvidas no Programa de Análise de Redes (ANAREDE), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), com o objetivo de avaliar os impactos do crescimento de cargas nos níveis de tensão e perdas do sistema elétrico de potência (SEP). A partir destas constatações, avaliaram-se possíveis melhorias (obras), que visem garantir qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores, considerando as restrições técnicas e operacionais inerentes ao referido subsistema de subtransmissão.

Palavras-chave— ANAREDE, distribuidora de energia elétrica, fluxo de potência, planejamento e expansão, subsistema de subtransmissão.

I. INTRODUÇÃO

As distribuidoras de energia elétrica no Brasil estão usando em seus estudos de planejamento da expansão e de operação do sistema elétrico de potência (SEP) programas computacionais, visando otimizar seus recursos e melhorar seus indicadores técnicos (DEC/FEC/DIC/FIC/DMIC), e, por conseguinte, obterem melhores indicadores de desempenho econômico-financeiro. Essa percepção permite atingir resultados que são esperados pelos clientes e são avaliados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é o órgão que regulamenta o setor elétrico brasileiro, fazendo com que as concessionárias de energia cumpram todas as suas resoluções normativas e também os procedimentos definidos para o setor [1]-[3].

O Programa de Análise de Redes (ANAREDE) é um conjunto de aplicações computacionais resultantes de esforços do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) no sentido de tornar disponível para as empresas do setor elétrico novas técnicas, algoritmos e métodos eficientes, adequados a realização de estudos nas áreas de operação e de planejamento de sistemas elétricos de potência [4]. Entre suas ferramentas computacionais destacam-se: programa de fluxo de potência,

equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, redespacho de potência ativa e fluxo de potência continuado.

A proposta deste artigo é desenvolver um estudo com dados sobre o planejamento da expansão do subsistema de subtransmissão em uma determinada região de uma empresa distribuidora de energia elétrica no Sul do Brasil.

O estudo de caso consiste na análise dos principais componentes deste sistema elétrico de potência, a partir de um histórico de cargas consumidoras, apresentando-se uma versão hipotética de um Plano de Obras de Subtransmissão, até 2017, para este subsistema e, considerando-se a realização de conexão da nova subestação G (SE G, de distribuição de energia elétrica) à subestação E (SE E, de transmissão de energia elétrica) em um período de médio prazo.

As análises apresentadas são simuladas no programa ANAREDE, que permite observar o comportamento dos níveis de tensão e perdas nos elementos deste sistema, em função da sua taxa de crescimento de demanda ajustada à sua respectiva projeção de carga. Além disso, o artigo também apresenta uma análise de contingências após a conexão da subestação SE G ao subsistema de subtransmissão em estudo.

II. DESENVOLVIMENTO

A. Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico

O planejamento da expansão do sistema busca trazer sustentabilidade ao crescimento da demanda por energia elétrica. Por se tratar de investimentos onerosos e de obras de grande escala, o planejamento energético se torna imprescindível.

Normalmente são utilizados cenários de projeção de 05 anos (curto prazo) para o sistema de distribuição e de 10 anos (médio prazo) para subestações. Logo, além de apresentar a melhor alternativa técnica para determinada situação ou sistema, é preciso fazer a análise econômica do investimento.

A ordem cronológica do planejamento da expansão do sistema elétrico é exemplificada a seguir através das cinco fases [5]: a) Organização dos Dados; b) Elaboração das Alternativas; c) Simulação do Fluxo de Potência do Sistema;

d) Simulação ou Estudo Econômico do Investimento; e e) Avaliação Final do Conjunto de Investimentos.

Além da correta organização dos dados, análises do fluxo de potência e simulação econômica, também é importante a conciliação dos dados da expansão com a operação do sistema, pois os dois setores de uma distribuidora precisam ter como meta final a confiabilidade, economicidade e sustentabilidade do setor elétrico. Nesse sentido a operação ótima do sistema só ocorre com a sinergia das informações entre a expansão e a operação em função das incertezas que estão envolvidas nesse complexo processo.

