



Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos-GOP

Determinação do Despacho Seguro de Usinas Térmicas Utilizando a Região de Segurança do ORGANON

**MARCOS VINÍCIUS PIMENTEL TEIXEIRA*(1); LUCAS WANDERLEY MOREIRA (2); FERNANDO RAMOS LAGE(3);
IME(1); CEFET-RJ(2); ONS(3);**

RESUMO

O método proposto no trabalho consiste em montar as chamadas regiões de segurança, através de simulações no programa computacional Organon, e utilizá-las para verificar a necessidade do despacho de determinada usina térmica. Estas devem ser despachadas de tal forma que não haja atuação de Sistema Especial de Proteção (SEP) e que seja preservada a segurança dos equipamentos da rede. O estudo de caso utilizado tem por objetivo analisar a qualidade do suprimento de energia elétrica aos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, onde são averiguados os efeitos da variação do despacho de geração das usinas térmicas conectadas à subestação de Macaé (ELETROBRAS FURNAS).

PALAVRAS-CHAVE

Regiões de Segurança, Usinas Térmicas, Operação do Sistema, Despacho Seguro, Organon.

1.0 - INTRODUÇÃO

O Brasil possui uma matriz energética do tipo hidro-termo-eólica, sendo predominantes as usinas hidroelétricas (com aproximadamente 70 % da capacidade instalada de geração) e as termoelétricas (em torno de 20% dessa capacidade), segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Por isto, pode-se afirmar que a segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN) está diretamente ligada ao despacho das usinas hidroelétricas e termoelétricas.

As usinas térmicas são despachadas para complementar a geração proveniente principalmente das hidroelétricas e das nucleares. Esse despacho ocorre por ordem de mérito, ou seja, as térmicas são elencadas conforme seu valor de Custo Variável Unitário (CVU). Este custo representa o valor em reais para a usina térmica elevar sua geração em 1,0 MWh (dado em R\$/MWh), e o despacho é ordenado da usina com menor CVU para a de maior. O montante de térmicas despachadas é aproximadamente igual ao valor da carga demandada pelo sistema menos a geração oriunda das usinas que não tem CVU (por exemplo, hidráulicas e nucleares). As térmicas são mais acionadas em cenários de estiagem porque a redução do nível da água dos reservatórios das hidroelétricas faz com que essas tenham a geração minorada ou, até mesmo, que sejam desligadas. Desta forma, mostra-se necessário ajustar adequadamente o despacho das térmicas por causa do seu alto valor de operação. Esse ajuste tem como objetivos garantir a segurança da operação do sistema e o menor custo associado a essa operação.

Neste trabalho é proposto que o despacho das térmicas seja justificado através da construção de regiões de segurança via programa computacional Organon. As regiões de segurança são representadas por figuras chamadas nomogramas e a visualização desses nomogramas deixa o processo decisório do despacho muito mais

rápido, seguro e confiável para o operador. Em outras palavras, essas regiões podem auxiliar o operador na tomada de decisão durante a operação em tempo real.

As usinas escolhidas para o estudo de caso são as usinas térmicas conectadas à subestação de Macaé (UTE Mario Lago com potência instalada de 923 MW e UTE Norte Fluminense com 860 MW). Estas usinas estão localizadas no norte do estado do Rio de Janeiro, mas precisamente no município de Macaé, sendo extremamente importantes para a garantia da qualidade do suprimento de energia elétrica aos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo e, dependendo do seu despacho, podem contribuir para provocar sobrecarga nos transformadores de 500/345 kV da subestação de Adrianópolis e da subestação de Campos e atuação do SEP de Campos denominado Esquema de Conservação de Carga (ECC). Este esquema tem por finalidade evitar a perda por sobrecarga dos transformadores da própria subestação de Campos. Para o exemplo, são geradas regiões de segurança contemplando diferentes cenários de despacho das térmicas supracitadas e, desta maneira, o processo decisório do despacho de geração fica muito mais simples, rápido e seguro. Isto porque a visualização das regiões de segurança possibilita identificar se um dado ponto de operação é seguro (ou não) e, por conseguinte, pode-se verificar se o despacho da usina térmica é adequado (ou não).

Assim, o principal objetivo do trabalho é propor um método de controle inédito no cenário brasileiro que visa ajustar adequadamente o ponto de operação do sistema em relação ao despacho de usinas térmicas. Isto é, um método que permite garantir a segurança da operação elétrica em tempo real de modo mais preciso e eficaz. Para tanto, são utilizadas as regiões de segurança construídas pelo programa computacional Organon.

