



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO – IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS -GOP

ANÁLISE AUTOMATIZADA DE DESLIGAMENTOS

**José Carlos Lobato Pasini(*)
ELETROBRAS-ELETROSUL**

**Maico Marques Dias
ELETROBRAS-ELETROSUL**

**Rômulo Guilherme Schneider Ristow
ELETROBRAS-ELETROSUL**

RESUMO

Este trabalho descreve um método para automatizar a análise da viabilidade de intervenções em Sistemas Elétricos de Potência. Mediante uma análise prévia de sensibilidade definem-se os ramos candidatos a contingências. Mediante uma comparação das condições operacionais das contingências sem desligamentos e com desligamentos, conclui-se quanto à viabilidade de desligamentos em determinado horário de carga. O método foi incorporado a um programa de Fluxo de Potência para sistemas de grande porte, formando um único aplicativo, utilizável sem a necessidade de adaptação de interfaces. Vem sendo usado na ELETROSUL para se definir os melhores horários para a realização de desligamentos.

PALAVRAS-CHAVE

Análise de desligamentos, Programação de Intervenções, Segurança Operacional

1.0 - INTRODUÇÃO

O critério básico utilizado para se analisar intervenções com desligamentos na Rede de Operação é decorrente do critério “N-1” de Planejamento adotado no Brasil. Esse critério está contido nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), tanto no sub-módulo 6.5, revisão 1.0, (*Programa de Intervenções em Instalações da Rede de Operação, referência 1*), de caráter mais genérico, como no sub-módulo 23.3, revisão 1.1, (*Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, referência 2*), mais detalhado. Neste último, estão as principais diretrizes que devem ser utilizadas para a avaliação do sistema elétrico em regime permanente, estando a seguir reproduzidos os seus itens 5.1.3 e 5.2.3.

“5.1.3 Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente. De forma geral, avaliam se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão, para uma determinada configuração da rede elétrica e uma dada condição de carga e de geração, atendem aos critérios estabelecidos neste sub-módulo.”

“5.2.3 Os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa normal, análise de contingências de linhas, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico, com o objetivo de se definirem ações para que o SIN opere sem perda de carga e sem violações inadmissíveis dos limites de tensão e de carregamento.”

O princípio básico para que uma intervenção seja viável é o de que as contingências não impliquem nem em perda de carga e nem em violações operacionais inadmissíveis dos limites de tensão e carregamento.

As perdas de carga podem ocorrer devido ao ilhamento de uma ou mais subestações, não havendo geração capaz de atender à carga, ou devido à violações operacionais na forma geralmente de subtensões ou sobrecargas. Conforme definido no sub-módulo 23.3, será considerada uma violação operacional inadmissível toda a que implique em tensões abaixo de 0.90 pu ou carregamentos em ramos acima do máximo admissível em regime permanente. Para a correção de tensões será considerada a possibilidade de manobra de elementos shunt.

Como na realidade o sistema elétrico mesmo sem intervenções (desligamentos) já fica em algumas contingências sujeito à violações operacionais inadmissíveis, o critério anterior costuma ser interpretado da forma a seguir, para definir a viabilidade de desligamentos:

“O sistema deve suportar qualquer contingência sem perda de carga e sem violações operacionais inadmissíveis que não seriam nem perdas e nem violadas sem os desligamentos”

A análise de desligamentos está baseada pois em comparar condições operacionais com desligamentos e sem desligamentos.

Se existir uma ou mais contingências que provoquem violações operacionais, inexistentes sem o desligamento, deve-se buscar outros horários de menor carga. E, se mesmo na condição de horário de menor carga ainda houver tais violações originalmente invioladas sem o desligamento, o mesmo é programado para o período de menor carga, que é quando se admite, que essa regra não seja inteiramente cumprida, ficando-se, porém, na dependência da concordância das empresas distribuidoras envolvidas na região do desligamento.

A análise de viabilidade de desligamentos implica em se comparar a gravidade de duas situações: As contingências sem o desligamento versus as contingências simultaneamente com o desligamento. Trata-se, pois, de um processo eminentemente comparativo.

