

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

BENEFÍCIOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DE UM SEP IMPLEMENTADO NA REGIÃO SUL DO BRASIL

ANDERSON ROTAY GASPAR(1); ANDRÉ DELLA ROCCA MEDEIROS(1); ODEMAR SOLANO KLOCK JUNIOR(1); ANDRÉ NASCIMENTO CAVALCANTI DE ALBUQUERQUE(1); GEORGE ARTHUR GAVIOLI(1) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO ONS(1)

RESUMO

Em um contexto de limitações associadas ao sistema elétrico atualmente existente na região Sul do estado do Rio Grande do Sul no Brasil, com significativa penetração de fontes eólicas, térmicas e duas conversoras de frequência que permitem a transferência de energia entre o Brasil e o Uruguai, foram realizadas ações pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, em especial por meio da implementação de um Sistema Especial de Proteção – SEP em conjunto com os agentes de operação da região, que viabilizaram, sem prejuízos à segurança elétrica do sistema brasileiro, a exploração máxima dos recursos disponíveis nestas fontes.

PALAVRAS-CHAVE

Sistema Especial de Proteção, SEP, Interligação Internacional, Usina Eólica, Usina Térmica, Intervenção

1.0 INTRODUÇÃO

A região Sul do estado do Rio Grande do Sul/Brasil é atualmente atendida predominantemente por linhas de transmissão de 230 kV, havendo somente uma linha de transmissão de 525 kV e uma transformação 525/230 kV (2 x 672 MVA) que interligam a região à malha de 525 kV do estado. Esta linha e esta transformação são necessárias para atendimento a carga e escoamento de grande parte de geração eólica instalada da região Sul do estado (1071 MW de capacidade instalada), e pelas usinas termelétricas a carvão UTE Candiota III (350 MW) e UTE Pampa Sul (345 MW). Existem ainda, eletricamente próximas, interligações com o Uruguai (C. F. Rivera – Conversora de Frequência de Rivera, com capacidade de 72 MW, e C. F. Melo – Conversora de Frequência de Melo, com capacidade de 500 MW) e o Conjunto Eólico Livramento 2 (217 MW de capacidade instalada). A carga desta região tem uma sazonalidade acentuada ao longo do ano, sendo muito elevada no verão e bastante reduzida no restante do ano.

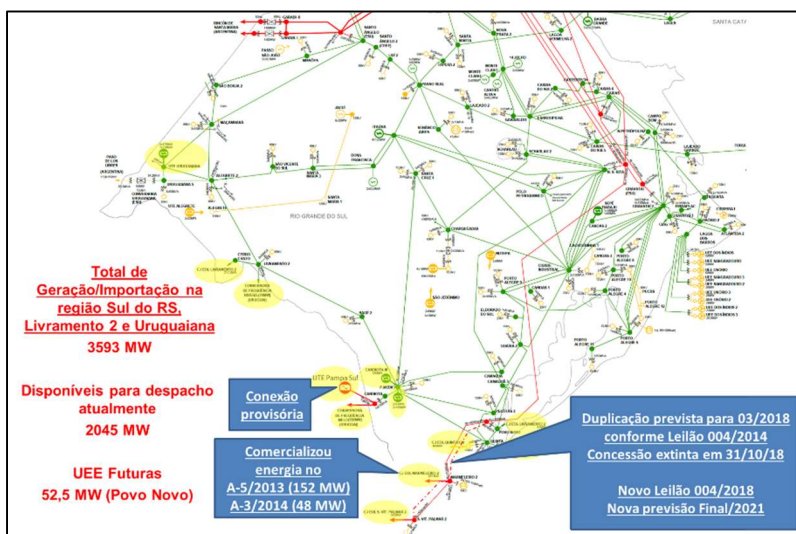


FIGURA 1 – Diagrama geoeletrico com ênfase para Região Sul do Rio Grande do Sul

Desta forma, pode ser caracterizado que essas fontes estão conectadas em um sistema elétrico com baixa potência de curto-circuito, grande participação de geração intermitente e em uma região de carga fortemente sazonal. Tudo isso contribui para aumentar a complexidade da operação deste sistema.

Para viabilizar a operação de todas essas fontes de acordo com os requisitos mínimos de segurança elétrica, foram estabelecidas diversas ações pelo ONS, que envolveram a definição de medidas operativas preventivas, definição de limites de transmissão e ações de controle automáticas, com destaque para a implantação de um SEP [1], para evitar o colapso de tensão e corte de carga em caso de contingência em cenários de excesso de geração na região.

Desta forma, este trabalho irá apresentar os benefícios da instalação deste SEP e suas diversas lógicas, abordando não somente os aspectos técnicos, mas também econômicos, uma vez que se permitiu a possibilidade de explorar maiores montantes de geração os quais não poderiam ser aproveitados em situações de regime normal e de emergência na ausência do referido SEP.

2.0 - NECESSIDADE DE IMPLEMENTAÇÃO DO SEP

Conforme já havia sido apontado nos Estudos de Acesso [2][3] e confirmado nos Estudos Pré-Operacionais do Conjunto Eólico Marmeleiro 2 [4], com capacidade total instalada de 207 MW, verificou-se a limitação do escoamento do sistema elétrico do Sul do Rio Grande do Sul, em especial quando da contingência da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita, não sendo possível atender o critério N-1, podendo ocorrer o colapso de tensão e corte de toda carga desta região. Tal situação tornou-se ainda mais restritiva com a entrada em operação da C.F. Melo (500 MW), e da UTE Pampa Sul (350 MW), compartilhando provisoriamente as instalações de uso exclusivo da C.F. Melo.

