

Complementaridade das energias eólica e solar na Bahia

Pieter de Jong^{1*}

Felipe Barroco Fontes Cunha^{2*}

Maria Cândida Arrais de Miranda Mousinho^{3*}

Rilton Gonçalo Bonfim Primo^{4*}

José Alexandre Ferraz de Andrade Santos^{5*}

Ednildo Andrade Torres^{6*}

¹ Doutor em Engenharia Industrial pela Universidade Federal da Bahia (UFBA). E-mail: pieterj@ufba.br

² Doutorando em Energia e Meio Ambiente na UFBA. E-mail: fbarroco@bmeg.com.br

³ Doutoranda em Energia e Meio Ambiente na UFBA. E-mail: mcadmm@yahoo.com.br

⁴ Mestrando em Engenharia Industrial na UFBA. E-mail: rilton@ufba.br

⁵ Doutorando em Engenharia Industrial na UFBA. E-mail: alex_caeel@yahoo.com.br

⁶ Professor-Titular da UFBA e Doutor pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). E-mail: edinildo@ufba.br

* Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, Laboratório de Energia e Gás (LEN), 3º Andar, Rua Aristides Novis, Nº 2, Federação, CEP: 40.210-630, Salvador–BA, Brasil. Tel.: +55 071 3283 9808.

RESUMO

Para 2020, estão previstas capacidades instaladas totais de 5.500 MW eólicos e quase 900 MW solares fotovoltaicos para o estado da Bahia, localizado na Região Nordeste do Brasil. Considerando a escala desses novos projetos de geração elétrica por fontes renováveis, o objetivo deste estudo é examinar os impactos e benefícios da integração desses recursos variáveis na rede elétrica da Bahia. Será investigada a viabilidade técnica das significativas porcentagens de penetrações das energias eólica e solar sem sistemas de armazenamento de energia. Várias cenários de integração e equilíbrio de sistemas serão simulados, avaliados e otimizados em termos de habilidade de atendimento confiável da carga elétrica horária na Bahia sem desperdício ou energia excedente. Serão também analisadas proporções diferentes de penetração renovável variável, combinadas com as usinas hidrelétricas e termelétricas existentes. Estima-se que entre 40% a 50% da eletricidade possa ser fornecida via recursos eólicos e solares sem a necessidade de importação de eletricidade de outros estados. Além disso, penetrações entre 60% e 70% podem ser tecnicamente viáveis com a implantação de linhas de transmissão suficientes, intercâmbio interestadual de eletricidade, previsão precisa do tempo e programação sub-horária de serviços auxiliares das usinas hidrelétricas e termelétricas.

Palavras-chave: Energia Renovável; Eólica; Solar; Fotovoltaica; Complementaridade; Integração.

1.INTRODUÇÃO

A energia eólica no Brasil, em locais de grande potencial, já é mais competitiva do que a geração de energia a carvão (DE JONG, *et al.*, 2015). A penetração das fontes renováveis variáveis, especialmente da eólica, está crescendo significativamente na Região Nordeste (NE) do Brasil e, particularmente, no estado da Bahia. De acordo com o Atlas Eólico da Bahia, o potencial de energia eólica total do estado, a 100 m de altura do solo, é estimado em 70.000 MW (SCHUBERT, 2013), o que seria mais do que suficiente para fornecer a demanda total de eletricidade das Regiões Nordeste e Norte.

No entanto, como as fontes de energia solar e eólica são ambas intermitentes, ou seja, a quantidade de produção de energia varia, não podendo ser facilmente reguladas para corresponder à demanda. Desta maneira, a principal dificuldade não é a quantidade de recursos eólicos e solares disponíveis, mas sim a integração adequada destas fontes de energia na rede elétrica. A solução para integrar a geração variável dessas fontes de energia ainda necessita do desenvolvimento de várias tecnologias, incluindo redes inteligentes, gestão da demanda, previsão acurada do tempo, despacho de usinas hidrelétricas (UHE) e termelétricas (UTE) em bases sub-horárias, para permitir o adequado atendimento à carga líquida do sistema, bem como o intercâmbio entre estados do Brasil e sistemas de armazenamento de energia.

A energia eólica pode contribuir com cerca de 40% da produção de eletricidade da Região NE em 2017 (ONS, 2017) e a penetração anual de energia eólica e solar crescerá para aproximadamente 60% e 4%, respectivamente, até 2020 (DE JONG, 2017). Na Bahia, estima-se que as energias eólica e solar atenderão quase 75% da demanda elétrica estadual até 2020. Portanto, é preciso realizar mais pesquisas sobre os desafios práticos de integração, transmissão e armazenamento em larga escala para as energias eólica e solar no Brasil, em especial na Região NE. A partir do presente estudo, será demonstrado que, para melhor equilibrar a oferta e a demanda por eletricidade na Bahia, a geração de energia pela fonte solar prevista para 2020 poderia ser duplicada, enquanto que, em determinados momentos, a energia eólica, decorrente da capacidade já instalada e contratada para 2020, precisará ser exportada para outros estados e Regiões do Brasil.

1.1- Objetivos

No presente estudo, a geração média horária das energias eólica e solar será simulada com diferentes graus de penetração destas tecnologias renováveis variáveis na rede elétrica da Bahia, combinadas com as usinas hidrelétricas e a gás já existentes, mas sem sistemas externos de armazenamento de energia. Também serão incluídos cenários com e sem energia excedente (superávit de geração em relação à demanda).

O estudo tem como objetivo primordial determinar a relação ótima entre a geração de energia pelas fontes eólica e solar, que pudesse maximizar a penetração destas tecnologias na rede elétrica da Bahia, com mínima geração excedente e, simultaneamente, atender de forma confiável a carga horária do estado. Além disso, busca-se também estimar as penetrações máximas tecnicamente viáveis de energia renovável variável (eólica e fotovoltaica), combinadas com UTE de biogás e biomassa de resíduos ou, alternativamente, energia térmica solar concentrada (CST) com armazenamento de energia. Nestes cenários, seria economizada mais água nos reservatórios hidrelétricos existentes e a geração cara e insustentável a base de combustíveis fósseis poderia ser reduzida. Finalmente, no cenário com horizonte em 2020, serão estimadas as penetrações e a quantidade de energia excedente considerando as capacidades instaladas de energia eólica e solar atualmente prevista para 2020 de acordo com a geração já contratada.