Ao se tentar automatizar a análise de desligamentos duas questões básicas emergem:

a) A primeira questão é definir que contingências devem ser simuladas. Uma possibilidade seria realizar a simulação da perda de todos os ramos do SEP, um a um, porém isto seria extremamente ineficiente em termos de tempo de simulação. Outra possibilidade é a de que esta definição seja feita por algum meio inteligente. Neste trabalho utiliza-se a segunda proposta, implementada por meio de análise de sensibilidade da Potência Ativa, conforme será explicado no item 3.1.

b) A segunda questão é a definição de quais critérios devem ser utilizados para se comparar, em cada contingência a se analisar, as condições operacionais com e sem os desligamentos. A metodologia utilizada será explicada e descrita no item 3.2

Antes de se passar a usar a nova ferramenta computacional todo o trabalho de análise de desligamentos era feito na Eletrosul interativamente pelo analista de sistemas elétricos, baseando-se no seu conhecimento empírico e na visualização de diagramas unifilares. Além de se gastar um tempo excessivo na avaliação completa de desligamentos, principalmente no que se refere a definição e simulação de contingências, estava presente o risco de que não fosse avaliada toda a extensão de contingências que poderiam impedir a realização de um desligamento. Esta possibilidade de falha podia ser decorrente de esquecimento, mudanças de carga, mudanças de despachos de geração, e sobretudo mudanças de configuração (topologia), que poderiam confundir até mesmo o analista mais experiente. Outros motivos de falha poderiam ser decorrentes da execução de tarefas repetitivas, como carregar sequencialmente e manualmente diversas vezes um mesmo caso de referência de fluxo de potência para simular os desligamentos com cada uma das contingências.

O objetivo deste trabalho foi, pois, automatizar a análise de desligamentos, tornando-a uma tarefa ágil e menos dependente da experiência dos analistas. Como consequência, pode-se otimizar a alocação de desligamentos para os horários mais convenientes, preservando a confiabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SIN) e reduzindo o tempo de análise.

2.0 - SUPORTE DE SOFTWARE

Para se implementar a Análise Automatizada de Desligamentos utilizou-se de um programa de Fluxo de Potência para sistemas de grande porte que foi implementado como parte da dissertação de mestrado da referência 3. As principais características deste programa são as seguintes:

a) Foi dimensionado para processar todo o sistema interligado brasileiro representado nos casos base de referência distribuídos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), sem a necessidade de equivalentes. Foram implementados dois métodos de convergência: Newton-Raphson e Desacoplado Rápido, sendo o último o que vem sendo efetivamente utilizado. Os sistemas lineares esparsos são resolvidos pelo método de Zollenkopf (fatoração LDU).

b) Os elos de Corrente Contínua (CC) são efetivamente calculados e não apenas equivalentados.

- c) Permite a manobra automática de shunts (capacitores e/ou reatores) durante o processo iterativo.
- d) Trabalha com transformadores com comutadores sob carga, podendo serem simulados livres ou congelados;
- e) Permite modelar a carga com percentuais de Potência constante e de Impedância constante.
- f) Permite a aplicação de fatores de aumento ou redução de cargas.
- h) Verifica a atuação de ECEs (Esquemas de Controle Especiais) operados por tensão.
- i) Calcula intercâmbio entre regiões e entre empresas, e balanço de potência ativa e perdas por empresa.
- j) Faz detecção automática de ilhamento no sistema elétrico após uma mudança topológica. Foi implementado um algoritmo que verifica durante o processo de fatoração de Zollenkopf (fatoração LDU) se há o aparecimento de um valor nulo na diagonal da matriz D. Se houver significa que houve a formação de uma ilha sem barra de referência. Neste caso aloca-se propositalmente uma barra swing nessa ilha, a qual passa a ser tratada como um subsistema isolado, porém processado simultaneamente com o sistema principal. Quando tanto o sistema principal como a ilha ou ilhas convergirem é declarada a convergência. A geração que surge na barra swing que foi alocada na ilha é computada como “corte de carga por ilhamento”. Esta facilidade é fundamental quando se pretende fazer simulações seqüenciais, pois impede que alguma contingência em que surja ilhamento aborte o processamento do conjunto das contingências.