2.0 - ÁREA ELÉTRICA DO ESTUDO DE CASO

2.1 Caso Base

Uma premissa de segurança do sistema elétrico é prevenir a contingência de mais de um elemento do sistema. Desta maneira, o ONS deve operar de tal forma que seja garantido que qualquer contingência simples (N-1) não leve o sistema ou um equipamento a operar numa zona insegura. No caso estudado, a região não segura (ou região com restrição térmica) ocorre quando um transformador opera em sobrecarga. Esta sobrecarga causa aumento adicional da temperatura no transformador e pode ocasionar perda da vida útil do mesmo devido à deterioração do material isolante. Por sua vez, esta deterioração da isolamento pode acarretar ainda um curto circuito interno.,

O evento escolhido para o estudo de caso foi retirado de um cenário do tempo real, cujo caso é o desligamento (ou *trip*) de um dos três transformadores de 560 MVA de transformação 500/345 kV da SE Adrianópolis ou *trip* de um dos quatro transformadores de 225 MVA de transformação 345/138 kV da SE Campos. O objetivo, do ponto de vista da segurança da operação, é evitar que a perda de um transformador provoque sobrecarga inadmissível nos remanescentes.

O propósito do estudo é elaborar regiões de segurança pela modulação do despacho da geração da barra da SE Macaé. Essa modulação do despacho deve garantir a segurança tanto do lado da SE Campos quanto do lado da SE Adrianópolis, e deve buscar um ponto de operação “ótimo” cujo risco de sobrecarga nos transformadores seja minimizado. Pois, ao ser elevado o despacho da barra da SE Macaé, aumenta-se a probabilidade de ocorrência de sobrecarga nos transformadores da SE Campos, o que pode ocasionar a atuação do SEP (este esquema tem sua filosofia de operação explicada na Seção 2.2).

Entretanto, essa condição de despacho permite minimizar ou eliminar a possibilidade de ocorrência de sobrecarga nos transformadores da SE Adrianópolis. A situação é invertida quando é reduzido o despacho da barra da SE Macaé em períodos de elevados intercâmbios da região Sul para a região Sudeste. É possível verificar que é reduzida a probabilidade de ocorrência de sobrecarga nos transformadores da SE Campos, todavia observa-se a elevação da probabilidade de ocorrência de sobrecarga nos transformadores da SE Adrianópolis.

2.2 Esquema de Conservação de Carga da SE Campos

O Esquema de Conservação de Carga (ECC) da SE Campos tem por finalidade evitar a perda por sobrecarga dos transformadores TR1, TR2, TR3 e TR4 da própria subestação. O esquema de alívio de carga dos bancos de transformadores 345/138 kV da SE Campos é ativado caso as correntes no lado de 345 kV do TR1 ou TR3 ultrapassem o valor de 444 A (este valor é referente ao ajuste dos relés de sobrecorrente associados aos transformadores TR1 e TR2) ou a corrente no lado de 345 kV do TR2 seja maior que 525 A (ajuste do relé de sobrecorrente do TR2). O TR4 não está incluído neste esquema.

Uma vez que o relé de sobrecorrente do transformador é sensibilizado, os relés temporizadores são energizados e estes atuam conforme sua filosofia de operação que é descrita a seguir [1].

O ECC da SE Campos é “ligado/desligado” através da chave 43 ECE-T localizada na própria subestação. Na condição “ligado” existem duas posições possíveis na chave (posições 1 e 2) e o esquema possui quatro estágios

de atuação independente dessa posição. O estudo é realizado com a chave na posição 2.

Com a chave na posição 2, o primeiro estágio tem atuação no tempo de quatro segundos e ordena a abertura do disjuntor 6442, da LT 138 kV Campos/ Cachoeiro de Itapemirim circuito 1. O segundo estágio tem atuação no tempo de oito segundos e age abrindo o disjuntor 6412, da LT 138 kV Campos/ Rocha Leão. O terceiro estágio age em 12 segundos e como medida promove a abertura do disjuntor 6452, da LT 138 kV Campos/ Cachoeiro de Itapemirim circuito 2. Por fim, o quarto estágio atua em 16 segundos com a abertura do disjuntor 6818, da LT 138 kV Italva/ Usina Campos, e dos disjuntores 6828 e 6482, da LT 138 kV Italva/ Usina de Campos/ Campos. Se a sobrecarga persistir após 20 segundos, mesmo com a atuação dos estágios, o transformador da SE Campos em sobrecarga é desligado.

Obs: com a chave na posição 1, o esquema inverte a ordem de comando para os disjuntores 6412 e 6452 o que não influencia na análise deste trabalho.

3.0 - AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA NO ORGANON

A região de segurança no Organon é determinada através de processo automatizado. Para isso é necessária a criação de três grupos de geração (G1, G2 e G3). Os dois primeiros grupos compõem os eixos de coordenadas da região de segurança e são compostos por unidades geradoras localizadas próximas a área de estudo. O terceiro grupo é composto por unidades geradoras localizadas (ou não) na área de estudo e é utilizado para o fechamento do balanço de potência ativa. Isto é, o grupo G3 funciona como uma barra do tipo *swing* [2].