1.2-Justificativa

A matriz elétrica brasileira, em termos de capacidade instalada, é constituída por 61% de energia hidrelétrica e cerca de 5% de energia importada, que é principalmente hidroeletricidade (ANEEL, 2017). Entretanto, o potencial hidroelétrico próximo das áreas povoadas e industrializadas já está quase inteiramente utilizado na maior parte do país. Isto é particularmente verdadeiro para o estado da Bahia e outros estados do NE, que recebem apenas uma pequena porcentagem da precipitação total anual. Na verdade, os reservatórios hidrelétricos do NE, que estão localizados na bacia média baixa do Rio São Francisco (uma das regiões mais secas do país), já estão completamente super-

explorados. Como consequência da seca que começou em 2012 no NE e segue até os dias atuais, em 2016, a geração hidrelétrica só supriu 25% da demanda total de eletricidade no NE (ONS, 2017). A queda na geração hidrelétrica tem sido complementada principalmente por geração de energias eólica e termelétrica, que contribuem com 30% e 25%, respectivamente. Há uma diferença bastante acentuada em relação a 2011, quando a geração hidrelétrica atendeu a mais do que 70% da demanda elétrica total no NE (ONS, 2017).

As mudanças climáticas aumentarão a demanda por geração de eletricidade com baixas emissões, a exemplo do uso de mais energia hidrelétrica (SCORAH *et al.*, 2012). O Rio São Francisco já possui um conjunto de UHE muito produtivas, desde que os níveis dos reservatórios estejam elevados. Entretanto, outro efeito projetado das mudanças climáticas e já observado na bacia do São Francisco, é a diminuição do potencial hidrelétrico no Rio São Francisco, devido à redução pluvial e de vazão de água (DE JONG, 2017). Essa escassez de água gerará um conflito pelo uso da água entre geração hidrelétrica, irrigação, agricultura familiar, consumo humano, pescaria, bem como os impactos ambientais. Além disso, a energia hidrelétrica e a energia eólica serão interdependentes, pois o armazenamento e a flexibilidade fornecidos pelas usinas hidrelétricas são ideais para integrar fontes renováveis variáveis, enquanto a energia eólica poderá substituir em parte a energia hidrelétrica perdida (SCORAH *et al.*, 2012 and DE JONG, 2017).

Em 2010, menos de 0,4% do suprimento de energia elétrica do Brasil era fornecido por meio de recursos solares e eólicos (MME/EPE 2011). Atualmente, a energia eólica instalada representa aproximadamente 11.400 MW ou 7% da capacidade de geração do Brasil. Em comparação, apenas 236 MW de energia fotovoltaica (FV) estão conectados à rede elétrica nacional (ANEEL, 2017). Na Bahia, cerca de 24% da eletricidade foi gerada a partir da energia eólica de janeiro a agosto de 2017 (ONS, 2017) e esse número deverá crescer. Somente na Bahia, já existem 1.900 MW de capacidade instalada de parques eólicos em operação. Outros 1.950 MW de capacidade eólica estão atualmente em construção e 1.635 MW adicionais já estão aprovados para construção (ANEEL, 2017). Portanto, a capacidade instalada total da energia eólica na Bahia crescerá para quase 5.485 MW até 2020. Com base em dados observados e simulações, estima-se que os parques eólicos instalados até 2020 na Bahia terão um fator de capacidade anual médio

de 50,2% (DE JONG *et al.*, 2017). Como resultado, assumindo que todos os parques eólicos contratados serão concluídos dentro do prazo, a energia eólica terá uma penetração bruta de aproximadamente 69,5% em relação à demanda média de eletricidade do estado, que deverá crescer para 3.970 MW_{méd} até 2020 (DE JONG, 2017).

No entanto, mais de 2.100 MW de UTE já estão operando no estado da Bahia (ANEEL, 2017). De acordo com de Jong *et al.* (2015), existe potencial para aumentar substancialmente a penetração das fontes renováveis variáveis na Região NE e, especialmente a energia solar. Isto é particularmente o caso no estado da Bahia, onde as velocidades do vento e os níveis de radiação solar estão entre os mais altos do país. Isto permitiria à Bahia exportar eletricidade para a Região Sudeste, além de reduzir a necessidade de geração de energia térmica cara e ambientalmente insustentável.

Atualmente, existem apenas 150 MW de capacidade de energia solar fotovoltaica instalada na Bahia, enquanto capacidades adicionais de 285 MW e 445 MW estão em construção e contratada, respectivamente (ANEEL, 2017). Portanto, até 2020, a energia solar gerará cerca de 6% da demanda de energia elétrica da Bahia. Juntas, as energias eólica e solar na Bahia terão uma penetração bruta combinada superior a 75%. Todavia, será demonstrado que, durante períodos de baixa demanda e alta produção da fonte eólica, a energia excedente precisará ser exportada para outros estados. Assim sendo, para o adequado planejamento da infraestrutura de transmissão e armazenamento, é necessário calcular as quantidades e os períodos de geração excedente das fontes renováveis variáveis.

2. REVISÃO DOS ESTUDOS DE INTEGRAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL

2.1- Resumo da literatura internacional

A geração de energia eólica é tida como variável, motivo pelo qual os operadores do sistema interligado nacional tratam-na como uma carga negativa e, portanto, a utilização

do conceito de carga eólica líquida ou carga líquida (definido como, a carga horária menos a geração horária de energia eólica) (MAI *et al.*, 2012, LUND *et al.*, 2015, NIKOLAKAKIS & FTHENAKIS, 2011, DENHOLM & HAND, 2011 e DE JONG *et al.*, 2016). Reduzir ou substituir a geração de carga de base por uma geração flexível capaz de aumentar rapidamente a rampa de suprimento para cima e para baixo pode reduzir a quantidade de energia eólica desperdiçada, enquanto que a geração de energia solar também pode complementar a energia eólica (NIKOLAKAKIS & FTHENAKIS, 2011 e DENHOLM & HAND, 2011). Por exemplo, a integração da energia eólica (e solar) nos EUA é limitada a aproximadamente 30%. Após esse patamar o excedente se torna significativo, pois a maioria dos geradores existentes são unidades inflexíveis de carga de base e também porque energia eólica é gerada principalmente à noite, quando o consumo é menor, bem como devido à variabilidade sazonal (NIKOLAKAKIS & FTHENAKIS, 2011, DENHOLM & HAND, 2011 e EICHMAN *et al.*, 2013).

Além disso, Elliston *et al.* (2012) e Mai *et al.* (2012) demonstram que configurações de geração nas quais as energias renováveis variáveis, incluindo a eólica e a solar FV, atendem a até 50% da demanda de eletricidade são tecnicamente viáveis. Eichman *et al.* (2013) e Nikolakakis & Fthenakis (2011) demonstraram também que, ao se combinar recursos das energias eólica e solar FV, a sinergia ou complementaridade é alcançada porque as turbinas eólicas na Califórnia e no estado de Nova York, por exemplo, produzem a maior parte de sua eletricidade durante a noite, de igual forma ao verificado na Bahia.