A solução estrutural prevista para evitar o referido problema é um conjunto de empreendimentos para expandir a rede de 525 kV da região Sul do Rio Grande do Sul, dos quais se destacam a duplicação do tronco de transmissão de 525 kV da SE Santa Vitória do Palmar 2 até a região metropolitana de Porto Alegre, e a novas SEs 525/230 kV Guaíba 3 e Candiota 2 e respectivas conexões. Este empreendimento integra o lote A4 do Leilão nº 004/2014-ANEEL, e tinham a data prevista de entrada até o final de 2018 mas teve o seu processo de outorga cancelado. O novo processo de licitação envolvendo o mesmo empreendimento se refere ao lote 10 do Leilão nº 004/2018-ANEEL, com data prevista para ser integrado ao Sistema Interligado Nacional – SIN até o final do ano de 2021.

Desta forma, durante este período de atraso das referidas obras, a ocorrência de montantes significativos de geração eólica, associados a geração elevada nas usinas térmicas e ao cenário de carga reduzida na região, agravados na condição de importação de energia via C.F. Melo e C.F. Rivera, ocasiona uma limitação de transmissão para escoamento destas gerações.

Ao se analisar as diversas contingências possíveis na região, a única que se mostra como fator limitante em termos de riscos de colapso de tensão é a contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo. A Figura 1 apresenta curvas de incremento de geração versus redução de tensão em três barramentos da região, podendo ser observado o colapso quando o fluxo prévio da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita ultrapassa valores da ordem de 560 MW.

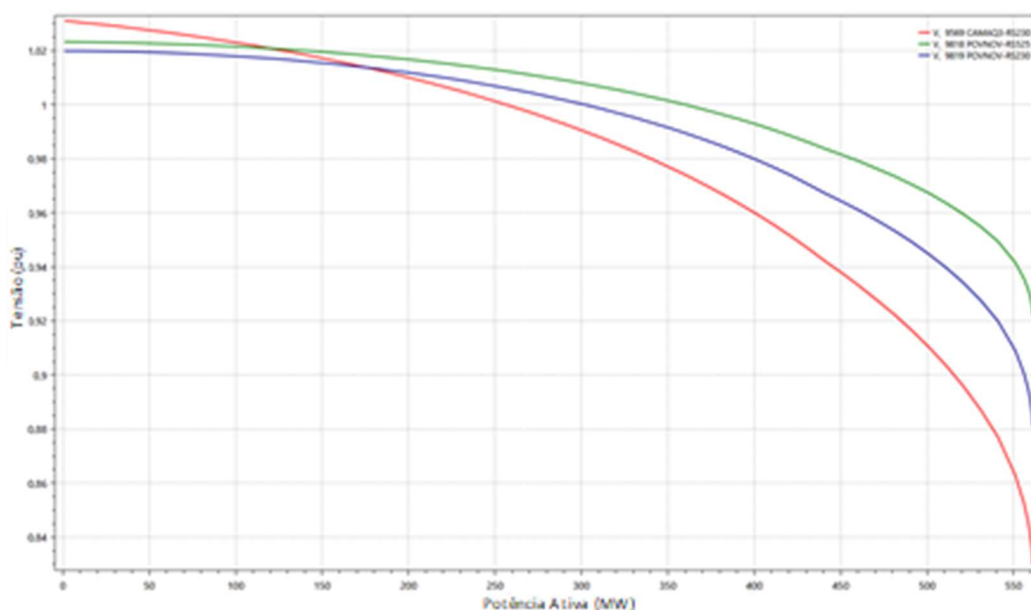


FIGURA 2 – Curva PV na condição de indisponibilidade da LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo

Ainda para a contingência da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita, o colapso de tensão também ocasionaria a atuação das proteções de distância de LTs 230 kV da região e, consequentemente, a abertura destas com o corte descontrolado de carga e geração.

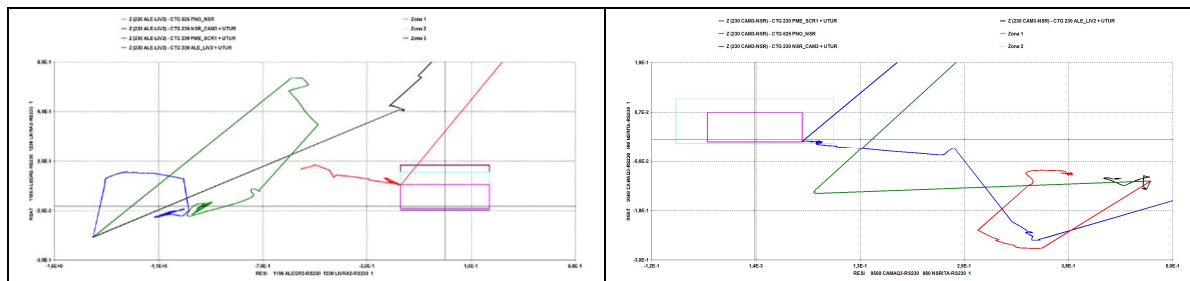


FIGURA 3 – Trajetórias das Impedâncias das LTs da região durante contingências

Visando evitar as consequências supracitadas após esta contingência, as recomendações iniciais do ONS foram de monitoração de um limite prévio de carregamento na LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita. Contudo, embora essa medida fosse efetiva, caso ocorresse violação do limite seria necessário restringir o despacho de geração das usinas eólicas e a importação de energia pelas C.F. Melo e Rivera. Estas restrições se mostram difíceis de se gerenciar devido às variações abruptas de carregamento causadas pela intermitência da geração eólica. Além disso, dada a impossibilidade de armazenar sua energia, sua redução implica em deixar de aproveitar de forma irreversível a geração eólica disponível durante o período de restrição.

Em um primeiro momento, devido ao seu caráter interruptível, foi considerado transferência nula de energia entre o Uruguai e o Brasil via C.F. Melo e Rivera. Ou seja, caso ocorresse a violação do limite as conversoras seriam mantidas desligadas. Porém, devido a necessidade energética na exploração deste recurso, também foi analisada uma alternativa para mitigar essa limitação.

Deve-se destacar que devido à rapidez do fenômeno de colapso de tensão, qualquer ação mitigadora que tivesse por objetivo permitir a operação deste sistema sem a necessidade de limitação do fluxo na LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita, deveria ter uma atuação extremamente rápida. Verifica-se pelas tensões da Figura 4 que em cerca de 200ms a tensão já viola os critérios estabelecidos no submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [5] (tensão abaixo de 60%).

