



GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

USO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCROFASORIAL NA OPERAÇÃO DO SIN

ARTHUR MOUCO HECTOR VOLSKIS RODNEY WORMSBECHER JANIO LOS RICARDO VIEIRA
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS

RESUMO

O objetivo do sistema de medição sincrofasorial implantado no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é aumentar a consciência situacional na operação em tempo real do Sistema Interligado Nacional (SIN), proporcionando informações mais precisas sobre o estado operativo do SIN às equipes de tempo real do ONS. A proposta desse trabalho é apresentar essa nova ferramenta de supervisão e controle do ONS, descrevendo as aplicações avançadas baseadas na observabilidade de fenômenos eletromecânicos usando apenas medição sincrofasorial. Este trabalho apresenta ainda os benefícios identificados no uso da ferramenta, com foco na complementaridade oferecida em relação ao sistema de supervisão convencional.

PALAVRAS-CHAVE

Medição Sincrofasorial, PMU, WAMS, Operação em Tempo Real, Consciência Situacional

1.0 INTRODUÇÃO

O ONS tem como responsabilidade a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. A operação do SIN vem se tornando cada vez mais complexa nas últimas décadas, devido principalmente ao crescimento de geração intermitente na matriz energética [1] (e.g. geração eólica, solar fotovoltaica etc.), da introdução de linhas de transmissão em HVDC (High Voltage Direct Current) bem como da expansão da rede de transmissão, ocasionado pelo constante aumento na demanda de energia elétrica [2] a [4]. Com o aumento da complexidade na operação do sistema interligado em tempo real, novas ferramentas são necessárias para aumentar a consciência situacional do operador durante a tomada de decisão. Esse fenômeno tem sido observado não apenas no sistema elétrico brasileiro, mas em operadores independentes de vários países.

Para suprir essa demanda, um novo sistema de supervisão baseado em medições sincrofasoriais foi proposto e tem sido adotado em vários países nas últimas décadas [5] (e.g. Estados Unidos, Canadá, China, Índia etc.). Esse sistema se baseia em uma alta taxa de amostragem de medições fasoriais, associada ao sincronismo dessas medidas através de sistemas de georreferenciamento como o GPS (Global Positioning System), permitindo a identificação imediata de eventos de natureza dinâmica em sistemas elétricos. Entre os fenômenos observáveis estão, por exemplo, a identificação de: ilhamento, oscilações eletromecânicas, distúrbios, modos de oscilação presentes no sistema etc. Vale ressaltar que o sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) habitual não permite a observação de tais eventos ou mesmo a correlação confiável entre eventos e medidas por ser um sistema assíncrono de supervisão. No sistema SCADA as medições são aquisitadas, em geral, a cada 5 segundos. Dessa forma os fenômenos eletromecânicos, que ocorrem na escala de milissegundos, transcorrem imperceptíveis na operação em tempo real baseada em sistema supervisorio SCADA tradicional. Essa falta de observabilidade da dinâmica do sistema pode induzir o operador a uma falsa percepção de segurança sistêmica.

Em julho/2019 foi colocado em produção o CC-PMS (Control Center - Phasor Measurement System), sistema de aquisição e controle baseado em medições sincrofasoriais do ONS. O sistema conta atualmente com aproximadamente 230 PMUs (phasor measurement units) distribuídas em instalações de interesse da rede básica do SIN, coletando fasores trifásicos de tensão e corrente sincronizados por GPS a uma taxa de 60 amostras por segundo. Dessa forma, é possível observar em tempo real a dinâmica eletromecânica do SIN, propiciando a identificação imediata de eventos relevantes no sistema.

A partir de ferramentas de análise offline, também disponibilizadas em tempo real dentro do CC-PMS, é possível ainda realizar análises trifásica das medidas disponíveis. Dessa forma, analistas de tempo real podem identificar

ocorrências com mais detalhes, coletando informações do tipo de falta (e.g. trifásica, fase-fase, fase-terra), atuação de religamento automático bem como nível de sobrecorrentes associadas à falta. Essas informações têm auxiliado na tomada de decisão para operação pós distúrbio (e.g. redespacho de geração, reenergização de linhas de transmissão, bloqueio de intervenções programadas, avaliação da condição operativa etc.).