Scorah *et al.* (2012), Eichman *et al.* (2013), Nikolakakis & Fthenakis (2011) e GE Energy (2010) demonstraram que em redes elétricas que apresentam baixas porcentagens de hidroeletricidade e altas porcentagens de geração de energia com base no carvão, ainda assim seria possível incluir de 25% a 35% de energia renovável variável, com pouca energia desperdiçada. Contudo, em geral, esses estudos também concluíram que, à medida que a porcentagem de penetração da energia renovável variável aumenta, os custos para integrar esses recursos na rede também se elevam devido a necessidade de atualizações no sistema de transmissão e reformas operacionais (como a implementação de previsão acurada do tempo, além de incremento da cooperação na área de equilíbrio).

É possível alcançar-se uma penetração significativa das fontes eólica e solar no Brasil antes de se gerar energia excedente, isto porque a porcentagem de geração a base de carvão e nuclear (ambas consideradas inflexíveis) na matriz nacional ainda é muito baixa (apenas 4%). Em comparação com as redes elétricas dominadas pelo carvão da Austrália e dos EUA, onde a energia hidrelétrica supre apenas 4% a 15% da demanda de eletricidade, a despachabilidade da matriz elétrica brasileira é muito maior porque a maioria da eletricidade (quase 70%) é gerada a partir da flexível hidroeletricidade (MME/EPE, 2017). Os 30% restantes da eletricidade são gerados a partir de energia eólica e energia térmica, incluindo combustível fóssil, biomassa e nuclear (MME/EPE, 2017). Todavia, deve ser técnica e economicamente viável abastecer os 30% restantes através de energia renovável, como energia eólica, solar e biomassa em vez de depender de combustíveis fósseis e energia nuclear.

2.2- Revisão de estudos sobre integração de energia renovável no Brasil

Com base em dados do ECMWF (Centro Europeu de Previsão do Tempo de Médio Prazo), Schmidt *et al.* (2016) mostraram que existe uma complementaridade sazonal entre a energia eólica nos estados do NE, em especial na Bahia, Rio Grande do Norte e Ceará e a variabilidade da disponibilidade hidrelétrica nas Regiões Nordeste, Sudeste e Norte do Brasil. Assim, a integração da energia eólica tem potencial de otimizar os recursos hidrelétricos, que passarão a ser cada vez mais utilizados para equilibrar as flutuações de curto prazo das energias renováveis variáveis (SCHMIDT *et al.*, 2016). No entanto, é importante destacar que o referido estudo não avalia como o sistema de energia elétrica gerenciaria a intermitência e o desperdício de energia eólica em períodos de tempo mais curtos (por exemplo, devido às variações horárias da energia eólica).

Um estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016), que simula a geração de energia eólica na Região NE, mostrou que a porcentagem de variações de rampa extrema, bem como a duração da geração de energia eólica muito baixa durante as calmarias do vento, diminuem com maior dispersão geográfica da capacidade de energia eólica. Em outro estudo recente, a EPE (2017) examinou a energia solar desperdiçada em diferentes estudos de caso de usinas de energia híbrida solar–eólica na Região NE. A

principal limitação deste estudo é que ele examina cada caso isoladamente com base em uma capacidade de subestação fixa, ao invés de considerar as usinas híbridas agregadas na rede elétrica com outras usinas geradoras. Além disso, apenas 5 locais foram simulados em toda a Região NE, de modo que os resultados obtidos são bastante limitados.

Semelhante à energia eólica na Califórnia e em Nova York, Schubert (2013) mostrou que o potencial de energia eólica no interior da Bahia é maior a noite do que durante o dia e, portanto, não se correlaciona bem com a curva de carga. No interior da Bahia, as altas velocidades do vento ocorrem à noite devido à existência de um jato noturno de baixo nível sobre as chapadas interiores do NE (DE JONG *et al.*, 2017). Por outro lado, o perfil de energia eólica diurna dos parques eólicos costeiros do Ceará e do Rio Grande do Norte correlaciona-se muito bem com a curva de carga do NE (DE JONG *et al.*, 2016).

De acordo com Gárdos *et al.* (2010), o impacto da variabilidade da energia eólica na programação operacional é abordado usando a previsão do vento como uma ferramenta auxiliar para preparar os blocos de programação operacional, diários e a cada 30 minutos. Os autores também identificam a necessidade de expansão da rede de transmissão e distribuição para acomodar a conexão das novas energias renováveis.

3. MÉTODOS E MATERIAIS

Seguindo a metodologia de de Jong *et al.* (2017) e de Nikolakakis & Fthenakis (2011), a penetração máxima da energia eólica na Bahia será estimada. O modelo de Pesquisa e Previsão de Tempo (WRF) é usado para simular velocidades de vento por hora (para todo o ano de 2014) em vários locais (onde os parques eólicos estão ou serão construídos) com base nos 230 parques eólicos que deverão estar operacionais na Bahia até 2020. Em seguida, a energia eólica a cada hora é calculada usando uma curva de potência padrão para turbinas eólicas típicas usadas na região. Da mesma forma, os dados de radiação solar (NREL, 2016) para Bom Jesus da Lapa, um município do semiárido da Bahia, foram utilizados para estimar a produção de eletricidade por hora, diária e mensal a partir de tecnologias solares.

Os dados detalhados da curva de carga elétrica por hora para a Bahia de todo o ano de 2013 foram fornecidos pela COELBA. Estes dados de carga elétrica foram ampliados em linha com o crescimento da demanda, a fim de ter um conjunto de dados representativo da curva de carga prevista do estado para 2020. Usando os dados agregados de energia eólica por hora derivados do modelo WRF e dados de geração solar derivados de NREL, a carga líquida horária e o excedente de energia são estimados na Bahia com base nas penetrações otimizadas de energia eólica e solar e da carga elétrica esperada para 2020. A carga líquida horária (isto é, a carga de eletricidade menos energia renovável variável) e o excedente de energia também são calculados para o cenário instalado atual de 2020, que considera que todos os parques eólicos e as usinas solares FV deverão estar em operação até 2020.

A matriz de geração atual na Bahia é constituída por 58% de UHE, 21,5% de UTE, principalmente de turbinas a gás e a óleo, 19% de usinas eólicas e aproximadamente 1,5% de usinas FV solar (ANEEL, 2017). Não existem usinas nucleares ou de carvão na Bahia e qualquer energia excedente da geração hidrelétrica mínima obrigatória pode ser exportada para outros estados da Região NE. Portanto, dada que esta matriz (não incluindo as energias eólica e solar) consiste predominantemente em turbinas hidrelétricas, a gás e a óleo despacháveis, assume-se que a matriz possui 100% de flexibilidade para ajustar as variações na curva de carga líquida. Alguns estados do NE (incluindo a Paraíba, o Piauí e o Rio Grande do Norte) não geram energia suficiente para atender a demanda. Portanto, em certos momentos do ano, a matriz de geração na Bahia exportaria eletricidade para alguns desses estados e, adicionalmente, energia (principalmente hidroeletricidade) seria importada da Região Norte e Sudeste.