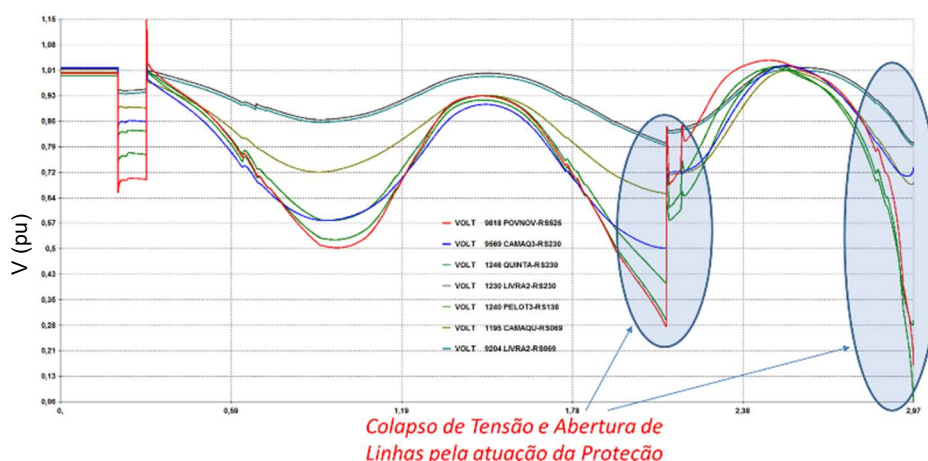


FIGURA 4 – Tensão das SE da região na contingência da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita

Assim sendo, para evitar elevadas restrições prévias, tanto de geração como de importação de energia via intercâmbio internacional, foi proposto um SEP para corte de centrais eólicas e da C.F. Melo, mas apenas quando da contingência da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita.

Inicialmente este SEP foi definido para operar a partir da rede completa, ou seja, ser efetivo considerando a contingência da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita com toda a rede elétrica de transmissão íntegra. Porém, durante a elaboração dos estudos ocorreram quedas de torre das LTs de 230 kV Cidade Industrial – Guaíba 2 e Porto Alegre 9 – Guaíba 2 (trecho Porto Alegre 9 – Eldorado), ficando indisponíveis do dia 14/10/2015 até 15/10/2016. Neste cenário, mesmo com o SEP previsto até então, poderia haver a necessidade de restrição contínua de geração eólica, geração térmica e intercâmbio internacional considerando a rede remanescente. Com isso, também foram implementadas lógicas adicionais considerando a indisponibilidade de equipamentos da região, que também poderiam ser utilizadas em situações de manutenções programadas visando a menor limitação possível de geração da região. Essas lógicas contemplam a indisponibilidade de equipamentos da região, porém ainda monitorando a contingência da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita.

Durante os dois primeiros anos de operação do referido SEP, ocorreram diversos desligamentos da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita, sendo o mais grave a indisponibilidade de longa duração com queda de torres entre o dia 11/02/2019 e 23/02/2019. Tendo em vista as restrições vivenciadas neste período de indisponibilidade, foi proposta uma lógica adicional no SEP considerando o cenário com esta LT fora de operação, permitindo uma melhor exploração dos recursos de geração e importação de energia via intercâmbio internacional mesmo com a LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita fora de operação. Neste novo cenário, de indisponibilidade, foi avaliado o desempenho do sistema para as demais contingências, tendo sido observados, além de fenômenos de colapso de tensão, sobrecargas inadmissíveis em LT 230 kV da região Sul do Rio Grande do Sul, sendo necessária a implementação de monitoração de lógicas adicionais e desligamentos para controle dos carregamentos.

3.0 - SEP PROPOSTO

3.1 Arquitetura, Lógica e Operação do SEP proposto

O SEP proposto [1] monitora o fluxo pré-contingência da LT 525 kV Nova Santa Rita – Povo Novo, sentido de Povo Novo para Nova Santa Rita, e caso permaneça acima de um valor de fluxo estabelecido por um tempo superior a 10s irá levar a atuação instantânea do SEP (pick-up) caso ocorra a abertura de disjuntores da linha em quaisquer de seus terminais. Caso a LT fique com carregamento abaixo do ajuste definido por tempo superior a 30s, o SEP irá ser dessensibilizado (drop out). Com isso, é possível minimizar o impacto decorrente das variações de fluxos causados pela geração eólica intermitente.

O SEP foi separado em cinco Lógicas:

- ✓ Lógica 1 e 3 – Operação Normal com (lógica 1) e sem (lógica 3) importação de energia via C.F. Melo;
- ✓ Lógica 2 e 4 – Operação Específica (indisponibilidade de equipamentos) com (lógica 2) e sem (lógica 4) importação de energia via C.F. Melo.
- ✓ Lógica 5 – Indisponibilidade da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita

A Figura 5 mostra um diagrama geral e as Figuras 6 e 7 apresentam os diagramas lógicos do SEP implementado.