2.0 SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRÓFASORIAL DO ONS

O sistema de medição sincrofásorial implantado no SIN alimenta o CC-PMS do ONS, sendo este composto de ferramentas de operação em tempo real e ferramentas de análise. O CC-PMS foi colocado em produção na operação em tempo real para complementar o sistema SCADA existente, contando com aproximadamente 230 PMUs localizadas em subestações estratégicas, conforme apresentado na FIGURA (1), para proporcionar a observabilidade de fenômenos eletromecânicos no sistema interligado.

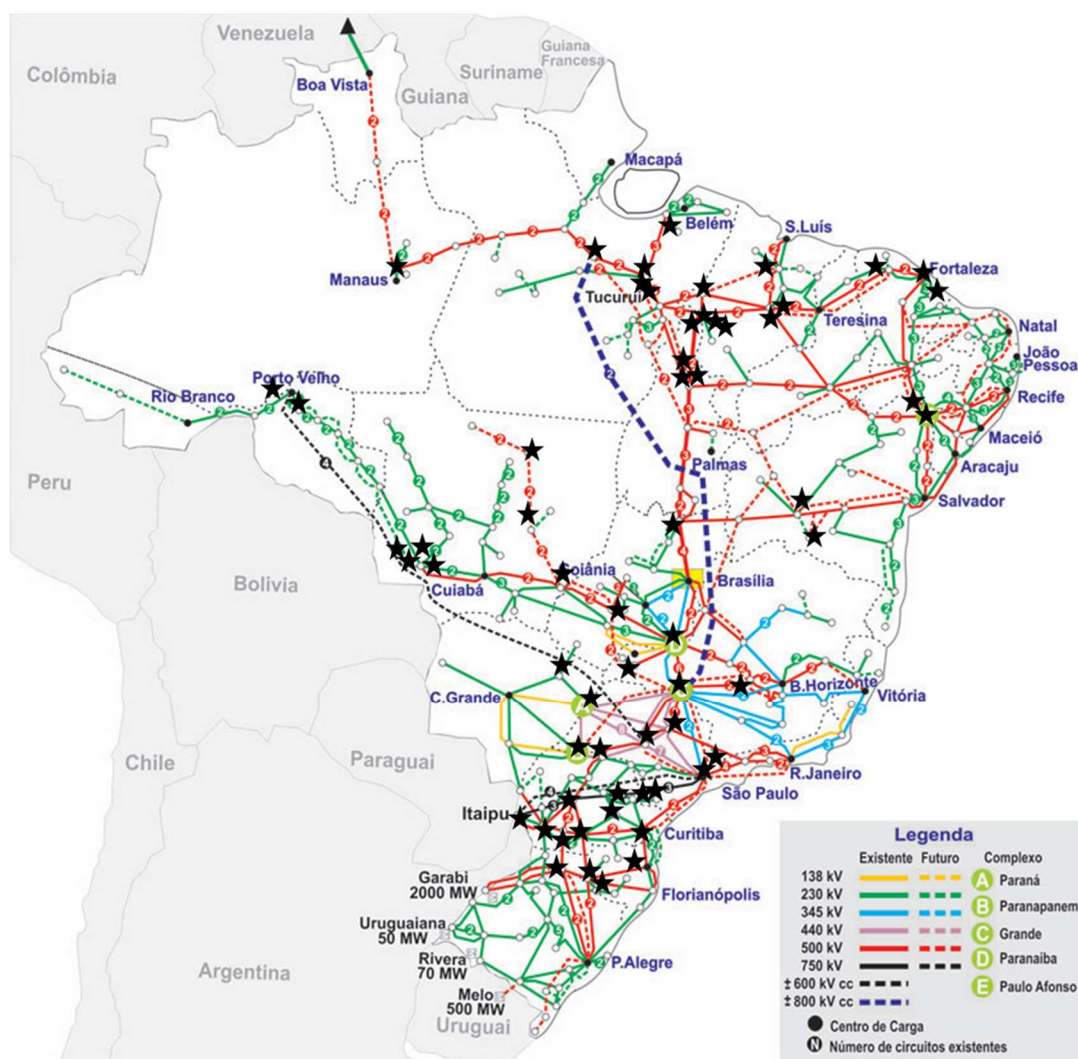


Figura 1 - Subestações do SIN com PMUs

É importante ressaltar que a frequência de aquisição de dados do sistema SCADA permite apenas a observação de regime permanente. Durante ocorrências no sistema, as medidas convencionais não representam adequadamente o evento ocorrido em função da falta de resolução da informação bem como do assincronismo no recebimento e correlação das medições. A título de exemplo, a FIGURA (2) apresenta medições de potência ativa do sistema CC-PMS e do sistema SCADA, associados a uma linha de transmissão de 500kV do SIN e registradas no mesmo período.

