



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

FI/GCR/32
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO –VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

UM MODELO DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL COM PRESENÇA DE GERAÇÃO DE RENOVÁVEIS INTERMITENTES: IMPACTOS OPERACIONAIS, REGULATÓRIOS E CUSTOS

**Paulo S. Franco Barbosa
(*)
FEC-UNICAMP**

**Marcos de Almeida
Leone Filho
Venidera Pesquisa e
Desenvolvimento**

**Fernando A. de Almeida
Prado Jr
FEC-UNICAMP/
SINERCONSULT**

**João Rodolfo Côrtes
Pires
Côrtes Assessoria e
Consultoria**

RESUMO

Comparações internacionais indicam grande expansão de fontes de geração de energia elétrica a partir de fontes intermitentes. No Brasil esta situação não é diferente, pois em 2014 a fonte eólica representou 3,83% de toda a geração elétrica do Brasil, e deverá responder por cerca de 9,5% em 2022.

O artigo discute os impactos operacionais, além da necessidade de ajustes regulatórios, para permitir a entrada em maior escala, das fontes intermitentes no SIN. A experiência de desafios similares é relatada no modelo de simulação do parque gerador e sistema interligado do mercado PJM (Pensilvânia, New Jersey e Maryland), com 165 GW.

PALAVRAS-CHAVE

Renováveis, Geração Intermitente, Eólica, Solar, Simulação

1.0 - INTRODUÇÃO

A capacidade de geração de energia elétrica no Brasil proveniente de fonte eólica parece desenvolver um ciclo de irresistível expansão. Em 2014 o Brasil agregou ao seu sistema interligado 2.472 MW de capacidade instalada e com isso atingiu a quarta posição entre os países com maiores expansões nesse ano, apenas atrás de China (23.351 MW), Alemanha (5.279 MW) e EUA (4.854 MW) (Canal Energia, 2014). Estes totais implicaram em um total de 5.139 MW de capacidade em operação o que representa 3,83% do total registrado no país (ANEEL, 2015), sendo que existem obras já com contratos de fornecimento estabelecido que devem entrar em operação até 2018 de mais 9.477 MW (EPE, 2014). Embora com grande atratividade por conta de seus atributos de baixo impacto ambiental a expansão de usinas eólicas tem potencial para tornar mais complexa a operação do sistema elétrico interligado brasileiro e, além disso, pode imputar custos indiretos (externalidades) no processo.

A expansão de fontes renováveis consideradas limpas, porém de fornecimento intermitente, é uma tendência certa na indústria de energia mundial e não seria diferente no Brasil. Alguns países consideram inclusive que o fornecimento de fontes renováveis poderia chegar a 100% de todo o fornecimento (Elliston, Diesendorf, MacGill, 2012). O contexto no Brasil, com a entrada de renováveis com fonte intermitentes, se adiciona à complexidade já existente que decorre da entrada em operação cada vez mais frequente de usinas hidroelétricas sem capacidade de armazenamento, do descasamento espacial entre a geração das diversas fontes de geração e da necessidade do aumento de usinas térmicas no despacho para geração na base.

O desafio do crescimento da participação das fontes intermitentes na matriz elétrica dos países é conseguir manter a qualidade do controle de tensão e frequência da rede ao mínimo custo de operação do sistema. As usinas eólica e fotovoltaica, a primeira já em franca penetração devido ao alcance da maturidade comercial e a segunda ainda

em menor escala devido aos altos custos, adicionam pouca inércia ou inércia nula ao sistema. Esta baixa inércia no caso das eólicas ocorre porque estas são desacopladas do sistema no caso de eventos de variação de frequência. As fotovoltaicas efetivamente não possuem inércia podendo o seu efeito ser simulado através de capacitores ligados a seus conversores DC/AC. (Tielen, 2012).

A intermitência destas fontes associada a redução da inércia média do sistema como um todo, faz com que a operação necessite atuar mais rapidamente, nas unidades geradoras de forma a manter o equilíbrio entre geração e carga. A manutenção deste equilíbrio é realizado através do aumento ou redução da geração disponível nos diferentes níveis de reserva, ou no corte de carga pelo lado da demanda.

2.0 - IMPACTOS DA INSERÇÃO DE ENERGIAS INTERMITENTES

A inserção crescente de energias renováveis que apresentam características vantajosas para o meio ambiente e com baixas emissões de gases de efeito estufa apresentam, por outro lado, importantes impactos na formação de preços dos mercados de eletricidade e nos procedimentos operativos, inclusive com custos crescentes para demais agentes e que ainda não são perfeitamente conhecidos.