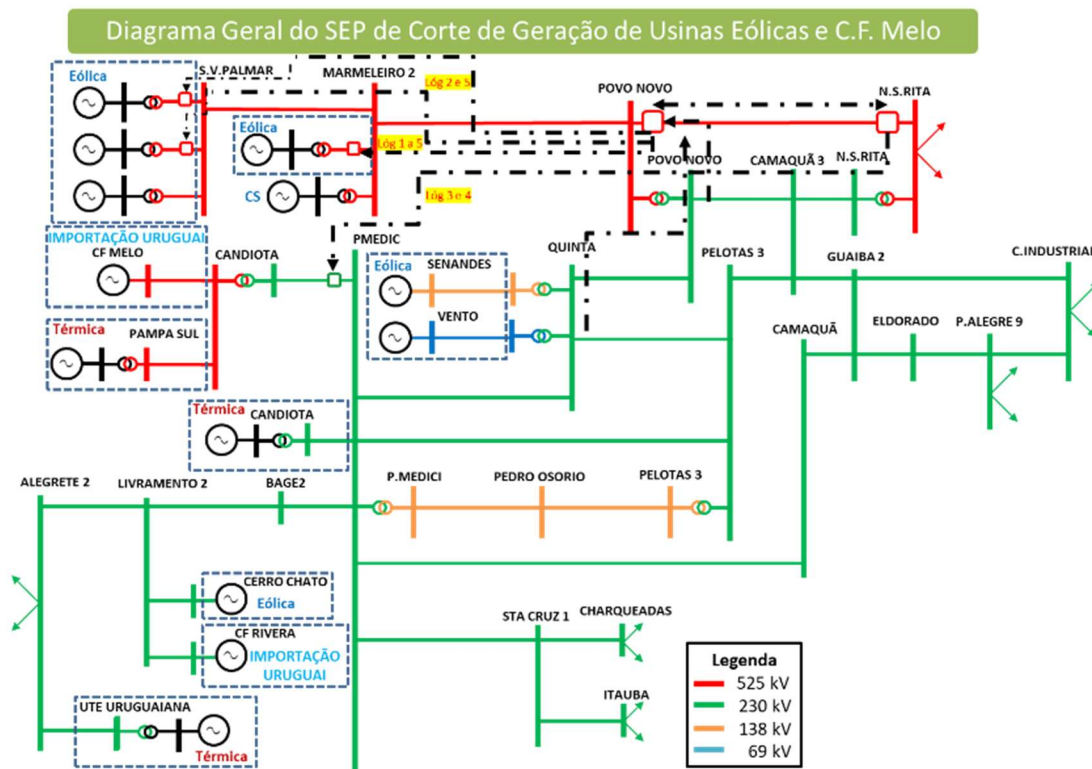


FIGURA 5 – Diagrama Geral do SEP de Corte de Geração de Usinas Eólicas

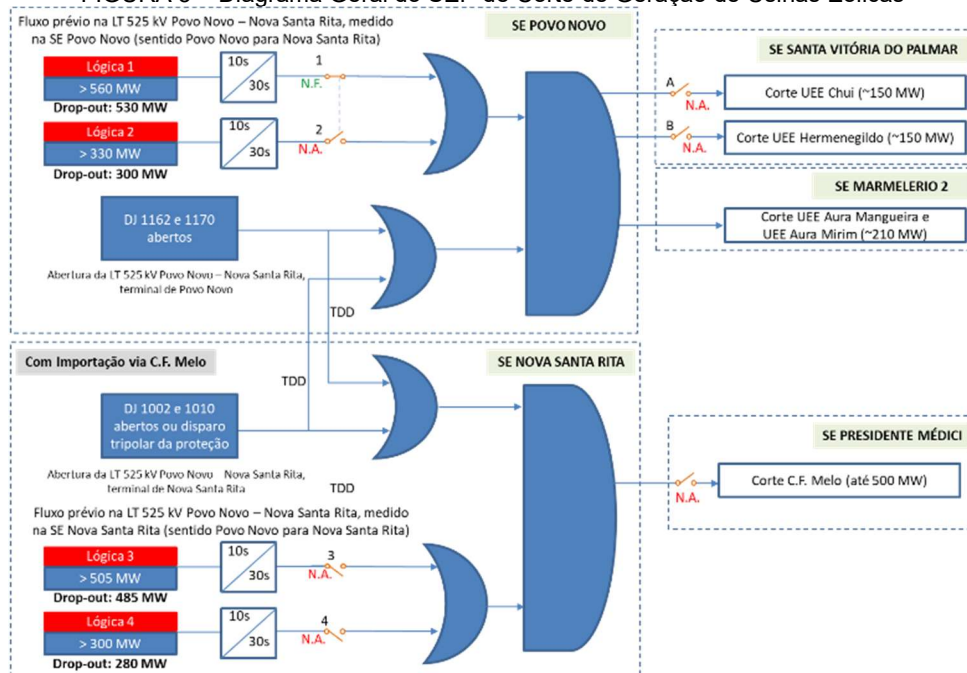


FIGURA 6 – Diagrama Lógico do SEP (Lógicas 1, 2, 3 e 4)

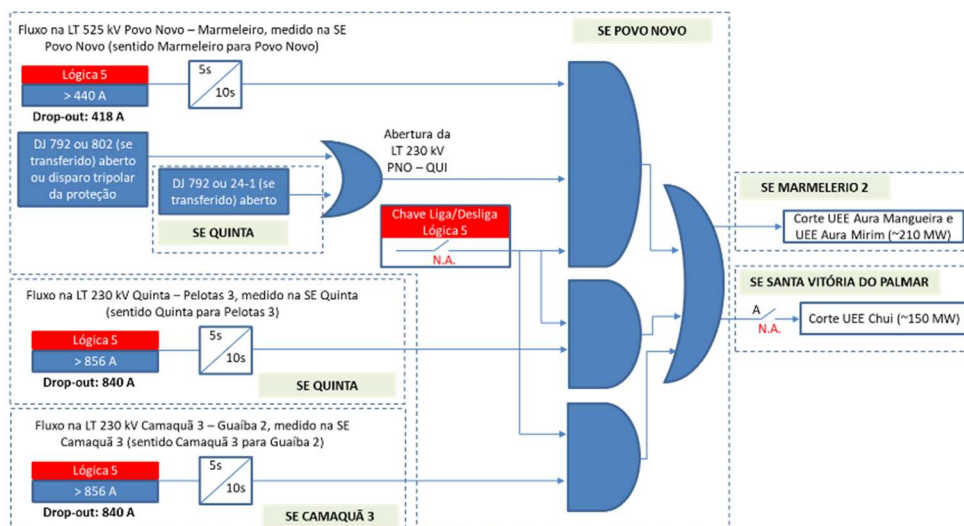


FIGURA 7 – Diagrama Lógico do SEP (Lógica 5)

O SEP foi implementado nas cadeias principal e alternada da proteção e teleproteção, considerando uma redundância, e foram realizados os testes de comissionamento e registrados em relatório, conforme estabelecidos no submódulo 7.5 dos Procedimentos de Rede [5]. Os testes foram satisfatórios obtendo para o maior caminho de comunicação tempos da ordem de 110 ms para o corte das eólicas e de 140 ms para o corte da C.F. Melo + UTE Pampa Sul, estando inferior ao tempo de 200ms estabelecido nos estudos.