A construção da região é dada pelo excursionamento radial do ponto de operação através da variação do despacho de potência ativa de G1 e G2). Essa busca por novos pontos é realizada pela ferramenta fluxo de potência continuado – FPC que percorre várias direções predeterminadas. Para cada novo ponto de operação encontrado pelo FPC, o excedente ou a falta de potência ativa é equalizado pelo grupo G3 (uma vez que não há variação da carga) e uma lista de contingências (inseridas pelo usuário através do arquivo “*.ctg” ou “*.evt”) é testada através de simulação em regime [2]. Assim, as regiões são classificadas segundo a forma de simulação das contingências. As funções para análise de contingências no Organon são: i- Regiões de Segurança Estática (RSE) quando os eventos são analisados em regime permanente, e ii- Regiões de Segurança Dinâmica (RSD) quando os eventos são simulados no domínio do tempo.

Além do usuário inserir a lista de contingências, ele também escolhe o número de direções de deslocamento do ponto de operação que pode variar de 4 a 40 (sempre em múltiplos de quatro). O procedimento de busca de novos pontos repete-se até o programa encontrar um ponto de operação onde a solução para a contingência não converge. Com isso, um ponto limite da região de segurança é tomado como o último ponto onde a solução para a contingência convergiu. A solução não convergente pode ocorrer por diversas causas e, por isto, o ponto limite pode ser classificado de diferentes maneiras [2].

Ao final da avaliação, haverá uma região de segurança em que o sistema pode operar em estado normal ou de alerta. O limite da região de segurança é definido como sendo a interseção dos limites de segurança de todas as contingências de três projeções ortogonais, construídas sobre planos determinados pelos eixos tomados dois a dois. Em outras palavras, o Organon conecta esses limites e mostra como resultado três projeções ortogonais da região de segurança no \mathcal{R}^2 , também chamadas de nomogramas. Estas figuras são referentes aos semiplanos: G1xG2, G1xG3 e G2xG3. Para fins de exemplificação, na Figura 1 apresenta-se uma projeção sobre o semiplano G1xG2 elaborada pelo Organon onde é possível identificar todas as restrições operativas.

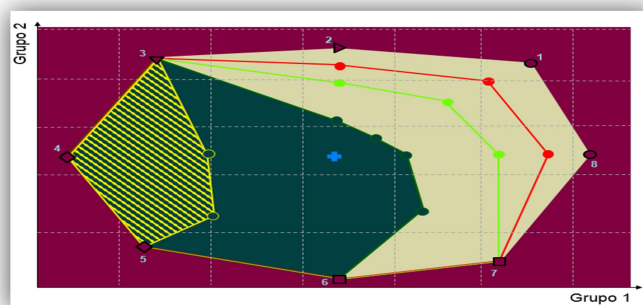


Figura 1: Exemplo Região de Segurança no Semiplano G1xG2 [13].

As cores referentes aos contornos e às áreas dos nomogramas apresentam significados distintos e podem ser definidas pelo usuário. O nomograma da Figura 1 tem a seguinte legenda:

- Cruz em azul - Ponto de operação inicial.

- Área Verde Escura (região segura) - Região segura para operação, pois não há violação térmica (sobrecarga) nos circuitos monitorados.
- Área Vinho (região insegura) - Região insegura para operação, pois não é possível operar o sistema por qualquer uma das seguintes possibilidades:
 - i. Um dos grupos de geração atingiu o limite máximo ou mínimo de geração (chamado de limite de geração);
 - ii. O sistema atingiu o ponto de máximo carregamento que é representado pelo ponto de máxima transferência de potência na curva do nariz (chamado de limite de estabilidade de tensão - LET);
e
 - iii. O sistema é instável para pelo menos uma das contingências.
- Área Amarela (região com violação térmica) - O sistema apresenta equipamentos (linhas e/ou transformadores) em sobrecarga e, neste caso, também opera em região insegura.
- Área Hachurada em Amarelo (região com atuação de SEP) - Nesta região, o sistema opera com corte de carga ou atuação de SEP.
- Contorno Verde Claro (limite de tensão) - Dentro do contorno, o sistema opera com segurança e não há violação dos limites de tensão de emergência das barras monitoradas. Fora dele, o sistema opera com segurança, porém com violação de tensão em pelo menos uma barra monitorada.
- Contorno Vermelho (limite de estabilidade) - Dentro do contorno, não há violação dos critérios para simulação dinâmica que são definidos no Sub-Módulo 23.3 dos Procedimentos de Rede (por exemplo: critério de amortecimento calculado a partir da oscilação de tensão ou da decomposição espectral de Prony, critério de afundamento de tensão no primeiro ou no segundo swing, etc.) [3].

O Organon também gera como resultado um relatório da região de segurança em forma de tabela contendo os tipos de limites, a direção no qual eles foram encontrados, além da contingência e despacho de potência ativa dos grupos de geração.