B. Fluxo de Potência

Para o planejamento e operação de um sistema elétrico de potência, a análise do fluxo de potência é sem dúvidas uma ferramenta computacional de grande importância. Através da determinação do fluxo de potência, podem ser determinadas as tensões nas barras do sistema e as distribuições de fluxo na rede, além das demais grandezas relacionadas, a partir da correta modelagem do sistema [6].

O estudo do fluxo de potência fornece, em regime permanente, a solução de uma rede de energia elétrica para determinadas condições de operação, ou seja, para condições definidas de carga e geração, sujeitas a restrições operativas e à ação de dispositivos de controle. Nestes estudos, a modelagem do sistema é estática, sendo a rede representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. Essas representações são usadas em casos cujas variações com o tempo são suficientemente lentas para que se possa ignorar os efeitos transitórios [7].

Para o estudo do fluxo de potência, os dados necessários de entrada são: informações da rede elétrica (resistência e reatância dos elementos), geração ativa e reativa nas barras do sistema, carga ativa e reativa nas barras do sistema. Além dos dados de entrada as restrições operativas, tais como os limites para o fluxo de potência nas linhas e transformadores (TR), o módulo de tensão nas barras e a capacidade de geração das máquinas, devem ser respeitados [6].

O programa ANAREDE é o mais utilizado no Brasil para análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. Reúne programas de fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo, e análise de segurança de tensão. Entre os desenvolvimentos mais recentes do ANAREDE destacam-se: modelo de curva de carga; modelo de curva de capacidade de geradores; modelo de bancos de capacitores/reatores chaveados para controle de tensão; individualização de equipamentos; algoritmo para verificação de conflito de controles e facilidades para estudos de recomposição do sistema [8].

Entre os principais usuários do ANAREDE estão: entidades setoriais, como Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Ministério de Minas e Energia (MME); empresas Eletrobrás; agentes de geração, transmissão e distribuição; grandes consumidores industriais; produtores independentes; universidades (versões acadêmicas); consultorias; etc. [8].

C. Análise de Contingências

Uma contingência em um sistema elétrico de potência consiste no desligamento ou saída repentina de componentes do sistema, causadas por perturbações ou faltas, com consequente atuação da proteção. As contingências mais recorrentes são a saída de linhas de transmissão ou transformadores, desligamento de unidades geradores, saída de componentes *shunt* e saída de carga [9].

A análise de contingências em um sistema elétrico é realizada através de simulações computacionais, nas quais, para determinada condição de operação do sistema, uma lista de contingências é simulada. Para cada situação, o operador pode avaliar o impacto que pode ser causado no sistema caso um evento não planejado de contingência venha a ocorrer. É avaliado o impacto causado no sistema. Nessas análises, o fluxo de potência é utilizado para analisar cada contingência da rede elétrica.

As análises de contingências com o software ANAREDE permitem identificar condições de operação severas em uma eventualidade, sendo que, na solução dos casos pelo método de Newton, os elementos em contingência são removidos da rede elétrica e a solução do fluxo de potência é executada, com a formação e fatoração da matriz Jacobiana a cada iteração, sendo as grandezas monitoradas pelo programa os níveis de tensão nos barramentos, fluxo de potência nos circuitos e potência reativa nas barras de geração e de referência. As contingências são classificadas de acordo com o índice de severidade, que corresponde ao desvio quadrático médio em relação aos limites estabelecidos para a grandeza que está sendo monitorada [10].

III. ESTUDO DE CASO: O SUBSISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO DA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste trabalho são realizadas simplificações quanto à dimensão do problema e estudos de fluxo de potência ótimo para um sistema de subtransmissão de energia elétrica (que está associado a um sistema de distribuição de energia elétrica). Considera-se que os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica estarão representados, simplificada, através da fonte de suprimento denominada Subestação E – (SE E, de transmissão com 230/69 kV 2x83 MVA).

Assim, serão avaliados os resultados visando o Planejamento da Expansão do Subsistema de Subtransmissão, que está inserido no Sistema de Subtransmissão da empresa distribuidora. Esta análise avaliará o fluxo de potência considerando-se as seguintes cargas: Subestação A (SE A – de distribuição com 69/13,8 kV 42 MVA e 69/23 kV 25 MVA), Subestação B (SE B – de distribuição com 69/23 kV 25 MVA), Subestação C (SE C – de distribuição com 69/23 kV 30 MVA) e Subestação D (SE D – de distribuição com 69/23 kV 25 MVA) [11]-[12].