As lógicas do SEP foram implementadas e disponibilizadas para operação nos dias 28/04/2017 (Lógica 1), 10/06/2017 (Lógica 3), 22/10/2017 (Lógicas 2 e 4) e 18/09/2019 (Lógica 5).

Em relação a operação das chaves e lógicas do SEP, a depender de qual equipamento está indisponível na região, se faz necessário inserir maiores montantes de corte de geração eólica devido à precariedade do atendimento, sendo disponibilizadas ao operador chaves liga/desliga de seleção para esse corte. Da mesma maneira, existe uma chave para ligar as lógicas 2 ou 4 quando está ocorrendo a transferência de energia do Uruguai para o Brasil via C.F. Melo.

Para o sistema completo a chave 1 deve permanecer ligada e a 2 desligada e em rede alterada prevista na tabela a posição das chaves se inverte. Considerando a transferência de energia do Uruguai para o Brasil a C.F. Melo ainda deve ser fechada a chave 3 (rede completa) ou 4 (rede alterada). A tabela abaixo apresenta as condições de corte adicional de geração a depender da indisponibilidade de equipamentos.

Tabela 1 – Modo de operação das chaves do SEP para as condições determinadas

Condição do Sistema	Transferência nula ou Exportação pela C.F. Melo						Importação pela C.F. Melo					
	Lógicas					Corte adicional	Lógicas				Corte adicional	
	1	2	3	4	5		1	2	3	4	A	B
Operação normal	L	D	D	D	D	D	D	L	D	L	D	D
Equipamento Indisponível												
LT 230 kV Povo Novo / Quinta	D	L	D	D	D	L	L	D	L	D	L	D
TF 1 525/15/13,8 kV da SE Marmeleiro 2	D	L	D	D	D	L	L	D	L	D	L	D
CS 1 e CS 2 15 kV da SE Marmeleiro 2	D	L	D	D	D	L	L	D	L	D	L	D
LT 230 kV Alegrete 2 / Livramento 2	D	L	D	D	D	L	D	D	L	D	L	D
LT 230 kV Camaquã 3 / Gualba 2	D	L	D	D	D	L	D	D	L	D	L	D
LT 230 kV Camaquã 3 / Nova Santa Rita	D	L	D	D	D	L	D	D	L	D	L	D
LT 230 kV Camaquã 3 / Pelotas 3	D	L	D	D	D	L	D	D	L	D	L	D
LT 230 kV Camaquã 3 / Povo Novo	D	L	D	D	D	L	D	D	L	D	L	D
LT 230 kV Pelotas 3 / Quinta	D	L	D	D	D	L	D	D	L	D	L	D
LT 230 kV Presidente Médici / Quinta	D	L	D	D	D	L	D	D	L	D	L	D

LT 230 kV Presidente Médici / Santa Cruz 1	D	L	D	D	D	L	D	D	L	D	L	D	D
LT 230 kV Bagé 2 / Livramento 2	D	L	D	D	D	D	D	D	L	D	L	D	D
LT 230 kV Bagé 2 / Presidente Médici	D	L	D	D	D	D	D	D	L	D	L	D	D
LT 230 kV Pelotas 3 / Presidente Médici	D	L	D	D	D	D	D	D	L	D	L	D	D
UTE Candiota III e UTE Pampa Sul	D	L	D	D	D	D	D	D	L	D	L	D	D
LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita	D	D	D	D	L	L	D	Não permitido importação					

Observa-se ainda, que mesmo considerando o SEP proposto em operação se faz necessário limitar o fluxo prévio na LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita e ainda definir tensões mínimas de operação no 525 kV da SE Povo Novo a depender da configuração da rede, conforme apresentado na Tabela 2. Destaca-se que para condição de rede completa, a necessidade de limitação ocorre em cenários com geração eólica e térmica próxima aos valores máximos, carga reduzida na região, e importação na C.F. Melo próximo ao valor nominal.

Tabela 2 – Limites adicionais para garantir a eficiência do SEP

Condição do Sistema	Tensão	Limite máximo	
		LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita	LT 525 kV Povo Novo – Marmeleiro 2
Sistema Completo	531 kV (1,011 pu _{525kV})	830 MW	-
Equipamento Indisponível			
UTE Candiota III e Pampa Sul	536 kV (1,021 pu _{525kV})	590 MW	-
1 Compensador Síncrono	536 kV (1,021 pu _{525kV})	750 MW (1CS)	-
LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita e 1 compensador síncrono	541 kV (1,030 pu _{525kV})	-	650 MW
LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita e 2 compensadores síncrono	541 kV (1,030 pu _{525kV})	-	600 MW
Demais equipamentos da Tabela 1	536 kV (1,021 pu _{525kV})	590 MW	-

Na Figura 8 é apresentado o resultado de uma simulação da contingência da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita, nos cenários com e sem a atuação do SEP proposto, em cenário de rede completa e importação de energia via C.F. Melo.