4.0 - SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 Regiões de Segurança do Estudo de Caso

As SEs Adrianópolis e Campos são extremamente influenciadas pelo despacho da barra de geração da SE Macaé e esse despacho pode impactar de maneiras diferentes as subestações acima. Na SE Adrianópolis existem três transformadores de 560 MVA e na SE Campos quatro transformadores de 225 MVA. Contudo, o esquema de proteção não se aplica ao quarto transformador da SE Campos. A condição de contorno considera o desligamento programado de um dos transformadores da SE Adrianópolis e um da SE Campos, visando a manutenção corretiva do transformador. O evento aplicado no estudo é o *trip* não simultâneo do transformador 51 da SE Adrianópolis (TR51) e do transformador 2 da SE Campos (TR2). Com o objetivo de obter resultados mais próximos da realidade, são realizadas simulações com cinco patamares distintos de geração da barra de Macaé e com carga média adotada em todas essas simulações.

As simulações são executadas considerando apenas o patamar de carga média porque não são percebidas alterações significativas dos nomogramas para os perfis de carga leve e pesada em relação à carga média. Isto é, a mudança do perfil de carga não permitiria observar a atuação do SEP ou sobrecarga no transformador da SE Adrianópolis porque o fato que mais interfere para a ocorrência desses problemas é o despacho de geração da barra de Macaé. Ademais, os patamares de carga média e pesada podem se confundir de acordo com a época do ano (mês e estação do ano). As regiões de segurança montadas descrevem uma ordem cronológica de ação da operação em função dos despachos da barra de Macaé objetivando sempre preservar a segurança das SEs Adrianópolis e Campos. O estudo é realizado em quatro direções (mesmo número de direções em que é efetuado no tempo real), pois, assim, a simulação fica mais rápida. Na operação em tempo real, as decisões não requerem total precisão numérica porque o sistema é dinâmico. Em outras palavras, existe um atraso entre a tomada de decisão do operador e sua implementação. Isto ocorre devido à inércia do sistema de comunicação, dos equipamentos, etc. Dessa forma, o cenário da operação já não será o mesmo quando essas medidas forem implementadas, porém sem comprometer o resultado final.

Uma região de segurança suporta analisar diversas ocorrências (por vezes, pode-se contar com dezenas de

eventos), no entanto, neste trabalho, a análise é apenas da segurança em relação aos transformadores de Adrianópolis e Campos em função do despacho da barra de Macaé. Para efeitos de simulações, os tempos de atuação dos estágios são modificados para o intervalo de 1 (um) segundo, pois, desta maneira, consegue-se visualizar melhor a atuação desses estágios. Essa alteração pode ser realizada porque não existem problemas de oscilação de tensão.

Por fim, com o apoio das regiões de segurança, pode-se mostrar a atuação do ECC Campos e decidir qual estágio deve atuar para o evento. Caso seja escolhida a atuação de nenhum estágio, podem-se identificar as possíveis consequências para a segurança da operação do sistema.

Primeira Região de Segurança:

Nessa primeira região de segurança é considerado um despacho inicial de 1600 MW da barra de Macaé.

Na Figura 2 verifica-se que o ponto de operação pertence à região não segura (área em amarelo), ou seja, existe(m) algum(ns) equipamento(s) com o limite térmico violado. Para esse caso, a violação é referente à sobrecarga do transformador da SE Campos.

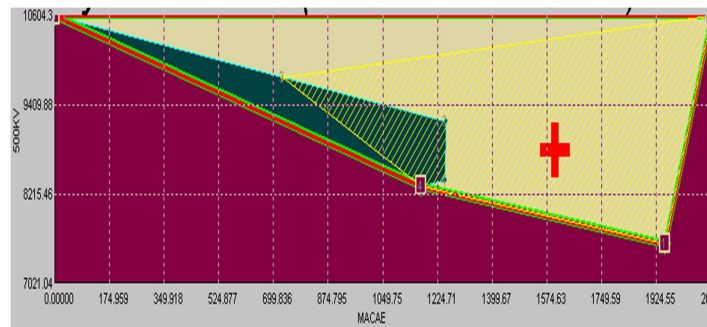


Figura 2: Nomograma com Geração da SE Macaé em 1600 MW.

É possível observar também que o ponto de operação está sobre uma região hachurada em amarelo vivo. Esta região é definida como a área de atuação do último dos quatro estágios do ECC de Campos. Esse último estágio tem como ação o corte de carga na região noroeste do estado do Rio de Janeiro (mais precisamente na região do município de Italva). Em compensação, pode-se verificar pelo lado esquerdo do nomograma da Figura 2 que o transformador de Adrianópolis não sofreu sobrecarga, uma vez que apenas uma pequena parte do lado esquerdo sinaliza violação térmica do transformador. De qualquer modo, o ponto de operação não estaria localizado naquela área, pois excederia os limites mínimos de geração. Essa constatação pode ser confirmada através da Figura 3, onde é apresentado o relatório da primeira região de segurança. O transformador remanescente de Adrianópolis só passaria a operar em sobrecarga com um despacho de geração da SE Macaé menor ou igual a 33,8 MW e com um despacho muito alto das usinas do grupo de 500 kV com valor a partir de 10.565,9 MW (quase o valor máximo de despacho das usinas desse grupo).