Neste contexto, uma grande quantidade de estudos têm sido publicados nos últimos anos sob o tema, à medida que vários países e regiões têm atingido elevadas penetrações destas energias em relação a oferta total. O primeiro ponto diz respeito a identificação dos limites de inserção de energias intermitentes no grid, a partir dos quais os impactos realmente passam a fazer a diferença na operação do sistema (Asmus, 2008; Welle e Joode, 2011; Madrigal e Porter, 2013; Green, Valilakos, 2008; Qadrdan, Chaudry, Wu, Jenkins, e Ekanayake, 2010; Gramlich, Goggin, 2013; Estanqueiro, A., e outros, 2008).

À medida que a inserção das energias renováveis e intermitentes se amplia no grid de uma região, direcionado este crescimento, quer por políticas públicas relacionadas a incentivos ambientais ou pela redução sistemática de preços dos equipamentos, se faz presente, de forma mais intensa, a necessidade de atuação das agências reguladoras e operadores independentes, em conjunto com os demais agentes, na formatação das estratégias para enfrentamento dos problemas advindos dessa expansão (Elliston, Diesendorf, e MacGill, 2012; Klessmann, Nabe, Burges, 2008; Asmus 2003; Welle, Joode, 2011; Gull, Stenzel, 2013; Abbad, 2010; Estanqueiro, et al, 2010).

A volatilidade da produção de energia proveniente de usinas eólicas e solares também provoca incerteza nos preços e agrega novos riscos comerciais ao mercado de eletricidade, embora reduza o custo devido aos baixos custos marginais de operação destas fontes, tema que também tem sido estudado de forma intensa na literatura (Cutler, Boerema, MacGill, Outhred, 2011; Qadrdan, Chaudry, Wu, Jenkins, Ekanayake, 2010; Trainer, 2012; Barry, Chapman, 2009; Brown 2012).

A crescente inserção dos sistemas intermitentes, tem provocado aumento de custos pela necessidade de alteração da estratégia de operação de usinas que passam a deixar a base para operar na margem e pela ampliação da necessidade de serviços ancilares como, por exemplo, reserva girante, controle de frequência e intervenções frequentes para equilíbrio da tensão. Além disto, também tendem a ocorrer rampas de subida e descida mais rápidas nas usinas convencionais. Ainda, a maior inserção de unidades geradoras em tensão de distribuição, característica de sistemas de pequeno porte, também afeta os mecanismos de operação do sistema.

Assim, a intermitência das fontes geradoras evidencia a relevância deste tema, uma vez que é com muito mais rapidez que estas intervenções operativas necessitam ser implantadas, sendo que em muitos casos decisões precisam ser tomadas em tempo real em uma escala de minutos. Todos estes efeitos também tem sido objeto de estudos em todo o mundo (Klessmann, Nabe, Burges, 2008; Jauch, Bolik, 2005; Madrigal e Porter, 2013; Welle e Joode, 2011; Gull, Stenzel, 2013; Barry, Chapman, 2009; Hirst e Hild, 2004).

Portanto o desafio do operador, em face do aumento de fontes geradoras intermitentes no sistema, é conseguir dimensionar e alocar de forma ótima os diferentes níveis de reserva operativa de forma a garantir a estabilidade de tensão e frequência ao menor custo operativo.

3.0 - A EXPERIÊNCIA DO MERCADO PJM E O MODELO DE SIMULAÇÃO SMART-ISO

O sistema SMART-ISO, desenvolvido pela Universidade de Princeton, utiliza um algoritmo de alocação ótima das unidades geradoras que visa garantir a estabilidade elétrica do sistema mesmo com o aumento da intermitência da geração. O sistema trata a variabilidade destas fontes de forma determinística com a inclusão de margens de segurança no valor a ser considerado. Desta forma é possível realizar a otimização da operação da rede com a decisão ótima de alocação de cada unidade geradora, considerando os tempos de notificação, rampa de partida, com a discretização da decisão a cada 15 minutos. Na fase de simulação é realizada a análise do fluxo de potência AC a com discretização de 5 minutos. A otimização da alocação é feita considerando as regras de operação do

PJM tanto para o mercado de um dia a frente quanto os de hora a frente. O sistema desenvolvido para o PJM já foi aplicado para casos com 9.154 barras e 12.259 linhas e 836 usinas geradoras, totalizando 163.576 MW. Com este modelo de otimização é possível se analisar os montantes de reserva operativa girante e não girante que devem estar disponíveis para o sistema em diferentes períodos do dia e diferentes pontos do sistema. Como saída da otimização também se obtém os custos marginais por barras do sistema. Nas próximas duas seções serão apresentadas uma breve explicação do funcionamento do mercado do PJM e será detalhado o modelo de otimização matemático utilizado no SMART-ISO.