Como os autores dispunham do código fonte desse programa de fluxo de potência, foi possível implementar a Análise Automatizada de Desligamentos mediante a incorporação de macro rotinas adicionais que aproveitaram toda a programação já existente.

3.0 - METODOLOGIA

3.1 - Definição de contingências

Inicialmente o aplicativo delimita, por meio de análise de sensibilidade, qual é o conjunto de contingências que devem ser analisadas para os desligamentos em análise. Essa delimitação é feita com base numa idéia de reciprocidade, ou seja, se o ramo Y fica afetado pelo desligamento do ramo X, então o ramo X e seu desligamento ficam afetados pelo desligamento (contingência) do ramo Y.

Deve-se enfatizar que o mapeamento de contingências aqui proposto tem por objetivo apenas mapear as contingências que podem ter seu comportamento influenciado por desligamentos. Isto é muito diferente do que se chama na literatura técnica especializada de “Seleção Automática de Contingências”, na qual se deseja mapear as piores contingências de um sistema elétrico independentemente de terem seu comportamento influenciado ou não por um desligamento, como narrado na revisão de literatura da referência 4. Neste último caso geralmente utilizam-se técnicas baseadas em análise de sensibilidade para mapear contingências e processá-las por meio de métodos simplificados ou modificados, voltados em geral para estudos de planejamento, como fluxos de potência “DC”, ou fluxos de potência “AC” com número limitado de iterações..

Quando um caso de referência de fluxo de potência de determinado horário é carregado, calculam-se e armazenam-se os fluxos de potência ativa antes dos desligamentos (P_a) de todos os ramos do sistema elétrico. Em seguida simula-se o fluxo de potência com os desligamentos e então se calculam os fluxos de potência ativa depois dos desligamentos (P_d) igualmente de todos os ramos do sistema elétrico. Em seguida verifica-se em que ramos houve uma variação de fluxo de potência ativa em módulo $|P_a - P_d|$ superior ao erro tolerável de potência ativa usado no critério de convergência. Esses são os ramos candidatos a terem suas perdas involuntárias (contingências) analisadas. Ramos afastados dos desligamentos geralmente não surgem como candidatos, uma vez que não sofrem nenhuma alteração nos seus fluxos de potência ativa decorrentes do desligamento. Por exemplo, ao se desligar um transformador da Rede de Operação em Curitiba, ramos situados no Nordeste do Brasil não sofrem nenhuma variação em seus fluxos de potência ativa superiores ao erro tolerável, logo não serão candidatos a contingência.

Utilizando-se um erro tolerável de potência de 1 MVA, tem sido comum para cada desligamento que o método proposto encontre em média 50 ramos a contingência. Esses ramos candidatos são então ordenados em ordem decrescente de variação de fluxo de potência ativa, de forma que aqueles com maior variação de fluxo tenham suas contingências simuladas antes.

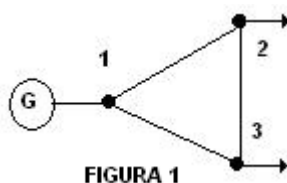
Por exemplo, consideremos o desligamento de um dos 2 transformadores 230/138 kV de 150 MVA da SE Joinville Norte, em carga média. A relação dos ramos a contingência, caso de referência de fevereiro de 2011, pela aplicação do método, é formada por 49 ramos no total, para um erro tolerável de 1 MVA. Na Tabela 1 a seguir estão os 10 primeiros em ordem decrescente de variação de MW em módulo:

Tabela 1: Dez primeiros ramos com maior variação de Fluxo de Potência Ativa

Ordem	$ Pa-Pd $ (MW)	De	Para	Cto	Pa (MW)	Pd (MW)
1	52	Joinvill-230	JoinvNor-230	1	-86	-138
2	35	JoinvNor-138	Joinvil4-138	1	45	10
3	28	JoinvNor-138	JoinvNor-230	2	-88	-116
4	27	JoinvNor-138	Pirabeir-138	1	57	30
5	24	Pirabeir-138	Tigre----138	1	-16	-40
6	24	Joinvill-138	Tigre----138	1	23	47
7	16	Joinvill-138	Joinvil4-138	2	66	82
8	16	Joinvill-138	Joinvil4-138	1	66	82
9	15	Joinvill-138	Joinvill-230	6	-84	-99
10	13	Joinvill-138	Joinvill-230	4	-84	-97