Direction	Limit Type	OS Code	Contingency	GDist. MW (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)	UDT Distance (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	1600.0	8785.8	5126.3	0.0
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	1778.8	10604.3	6022.0	
0	MinVal	Minimum Value		0.0	0.0	7325.7	2972.5	
1	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	1028.4	1725.0	7765.1	6022.0	131.3
2	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	1827.3	1778.8	10604.3	3129.0	226.0
3	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	2422.2	0.0	10604.3	4907.8	1659.2
3	TL_IN	147-211#01	TR_STCM	263.7	1425.8	8983.8	5102.5	180.7
3	TL_OUT	106-139#01	TR_STAD	2371.0	33.8	10565.9	4912.4	1624.2
3	LS_OUT	SPS	TR_STCM	1317.9	729.4	9775.3	5007.4	903.0
4	SL_OUT	GENERATION LIMIT	None	634.0	1131.7	8358.4	6022.0	494.3
4	TL_IN	147-211#01	TR_STCM	213.6	1442.3	8641.9	5428.0	166.5

Figura 3: Relatório da Primeira Região de Segurança.

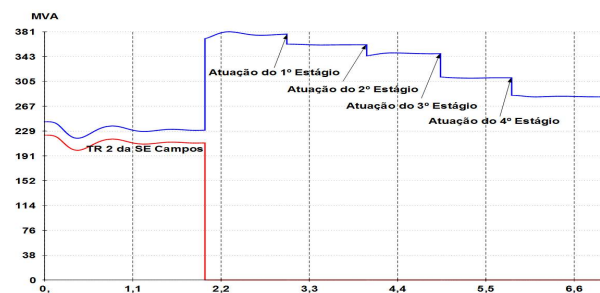


Figura 4: Gráfico de Potência Transmitida pelos Transformadores da SE Campos no 1º Caso.

Então, a medida a ser tomada pelo operador teria os objetivos de trazer o ponto de operação para dentro da região segura e o mais distante da região de corte de carga do SEP. Essa medida seria a redução do despacho da barra de Macaé, pois, assim, o ponto de operação excursionaria para a esquerda do gráfico.

Com o intuito de uma melhor visualização da atuação do ECC, para o primeiro caso, apresenta-se na Figura 4 a variação no tempo da potência transmitida pelos transformadores da SE Campos. A variação da potência do transformador 1 é dada pela curva em azul e do transformador 2 pela curva em vermelho. No instante dois segundos da simulação ocorre o evento que é a saída intempestiva do transformador 2. Com isso, o transformador 1 passa a operar em sobrecarga, pois sua potência se encontra em aproximadamente 370 MVA e, por isto, o SEP realiza o primeiro estágio após um segundo. Devido a potência superar os 265 MVA, a ação do primeiro estágio é a abertura do circuito 1 da LT de 138 kV que liga Campos a Cachoeiro de Itapemirim.

No gráfico da Figura 7 é possível notar a atuação de cada estágio do esquema especial e quanto cada estágio reduz a sobrecarga no transformador 1. Também é possível perceber que esse transformador permanece em sobrecarga mesmo após a atuação dos quatro estágios do SEP. Essa sobrecarga representa um valor muito acima do admissível, uma vez que a sobrecarga de emergência no transformador de Campos é de 257 MVA. E este problema pode ocasionar danos ao equipamento ou o seu desarme pela proteção de sobrecorrente. Dessa forma, conclui-se que um despacho de 1600 MW da barra de Macaé (que representa quase o máximo da sua capacidade de geração) coloca o sistema em uma região não adequada ou insegura.

Segunda Região de Segurança:

Na segunda região de segurança montada, é adotado um despacho inicial de 1050 MW da barra de Macaé. Na Figura X pode-se visualizar que a redução da geração da barra de Macaé em 550 MW (quando comparado com o primeiro caso) fez com que o ponto de operação migrasse para uma região segura. Porém, ainda assim, existe a atuação do último estágio do SEP de Campos pelo fato do ponto também pertencer à área hachurada em amarelo vivo. Ou seja, o resultado é qualitativamente diferente do caso anterior. Uma vez que não há sobrecarga no transformador após a atuação do SEP. Agora, o ponto de operação não está sobre uma região de violação térmica (área em amarelo). Nessa situação, o esquema desempenha seu objetivo que é evitar sobrecarga no transformador. Caso o operador reduzisse demasiadamente a geração de Macaé para evitar a atuação do último estágio do SEP, essa medida poderia acarretar em uma sobrecarga no transformador de Adrianópolis porque o ponto migraria para a área amarela do lado esquerdo da região de segurança.