3.1 As Etapas de Despacho do Mercado do PJM

O mercado de despacho de energia elétrica da PJM é, basicamente, encadeado em duas etapas. O mercado de despacho diário e o de meia-hora-à-frente. Além disto, o encadeamento destes mercados é bem simples. Inicialmente, no mercado de dia-à-frente, as ofertas para produção de energia elétrica e as solicitações de demanda são enviadas respectivamente pelos produtores e pelas distribuidoras para a PJM. Com isto, a PJM analisa a previsão de demanda para o dia seguinte, as ofertas dos produtores e, assim, compõe a carteira de geradores que serão alocados no dia seguinte para que o custo total de produção seja minimizado.

Enquanto isto, no mercado de curtíssimo prazo, com uma perspectiva de demanda mais apurada, a PJM realiza um ajuste mais fino da produção para atender à demanda da próxima meia-hora e avalia a necessidade de alocar mais geradores (normalmente geradores menores e que conseguem entrar em produção mais rapidamente). Neste contexto, novos preços de energia são calculados e, assim, mais uma vez, a PJM recompõe a carteira de geradores para serem alocados na próxima meia-hora de forma a minimizar o custo de produção.

Finalmente, ao operar o sistema em tempo real, a cada cinco minutos, a PJM modela o seu sistema (neste ponto não é feita mais nenhuma alocação de geradores) para avaliar a necessidade de algum pequeno ajuste de produção nos geradores que já estão em produção. Caso haja necessidade de algum pequeno ajuste, a PJM entra em contato com os produtores que precisam ser ajustados e pede para os mesmos mudarem seus níveis de produção. A Figura 1 ilustra resumidamente esta sequência de operação.

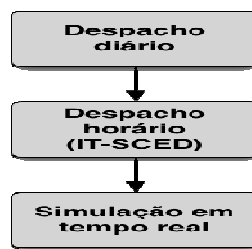


Figura 1: Sequência de operação da PJM

Para que se tenha uma ideia mais detalhada do processo, é preciso explicar melhor a operação dos mercados diários e “horários”.

No mercado diário, todos os dias a PJM liquida as ofertas realizadas pelos produtores ao meio dia (12:00 do dia d^{-1}), conforme indicado na Figura 2. Para fazer tal liquidação, o algoritmo de otimização de despacho diário analisa, na prática, o conjunto de geradores que deverão entrar em operação entre meia noite (00:00 do dia d^0) do dia seguinte e meia noite (00:00 do dia d^{+1}) do dia subsequente. Como se pode ver na Figura 2, o horizonte de otimização corresponde a um período de 48h (12:00 de d^{-1} às 12:00 de d^{+1}), entretanto, somente são levados em consideração nas decisões de despacho os geradores cujos tempos de notificação ocorrem até o dia seguinte (entre 12:00 de d^{-1} e 00:00 de d^{+1}). Assim a Figura 2 ilustra o exemplo da alocação dos geradores G1 e G2. Neste exemplo é possível ver que o gerador G1 é notificado logo após a 00:00 de d^0 para somente iniciar sua produção às 12:00 de d^0 , pois seu tempo de notificação τ^1 é menor que 12h, o que faz ser possível notificá-lo em d^0 . Enquanto isto, o gerador G2 iniciará sua produção somente às 12:00 de d^{+1} , mas como seu tempo de notificação τ^2 é maior que 12h, ele precisará ser notificado em d^0 , fazendo necessário incluí-lo no plano de despacho do dia-à-frente.