A idéia mais comum que se faz deste desligamento é a de que seria o transformador remanescente o que teria a maior variação de fluxo. Entretanto, a Tabela mostra que esse transformador ocupa o terceiro lugar na lista, havendo duas linhas, a primeira de 230 kV e a segunda de 138 kV, com variações de fluxo superiores a do transformador remanescente. Em geral, mas não necessariamente, os ramos que tem maiores variações de MW são os que produzem contingências mais severas. A continuação da análise deste desligamento será feita no exemplo 4.1.

Este critério de se achar ramos candidatos a contingência pode “falhar” quando o ramo cujo desligamento se quer analisar estiver com fluxo de potência ativa inferior à tolerância de potência ativa utilizada no critério de convergência, pois seu desligamento não provoca mudança significativa nos fluxos de potência ativa de outros ramos, embora possam existir ramos não mapeados pelo procedimento cuja contingência ficaria muito agravada pelo desligamento, o qual, portanto, não seria viável. Neste caso o método falharia. Esse caso particular pode ser entendido observando-se o simples caso da Figura 1, no qual os ramos 1-2 e 1-3 são iguais, e as cargas presas nos nós 2 e 3 são também iguais, não havendo portanto fluxo de potência no ramo 2-3. Logo o desligamento do ramo 2-3 não encontraria ramos candidatos a contingências pelo procedimento anunciado. Entretanto, apesar de não transportar nenhuma potência ativa, o ramo 2-3 não pode ser desligado pelos critérios do ONS, uma vez que na perda do ramo 1-2 é ele que mantém a alimentação da carga em 2, bem como na perda do ramo 1-3 é também ele que mantém a alimentação da carga em 3. Note-se que se as cargas dos nós 2 e 3 fossem diferentes o fluxo no ramo 2-3 não seria nulo. Da mesma forma, mesmo que as cargas dos nós 2 e 3 fossem iguais, o fluxo em 2-3 não seria nulo se as linhas 1-2 e 1-3 fossem diferentes. Ou seja, este caso de fluxo nulo decorre da presença simultânea de duas condições que geralmente não estão presentes nos sistemas elétricos reais. Para este caso particular ainda se está estudando uma solução, a qual deverá ser objeto de futuras investigações. A prática tem demonstrado, porém, que este caso é raro de aparecer nos sistemas elétricos reais. Por ora, o aplicativo elaborado dá ao usuário uma mensagem de advertência quando se estiver face a esta condição.



3.2 – Comparação de condições operacionais sem e com desligamento

Ao simular os desligamentos junto com cada contingência, o programa calcula quatro variáveis: *NBT2*, *NSB2*, *TOTBT2*, *TOTSB2*. Ao processar apenas cada contingência, sem os desligamentos, o Programa calcula outras quatro variáveis: *NBT1*, *NSB1*, *TOTBT1*, *TOTSB1*.

Essas variáveis tem o seguinte significado:

NBT1: Número de violações de tensão na contingência, sem desligamentos;

NSB1: Número de violações de carregamento na contingência, sem desligamentos;

TOTBT1: Somatório das tensões em pu nos nós onde há violação de tensão na contingência, sem desligamentos;

TOTSB1: Somatório dos MVA circulantes em ramos onde há violação de carregamento na contingência, sem desligamentos;

NBT2: Número de violações de tensão na contingência, com desligamentos;

NSB2: Número de violações de carregamento na contingência, com desligamentos;

TOTBT2: Somatório das tensões em pu nos nós onde há violação de tensão na contingência, com desligamentos;
TOTSB2: Somatório dos MVA circulantes em ramos onde há violação de carregamento na contingência, com desligamentos;