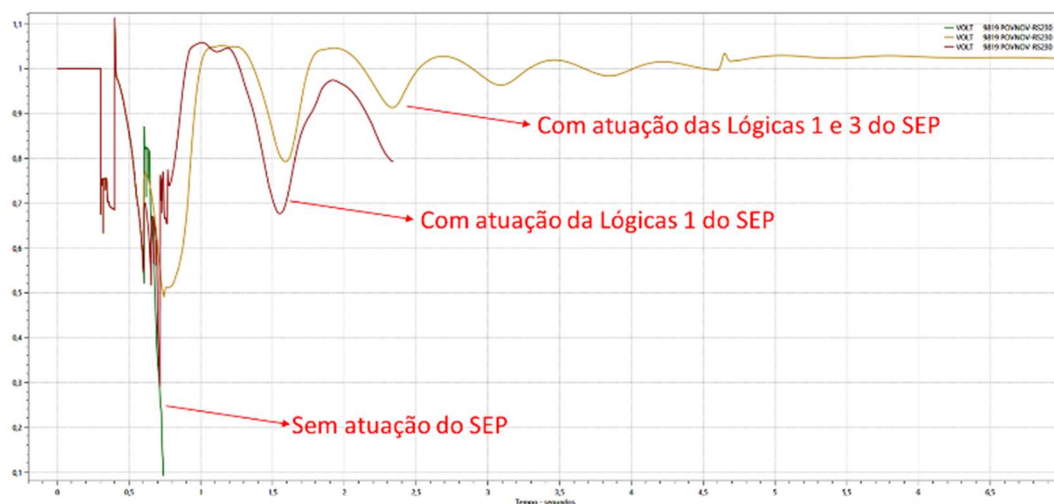


FIGURA 8 – Tensão das SE da região na contingência da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita

4.0 - GANHOS OBSERVADOS COM O SEP IMPLEMENTADO

No período observado, do dia 28/04/2017 (entrada da primeira lógica do SEP) até o dia 31/08/2021, ocorreram 10 desligamentos da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita que necessitaram de medidas para recomposição da linha, sendo 7 automáticos e 3 programados. Ainda ocorreram 6 desligamentos com religamento automático.

Em 06/09/2019 ocorreu o desligamento automático da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita, estando o carregamento prévio de 640 MW. Com isso ocorreu a atuação do SEP e o corte de 194 MW do Conjunto Eólico de Marmeleiro 2, sendo restabelecida a geração total em menos de 1h30 após o restabelecimento da LT.

Em relação a equipamentos da Tabela 1, ocorreram 197 desligamentos automáticos e 39 desligamentos programados, que necessitaram de medidas para recomposição da linha.

Desta forma verifica-se que o sistema estaria exposto ao risco do colapso de tensão devido a contingências na região caso não tivesse sido implementado o referido SEP e não tivesse sido adotado um limite prévio para o sistema, mostrando de fato a importância dos estudos técnicos realizados pelo ONS.

Não foi constada atuação accidental do SEP, mostrando a sua robustez.

Além dos ganhos técnicos, onde o sistema não ficou exposto ao risco de colapso de tensão causando sérios problemas para as cargas da região, podem ser mensurados os ganhos energéticos diretos, causados pela não limitação da geração eólica da região, e os impactos econômicos inferidos por estes ganhos.

Para verificar os ganhos energéticos foi realizado um levantamento de histórico, **utilizando os dados do sistema de supervisão e controle da base de dados do ONS**, analisando as seguintes grandezas que afetam diretamente na atuação do SEP:

- ✓ Carregamento, em MW, da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita;
- ✓ Estado da operação da UTE Candiota III e Pampa Sul;
- ✓ Estado da operação dos equipamentos descritos na Tabela 1, apurados pela pós-operação do ONS;
- ✓ Montante, em MW, de importação/exportação da C.F. Melo
- ✓ Geração, em MW, do Conjunto Eólico Marmeleiro 2 e Santa Vitória do Palmar 2.

Para fins de análise foram consideradas medições integralizadas de hora em hora. Com relação ao estado operativo dos equipamentos envolvidos, foi considerado que as lógicas de rede alterada foram ligadas somente após uma do início da indisponibilidade.

Adicionalmente, visando associar o ganho energético a um ganho econômico, foi mensurado o valor da energia não limitada utilizando como cálculo o preço mensal do PLD em cada momento que poderia haver a limitação.

A Figura abaixo apresenta o carregamento da LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita desde a implementação do SEP (28/04/2017) até o final do mês de agosto de 2021, bem com o limite que seria praticado caso não se tivesse o SEP em operação. As variações nos limites se devem às variações do estado operativo dos equipamentos envolvidos (linhas de transmissão, usinas termoeletricas e C.F. Melo).