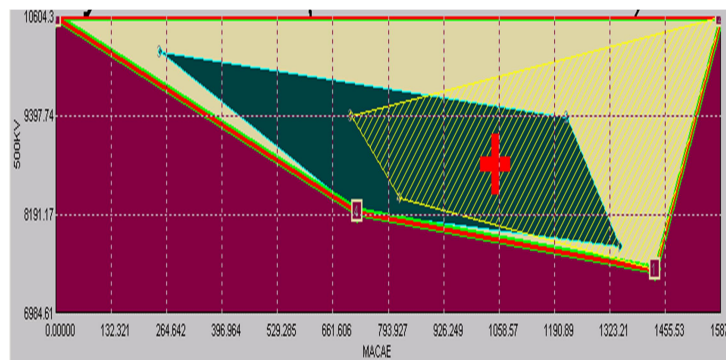


Figura X: Nomograma com Geração da SE Macaé em 1050 MW.

Neste caso, o sistema está seguro com Macaé despachando 1050 MW devido à atuação de todos os estágios do SEP de Campos. Assim, a ação do operador dependerá das condições energéticas que tiverem sendo vivenciadas na ocasião, pois, para levar o ponto de operação para a região sem atuação dos quatro estágios do SEP, o operador teria que diminuir a geração da barra de Macaé e, conseqüentemente, seria necessário maior(es) despacho(s) de alguma(s) usina(s) hidrelétrica(s) do grupo G2. Em outras palavras, se as condições dos reservatórios das usinas forem favoráveis, o operador optaria pela redução da geração de Macaé e, caso a condição dos reservatórios fosse desfavorável, seria justificável operar da forma mostrada na região de segurança onde há risco do SEP atuar para preservar o restante do sistema. Sendo assim a decisão do operador é influenciada pelo valor do Custo Marginal da Operação (CMO) vigente. Nesta segunda situação, o sistema estará seguro graças ao corte de carga.

Terceira Região de Segurança:

Nessa terceira região de segurança é considerado um despacho inicial de 580 MW da barra de Macaé. Na Figura X é mostrada uma região bem mais adequada quando essa é comparada com as regiões dos casos anteriores. Isto porque o ponto de operação está localizado em uma região segura (área em verde); sem a violação de limites térmicos e de tensão, sem a atuação do último estágio do SEP de Campos e sem sobrecarga no transformador 53 de Adrianópolis.

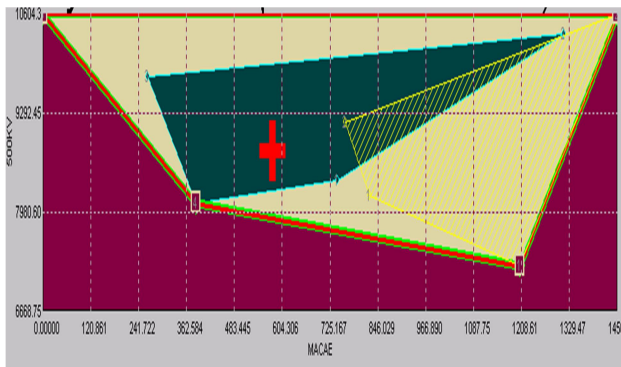


Figura X: Nomograma com Geração da SE Macaé em 580 MW.

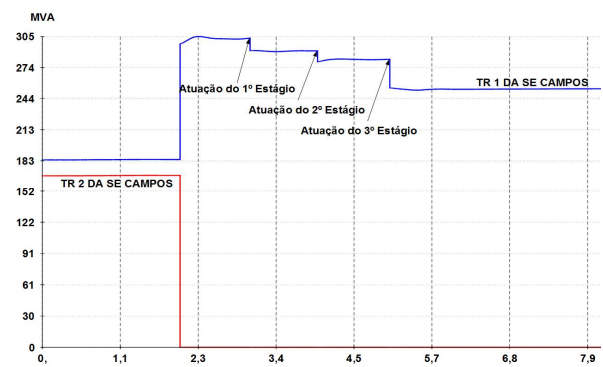


Figura X: Gráfico de Potência Transmitida pelos Transformadores da SE Campos no 3º Caso.

Na Figura X observa-se que há a atuação de três estágios do ECC da SE de Campos mesmo o ponto estando em região dita segura. Por isto deve ser realizada mais uma redução de geração na barra de Macaé para garantir que não haja atuação do SEP.

Quarta Região de Segurança:

Na quarta região de segurança montada é realizado um despacho de apenas 150 MW da barra de Macaé. Conforme previsto, um despacho muito baixo da barra de Macaé provoca sobrecarga no transformador de Adrianópolis frente ao evento adotado. Esse fato é notado na região de segurança da Figura 6 onde o ponto de operação se encontra na região amarela (indicando violação de limite térmico) do lado esquerdo da figura.