Com relação às linhas de transmissão (LT) que alimentam as respectivas subestações citadas, destaca-se que são constituídas, em sua maioria, por suportes de madeira e que possuem configuração radial. Assim, temos a LT 69 kV SE E x SE A (com 8,00 km e 43 suportes), a LT 69 kV SE E x SE B

(com 31,30 km e 138 suportes), a LT 69 kV SE E x SE C (com 47,10 km e 219 suportes) e a LT 69 kV SE E x SE D (com 43,00 km e 183 suportes) [11]-[12].

Os critérios de planejamento da expansão do sistema elétrico consideram aspectos econômicos e técnicos, citados em [11]-[12], que são:

A. Aspecto Econômico (Previsão de Carga)

Avalia-se o cenário econômico e a taxa de crescimento da demanda, baseada na tendência histórica ajustada pela projeção do mercado de energia.

B. Aspectos Técnicos (Previsão de Obra, visando a antecipação da violação dos critérios técnicos)

Avalia-se o carregamento de TR e LT, considerando-se 100% da capacidade nominal. Quando o ajuste da capacidade físico-financeira é necessário, admite-se carregamento de 105% em TR, cuja demanda máxima ocorre no horário fora-ponta, e 110% para o horário de ponta.

Para análise de confiabilidade aplicada a SE de áreas com grande concentração de carga, considera-se a ampliação e o projeto de novas SE nestas localidades. Além disso, deve-se respeitar a capacidade de suprimento da carga em situação de contingência para um de seu(s) TR através de outra(s) unidade(s) da própria SE, e/ou manobra para a SE vizinha via rede de distribuição.

Outros aspectos técnicos analisados abrangem o controle de tensão na SE, por meio da avaliação do range máximo do comutador; o carregamento de alimentador (AL) com 80% de sua capacidade nominal; e a queda de tensão de AL, admitindo o valor de 7% de carregamento no pior ponto da rede.

A partir destes critérios econômicos e técnicos, são analisados os resultados do fluxo de potência para o ano de 2012 e, hipoteticamente, para a realização do Plano de Obras de Subtransmissão (2012-2017/2020), da empresa distribuidora de energia elétrica, onde estão listadas as seguintes obras [11]-[12]:

- Construção da Subestação G (SE G – de distribuição com 69/13,8 kV 25 MVA) e da LT 69 kV SE E x SE G (com 11,00km), na área urbana;
- Construção da Subestação H (SE H – de distribuição com 69/23 kV 15 MVA), para atender a área rural.

IV. RESULTADOS

A. Análise técnica no ANAREDE

Cenário 1: Subsistema de Subtransmissão (Cenário 2012) - Subsistema SE E – com SE A (30 MVA) e sem SE G

Com o ANAREDE desenvolveu-se o processo de análise do subsistema de subtransmissão da empresa de distribuição de energia elétrica, considerando-se o cenário 1 como referência de carga para o sistema elétrico de potência o ano de 2012, focando a situação da SE A, e em específico ao setor

TR1 69/13,8 kV 42 MVA (que atende a área urbana), que em 2012 apresentava um carregamento de 30 MVA (ver Fig. 1).

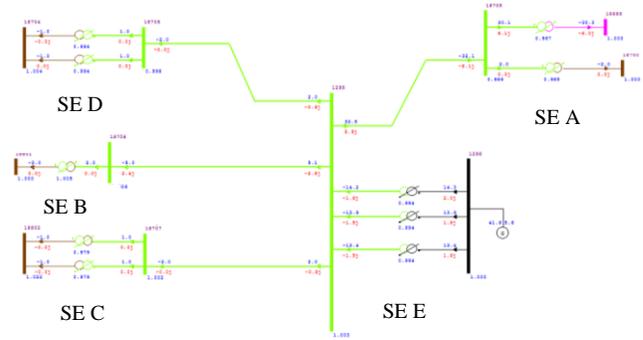


Fig. 1. Cenário 1 ANAREDE: subsistema de Subtransmissão no ano de 2012 - subsistema SE E com SE A (30 MVA) e sem SE G).