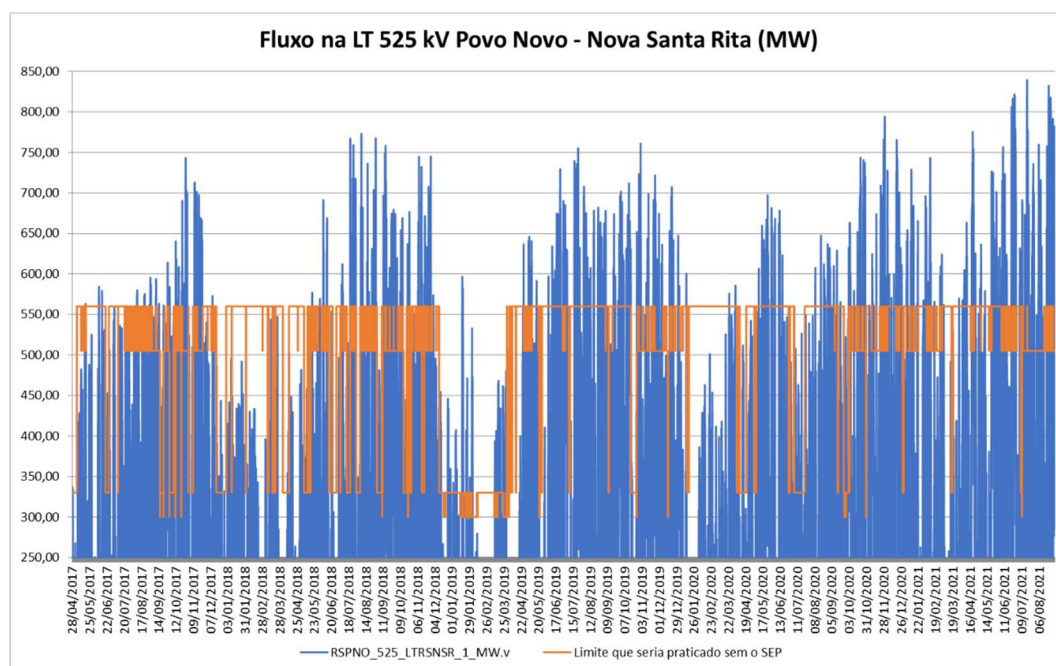


FIGURA 9 – Fluxo na LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita

Dentro do histórico observado, houve cerca de 83 horas, separados em diversos períodos, que ocorreu indisponibilidades programadas ou devido a ocorrências do sistema de transmissão, em que se utilizou as lógicas de rede alterada (2, 4 e 5). Considerando o período em que ocorreu a indisponibilidade conjunta de unidades geradoras na UTE Candiota III e Pampa Sul e importação de energia via C.F. Melo, esse valor é cerca de 856 horas.

Ainda no histórico observado ocorreram 4660 horas em que o carregamento da LT foi superior ao limite que seria praticado caso não tivesse o SEP. Conhecendo-se o impacto do redespacho das gerações no fluxo na LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita, pode-se inferir o quanto seria limitada a geração/importação em cada fonte para controle do referido fluxo, caso não houvesse o SEP durante este período. Com isso, calcula-se que das 4660 horas, haveria limitação da C.F. Melo em 2573 horas da UTE Pampa Sul em 1422 horas, do Conjunto Eólico de Marmeleiro 2 em 1316 horas), e do Conjunto Eólico de Santa Vitória do Palmar 2 em 213 horas. Essas reduções, no instante e os montantes calculados, são indicados na Figura 10.

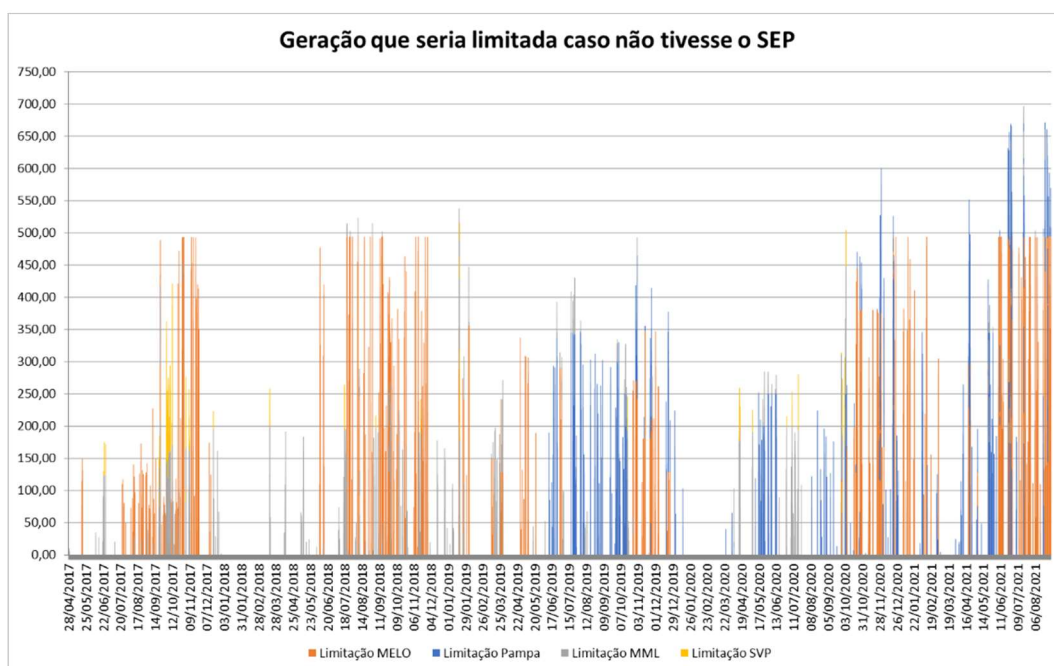


FIGURA 10 – Montante de geração que não foi restrita devido ao SEP

Verifica-se assim a importância do SEP para evitar a limitação das fontes da região e até mesmo a complexidade da operação humana que seria controlar este fluxo. Neste contexto, os valores indicados na Figura 10 configuram-se como ganhos de energia que não poderiam serem utilizados caso não houvesse o SEP em questão.

Utilizando os ganhos de geração acima e aplicando o valor do MWh do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, mensal da região Sul [6], em cada período registrado, temos o seguinte gráfico em termos de valores proporcionados pelo ganho energético acumulado ao longo da operação do referido SEP.