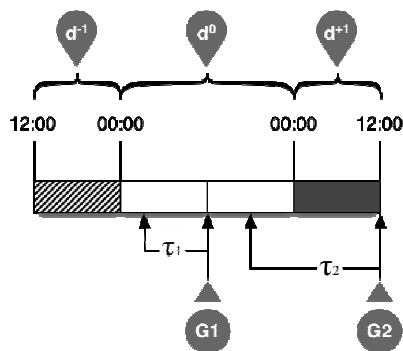


Figura 2: A programação dia-à-frente

Enquanto isto, no mercado “horário”, a PJM liquida as ofertas de produção de meia em meia hora, sempre 15 minutos antes e depois de uma hora cheia. Este processo é, na prática, chamado de despacho intermediário com restrições de segurança (conhecido como IT-SCED do inglês *Intermediate Term Security Constrained Economic Dispatch*) que é um nome mais apropriado uma vez que o despacho é realizado de 30 em 30 minutos e não de hora em hora. O IT-SCED segue uma lógica parecida com o despacho diário, entretanto, ele visa agendar a produção dos geradores que precisam ser notificados para entrarem em produção no intervalo de 15 minutos a 45 minutos depois da programação, entretanto, como os tempos de notificação variam muito, o período considerado no processo de otimização engloba o período de 2 horas e 15 minutos após a programação. Para exemplificar este processo, a Figura 3 ilustra um processo de decisão com três geradores. Neste exemplo, a programação está sendo realizada às 13:15 (15 minutos depois das 13:00). No intervalo entre 13:15 e 13:30 (intervalo 1 da Fig. 3) nada é alterado (as decisões de operação deste período continuam sendo aquelas programadas às 12:45). Assim, o algoritmo de otimização levará em consideração os geradores que devem entrar em produção entre 13:30 e 15:30 (intervalos 2 e 3 da Figura 3) e que devem ser notificados entre 13:15 e 14:00 (intervalos 1 e 2 da Fig. 3). No exemplo, o gerador G1 foi agendado para iniciar a produção às 14:00 e, como seu tempo de notificação τ^1 encontra-se na janela entre 13:15 e 14:00, ele será notificado. Enquanto isto, o gerador G2 poderia iniciar sua produção às 14:30, mas como ele só precisa ser notificado depois das 14:00, ele não será incluído no plano de despacho. Por outro lado, o gerador G3 deveria iniciar sua produção às 15:15, mas como seu tempo de notificação τ^3 é muito maior que τ^2 , faz com que seja necessário notificá-lo entre 13:30 e 14:00, fazendo com que seja necessário incluí-lo no plano de despacho. Portanto, do exemplo da Figura 3, somente os geradores G1 e G3 seriam incluídos no plano de despacho.

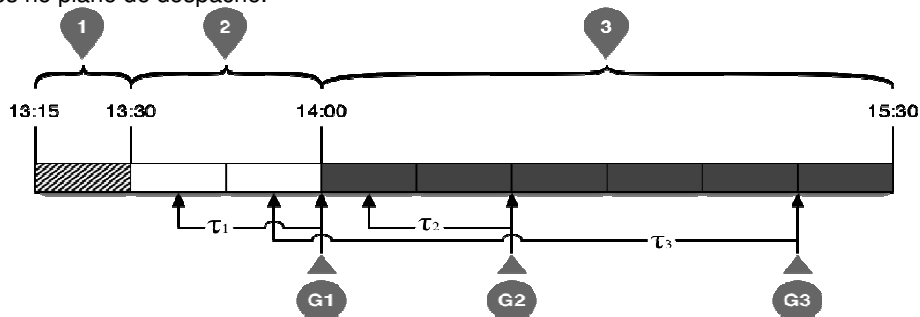


Figura 3: Um exemplo do IT-SCED

Finalmente, o mercado da PJM é modelado de 5 em 5 minutos para realizar algum ajuste fino nos geradores que já estão em produção

3.2 Simulação da Operação do PJM pelo SMART-ISO

A Figura 4 mostra esquematicamente o fluxo de operação da simulação do mercado elétrico da PJM. Como é possível ver, primeiramente o despacho dia-à-frente é executado para que o resultado das alocações de geradores neste mercado seja usado como entrada para o despacho meia-hora-à-frente (IT-SCED), sendo que neste mercado a alocação ótima de geradores é validada por um fluxo de potência AC e um laço iterativo é acionado caso as decisões do IT-SCED não atendam restrições de operação, como limites de tensão, limites de fluxos reativos, gerações reativas, entre outros (Tong et al., 2011). Finalmente, o mercado é simulado em intervalos de 5 minutos e esta simulação também é aferida por um fluxo de potência AC (Ott, 2003).