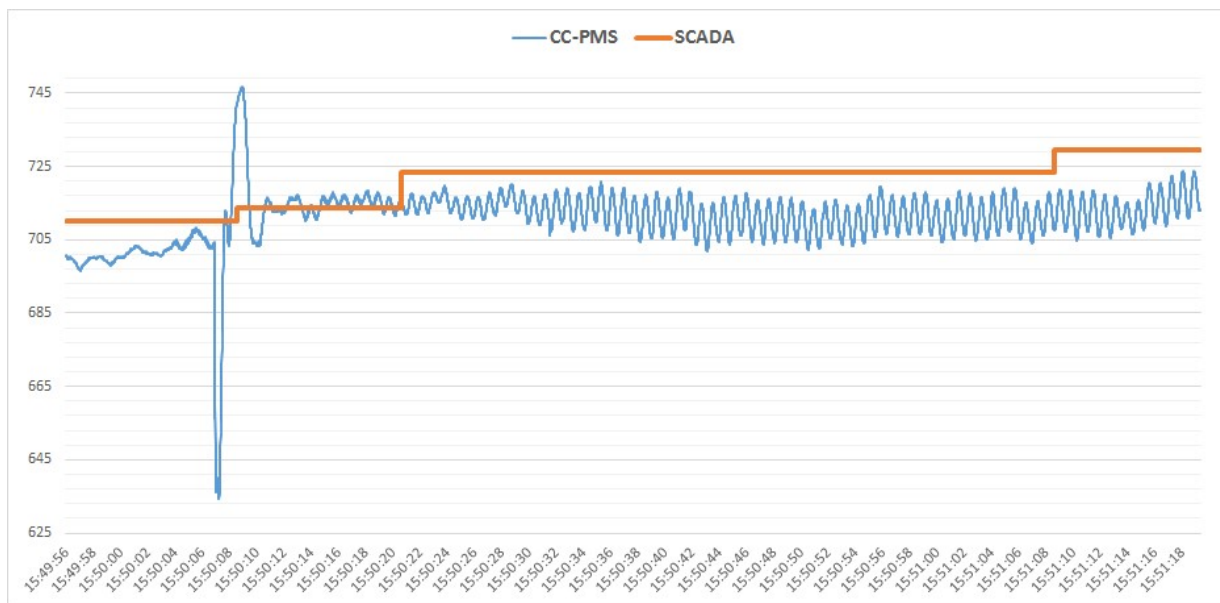


Figura 2 - Medição de Potência Ativa

A medição sincrofásorial tem como fundamento a correlação temporal entre as medidas, não sendo necessária nenhuma informação topológica do sistema bem como medições digitais de estados de chaves seccionadoras e disjuntores. Essa correlação temporal permite a associação e referenciamento de eventos em todo o sistema. É possível ainda identificar diferenças angulares entre barras e de frequência em ilhas elétricas diferentes usando apenas medição sincrofásorial. Vale ressaltar que as PMUs são instaladas nos terminais das linhas de transmissão, aquisitando os dados dos transdutores de tensão e correntes trifásicos, podendo haver múltiplas PMUs na mesma subestação. Os dados medidos são filtrados e recebem uma estampa de tempo associado à sincronização do GPS. Todas as características de captação da medida, filtragem e estampa de tempo, bem como os requisitos de qualidade e protocolos de comunicação, estão definidas nas normas técnicas [6] a [8].

A partir dos fasores de tensão e corrente aquisitados nos terminais das linhas de transmissão, são calculadas as medidas de potência ativa, potência reativa, frequência e variação da frequência associadas a cada terminal. Como parte do processamento das medidas e respectivo referenciamento no tempo, as PMUs também executam uma avaliação da qualidade das medições e associam, a cada grupos de medidas das PMUs, flags de qualidade conforme definido em [7].