Ao se comparar uma contingência com e sem o desligamento, surgem 4 possibilidades. Os conectivos “E” e “OU” serão usados no mesmo sentido em que são empregados em Lógica Matemática. Cabe lembrar que o “OU” trata-se de um “OU não exclusivo”.

a) Quando uma contingência não viola condições operacionais sem os desligamentos e nem com os desligamentos, não há nenhum cálculo ou critério adicional a se aplicar, pois se pode concluir que a contingência não é prejudicada pelos desligamentos.

b) Quando uma contingência simulada com desligamentos deixa de violar condições operacionais antes violadas, é também fácil de se concluir que a contingência não é prejudicada pelos desligamentos, logo não o inviabiliza.

Tanto o caso “a” como “b”, resume-se por ($NBT2=0$ e $NSB2=0$).

c) Quando uma contingência com desligamentos passa a violar condições operacionais antes invioladas é fácil de se concluir que os desligamentos não podem ser realizados no horário de carga pretendido, em vista de pelo menos esta contingência ser agravada pelos desligamentos. Neste caso ($NBT2>NBT1$ ou $NSB2>NSB1$).

d) Finalmente, quando a contingência viola condições operacionais tanto sem desligamentos como também com eles, porém sem que seja ($NBT2>NBT1$ ou $NSB2>NSB1$). Este caso pode ser aquele em haja empate no número de violações, ou mesmo aquele em que haja redução do número de violações quando se considera a contingência junto com o desligamento. Apesar do empate ou mesmo redução, pode ser que a severidade das violações seja bem maior com o desligamento do que sem ele, exigindo que se utilize um critério não mais baseado exclusivamente no número de violações.

Para tratar desse caso, este artigo propõe o critério a seguir. Se for ($TOTSB2>1.05 \times TOTSB1$ ou $TOTBT2>1.05 \times TOTBT1$), então considera-se que a contingência está sendo agravada pelo desligamento, logo o mesmo não é possível. Caso contrário é possível. O fator 1.05, que representa um aumento de severidade de 5% ou mais em termos de MVA e/ou percentual de tensão, foi estipulado empiricamente.

3.3 – Fluxograma do processamento

O fluxograma simplificado da Figura 2, explica o algoritmo utilizado. Neste fluxograma não foram incluídos os detalhes relativos ao tratamento de ilhamentos e divergências, porém na versão implementada na Eletrosul existem esses tratamentos. Um ilhamento com corte de carga é considerado como um sério agravamento de condições operacionais, pois equivale a se dizer que em todas as barras ilhadas a tensão é nula. Em caso de haver divergência com o desligamento e não haver sem ele, o sistema também considera que houve agravamento de condições operacionais, uma vez que casos divergentes apresentam uma quantidade imensa de violações operacionais. O caso de haver divergência na contingência sem desligamentos tem sido raro, uma vez que o sistema elétrico brasileiro é planejado pelo critério *N-1*. Por isso não foi até agora implementado nenhum tratamento especial para essa possibilidade, dando-se porém uma mensagem de alerta ao analista.

Normalmente inicia-se a simulação automatizada pelo horário comercial (carga média ou industrial), que corresponde aos horários de dias úteis, das 07:00 às 18:00 aproximadamente. Não sendo possível realizar os desligamentos nesse horário, tenta-se realizá-los em horários de menor carga, geralmente na seguinte ordem: Sábado dia, Domingo dia, Madrugadas (em caso de urgências). As contingências analisadas são normalmente as contingências simples (um ramo), mas também são analisadas contingências envolvendo mais de um ramo quando se tratam de linhas que compartilham uma mesma torre, ou quando são ramos operados por um mesmo disjuntor.

A variável *NOK* (não OK) indica o número de contingências que ficam agravadas pelo desligamento, impedindo que seja feito no horário pretendido. O caminho indicado pela letra *z* é aquele que necessitará de aperfeiçoamentos em futuras investigações. Porém, por sorte, estima-se que em menos de 5% das contingências o fluxo segue pelo caminho *z*, e em mais de 95% pelos caminhos *x* ou *y*.