É importante destacar que a necessidade de utilizar fluxos de potência AC advém da importância de representar de forma fiel o sistema de potência, uma vez que o algoritmo que toma as decisões de alocação de geradores (tanto no dia-à-frente como no IT-SCED) usa um fluxo de potência linearizado. Assim, para tomar as decisões de

alocação dos geradores, foi formulado um problema de otimização no qual o objetivo é minimizar o custo de operação do sistema, como descreve a formulação a seguir:

$$\begin{aligned} \min_{x,y,p^g} \{ & F(X, P^g) + K(Y) + E(P^g) \} \\ \text{sujeito a } & (X, P^g) \in \mathcal{D} \\ & (X, P^g) \in \mathcal{S} \end{aligned}$$

Além disto, os dados da rede são:

- N : Conjunto de índices das barras
- I : Conjunto de índices dos geradores ($I \in N$)
- J : Conjunto de índices das cargas ($J \in N$)
- T : Conjunto de índices de tempo (horizonte de simulação)

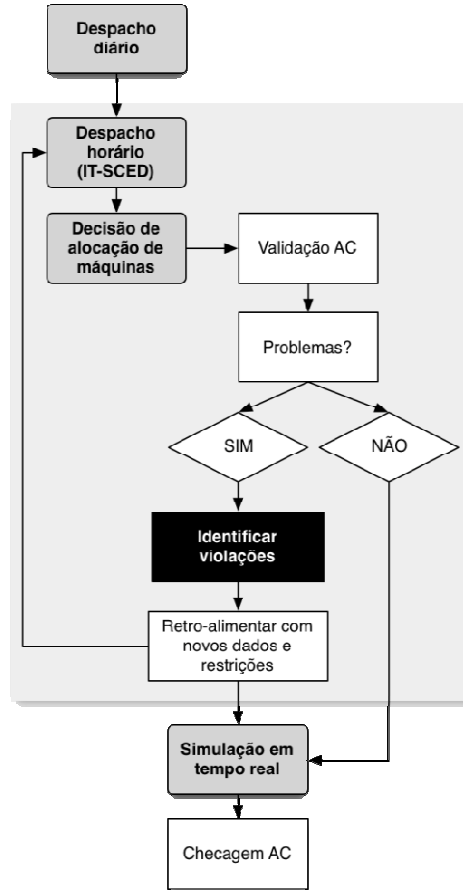


Figura 4: Fluxo do modelo SMART-ISO

Onde as injeções de cargas são:

- $p_{t,j}^l$: Carga ativa da barra j no tempo t
- P^l : $(p_{T,j}^l)$
- $x_{t,i}$: Estado ligado/desligado do gerador i no tempo t
- $y_{t,i}$: Estado sim/não se o gerador i ligou no tempo t
- $p_{t,i}^g$: Geração ativa do gerador i no tempo t
- X : $(x_{T,i})$
- Y : $(y_{T,i})$
- P^g : $(p_{T,i}^g)$

Onde as restrições são:

- \mathcal{D} : Conjunto das restrições dinâmicas dos geradores
- \mathcal{S} : Conjuntos de restrições estáticas

Esta representação é, na realidade, uma maneira extremamente genérica de representar o problema de alocação de unidades geradoras, sendo que diferentes autores definem F , K e E de diferentes formas, as quais normalmente estão relacionadas às nuances específicas do problema que estão resolvendo. Neste caso, estes funcionais são definidos da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} F(X, P^g) &= \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} x_{t,i} p_{t,i}^g c_{t,i} \\ K(Y) &= \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} y_{t,i} c_{t,i}^{startup} \\ E(P^g) &= \sum_{t \in T} \epsilon_t c_t^{falta}, se \epsilon_t < 0 \\ &= \sum_{t \in T} \epsilon_t c_t^{excesso}, se \epsilon_t > 0 \end{aligned}$$

Onde c representa o custo, e:

$$\epsilon_t = \sum_{i \in I} p_{t,i}^g - \sum_{j \in J} p_{t,j}^l$$

Assim, há dois tipos de restrições a serem definidas. As restrições dinâmicas D e as restrições estáticas S . As restrições dinâmicas normalmente representam as restrições que são encadeadas temporalmente, como os tempos de início de produção, enquanto isto, as restrições estáticas representam as características estáticas da rede, como limites de ângulos, limites de geração e capacidades de transmissão de linhas:

$$\begin{aligned} p_i^{gmin} &\leq p_i^g \leq p_i^{gmax}, \forall i \in I \\ p_{nk}^{min} &\leq p_{nk} \leq p_{nk}^{max}, \forall n \in N, k \in \Omega_n \\ - \sum_{k \in \Omega_n} p_{nk} - \sum_{i \in I} p_{ni} - \sum_{j \in J} p_{nj} &= 0, \forall n \in N \\ b_{nk}(\theta_{nk}) - p_{nk} &= 0, \forall n \in N, k \in \Omega_n \end{aligned}$$