3.0 APLICAÇÕES AVANÇADAS PARA O TEMPO REAL

O CC-PMS possui ferramentas de supervisão usualmente disponíveis em um sistema SCADA, como alarmes associados à violação de magnitude de tensão, sobrecarga em linhas de transmissão, sobrefrequência e subfrequência. Possui ainda a capacidade de monitorar diferenças angulares medidas em tempo real e comparar com limites angulares calculados. Essa monitoração de limites angulares em tempo real, denominado Dynamic Security Assessment (DSA), utiliza casos base do estimador de estado e os modelos dinâmicos das máquinas para calcular limites angulares associados a uma lista de contingências pré-determinada. No entanto, os maiores benefícios da disponibilidade de medições sincrofásorias em alta taxa de amostragem são abordados pelas chamadas aplicações avançadas.

As aplicações avançadas do CC-PMS são a detecção de ilhamento, a detecção de distúrbios, a detecção de oscilações e o monitoramento contínuo dos modos de oscilação presentes no sistema. Todas essas aplicações são baseadas apenas nas medições sincrofásoriais têm resposta de alarme praticamente imediata para os operadores de tempo real. Note que o sistema SCADA convencional não possui observabilidade da dinâmica eletromecânica do sistema e, portanto, é insensível aos eventos descritos.

Apesar de não utilizar informações topológicas ou de estados de equipamentos, o CC-PMS utiliza os dados de posicionamento geográfico das PMUs disponíveis, bem como das subestações e linhas de transmissão do SIN, para

apresentar as informações do sistema sincrofasorial sobre um mapa georreferenciado do sistema elétrico como pode ser visto na FIGURA (3). Esse sistema de monitoração em tempo real é denominado E-TerraVision.

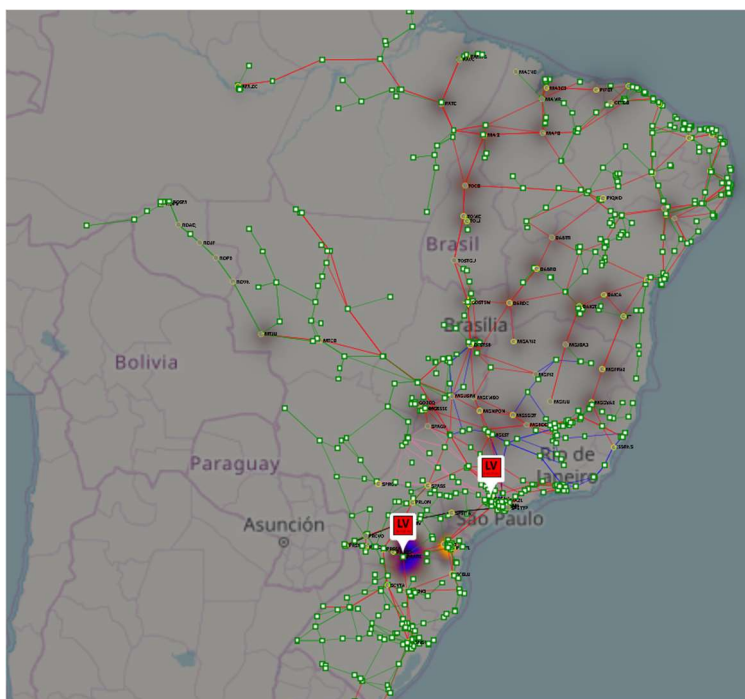


Figura 3 - E-TerraVision

A seguir são descritas algumas das aplicações avançadas do E-TerraVision.

3.1 Oscilações de Potência

Essa ferramenta observa fluxos de potência ativa, em baixas frequências, em todas as PMUs disponíveis no SIN. Quando ocorre uma oscilação de potência no sistema, associado a uma falha no controle de potência de unidades geradoras por exemplo, o E-TerraVision aponta as PMUs sensibilizadas sobre o mapa elétrico do SIN, provendo ainda todas as características da oscilação identificada. Entre as informações disponibilizadas estão a potência ativa oscilante, a frequência de oscilação e o amortecimento da oscilação. Dessa forma, é possível observar qual foi a subestação mais próxima à origem da oscilação, as linhas de transmissão afetadas e observar como a oscilação está se propagando no sistema, ou seja, quais partes do sistema estão sendo afetados por essa oscilação de potência como pode ser visto na FIGURA (4).