Embora não esteja indicado no fluxograma, na programação efetiva foram incluídas duas variáveis adicionais, para tornar o análise de desligamentos mais rápida. Uma chamada *NCONT* que define o número máximo de contingências a serem processadas, em ordem decrescente de variação de MW. Uma segunda, chamada *MAXCONT*, define o número máximo de contingências em há agravamento de condições operacionais que tornam o desligamento inviável. Na prática tem se mostrado suficiente fazer $NCONT=50$ e $MAXCONT=3$.

4.0 - RESULTADOS OBTIDOS E EXEMPLOS

O aplicativo vem sendo utilizado com sucesso na avaliação da Programação Diária e Mensal de Desligamentos, mostrando que algumas intervenções que antes eram consideradas possíveis avaliadas apenas com base nas

contingências previstas pela experiência do analista, deixaram de ser em função da nova definição de contingências, feita em bases matemáticas. As análises puderam ser feitas num tempo estimado em 25% do tempo que se levava quando feitas de modo interativo e “caso a caso”, e ao mesmo tempo se tornaram mais confiáveis. Os exemplos abaixo foram feitos com base no caso oficial do ONS de fevereiro de 2011. Vamos supor nos 3 casos que se precisam de desligamentos de 8 horas cada um. Apenas serão listadas as 3 primeiras inviabilidades.

4.1 – Desligamento do transformador 230/138 kV de 75 MVA , unidade 1, de Joinville Norte:

a)Em Carga Média:

Contingência 1:Joinvill-230 JoinvNor-230 circuito 1
 $NBT2=0$, $NSB2=2$, $TOTBT2=0$, $TOTSB2=388.8955$, $NBT1=0$, $NSB1=0$
 Sistema suporta contingência sozinha

Contingência 4:JoinvNor-138 JoinvNor-230 circuito 2
 $NBT2=0$, $NSB2=3$, $TOTBT2=0$, $TOTSB2=368.5946$, $NBT1=0$, $NSB1=0$
 Sistema suporta contingência sozinha

Contingência 5:Pirabeira-138 Tigre---138 circuito 1
 $NBT2=0$, $NSB2=1$, $TOTBT2=0$, $TOTSB2=157.5006$, $NBT1=0$, $NSB1=0$
 Sistema suporta contingência sozinha

Desligamento inviável

b)Em Carga Sábado Dia: Desligamento viável

4.2 – Desligamento do transformador 525/230 kV de 672 MVA, unidade 1, de Curitiba:

a)Em Carga Média:

Contingência 1:Curitiba-30 Curitiba-525 circuito 2
 $NBT2=0$, $NSB2=2$, $TOTBT2=0$, $TOTSB2=1766.295$, $NBT1=0$, $NSB1=0$
 Sistema suporta contingência sozinha

Contingência 2: Curitiba-230 Curitiba-525 circuito 3
 $NBT2=0$, $NSB2=2$, $TOTBT2=0$, $TOTSB2=1772.619$, $NBT1=0$, $NSB1=0$
 Sistema suporta contingência sozinha

Contingência 27: Areia---230 Areia---525 circuito 2
 $NBT2=0$, $NSB2=2$, $TOTBT2=0$, $TOTSB2=325.5151$, $NBT1=0$, $NSB1=0$
 Sistema suporta contingência sozinha

Desligamento inviável

b)Em Carga Sábado Dia: Desligamento viável

4.3 – Desligamento da LT Caxias – Gravataí 525 kV:

a)Em Carga Média:

Contingência 1: Caxias-C-230 Caxias---230 1
 Divergência no Deslig + Contingência: Caxias-C-230 Caxias---230 1
 $NBT2=931$, $NSB2=0$, $NBT1=0$, $NSB1=10$
 Desligamento agrava a contingência pois aumenta NBT ou NSB

Contingência 2:
 Contingência: Gravataí-525 NSRita---525 1
 $NBT2=0$, $NSB2=10$, $TOTBT2=0$, $TOTSB2=2244.032$, $NBT1=0$, $NSB1=4$, $TOTBT1=0$, $TOTSB1=717.8446$
 Desligamento agrava a contingência pois aumenta NBT ou NSB