Onde p_{nk} é o fluxo de potência ativa do nó n para o nó k , cada Ω_n é um conjunto de barras adjacentes imediatamente conectadas à barra n , $\theta_{nk} = \theta_n - \theta_k$ e b_{nk} é a susceptância na linha que liga as barras n e k . Este equacionamento de fluxo de potência linearizado foi proposta por Choi et al. (2006) e, posteriormente, aprimorada com vários outros testes e estudos de caso por Fisher et al. (2008), um dos quais foi a avaliação do chaveamento ótimo de transmissão.

Todo este processo, desde a tomada de decisão de alocação de geradores um dia à frente até a simulação da operação em tempo real, foi cuidadosamente modelado em um simulador computacional chamado SMART-ISO, sendo que alguns resultados já foram até mesmo publicados, como é o caso do trabalho Defourny et al. (2013). Este simulador foi usado para se inferir algumas das observações interessantes sobre o comportamento da inserção de produção eólica na matriz de geração da PJM, apresentados em seções anteriores desta proposta.

4.0 - CONCLUSÕES

A análise do contexto internacional dos sistemas de potência com a entrada de fontes renováveis com geração intermitente revela uma série de desafios a serem tratados. Surgem problemas como a necessidade crescente de reserva girante para regulação da frequência e voltagem (com acomodações em curtíssimo prazo podendo ser requeridas ações para serem promovidas em até 15 minutos), problemas operacionais relacionados a rampas de subida e descida da potência cada vez com mais necessidade de agilidade, necessidade de reservas de prontidão para variações de curto prazo da carga ou atendimento à contingências. Entre outros impactos esta complexidade também traz a necessidade de aprimoramento nos modelos de previsão de despacho de curtíssimo prazo.

A redução do período de discretização do problema levanta uma importante característica, pouco tratada até o momento, que é a grande variabilidade de potência gerada por estas fontes instantaneamente quando comparadas com períodos de uma hora ou mais. A análise do atendimento da demanda para o caso da discretização em intervalos de cinco minutos, devido às variações de curta duração, exige níveis de reserva operativa mais alta do que quando analisado em períodos agregados.

Para o caso brasileiro, diferentemente do PJM que possui pequena participação de geração hidráulica, possivelmente terá capacidade de suportar maiores taxas de penetração de fontes intermitentes, mas não sem um aumento de custos para operação das hidroelétricas. Estes custos ocorrem da operação em pontos subótimos para disponibilizar reserva de potência, e do maior número de ligamentos e desligamentos de suas máquinas. O mesmo efeito ocorre para as unidades termoeletricas no caso da utilização destas para o atendimento do equilíbrio entre oferta e demanda de energia.

Para a mitigação das variações instantâneas de fontes não despacháveis também podem ser propostos regras como, a redução da potência efetiva das máquinas em operação normal (“deload”), para permitir aumento de potência em momentos de queda de frequência da rede, ou a inclusão sistemas de armazenamento de energia com baterias e capacitores que possam atenuar a sua volatilidade além de auxiliar como as fontes convencionais no caso de variação de frequência.

Nenhuma destas necessidades técnicas pode ser efetuada sem que sejam estudados os impactos regulatórios e comerciais, com os óbvios impactos nos investimentos futuros, inclusive de empreendimentos de transmissão para os quais destaca-se a necessidade de aprimoramento. Uma compreensão clara dos impactos comerciais e regulatórios da inserção de fontes intermitentes é importante para dar sinais claros ao mercado de qual a melhor tipo e localização de unidades de geração, transmissão armazenamento devem ser construídas para manutenção da estabilidade da rede. Entre as opções de investimentos, que vai depender das características da rede e de sua matriz energética, têm-se unidades geradoras, baterias, capacitores, e ampliação e reforços de linha de transmissão.