3.1- Configuração e Modelo WRF

O modelo de pesquisa e previsão do tempo (WRF), desenvolvido pelo Centro Nacional de Pesquisas Atmosféricas dos Estados Unidos (NCAR), é uma ferramenta de previsão numérica de tempo em mesoescala usada para pesquisa atmosférica e previsão operacional. O WRF pode gerar simulações atmosféricas, incluindo velocidade do vento,

usando observações e análises de dados reais ou condições idealizadas (WRF, 2016). O modelo neste estudo usou o núcleo ARW (*Advanced Research WRF*) e foi executado na *Australian National Computational Infrastructure* na Universidade Nacional Australiana. O modelo WRF foi forçado (ou empurrado) nas fronteiras com os dados de reanálise do NCEP (National Centers for Environmental Prediction) de 2014. O modelo global do NCEP assimila as observações meteorológicas e os dados históricos. As condições de contorno WRF foram definidas usando 2 domínios: o 1º domínio teve uma resolução horizontal de 30 km e foi de 130 x 130 células da grade x 30 níveis verticais. O 2º domínio aninhado, abrangendo a região NE do Brasil, teve uma resolução horizontal de 10 km e foi de 166 x 181 células de grade x 30 níveis verticais. Os dados de velocidade do vento horário em locais específicos e alturas de cubo acima do nível do solo foram extraídos dos arquivos WRF netCDF usando *scripts* escritos no NCAR *Command Language* (NCL).

3.2- Localizações dos conjuntos de parques eólicos analisados usando o modelo WRF

A capacidade nominal e a localização de todos os parques eólicos já construídos, em construção e planejados para a construção na Bahia e outros estados do NE do Brasil foram retiradas da ANEEL (2017). Como haverá cerca de 230 parques eólicos instalados na Bahia até 2020, para simplificar a análise, os parques eólicos foram reunidos em 8 grupos (conjuntos), cada um composto por municípios vizinhos. A grande maioria dos grupos tinha um raio de menos de 30 km. A Figura 1 e a Tabela 1 mostram as localizações dos conjuntos de parques eólicos. A Figura 1 também mostra a localização dos conjuntos de parques eólicos localizados em outros estados, incluindo Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí, Pernambuco, Paraíba e Sergipe. A capacidade nominal em cada conjunto varia muito, como pode ser observado na Tabela 1. Por exemplo, o conjunto de Caetité terá 1.635 MW de energia eólica instalada, enquanto o conjunto de Brumado somente terá 90 MW de energia eólica instalada até 2020. A Tabela 1 também mostra a elevação aproximada de cada conjunto e que todos os conjuntos na Bahia estão localizados bem no interior em relação ao litoral.



Figura 1: Localização dos conjuntos de parques eólicos no subsistema Nordeste do Brasil. Chave: BA - Bahia; CE - Ceará; PB - Paraíba; PE - Pernambuco; PI - Piauí; RN - Rio Grande do Norte; SE - Sergipe. (Nota: O estado do Maranhão não está incluído no subsistema do Nordeste).

Se a maioria das turbinas em um determinado complexo de parques eólicos (no mesmo município) for instalada antes de julho de 2014, assumiu-se que a altura do cubo do aerogerador para esses parques eólicos seja de 50 m, a menos que a altura do cubo já seja conhecida. Para parques eólicos instalados após julho de 2014 ou para parques eólicos em construção, assumiu-se que a altura do cubo seja de 80 m. Para os parques eólicos planejados para construção, presume-se que a altura do cubo seja de 100 m.

Tabela 1: Lista de conjuntos de parques eólicos na Bahia, incluindo sua localização, capacidade instalada em 2020 e elevação acima do nível médio do mar (AMSL).

Estado	Latitude°	Longitude°	Nome do conjunto	Capacidade eólica (MW)	Elevação AMSL (m)	Interior ou costeiro
BA	-12.2809	-42.3553	Brotas de Macaúbas	95	1092	Interior
BA	-13.8780	-41.7681	Brumado	90	1102	Interior
BA	-13.9918	-42.6386	Caetité	1635	1070	Interior
BA	-11.7515	-41.3822	Cafarnaum	863	1080	Interior
BA	-10.5725	-40.6306	Campo Formoso	368	920	Interior
BA	-11.4001	-42.5400	Gentio do Ouro	804	1224	Interior
BA	-14.6613	-42.5234	Pindaí	360	772	Interior
BA	-9.7493	-41.1074	Sento Sé	1270	450	Interior

O Modelo WRF é usado para simular velocidade horária do vento (para todo o ano de 2014) em cada um dos 8 conjuntos, onde os parques eólicos estão ou serão construídos na Bahia até 2020. Além disso, em cada localização dos conjuntos, as velocidades horárias do vento foram simuladas em alturas de 50 m, 80 m e 100 m. Em seguida, a energia eólica horária correspondente é calculada usando uma curva de potência normalizada para turbinas eólicas típicas usadas na região (ver Figura 2). A curva de potência na Figura 2 baseia-se em turbinas Alstom Eco com diâmetros de rotor de 74 m a 86 m e saídas de potência nominais de 1,67 MW a 2,0 MW. Normalmente, essas turbinas têm velocidades de vento iniciais, nominais e recortadas de 3 m/s, 12 m/s a 13 m/s e 25 m/s, respectivamente (WIND-TURBINE-MODELS, 2013 e ALSTOM, 2010).