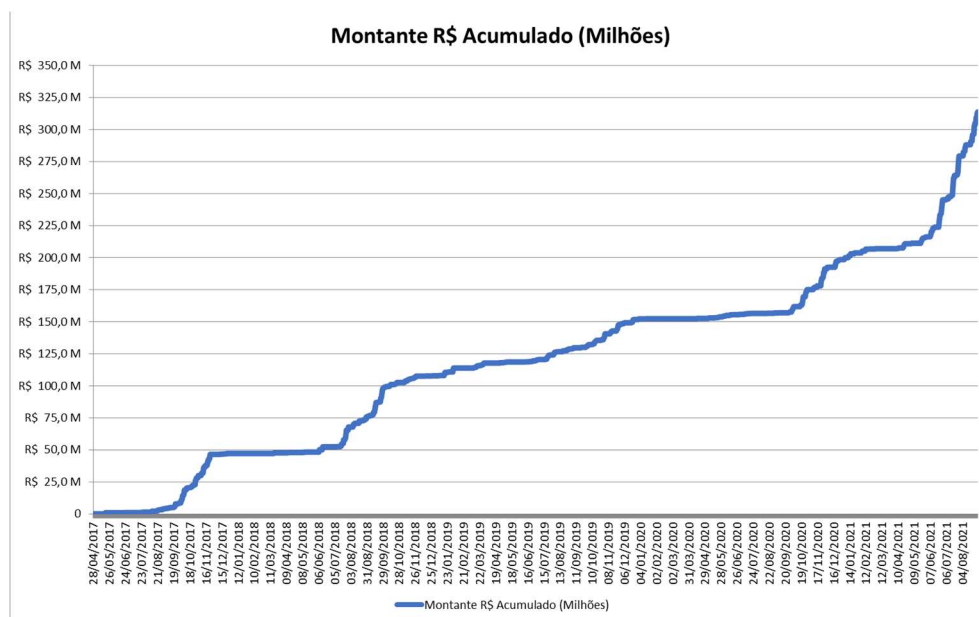


FIGURA 10 – Ganho acumulado de MWh e R\$ devido ao SEP

Desta forma, com resultados verificados nesses quatro últimos anos do SEP em operação, verificam-se ganhos consideráveis energéticos/econômicos que quando contabilizados representam um montante de cerca de R\$315 milhões, os quais mostram a relevante contribuição de aplicação de SEPs na otimização eletroenergética do SIN.

5.0 - CONCLUSÃO

O SIN é projetado considerando o critério de contingência simples e considerando um cenário onde existe uma previsão de entrada do sistema de transmissão proposto adequado ao atendimento a carga e ao escoamento da geração prevista. Considerando o descasamento da entrada do sistema de transmissão em relação a entrada da geração podem ser necessárias medidas operativas, que em muitas vezes não são capazes de serem realizadas pelos operadores em tempo admissível, levando a necessidade de limitações extremas ao sistema para manter a segurança do seu atendimento, porém causando um impacto considerável nos montantes energéticos e consequentemente econômicos. Desta forma, o ONS estabelece SEP visando minimizar/eliminar as restrições do sistema, com a adoção de medidas automáticas a partir de cenários e condições pré-estabelecidas.

Este artigo apresentou os benefícios técnicos e econômicos de um SEP proposto [1] para evitar/minimizar as limitações existente na região Sul do estado do Rio Grande do Sul no Brasil, com significativa penetração de fontes eólicas, térmicas e duas conversoras de frequência que permitem a transferência de energia entre o Brasil e o Uruguai. Foram apresentados resultados importantíssimos, com ganhos verificados de cerca de R\$315 milhões em montante de geração que foi possível de ser utilizada considerando a implementação do SEP.

Este SEP está previsto para ser desinstalado até o final do ano de 2021 com o reforço no sistema de transmissão que entrará em operação na região.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Relatório ONS RE 3-153-2017 - SEP de bloqueio da C.F. de melo na contingência da LT 525 kV Povo Novo - Nova Santa Rita.

[2] Carta ONS-0222/200/2016 – Parecer de Acesso das Centrais Geradoras Eólicas – CGE Aura Mangueira IV, VI, VII, XI, XII, XIII, XV e XVII e Aura Mirim II, IV e VII à Rede Básica na SE Marmeleiro 2 525 kV, RS – 08 de abril de 2016.

[3] Relatório ONS 2.2/0031/2016 – Parecer de acesso das CGEs Aura Mangueira IV, VI, VII, XI, XII, XIII, XV E XVII e Aura Mirim II, IV, VI E VIII à Rede Básica na SE Marmeleiro 2 525 kV, 07 de abril de 2016.

[4] Relatório ONS RE 3-142-2016 - Integração dos Parques Eólicos Aura Mirim e Aura Mangueira – 207 MW – Análise Pré-Operacional.

[5] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “Procedimentos de Rede”, <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. [Acesso em 15/09/2021].

[6] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, “Média Mensal do PLD”, https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_media_mensal?_adf.ctrl-state=lvdkjexg0_1&_afLoop=140765175196839#!%40%40%3F_afLoop%3D140765175196839%26_adf.ctrl-state%3Dlvdkjexg0_5. [Acesso em 15/09/2021].

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) ANDERSON ROTAY GASPAR

Nascido no Rio de Janeiro/RJ em 11/08/1981. Possui graduação em Engenharia Elétrica (2005) pela Universidade Federal Fluminense, especialização em Proteção de Sistemas Elétricos (2007) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e especialização em Sistemas de Energia Elétrica CESE (2008) pela Universidade Federal de Itajubá. Desde 2003 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, atuando hoje na Gerência de Engenharia Sul, em Florianópolis/SC.

(2) ANDRÉ DELLA ROCCA MEDEIROS

Possui graduação (1991), mestrado (1993) e doutorado (2003) em Eng. Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina e especialização em Administração CAISE/MBA pela PUC do Rio de Janeiro (2008). Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS, com atuação em estudos elétricos visando a integração e planejamento da operação. Atualmente é Gerente de Engenharia do Sul, a qual é responsável pelos aspectos de engenharia relacionados a integração de obras nas fases de análise de projeto básico, estudos de acesso e análises pré-operacionais com foco nos equipamentos de transmissão e geração da região Sul e Mato Grosso do Sul.

(3) ODEMAR SOLANO KLOCK JUNIOR

Nascido em Palmeira/PR em 27/10/1962. Possui Graduação (1985) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná, Mestrado (1998) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina e especialização em Administração CAISE/MBA pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2008). Tendo trabalhado de 1985 a 2006 na Companhia Paranaense de Energia – COPEL. Desde 2006 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS na Gerência de Engenharia Sul, em Florianópolis.

(4) ANDRÉ NASCIMENTO CAVALCANTI DE ALBUQUERQUE

Nascido em Pato Branco/PR em 20/02/1987. Possui graduação em Engenharia Elétrica (2008) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná, e mestrado em Engenharia Elétrica (2011) pela Universidade Federal de Santa Catarina. Desde 2011 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e atua na Gerência de Engenharia Sul, em Florianópolis.

(5) GEORGE ARTHUR GAVIOLI

Nascido em Alto Paraná – PR em 08/11/1984. Possui graduação em Engenharia Elétrica (2007) pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Mestre em Engenharia Elétrica: Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC. Desde 2007 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, atuando hoje na Gerência de Estudos de Intervenção na Rede, em Florianópolis/SC.