Até 2017 tem-se que as demais subestações 69/23 kV do Subsistema de Subtransmissão, que suprem as cargas rurais da região têm plenas condições de atender a demanda, considerando-se apenas a realização da obra futura da Subestação H (SE H – de distribuição com 69/23 kV 15 MVA), para atender a área rural (obra em fase de elaboração de projetos, com previsão de início no ano de 2018 e conclusão até 2020).

Após realização da simulação do Cenário 1 no ANAREDE, observaram-se os resultados em termos de fluxos de potência, níveis de tensão e perdas técnicas (ver Fig. 2 e Fig. 3).

MONITORACAO DE TENSÃO

Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

MONITORACAO DE FLUXOS

Não foram encontradas violações de fluxo entre os circuitos monitorados

Fig. 2. Resultados para o monitoramento de tensão e fluxo de potência no subsistema de subtransmissão para o cenário 1.

5

RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

| AREA NUM. | GERACAO MW/ Mvar | INJ MW/ Mvar | EQV MW/ Mvar | CARGA MW/ Mvar | ELO CC MW/ Mvar | SHUNT MW/ EQUIV | EXPORT MW/ Mvar | IMPORT MW/ Mvar | PERDAS MW/ Mvar |
|-----------|------------------|--------------|--------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 31 | 41.6 5.6 | 0.0 | 0.0 | 41.0 6.0 | 0.0 0.0 | 0.0 0.0 | 0.0 0.0 | 0.0 0.0 | 0.6 -0.4 |
| TOTAL | 41.6 5.6 | 0.0 | 0.0 | 41.0 6.0 | 0.0 0.0 | 0.0 0.0 | 0.0 0.0 | 0.0 0.0 | 0.6 -0.4 |

Fig. 3. Resultados da simulação das perdas técnicas para o cenário 1.

Assim, neste cenário 1 observa-se que não ocorreram violações de tensão e fluxo de potência e as perdas técnicas ativas e reativas foram, respectivamente, 0,6 MW e -0,4 MVar.

Cenário 2: Subsistema de Subtransmissão (Cenário 2017) - Subsistema SE E – com SE A (60 MVA) e sem SE G

No cenário 2, considerou-se um aumento de carga compatível com as taxas de crescimento da demanda para o subsistema de subtransmissão (ver Fig. 4).

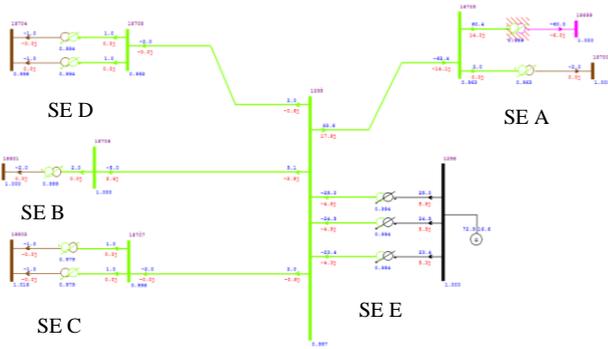


Fig. 4. Cenário 2 ANAREDE: subsistema de subtransmissão no ano de 2017 - subsistema SE E – com SE A (60 MVA) e sem SE G.

E conforme a Fig. 4, em específico para a SE A no setor TR1 69/13,8 kV 42 MVA (que atende a área urbana) observou-se um carregamento futuro de 60 MVA.

A Fig. 5 e a Fig. 6 apresentam os resultados em termos de monitoramento de tensão, fluxos de potência e perdas técnicas para a simulação do cenário 2 no ANAREDE.