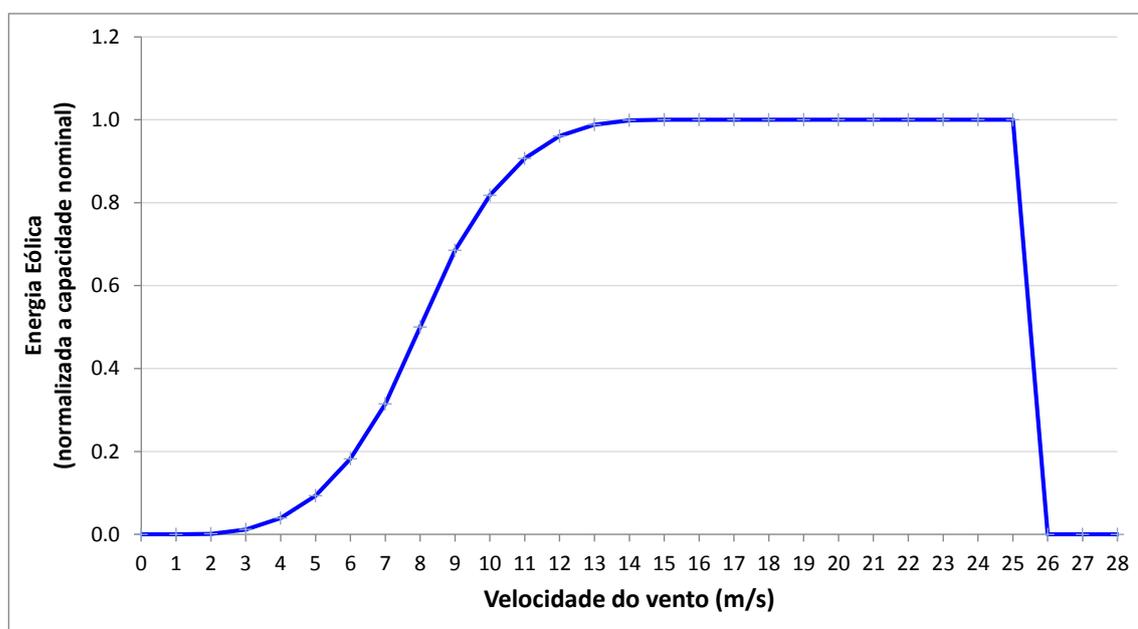


Figura 2: curva de potência para uma turbina eólica típica no NE.

Os dados normalizados de energia eólica horária para cada localização de conjuntos (em alturas de cubo de 50 m, 80 m e 100 m) são multiplicados então pela respectiva capacidade instalada de energia eólica em cada conjunto com as alturas de cubo correspondentes. Finalmente, ao somar os resultados de cada conjunto para cada hora do ano, a energia eólica global por hora na Bahia é estimada com base na implantação planejada de parques eólicos até 2020.

3.3- Validação do modelo

Nesta seção, os dados simulados de energia eólica são comparados aos dados observados em parques eólicos localizados na Bahia. A prevalência da maior geração de energia eólica durante a noite a partir de parques eólicos no interior da Bahia foi confirmada pelos resultados da simulação WRF e os dados observados para essa região (ver Figura 3). Se fossem instalados projetos solares FV em grande escala, a energia solar complementar parcialmente a queda diurna na geração de energia eólica que normalmente ocorre entre as 11:00h e as 17:00h.

Além disso, verificou-se que os dados observados e os dados do modelo WRF para os fatores de capacidade horário médio (diurna) para o parque eólico Novo Horizonte na Bahia tiveram correlação de 0,98 nos meses de agosto a outubro (ver Figura 3). Enquanto as médias diárias dos fatores de capacidade (simulados e observados) tiveram uma correlação excelente, os dados simulados e observados dos atuais fatores de capacidade por hora tiveram apenas uma correlação de 0,76 para o parque eólico Novo Horizonte. A correlação entre os dados do modelo WRF e os dados observados para as médias mensais dos fatores de capacidade para todo o ano de 2014 foi de 0,93 para o mesmo parque eólico na Bahia. Essas altas correlações para os ciclos diurnos e as variações da estação da energia eólica demonstram que os dados do WRF são uma ferramenta confiável para simular a energia eólica. O WRF e os dados observados para outros parques eólicos no interior da Bahia apresentaram correlações similares.

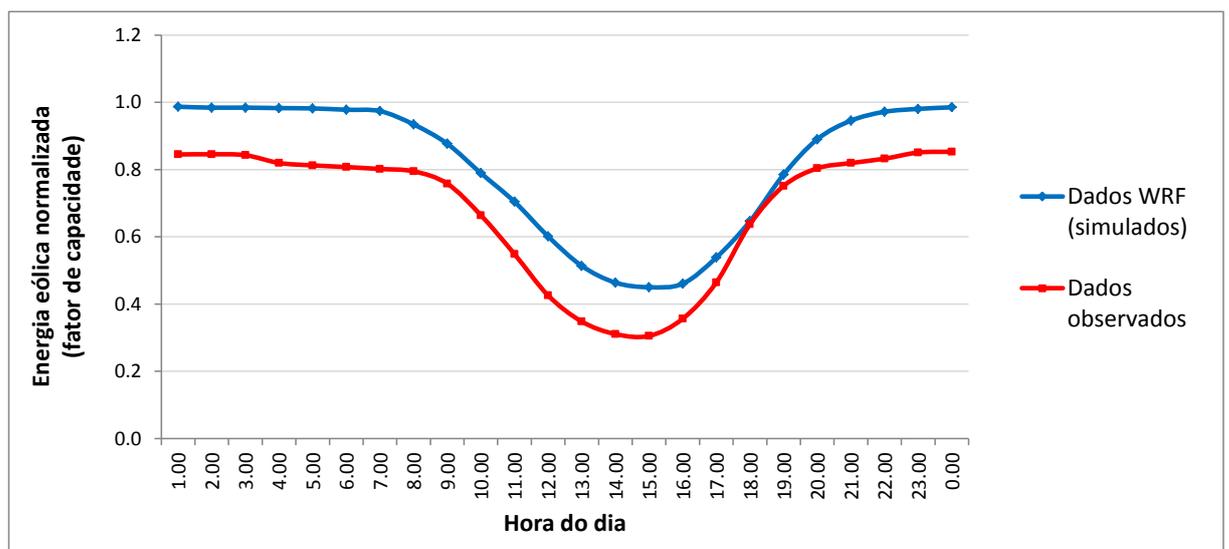


Figura 3: Fator de capacidade diurno médio para o parque eólico Novo Horizonte, na Bahia, com altura de cubo de 80m (agosto-outubro de 2014).

Verificou-se que os resultados da energia eólica derivados dos dados do WRF eram tipicamente mais altos do que as medidas observadas (ver Figura 3). Portanto, nas simulações, os resultados de energia eólica derivados dos dados WRF foram ajustados para corresponder os dados medidos. Especificamente, os dados do fator de capacidade de WRF por hora foram multiplicados por um fator de redução de escala constante, que foi calculado comparando fatores de capacidade globais da energia eólica derivados da WRF e observados na Bahia durante todo o ano de 2014. Dados agregados do fator de capacidade observados para parques eólicos instalados na Bahia para todos de 2014 foi retirado do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2014), enquanto os dados do fator de capacidade simulado do WRF foram calculados com base nos dados do WRF para os mesmos locais de parques eólicos instalados. O fator de redução de escala utilizado na simulação para a Bahia foi de 0,823.

4. RESULTADOS

4.1- Penetração ideal de energia renovável variável (eólica e FV) para a Bahia

Inicialmente, a integração da energia eólica com a adição de solar FV é estudada com o objetivo de estimar a penetração máxima de cada tecnologia antes que a geração elétrica se torne excedente e precise ser exportada ou limitada. Sob esta condição, a penetração máxima de energia eólica na Bahia foi estimada em 48%. Acima desta penetração, a energia eólica precisaria ser exportada para outros estados ou ter sua produção limitada porque a energia eólica na Bahia geralmente é maior à noite do que durante o dia. Portanto, o impacto da adição de solar FV será investigado e a proporção máxima possível será estimada.