Este artigo apresenta a experiência internacional de pesquisa na área, e em especial, o trabalho aplicado desenvolvido por pesquisadores da Universidade de Princeton que indica alternativas para o tratamento dessas questões, com estudos de caso desenvolvidos no sistema operado pela PJM, que possui capacidade de geração instalada bastante superior a do Brasil, totalizando em 2014, mais de 165 GW. O tratamento foi desenvolvido com base em um software de simulação (SMART-ISO) que emula as regras de despacho e operação do sistema elétrico, com discretização de minutos e horizontes diário e semanal. Como resultados conexos, o simulador permite avaliar, além dos problemas diretos já descritos, os custos adicionais (não computados nos leilões de geração eólica) que deveriam ser considerados como efeitos sobre os demais agentes. Tal modelo poderá servir como base para o desenvolvimento de ferramenta similar para tratar os problemas da inserção das fontes intermitentes no SIN-Brasil, o que é objeto de esforços do grupo de autores.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Canal Energia, Brasil fica em 4º lugar entre os países que mais instalaram eólicas em 2014, segundo GWEC, disponível em <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=105177>> acesso em 17 fevereiro de 2015, (2015).
- (2) ANEEL, Banco de Informações de Geração- BIG, disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>, acesso em 17 de fevereiro de 2015, (2015) .
- (3) Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2023, (2014).
- (4) O Globo, Leilão de energia solar vende 1.048 megawatts com deságio de 17,8%, disponível em <<http://oglobo.globo.com/economia/leilao-de-energia-solar-vende-1048-megawatts-com-desagio-de-178-14429091>>, acesso em 17 de fevereiro de 2015 (2014).
- (5) Elliston, B, Diesendorf, M., MacGill, I, Simulations of scenarios with 100% renewable electricity in the Australian National Electricity Market, Energy Policy 45 606–613, (2012).
- (6) Cutler, N. J., Boerema, N.D, MacGill, I. F., Outhred, H.R., High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market, Energy Policy 39, 5939 –5949, (2011).
- (7) Klessmann, C., Nabe C., Burges, C., Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks-A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK, Energy Policy 36, 3646–3661, (2008).
- (8) Asmus, P., How California Hopes to Manage the Intermittency of Wind Power, The Electricity Journal, July 2003, pp. 48-53, (2003).
- (9) Jauch, C, Bolik, S, International Comparison of Requirements for Connection of Wind Turbines to Power Systems, Wind Energy, 8, pp.295–306, (2005).
- (10) Madrigal, M and Porter, K, Operating and Planning Electricity Grids with Variable Renewable Generation: Review of Emerging Lessons from Selected Operational Experiences and Desktop Studies, World Bank, Working Paper no.75731 (2013).