MONITORACAO DE TENSAO

Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

MONITORACAO DE FLUXOS

| DA BARRA NOME | PARA BARRA NOME | NC | MW | FLUXOS Mvar | VIOLACAO MVA/V | CARREGAMENTO % SEVERIDADE |
|--------------------------|-----------------|----|------|-------------|----------------|---------------------------|
| 18705 | 18699 | 1 | 60.4 | 14.0 | 64.4 | 1.4 * 102.24 % |
| SE A - TR1 69/13,8 kV 42 | | | | | | |

Fig. 5. Resultados para o monitoramento de tensão e fluxo de potência para o cenário 2.

RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

| AREA NUM. | GERACAO MW/Mvar | INJ MW/Mvar | EQV Mvar | CARGA MW/Mvar | ELO CC MW/Mvar | SHUNT Mvar/EQUIV | EXPORT Mvar | IMPORT Mvar | PERDAS MW/Mvar |
|-----------|-----------------|-------------|----------|---------------|----------------|------------------|-------------|-------------|----------------|
| 31 | 72.9 / 16.6 | 0.0 / 0.0 | 0.0 | 71.0 / 6.0 | 0.0 / 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.9 / 10.6 |
| TOTAL | 72.9 / 16.6 | 0.0 / 0.0 | 0.0 | 71.0 / 6.0 | 0.0 / 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.9 / 10.6 |

Fig. 6. Resultados da simulação das perdas técnicas para o cenário 2.

Nesta condição, o cenário 2 não apresentaria violações de tensão, mas seriam encontradas violações em termos de fluxo de potência na SE A TR1 69/13,8 kV 42MVA, com grau de severidade igual a 102,24%, apresentando-se a necessidade de realização da obra da subestação de distribuição SE G (TR1 69/13,8 kV 25 MVA). As perdas técnicas encontradas foram de 1,9 MW e 10,6 MVar.

Cenário 3: Subsistema de Subtransmissão (Cenário 2017) - Subsistema SE E – com SE A (40 MVA) e com SE G (20MVA)

Baseadas em estudos técnicos, como no caso da realização das Obras de Expansão do Subsistema de Subtransmissão, com a construção da subestação de distribuição G (SE G, com TR1 69/13,8 kV 25MVA), buscam-se as soluções para evitarem-se problemas no suprimento de energia elétrica para uma região (ver Fig. 7).

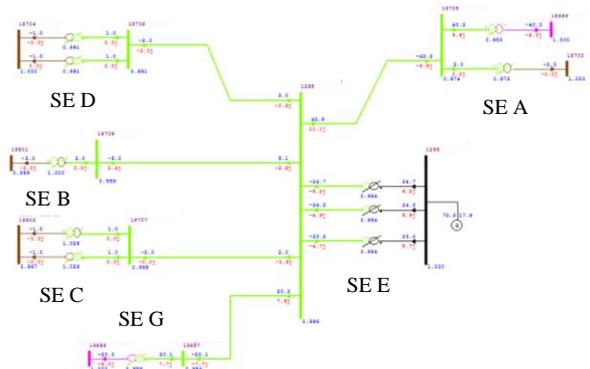


Fig. 7. Cenário 3 ANAREDE: subsistema de subtransmissão no ano de 2017 - subsistema SE E – com SE A (40 MVA) e com SE G (20MVA).

Após simular o cenário 3 no ANAREDE, observaram-se os seguintes resultados em termos de monitoramento de tensão, fluxos de potência e perdas técnicas (ver Fig. 8 e Fig. 9).

MONITORACAO DE TENSAO

Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

MONITORACAO DE FLUXOS

Não foram encontradas violações de fluxo entre os circuitos monitorados

Fig. 8. Resultados para o monitoramento de tensão e fluxo de potência para o cenário 3.

RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

| AREA NUM. | GERACAO MW/Mvar | INJ MW/Mvar | EQV Mvar | CARGA MW/Mvar | ELO CC MW/Mvar | SHUNT Mvar/EQUIV | EXPORT Mvar | IMPORT Mvar | PERDAS MW/Mvar |
|-----------|-----------------|-------------|----------|---------------|----------------|------------------|-------------|-------------|----------------|
| 31 | 72.2 / 17.8 | 0.0 / 0.0 | 0.0 | 71.0 / 12.0 | 0.0 / 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.2 / 5.9 |
| TOTAL | 72.2 / 17.8 | 0.0 / 0.0 | 0.0 | 71.0 / 12.0 | 0.0 / 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.2 / 5.9 |

Fig. 9. Resultados da simulação das perdas técnicas para o cenário 3.