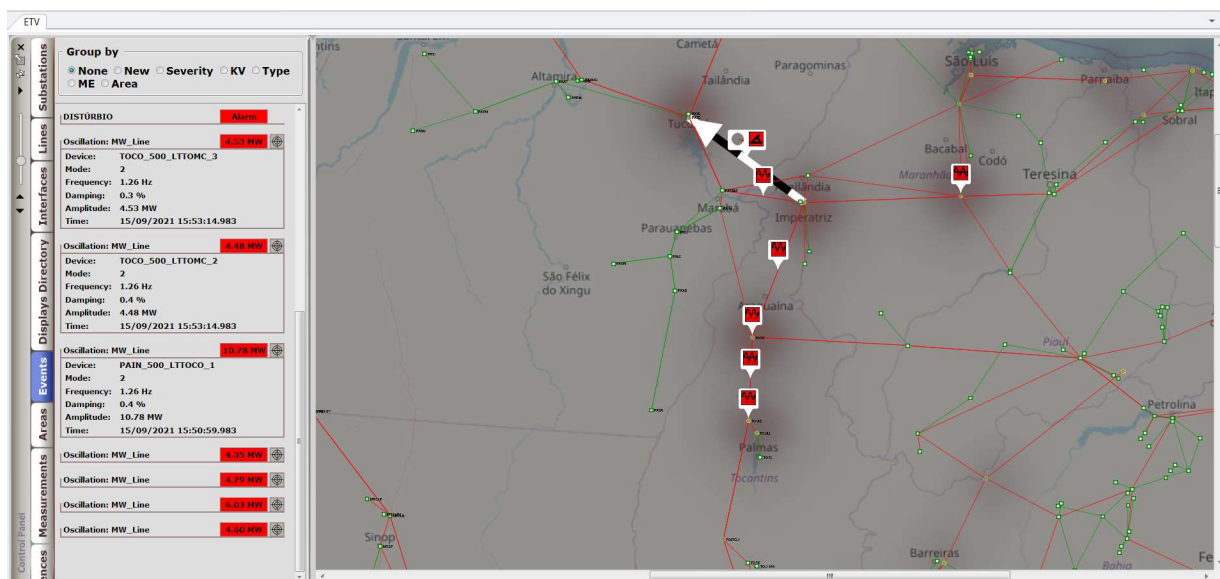


Figura 4 - Oscilação de Potência

3.2 Distúrbios

A identificação de distúrbios no E-Terravision está associada a eventos como perda de geração, perda de carga, perda de linhas de transmissão e curtos-circuitos. Os alarmes de distúrbios são apresentados no mapa elétrico do SIN, identificando a região onde foi originada a ocorrência. A ferramenta de distúrbio avalia medições de frequência, magnitude e ângulo de tensão, magnitude e ângulo de corrente, diferenças angulares, variações de potência ativa e reativa, entre outros, para diferenciar eventos no sistema de flutuações típicas de medidas. E ferramenta provê ao operador de tempo real alarmes instantâneos de distúrbios no sistema, diferenciando ainda o tipo de distúrbio. Estes podem ser diferenciados, de forma geral, em distúrbios de frequência e distúrbios de ângulo, descritos a seguir.

3.2.1 Distúrbios de Frequência

Os distúrbios de frequência, associados à perda de carga ou geração, são identificados através da variação de frequência nas PMUs disponíveis. Um aumento abrupto na frequência indica perda de carga e uma queda abrupta está associada à perda de geração. O sincronismo das medições e a alta taxa de amostragem permite diferenciar quais PMUs foram sensibilizadas primeiro e, dessa forma apontar a região onde o distúrbio foi originado. Note que, quanto maior for o número de PMUs disponíveis no sistema, mais precisa é a identificação da região onde ocorreu a perda de carga ou geração.

3.2.2 Distúrbios de Ângulo

Os distúrbios de ângulo, associados à perda de linhas de transmissão e curtos-circuitos, são identificados principalmente através da variação de ângulo nas PMUs disponíveis e variação nas diferenças angulares. Um aumento abrupto na diferença angular entre duas PMUs de subestações vizinhas pode indicar, por exemplo, a perda de um circuito de transmissão entre as subestações. Uma variação angular nas tensões, associadas a uma variação característica na frequência por indicar, por exemplo, um curto-circuito. O sincronismo das medições e a alta taxa de amostragem permite diferenciar quais PMUs foram mais sensibilizadas e, dessa forma, apontar a região onde o distúrbio foi originado. Note que, analogamente, quanto maior for o número de PMUs disponíveis no sistema, mais precisa é a identificação da região onde ocorreu a perda de linhas de transmissão ou curto-circuito.