- (11) Welle, A. J., Joode, J., Regulatory road maps for the integration of intermittent electricity generation: Methodology development and the case of the Netherlands, *Energy Policy* 39 pp.5829–5839, (2011).
- (12) Qadrdan, M., Chaudry, M., Wu, J., Jenkins, N, Ekanayake, J. Impact of a large penetration of wind generation on the GB gas network, *Energy Policy* 38, pp. 5684–5695, (2010).
- (13) Gull, T., Stenzel, T., Variability of wind Power and other renewables- management options and strategies, International Energy Agency, (2013).
- (14) Green, R, Valilakos, N., Storing wind for a rainy day: What kind of electricity does Denmark export? Working Paper Department of Economics University of Birmingham, (2008).
- (15) Gramlich, R., Goggin, M, What's Next for Wind Power, *The Electricity Journal*, 5912, pp. 1-3, (2013).
- (16) Trainer, T, Can Australia run on renewable energy? The negative case, *Energy Policy* 50 pp.306–314, (2012).
- (17) Langniss, O., Wiser , R, The renewables portfolio standard in Texas: an early assessment, *Energy Policy* 31 pp.527–535, (2003).
- (18) Barry, M., Chapman, R., Distributed small-scale wind in New Zealand: Advantages, barriers and policy support instruments, *Energy Policy* 37, pp. 3358–3369, (2009).
- (19) Hirst, E., Hild, J., Integrating large amounts of wind energy with a small electric-power system, Working Paper Industry Restructuring, Washington (2004).
- (20) Brown, P., U.S. Renewable Electricity: How Does Wind Generation Impact Competitive Power Markets? Working Paper Congressional Research Service 7-5700, (2012.)
- (21) Abbad J. R., Electricity market participation of wind farms: the success story of the Spanish pragmatism, *Energy Policy* 38 3174–3179, (2010).
- (22) Estanqueiro, A., et all, How to Prepare a Power System for 15% Wind Energy Penetration: the Portuguese Case Study WIND ENERGY *Wind Energy*, 11, pp.75,84,(2008)
- (23) Tielens, P.; van Hertem, Tielens P., Van Hertem D. Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables. Symposium in Electrical Power Engineering. Delft, The Netherlands, 16-17 April (2012)
- (24) J. Choi, T.D. Mount, R.J. Thomas, and R. Billinton. Probabilistic reliability criterion for planning transmission system expansions. *Generation, Transmission and Distribution*, IEE Proceedings, 153(6):719–27, 2006.
- (25) E.B. Fisher, R.P. O'Neill, and M.C. Ferris. Optimal transmission switching. *Power Systems*, IEEE Transactions on, 23(3):1346–1355, 2008.
- (26) A.L. Ott., Experience with pjm market operation, system design, and implementation. *Power Systems*, IEEE Transactions on, 18(2):528–534, 2003.
- (27) Jianzhong Tong, D.W. Souder, C. Pilong, Mingye Zhang, Qinglai Guo, Hongbin Sun, and Boming Zhang. Voltage control practices and tools used for system voltage control of pjm. In *Power and Energy Society General Meeting*, 2011 IEEE, pages 1–5, 2011.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Paulo Sérgio Franco Barbosa é graduado em Eng. Civil pela USP-Escola de Eng. de São Carlos (1981), com Mestrado (1986) e Doutorado (1990) em Eng. Civil pela Escola Politécnica da USP, tendo realizado pesquisas sobre planejamento da operação de sistema hidroelétricos. Realizou pós-doutorado na área de planejamento da produção e comercialização de energia elétrica no Depto. de Pesquisa Operacional e Engenharia Financeira na Universidade de Princeton, EUA e na Universidade de Harvard. Exerce a pesquisa, o ensino e a extensão na UNICAMP desde 1982, tendo atuado em pesquisa colaborativa e na Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Civil, de Arquitetura e Urbanismo (FEC) e na Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) da UNICAMP. Desde 1990 vem desenvolvendo pesquisa aplicada e prestando consultoria e capacitação na área de

energia, para empresas públicas (Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo; CESP; Eletrobrás; Ministério de Minas e Energia; ANEEL, Operador Nacional do Sistema Interligado-ONS) e empresas privadas (Duke Energy International, AES-Tietê; Cia Paulista de Força e Luz e Cia Piratininga de Força e Luz).

Fernando Amaral de Almeida Prado Jr, Engenheiro Civil pela Unicamp (1977), Curso de Especialização em Administração Contábil e Financeira- CEAG- FGV-SP (1989), mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela UNICAMP (1994), doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos pela UNICAMP (1999) e pós -doutorado pela Universidade de São Paulo (2006)., atualmente desenvolve um segundo pos doutorado na UNICAMP. É professor colaborador de pós-graduação da USP e da UNICAMP. Tem experiência em Energia Elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: geração distribuída, smart grid, mudanças climáticas, reestruturação institucional, tarifas, avaliação de risco e regulação. Desde 2001, é sócio gerente da empresa Sinerconsult - Consultoria, Treinamento, onde atua como consultor de empresas além de atuar Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento. Desde maio de 2013 é pesquisador associado do Center of Latin American Studies da University of Florida, EUA.

Marcos Leone Filho possui graduação em Engenharia Mecânica pela Universidade Estadual de Campinas (2002) e mestrado (2006) e doutorado (2012) em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas. Além disto, em 2013, Marcos trabalhou como pesquisador de pós-doutorado na Universidade de Princeton (NJ, EUA) no departamento de Pesquisa Operacional e Engenharia Financeira (ORFE). Marcos tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: planejamento, controle, simulações dinâmicas e modelagem de sistemas não lineares.

João Rodolfo Côrtes Pires possui graduação em Engenharia Civil pela Unicamp (2001), mestrado (2003) e doutorado (2010) em Engenharia Aeronáutica e Mecânica na área de Pesquisa Operacional pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA). Atualmente desenvolve pós doutorado e atua como pesquisador colaborador na UNICAMP. É sócio da empresa Côrtes Consultoria, atuando nas áreas de análise de risco, otimização de carteira de contratos de energia, e geração de eletricidade por fontes alternativas. Atua como pesquisador em diversos Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento ligados a área de geração e fluxo de potência.