Na Figura 4, as estatísticas horárias médias para as radiações solares incidentes nos planos inclinado e normal direto são mostradas para o mês de agosto no município de Bom Jesus da Lapa, interior da Bahia, onde haverá maior desenvolvimento de energia solar, uma vez que a radiação solar na região do semiárido da Bahia tem um dos índices mais elevado do país. Os perfis médios de radiação solar incidentes no plano inclinado (considerando o rastreamento de eixo único) e irradiação solar direta normal são mostrados para o mês de agosto.

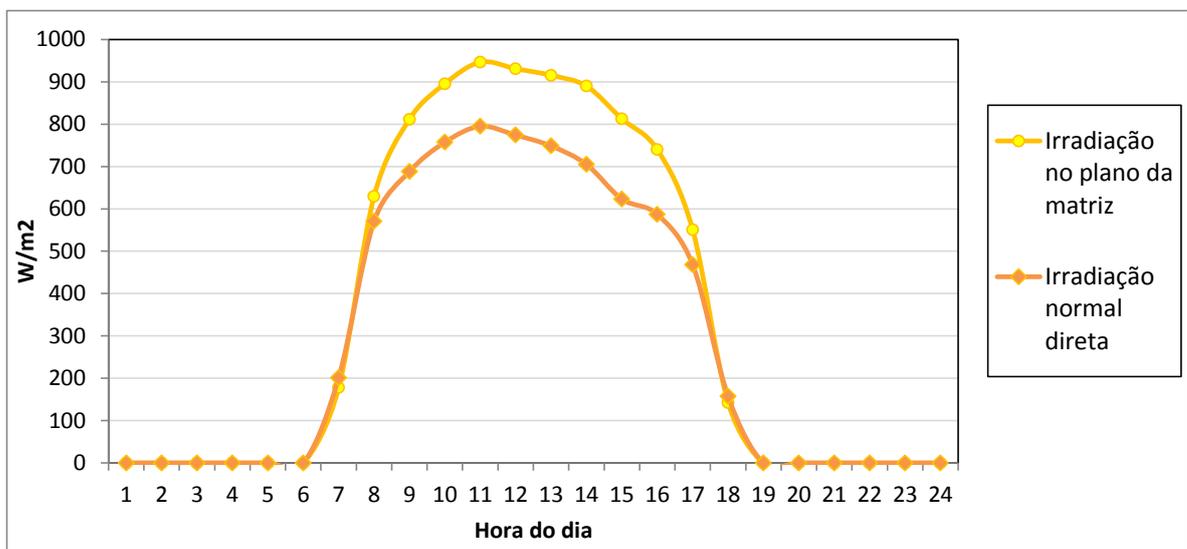


Figura 4: Radiações solares incidentes nos planos inclinado e normal direto em Bom Jesus da Lapa, Bahia, em agosto. Fonte: NREL, 2016.

Estatísticas horárias da radiação solar incidentes no plano inclinado (em W/m^2) e a calculadora “PVWatts” da NREL são utilizados para estimar as gerações elétricas solar FV anual e horárias com aumento das capacidades instaladas até que a eletricidade produzida precise ser exportada ou limitada. Portanto, o limite de penetração viável de recursos renováveis variáveis (eólica e FV) sem armazenamento pode ser determinado.

Para obter a máxima penetração de energia renovável variável e evitar a energia excedente significativa, a penetração de energia eólica permaneceu em 48% e isso permitiu até 12% de penetração de solar FV. Portanto, pode-se concluir que a penetração

máxima viável de energia renovável variável (energia eólica e FV) na Bahia sem geração excedente, exportação ou armazenamento será de 60%.

4.2- A adição de energia CST com armazenamento para otimizar a mistura renovável

Acima deste limite, a viabilidade de adição de uma proporção de energia CST com armazenamento de energia é estudada. As estatísticas horárias da radiação solar normal direta (em W/m²) são usadas para estimar as energias CST anual e horárias. Assume-se que as usinas CST terão pelo menos 8 horas de armazenamento por dia disponíveis para uso (em um bloco) em qualquer hora escolhida do dia ou da noite, semelhante à abordagem adotada por Elliston *et al.* (2012). Usando uma abordagem iterativa, a penetração combinada anual máxima de energia eólica, FV e CST é calculada considerando o perfil horário de demanda elétrica na Bahia.

A energia CST com armazenamento de energia térmica permite que a energia solar seja entregue à rede de forma mais dinâmica. Isto acontece através do atraso no envio da geração CST por aproximadamente 8 horas para que o pico da geração CST coincida com o pico da carga líquida (carga elétrica menos energia renovável variável) às 19:00h com uma penetração de renováveis de 70% (energia eólica, FV e CST). Nesse caso, as penetrações anuais otimizadas da energia eólica, FV e CST seriam 48%, 12% e 10%, respectivamente, e menos de 1% dessa energia renovável precisaria ser exportada para outros estados. Alternativamente, em vez de gerar eletricidade a partir de energia CST durante as horas de pico da carga líquida, a eletricidade poderia ser gerada a partir de energia de biogás e biomassa de resíduos, desde que pudesse ser despachada de forma flexível durante as horas de pico.

Para alcançar essas altas penetrações, seria necessária uma previsão precisa do tempo e uma expansão da infraestrutura de transmissão suficiente para minimizar a energia excedente. Dada a energia eólica média acima do mês de agosto, as penetrações (especificamente para o mês de agosto) de energia eólica, FV e CST seriam 65%, 13,5% e 12%, respectivamente. No entanto, aproximadamente 2% dessa geração precisam ser exportados para outros estados. Portanto, durante o mês de agosto, apenas 12% da

demanda precisariam ser fornecidos pelas usinas hidrelétricas. Esta configuração de geração de energia renovável está ilustrada na Figura 5.