No cenário 3, que considera a realização da obra da SE G (TR1 69/13,8 kV 25 MVA), tem-se que não ocorreram violações de tensão e fluxo de potência e as perdas técnicas foram de 1,2 MW e de 5,9 MVar, ativa e reativa, respectivamente.

Cenário 4: Subsistema de Subtransmissão (Cenário 2017) - Subsistema SE E – com SE A (40 MVA) e com SE G (20 MVA) - Contingência Automática

Foram realizadas as simulações de contingências automática no programa ANAREDE, para as quais ao final da simulação foi gerado um relatório, que contém a identificação de todos os circuitos dos quais foram realizados a contingência N-1, indicando informações detalhadas quanto à violação dos limites de tensão, fluxo e geração e perdas técnicas.

A seguir, são apresentadas as monitorações verificadas no programa ANAREDE para os casos convergidos mais severos, com relação à tensão, ao fluxo de potência e à geração de energia elétrica (da Fig. 10 até a Fig. 13).

| TENSÃO | | | | | | |
|------------------|-------------------|----------------------|-------|------------------------------------|-------|--|
| NUMERO VIOLACOES | INDICE SEVERIDADE | (%)INDICE SEVERIDADE | DE | IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA PARA | CIRC. | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | 18706 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18802 | 19819 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18707 | 18802 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18707 | 18802 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18708 | 18704 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18708 | 18704 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18705 | 18700 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18655 | 18656 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18655 | 18656 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 19824 | 18640 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18640 | 18655 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18706 | 18639 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18639 | 18641 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | 18708 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | 18707 | 1 | |

Fig. 10. Monitoração da tensão pelo método de análise de contingência automática no ANAREDE para o subsistema de subtransmissão no cenário 4.

| FLUXO | | | | | | |
|------------------|-------------------|----------------------|-------|------------------------------------|-------|--|
| NUMERO VIOLACOES | INDICE SEVERIDADE | (%)INDICE SEVERIDADE | DE | IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA PARA | CIRC. | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | 18706 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18802 | 19819 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18707 | 18802 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18707 | 18802 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18708 | 18704 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18708 | 18704 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18705 | 18700 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18655 | 18656 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18655 | 18656 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 19824 | 18640 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18640 | 18655 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18706 | 18639 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18639 | 18641 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | 18708 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | 18707 | 1 | |

Fig. 11. Monitoração do fluxo pelo método de análise de contingência automática no ANAREDE para o subsistema de subtransmissão no cenário 4.

| FLUXO/V | | | | | | |
|------------------|-------------------|----------------------|-------|------------------------------------|-------|--|
| NUMERO VIOLACOES | INDICE SEVERIDADE | (%)INDICE SEVERIDADE | DE | IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA PARA | CIRC. | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | 18706 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18802 | 19819 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18707 | 18802 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18707 | 18802 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18708 | 18704 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18708 | 18704 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18705 | 18700 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18655 | 18656 | 2 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18655 | 18656 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 19824 | 18640 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18640 | 18655 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18706 | 18639 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18639 | 18641 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | 18708 | 1 | |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | 18707 | 1 | |

Fig. 12. Monitoração do fluxo pelo método de análise de contingência automática no ANAREDE para o subsistema de subtransmissão no cenário 4.