3.3 Ilhamentos

Correlacionando apenas as medidas de frequência das PMUs disponíveis no sistema, o E-TerraVision monitora continuamente o acoplamento dessas frequências. Quando ocorre um ilhamento, um grupo de PMUs se desacopla

do restante caracterizando a criação de ilhas no sistema interligado. A identificação desse fenômeno ocorre de forma instantânea para o operador, apresentando graficamente no mapa do SIN as ilhas elétricas associadas à cada grupo de PMUs, como pode ser visto na FIGURA (5). Da mesma forma que as aplicações anteriores, quanto maior o número de PMUs disponíveis no sistema, melhor diferenciadas ficam as ilhas elétricas.

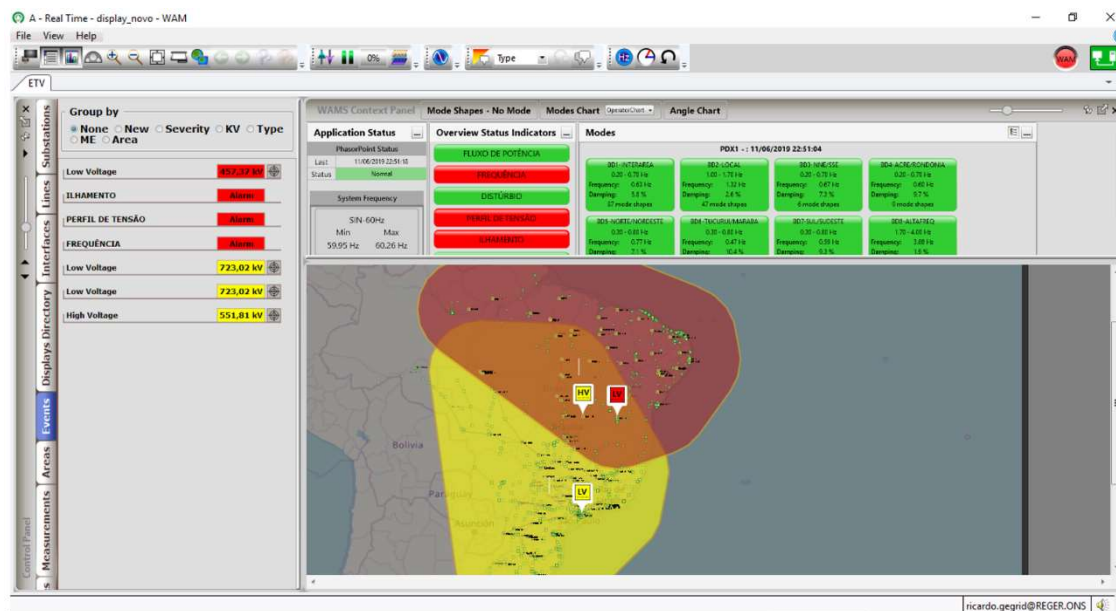


Figura 5 - Identificação de Ilhamento

4.0 CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho é apresentar o sistema de supervisão e controle, baseado em medições sincrofásorias, implantado no ONS. O CC-PMS busca complementar o sistema SCADA atual, provendo ferramentas para aumentar a consciência situacional na operação em tempo real. A disponibilidade de medições fasoriais sincronizadas em subestações estratégicas do SIN, associadas a uma alta taxa de amostragem, permite a observabilidade de fenômenos eletromecânicos no sistema. A identificação de eventos dinâmicos de interesse no sistema, como oscilações de potência, distúrbios de frequência, distúrbios de ângulo e ilhamento, provê ao operador de tempo real maior consciência situacional sobre o real estado do SIN.

O CC-PMS é baseado apenas nas medições provenientes de PMUs, sendo imune a eventuais erros de topológicos, de parâmetro e modelagem, corriqueiros no sistema SCADA tradicional. É importante ressaltar que sistemas similares, baseados em medição sincrofásorial, vem sendo implementados com sucesso em vários países nas últimas décadas. O CC-PMS está em produção a dois anos no ONS, auxiliando a operação em tempo real frente ao aumento da complexidade na operação do SIN nos últimos anos. Complexidade esta impulsionada principalmente pela mudança na matriz energética brasileira, associada ao crescimento das fontes intermitentes de geração, bem como da introdução de linhas de transmissão em HVDC de alta capacidade.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ONS. Brazilian Independent System Operator. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>
- [2] J. McCalley, J. Caspary, C. Clack, W. Galli, M. Marquis, D. Osborn, A. Orths, J. Sharp, V. Silva, and P. Zeng, "Wide-area planning of electric infrastructure: Assessing investment options for low-carbon futures," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, no. 6, pp. 83–93, 2017.