Contingência 3:
 Contingência: CNovos---525 NSRita---525 1
 Divergência no Deslig + Contingência: CNovos---525 NSRita---525 1
 $NBT2=931$, $NSB2=0$, $NBT1=0$, $NSB1=0$
 Sistema suporta contingência sozinha

Desligamento inviável

b) Em Carga Sábado Dia:

Contingência 3: CNovos---525 NSRita---525 1
 $NBT2=2$, $NSB2=0$, $TOTBT2=1.766994$, $TOTSB2=0$, $NBT1=0$, $NSB1=0$
 Sistema suporta contingência sozinha

Contingência 6: Ita-----525 NSRita---525 1
 $NBT2=2$, $NSB2=0$, $TOTBT2=1.750875$, $TOTSB2=0$, $NBT1=0$, $NSB1=0$
 Sistema suporta contingência sozinha

Desligamento inviável

b) Em Carga Domingo Dia: Desligamento viável

5.0 - CONCLUSÕES

A metodologia e o aplicativo mostraram ser muito úteis na definição do melhor horário para a programação de desligamentos, visto que permite analisá-los com agilidade e boa confiabilidade em diferentes horários de carga, permitindo que o analista de sistemas elétricos se concentre apenas nos aspectos mais relevantes das análises, reduzindo as tarefas mais cansativas.

Deixa-se de ficar extremamente dependente da sensibilidade do analista de sistemas elétricos, uma vez que essa sensibilidade pode falhar em casos de mudanças súbitas de configuração que podem ter causas múltiplas, entre elas a entrada de novas instalações e outras intervenções. Reduz a execução de tarefas repetitivas pelo analista como carregar sequencialmente casos base de fluxo de potência, deixando a responsabilidade dessas tarefas para o próprio aplicativo. O aplicativo possibilita a programação de intervenções para horários em que se possa fazer economia na lotação de pessoal, equipamentos e logísticas necessários, evitando-se o sobre-dimensionamento desses requisitos, ao mesmo tempo preservando a confiabilidade do sistema elétrico de potência.

Em trabalhos futuros pretende-se melhorar o critério de definição de contingências nos casos em que o fluxo de potência ativa no ramo a ser desligado estiver próximo de zero. Uma possibilidade é a de provocar uma perturbação no sistema de potência na região do desligamento para avaliar quais ramos seriam candidatos a contingências. Outro ponto que merecerá futuras investigações é o critério de comparação “com desligamentos versus sem desligamentos” dos casos em que o fluxo de decisão segue pelo caminho marcado no fluxograma pela letra z, ou seja, quando não há aumento no número de violações, e a comparação de condições operacionais é feita pelo critério da soma de tensões e/ou carregamentos em nós e ramos com violações operacionais.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 6.5, Revisão 1.0 de 05/08/2009, Programa de Intervenções em Instalações da Rede de Operação, 2011, Brasil.
- (2) ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 23.3, Revisão 1.1 de 16/09/2010, Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, 2011, Brasil.
- (3) PASINI, J. C. L., Fluxo de Potência com Interface Gráfica Interativa – Dissertação de Mestrado, CESEC - UFPR, 1998, Brasil.
- (4) EKWUE, A. O., A Review Of Automatic Contingency Selection Algorithms For On-Line Security Analysis, IEEE, EUA.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

José Carlos Lobato Pasini, Curitiba, 1957. Graduado em Engenharia Elétrica, 1980, UFPR
 Mestrado em Métodos Numéricos em Engenharia, 1998, UFPR. Trabalha no Departamento de Operação do Sistema (DOS) da Eletrosul desde 2007.



Maico Marques Dias, Passo Fundo, 1979. Graduado em Engenharia Elétrica, 2001, UPF (Universidade de Passo Fundo). Especialização em Sistemas de Potência, 2008, UFSC. Trabalha no Departamento de Operação do Sistema (DOS) da Eletrosul desde 2002.

Rômulo Guilherme Schneider Ristow, Florianópolis, 1983. Graduado em Engenharia Elétrica, 2007, UFSC. Trabalha no Departamento de Operação do Sistema (DOS) da Eletrosul desde 2007.