| GERACAO | | | | | | |
|------------------|-------------------|----------------------|-------|------------------------------------|--------------------|-------|
| NUMERO VIOLACOES | INDICE SEVERIDADE | (%)INDICE SEVERIDADE | DE | IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA PARA | NOME PARA | CIRC. |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | Uruguai5-69 | 18706 Uruguai2-69 | 1 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18802 | URU3--TRs-23 | 19819 URU3--Reg-23 | 1 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18707 | Uruguai3-69 | 18802 URU3--TRs-23 | 2 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18707 | Uruguai3-69 | 18802 URU3--TRs-23 | 1 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18708 | Uruguai4-69 | 18704 URU4--TRs-23 | 2 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18708 | Uruguai4-69 | 18704 URU4--TRs-23 | 1 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18705 | Uruguai1-69 | 18700 URU1--TR2-23 | 2 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18655 | Quarai---69 | 18656 QUA---TRs-23 | 2 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18655 | Quarai---69 | 18656 QUA---TRs-23 | 1 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 19824 | ENT890_B--69 | 18640 HarmoniaY-69 | 1 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18640 | HarmoniaY-69 | 18655 Quarai---69 | 1 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18706 | Uruguai2-69 | 18639 Harmonia--69 | 1 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 18639 | Harmonia--69 | 18641 HAR---TR1-23 | 1 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | Uruguai5-69 | 18708 Uruguai4-69 | 1 |
| 0 | 0.0 | 0.0 | 1295 | Uruguai5-69 | 18707 Uruguai3-69 | 1 |

Fig. 13. Monitoração da geração pelo método de análise de contingência automática no ANAREDE para o subsistema de subtransmissão no cenário 4

Analisando-se as Fig. 10, Fig. 11,

Fig. 12 e Fig. 13, verifica-se que a construção de SE G tornará o sistema mais robusto frente a possíveis contingências. Pois, conforme se observa nos resultados, para a carga considerada no cenário 4 do ano de 2017, ou seja, com carregamento de 60 MVA, as contingências automáticas apresentadas no relatório de monitoração do ANAREDE não registraram violações.

Na Fig. 14 são apresentados os circuitos com problemas de convergência durante a simulação das contingências automáticas para o subsistema em estudo no cenário 4.

| IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA | | | |
|-------------------------------|-------|----------|--|
| DE | PARA | CIRCUITO | |
| 1295 | 18705 | 1 | |
| 1295 | 19857 | 1 | |
| 1296 | 1295 | 1 | |
| 1296 | 1295 | 2 | |
| 1296 | 1295 | 5 | |
| 18640 | 18639 | 1 | |
| 18641 | 18720 | 1 | |
| 18705 | 18699 | 1 | |
| 18706 | 18801 | 1 | |
| 19857 | 19858 | 1 | |

Fig. 14. Circuitos que divergiram durante a análise de contingência automática no ANAREDE para o cenário 4.

Após a realização das simulações de contingência automática para o subsistema em estudo no ANAREDE, com número total de casos igual a 25, tem-se que o número de casos convergidos são iguais a 15, ou seja, 60% do total.

B. Análise Econômica

Após as simulações no ANAREDE, nota-se que no cenário 1, tomado como caso base para as simulações, não ocorreram violações de tensão e dos limites de potência. Além disso, as perdas técnicas ativas e reativas foram, respectivamente, 0,6 MW e -0,4 MVar.

No cenário 2, onde considerou-se um aumento de carga compatível com o ano de 2017, ocorreram violações em termos de fluxo de potência na SE A (TR1 69/13,8 kV 42 MVA), com grau de severidade igual a 102,24% e as perdas técnicas encontradas foram de 1,9 MW e 10,6MVar, respectivamente.

No cenário 3 considerou-se a construção da subestação G no ano de 2017, visando evitar problemas no suprimento de energia elétrica. Os resultados obtidos indicam que não ocorreram violações de tensão e fluxo de potência e as perdas técnicas foram de 1,2 MW e de 5,9 MVar, ativa e reativa, respectivamente.

Desta forma, com a construção da subestação de distribuição SE G (TR1 69/13,8 kV 25MVA, suprindo 20 MVA) agregando-a com a subestação SE A (TR1 69/13,8 kV 42MW, suprindo 40 MVA), o Subsistema de Subtransmissão em seu setor de 13,8kV não sofrerá problemas de sobrecarga no curto prazo.

Assim, não se faz necessário a construção da subestação de distribuição SE H (TR1 69/23 kV 15 MVA), para atender a área rural, visto que a construção da SE G já garante a confiabilidade do sistema, postergando-se a realização da obra da SE H. E, além disso, verificou-se ganho de capacidade instalada, e conseguiu-se aumentar a segurança para estas subestações, que atendem clientes urbanos.