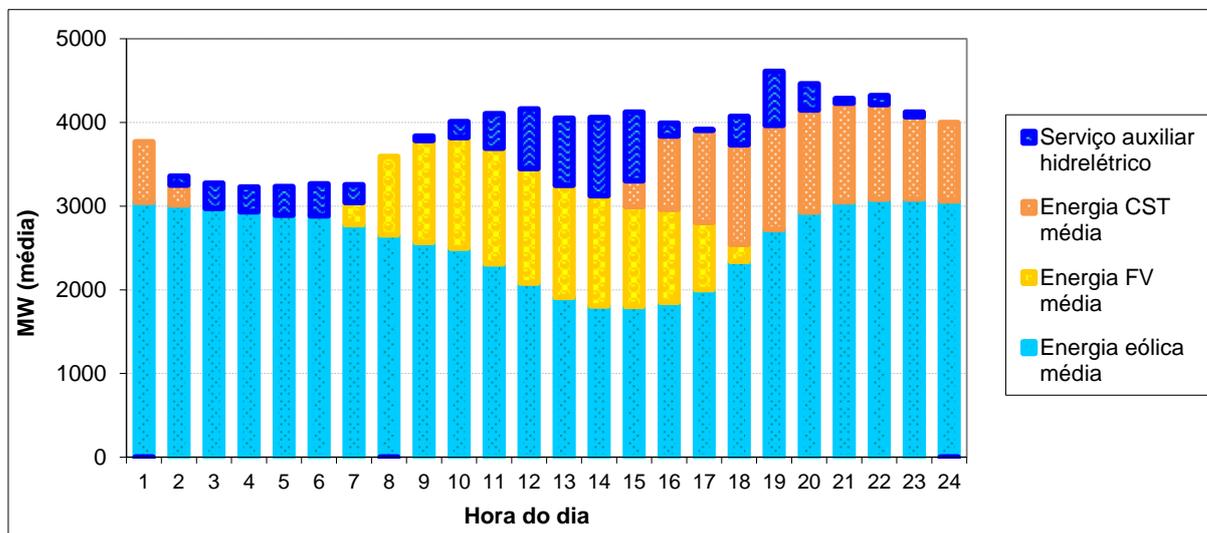


Figura 5: Contribuição diurna de energia eólica, FV e CST e da hidroeletricidade para a curva de carga horária na Bahia durante o mês de agosto.

4.3- Penetração real de energia renovável variável na Bahia até 2020

Conforme indicado na introdução, as penetrações brutas máximas das energias eólica e solar FV no estado da Bahia até 2020 serão de 69,5% e 6%, respectivamente. Entretanto, estima-se que haverá uma geração excedente de 5,5% como porcentagem da carga média esperada na Bahia. (Ou seja, aproximadamente 1.900 GWh de energia gerada precisaria ser exportada para outros estados anualmente). No entanto, com uma penetração líquida total de 70%, as energias renováveis variáveis na Bahia reduzirão o fardo na geração hidrelétrica e de gás. A Figura 6 mostra a curva de carga da Bahia, as gerações médias de eólica e de solar FV, e a carga líquida média para o mês de agosto. O mês de agosto foi escolhido porque é um dos meses com a maior produtividade de energia eólica na Bahia. Como pode ser observado na Figura 6, a maior parte da geração de energia eólica excedente ocorreria entre a meia-noite e às 8:00h, e a potencia excedente máxima média

no mês de agosto seria de aproximadamente $900 \text{ MW}_{\text{méd}}$. A potência excedente máxima durante o total de 8.760 horas do ano é estimada em quase 2.000 MW.

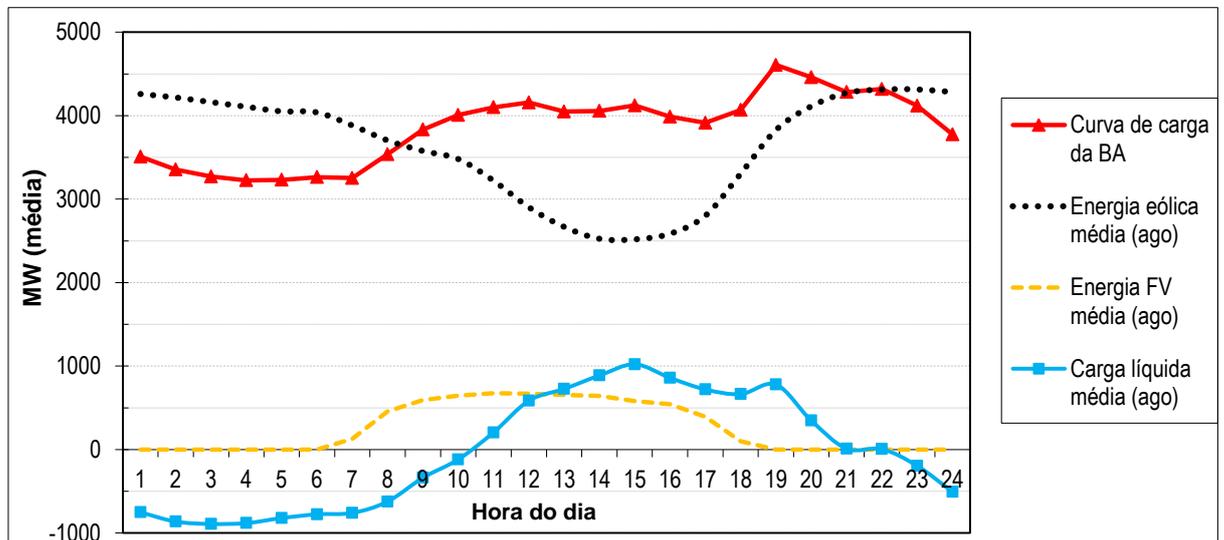


Figura 6: Curva de carga da Bahia, geração média de energia solar FV e eólica e carga média líquida para o mês de agosto.

As penetrações brutas das energias eólica e solar FV durante o mês de agosto, considerando o cenário instalado 2020 na Figura 6, são estimadas em 94% e 6,6%, respectivamente. Entretanto, em relação à demanda média de eletricidade de agosto, haveria aproximadamente 10% da geração excedente em agosto dessas fontes, que deveria ser exportada para outros estados, armazenada ou limitada. Isso indica que, embora haja uma incompatibilidade diária entre o fornecimento de energia renovável variável e a curva de carga diária do estado, também há uma incompatibilidade sazonal. Ou seja, durante alguns meses do ano, a energia eólica, que compõe a grande maioria da geração renovável variável, produz superávit de energia para o estado, enquanto que durante outros meses a geração eólica fica abaixo da média anual. Na Figura 7 pode-se observar que, de junho a outubro, o fator de capacidade de energia eólica simulado para 2020 é superior a 60%, enquanto no mês de abril ele cai abaixo de 30%.