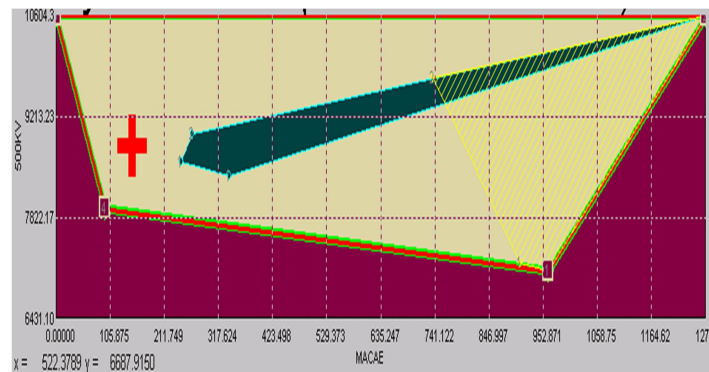


Figura X: Nomograma com Geração da SE Macaé em 150 MW.

Na Figura 6 também é percebido que o último estágio do SEP de Campos não atuou. Isto ocorre devido ao ponto de operação não estar na região hachurada em amarelo vivo. Outro fato constatado é que o despacho muito baixo fez a área da região segura reduzir. Principalmente, quando ela é comparada com o terceiro caso que representa o cenário mais próximo do ideal (caso com despacho igual a 580 MW).

Na Figura X é visto que a potência aparente final do transformador 1 de Campos vale 260 MVA e, portanto, confirma-se que não há sobrecarga do transformador com um despacho de 150 MW na barra de Macaé. Além disso, verifica-se que não há atuação do SEP já que não existe redução abrupta da potência transmitida em forma de um degrau. A atuação do SEP é realizada com a potência transmitida sendo igual ou superior a 265 MVA.

Na Figura X é perceptível a ocorrência de sobrecarga no transformador 53 com a saída intempestiva do transformador 51. A potência no transformador 53 chega a 625 MVA sendo que a potência nominal dele é de 560 MVA. No entanto, trata-se de uma sobrecarga que pode ser admissível. Isto porque o transformador deve ser capaz de operar com 120% da carga nominal em um período de longa duração (que é estabelecido em quatro horas). Ou seja, o transformador de Adrianópolis deveria suportar uma potência de até 672 MVA e, por isso, pode-se afirmar que o nível de sobrecarga observado é admissível.

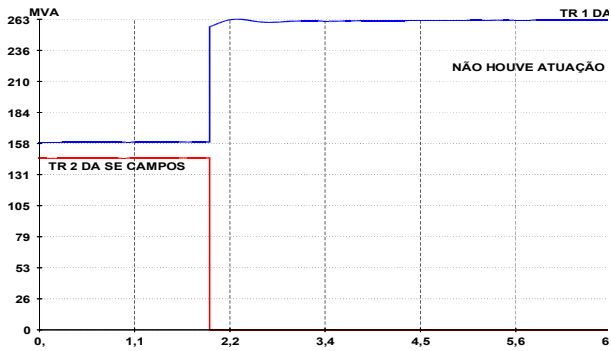


Figura X: Gráfico de Potência Transmitida pelos Transformadores da SE Campos no 4º Caso.

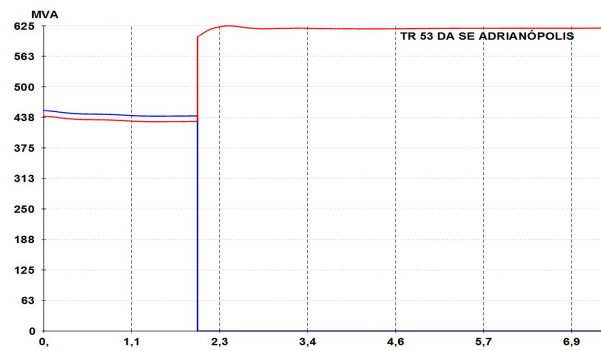


Figura X: Gráfico de Potência Transmitida pelos Transformadores da SE Adrianópolis no 4º Caso.

Essa seria uma condição de operação ideal se não fosse a sobrecarga (admissível) no transformador de Adrianópolis, ou seja, o despacho das UTEs Mário Lago e Norte Fluminense afetam de forma oposta as SEs Adrianópolis e Campos.

Por fim, o estudo de caso mostra que o uso das regiões de segurança permite que o operador tenha uma ideia mais rápida de como se encontra a situação do sistema, do que pode ocorrer na saída de algum equipamento ou linha de transmissão e das medidas que devem ser tomadas para evitar ou minimizar o corte de carga após a ocorrência de um dado evento.