Por fim, no cenário 4, com as simulações de contingência automática, que detalham informações quanto à violação dos limites de tensão, fluxo e geração e perdas técnicas para o subsistema em estudo no ANAREDE, percebe-se que do total de 25 casos tem-se 60% dos casos convergidos.

V. CONCLUSÃO

A análise e cálculo do fluxo de potência utilizando o programa ANAREDE dependem de um banco de dados com históricos confiáveis. Com isso, é possível realizar estudos técnicos buscando garantir a qualidade, a confiabilidade e a segurança operacional de um sistema elétrico. Dessa forma, o ANAREDE configura-se como uma ferramenta de grande potencialidade para os profissionais que atuam nesta área.

Este trabalho fez uma abordagem sobre utilização de modelagem computacional para a realização de planejamento de expansão do SEP, visto que tais decisões estratégicas impactam no desempenho técnico-operacional e, por conseguinte, repercutem no resultado econômico-financeiro de uma empresa de energia elétrica.

Com a análise do comportamento do SEP realizada com o intuito de elaborar-se o planejamento da expansão com a utilização do ANAREDE, verificou-se que a escolha representou ganho técnico (atendimento de carga) e ganho econômico (postergação de investimentos) para a empresa distribuidora de energia elétrica.

Assim, quanto mais robusto é um determinado SEP, mais confiável torna-se este sistema, uma vez que existem mais alternativas para contornar contingências ou variações do carregamento. O objetivo da operação do sistema é que ele esteja em um estado seguro. Em condições de operação e em regime estacionário, ele está sujeito às restrições de carga, restrições de operação e restrições de segurança.

Concluindo-se, a execução da obra de construção de uma subestação resultará em melhores condições técnico-operacionais, em termos de fornecimento de energia elétrica, para o curto prazo, e também garantem a sustentabilidade para

o sistema, no médio prazo, decorrendo a necessidade de estudos contínuos para compor ações para um Plano de Obras de Subtransmissão de uma empresa distribuidora de energia elétrica do Sul do Brasil.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001, e do INCT-GD (CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo no. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1).

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL (2011). "www.aneel.gov.br", Web Site, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [2] ANEEL (2010). "Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010", Resolução Normativa, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [3] ANEEL (2008). "Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST", Resolução Normativa, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- [4] CEPEL (2004). "Programa de Análise de Redes (ANAREDE) V08-Ago04". Manual do Usuário, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL.
- [5] B. R. Pereira Junior, "Planejamento de Médio e Longo Prazo de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geradores Distribuídos (GDs) Considerando Custos de Confiabilidade, Operação e Expansão," Universidade Estadual Paulista Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2014.
- [6] L. E. B. Pequeno, "Novas Facilidades de Operação do Programa ANAREDE", Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.
- [7] A. Monticelli, Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, CEPEL, 1983.
- [8] CEPEL (2018). "ANAREDE - Análise de Redes Elétricas". [Online]. Available: <http://www.cepel.br/produtos/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm>. [Accessed: 24-May-2018].
- [9] L. C. Pataca, "Análise de Contingências com Critério N-1 em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando Computação Paralela em MATLAB", Universidade de São Paulo, 2012.
- [10] D. L. N. Santos, R. Daher, V. Nazari, "Análise Estática de Sistema Elétrico de Potência Utilizando o Software ANAREDE", Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2013.
- [11] D. D. Goulart; D. P. Bernardon; M. Sperandio; A. A. B. Ferreira; G. D. Freitas; E. D. Goulart. "Planejamento e Análise da Expansão de Sistema Elétrico de Potência com a Utilização do Programa de Análise de Redes (ANAREDE)". In: 27ª Jornada Acadêmica Integrada da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), 2012, Santa Maria - RS - Brasil.
- [12] D. D. Goulart; D. P. Bernardon; M. Sperandio; A. A. B. Ferreira; G. D. Freitas; E. D. Goulart.. "Aplicação do Programa NH2-Cepel para Avaliação de Confiabilidade De Um Sistema De Subtransmissão De Energia Elétrica". In: 27ª Jornada Acadêmica Integrada da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), 2012, Santa Maria - RS - Brasil.