- [3] L. Livermore, J. Liang, and J. Ekanayake, "Mtdc vsc technology and its applications for wind power," in Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International. IEEE, 2010, pp. 1–6.
- [4] N. Hatzigiorgiou, G. Contaxis, M. Matos, J. P. Lopes, G. Kariniotakis, D. Mayer, J. Halliday, G. Dutton, P. Dokopoulos, A. Bakirtzis et al., "Energy management and control of island power systems with increased penetration from renewable sources," in Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, vol. 1. IEEE, 2002, pp. 335–339.
- [5] NASPI. North American SynchroPhasor Initiative. [Online]. Available: <https://www.naspi.org/>
- [6] "IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems," in IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005), vol., no., pp.1-61, 28 Dec. 2011, doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6111219.
- [7] "IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems," in IEEE Std C37.118.2-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005) , vol., no., pp.1-53, 28 Dec. 2011, doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6111222.
- [8] "IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems -- Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements," in IEEE Std C37.118.1a-2014 (Amendment to IEEE Std C37.118.1-2011) , vol., no., pp.1-25, 30 April 2014, doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6804630.

DADOS BIOGRÁFICOS



Arthur do Carmo Mouco recebeu o título de bacharel em engenharia elétrica pela Universidade Federal Fluminense em 2006. Iniciou sua carreira profissional como engenheiro de sistemas de potência no ONS em 2007. Recebeu o título de Mestre em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2011 e o título de doutor em engenharia elétrica pela Northeastern University, Boston - MA - US, em 2019. Ele está trabalhando atualmente na área de tecnologia dos sistemas da operação do ONS, é revisor da revista IEEE Transactions on Power Systems e da Electric Power Systems Research. Arthur é membro sênior do IEEE.

(2) HECTOR ANDRES RODRIGEZ VOLSKIS

Hector Andrés Rodríguez Volskis bacharel em engenharia elétrica pela UFF/1984. Três cursos de pós-graduação: Engenharia da Computação pela UERJ/1987, Engenharia Econômica pela UFRJ/1990 e Engenharia de Controle de Sistemas de Energia pela UFSC/1994. Inicio carreira profissional em 1985 na ELETROBRAS. Está no ONS desde 1999 como Especialista em Sistemas de Operação e Controle. Responsável por identificar novas tecnologias que possam aprimorar a tomada de decisão em ambiente de tempo real. Coordenou projeto ONS para identificar uso de sincrofasores na operação em tempo real. Foi Líder Técnico no projeto de implantação do sistema sincrofasorial no ONS.

(3) RODNEY CARLOS WORMSBECHER

Rodney Wormsbecher recebeu o título de bacharel em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 2010. Iniciou sua carreira profissional como engenheiro de sistemas de potência no ONS em 2011. Desde 2014 trabalha como Analista de Tempo Real no Centro de Operações da Área Sul, responsável por analisar e a operação em tempo real do sistema de transmissão elétrica, analisando manutenções de urgência e interrupções do equipamento nos transmissão e através das aplicações em sala de controle analisando continuamente a segurança a confiabilidade geral do SIN através do controle de carregamento, controle de tensão e estabilidade.

(4) JANIO LEONARDO LOS

Formado em Eng. Elétrica na UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina com ênfase em Energia. Especialista em Sistemas de Energia pela UFSC com MBA na mesma área pela Universidade Unileya. Trabalhei com sistemas SCADA e sistemas avançados de gerenciamento de energia EMS e AGC por toda a América Latina. Atualmente trabalhando em sistemas de medição sincrofasoriais na área e manutenção e implementação.

(5) RICARDO VIEIRA

Ricardo Vieira recebeu o título de bacharel em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 1999. Iniciou sua carreira profissional como engenheiro de sistemas de potência no ONS em 2000. Recebeu o título de Especialista em Sistemas Elétricos de Potência em 2003 pela Universidade Federal de Itajubá. Possui MBA em aspectos institucionais do setor elétrico pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, obtido em 2011. Desde 2010 atua com gerente de operação em tempo real do centro de operação Sul do ONS.