5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho tem como principal objetivo a apresentação de um método capaz de determinar o despacho seguro de usinas térmicas. O método de controle proposto é inédito no cenário brasileiro e tem como objetivos determinar o despacho das usinas de tal forma que: não provoque atuação de Sistema Especial de Proteção (SEP), preserve a segurança dos equipamentos da rede e ajuste adequadamente o ponto de operação.

O mecanismo proposto é baseado na análise das regiões de segurança que deixa o processo decisório do despacho muito mais rápido, seguro e confiável. Essas regiões são montadas no programa computacional Organon que utiliza um processo automatizado para avaliação da condição da segurança operativa em torno de um ponto de operação. Em outras palavras, o Organon proporciona um ganho em tomadas de decisão em tempo real, devido sua característica única de observabilidade contínua de riscos inerentes às perturbações no sistema elétrico.

A aplicação do método é exemplificada em um estudo de caso que tem por objetivo verificar os efeitos provocados no sistema devido à variação do despacho de geração das UTEs Mario Lago e Norte Fluminense. Estas usinas estão localizadas no norte do estado do Rio de Janeiro e são conectadas à subestação de Macaé. O despacho delas pode contribuir para a sobrecarga nos transformadores de 500 kV da subestação de Adrianópolis e provocar a atuação do SEP da subestação de Campos (este esquema de proteção tem por finalidade evitar a perda por sobrecarga dos transformadores da própria SE Campos).

A avaliação de segurança dos transformadores das SEs Adrianópolis e Campos é realizada através da montagem de quatro Regiões de Segurança Dinâmica – RSD que representam quatro cenários distintos de despacho de geração da barra da SE Macaé. O evento aplicado no estudo é o *trip* não simultâneo do transformador 51 da SE Adrianópolis e do transformador 2 da SE Campos, e é considerado patamar de carga média.

A análise das regiões de segurança mostra que:

- i. O despacho de 1600 MW da barra de Macaé (que representa quase o máximo da sua capacidade de geração) coloca o sistema em uma região não adequada ou insegura.
- ii. O despacho de 1050 MW da barra de Macaé provoca a atuação de todos os estágios do SEP de Campos. Todavia, para este caso, a potência final transmitida pelo transformador 1 cai para 246 MVA após a atuação dos quatro estágios. Ou seja, o resultado é qualitativamente diferente do caso anterior porque não há sobrecarga no transformador após a atuação do SEP.
- iii. O despacho de 580 MW da barra de Macaé faz o ponto de operação migrar para região segura, isto é, sem a violação de limites térmicos ou de tensão, sem a atuação do último estágio do SEP de Campos e sem sobrecarga no transformador 53 da SE de Adrianópolis. No entanto, deve ser realizada uma redução de geração maior na barra de Macaé para garantir que não haja atuação do SEP.

iv. O despacho de 170 MW da barra de Macaé provoca sobrecarga admissível no transformador de Adrianópolis e não provoca atuação do SEP. Outro fato constatado é que o despacho muito baixo reduz a área da região segura quando esta é comparada ao caso com despacho de 580 MW. Esse cenário seria uma condição de operação ideal se não fosse a sobrecarga no transformador de Adrianópolis. Entretanto, essa condição de sobrecarga é admissível por um período de até quatro horas.

Por fim, as simulações indicam que o despacho das UTEs Mário Lago e Norte Fluminense afetam de forma oposta as SEs Adrianópolis e Campos. Ademais, é notável que a avaliação de segurança do despacho das usinas térmicas fica mais simples e confiável através das regiões de segurança montadas pelo Organon.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (20) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO; Instruções de Operação, IO-EE.SE.5RJ_Rev.68, 2017.
- (11) TEIXEIRA, M.V.P.; LAGE, F.R.; BARROS, D.S.R.; BASTOS, S.L.N.; OLIVEIRA, R.F. Special Protection System's Automatism by Security Regions. In: VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2018, Niterói, 2018.
- (14) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO; Procedimentos de Rede Submódulo 23.3 Diretrizes e critérios para estudos elétricos, 2016.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Lucas Wanderley Moreira possui graduação em Engenharia Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (2018). É Analista de Sistemas Elétricos da M&I Electric Brazil.

Marcos Vinícius Pimentel Teixeira possui graduação em Engenharia Elétrica (2010) pela Escola de Engenharia da Universidade Federal Fluminense e obteve os títulos de mestre (2012) e doutor (2016) em Sistemas de Potência pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). É professor do Departamento de Engenharia Elétrica do Instituto Militar de Engenharia (IME) desde 2018. Foi professor do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (Cefet-RJ) de 2014 até 2018 e foi engenheiro de sistemas de potência do Operador Nacional do Sistema (ONS) de 2011 até 2014.

Fernando Ramos Lage é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 2005, mestre em Engenharia Elétrica com ênfase em eletrônica de potência pela COPPE/UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2009 e possui MBA em aspectos institucionais pela PUC – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro realizado em 2011. Atualmente exerce a função de Engenheiro de tempo real no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desde 2000, atuando na área de Operação.