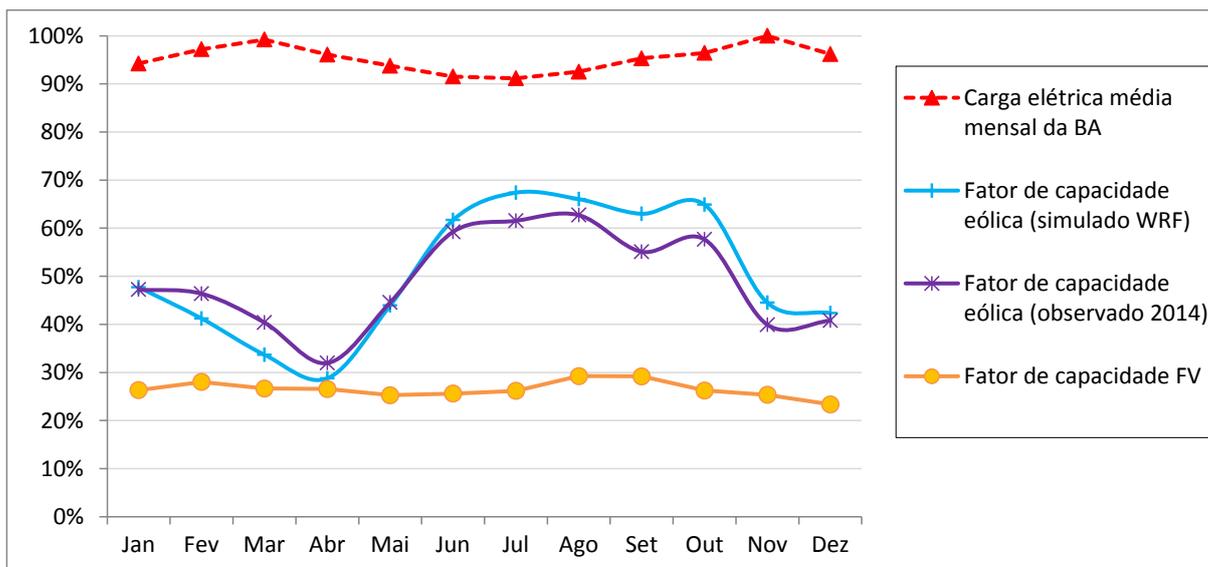


Figura 7: Fatores de capacidade médios mensais das energias eólica e solar FV na Bahia (BA) em comparação com a carga elétrica média mensal normalizada no estado.

Portanto, a produção média mensal de energia eólica na Bahia não tem uma correlação muito forte com a curva de carga média mensal, que só diminui menos de 10% durante um ano típico. Embora a geração média mensal da energia solar FV não varie substancialmente de um mês para outro, sem armazenamento, a penetração da tecnologia é limitada pelo fato de que a geração por sistemas FV ocorre somente durante uma janela diária relativamente estreita, normalmente entre 8:00h e 17:00h (ver Figura 4).

5. CONCLUSÃO

Dado que a geração de energia eólica (média horária) na Bahia é maior à noite do que durante as horas do meio da tarde, a energia solar FV poderia complementar parcialmente a energia eólica no estado. Mostrou-se que, enquanto 6% da produção de energia elétrica na Bahia poderiam ser geradas pela energia FV, o estado poderia duplicar essa penetração na rede elétrica sem a necessidade de exportar energia excedente. Contudo, isso implica em assumir que a energia eólica na Bahia geraria menos que 50% da demanda anual

média. Por outro lado, até 2020, a penetração de energia eólica na Bahia poderá atingir quase 70%, o que resultaria em geração de energia eólica excedente, especialmente entre meia-noite e as 8:00h da manhã. Portanto, as linhas de transmissão que interconectam usinas geradoras na Bahia com outros estados e a Região Sudeste precisarão ter capacidade suficiente para permitir que até 2.000 MW sejam exportados em determinadas horas durante o ano. Além disso, o gerenciamento do lado da demanda através de tarifas reduzidas entre a meia-noite e as 8:00h poderia ajudar a reduzir a quantidade de geração excedente, incentivando mais consumo durante essas horas de baixa demanda.

Além dos parques eólicos na Bahia, outros parques eólicos no interior do Piauí, Pernambuco e Paraíba também tendem a gerar menos energia eólica durante o dia. Os resultados iniciais sugerem que a geração horária média de geração agregada a partir de parques eólicos localizados no interior desses estados é menor entre 7:00h e 17:00h. Verificou-se que, quanto mais distante do litoral um parque eólico está localizado, mais tarde do dia ocorre uma queda nas velocidades do vento e, conseqüentemente, uma redução na produção de energia eólica. Portanto, a energia solar FV também poderia complementar muitos desses parques eólicos, mas serão necessárias pesquisas específicas adicionais.

Além disso, como a flexibilidade dos serviços auxiliares hidrelétricos do NE é muito importante para a integração de energia renovável variável, mais pesquisas podem ser conduzidas sobre a viabilidade de se reduzir a geração hidrelétrica mínima obrigatória por curtos períodos. Especificamente, propõe-se que a produção hidrelétrica do Rio São Francisco possa ser reduzida abaixo dos níveis de geração e vazão mínimos obrigatórios somente durante as horas da madrugada nos dias em que a geração eólica excedente prevista ocorra. Neste cenário, a geração excedente da energia eólica seria aproveitada para evitar o vertimento de água dos reservatórios das UHE. Enquanto a geração hidrelétrica média mínima ainda poderia ser mantida diariamente, haveria compensação com o aumento da geração hidrelétrica durante períodos de pico de demanda.

6. REFERENCES

- ALSTOM. *ECO 80 Platform - ECO 80 & ECO 86 Wind Turbines. Alstom Wind Power Solutions*, 2010.
- ANEEL (Agência Nacional da Energia Elétrica), BIG – Banco de Informações de Geração; 2013. Disponível em:
<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>.
Acesso em 20/09/2017.
- DE JONG P, KIPERSTOK A, TORRES E A. *Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015*; 52: 725–739.
- DE JONG P, KIPERSTOK A, SANCHEZ A S, DARGAVILLE R, TORRES E A. *Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil. Energy 2016*; 100: 401–415.
- DE JONG, P. *Forecasting, integration, and storage of renewable energy generation in the Northeast of Brazil. Doctoral Thesis – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia (UFBA), Salvador; 2017. Disponível em: <<https://repositorio.ufba.br/ri/handle/ri/24167>>.*
Acesso em 20/09/2017.
- DE JONG P, DARGAVILLE R, SILVER J, UTEMBE S, KIPERSTOK A, TORRES E A. *Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. Applied Energy 2017*; 195: 538–555.
- DENHOLM P, HAND M. *Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. Energy Policy 2011*; 39: 1817–1830.
- EICHMAN J D, MUELLER F, TARROJA B, SCHELL L S, SAMUELSEN S. *Exploration of the integration of renewable resources into California's electric system using the Holistic Grid Resource Integration and Deployment (HiGRID) tool. Energy 2013*; 50: 353–363.
- ELLISTON B, DIESENDORF M, MACGILL I. *Simulations of scenarios with 100% renewable electricity in the Australian National Electricity Market. Energy Policy 2012*; 45: 606–613.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Estudos de planejamento da expansão da geração - Empreendimentos eólicos. Ministério de Minas e Energia, 2016. Disponível em:
<<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/EPE-DEE-RE-107%202016.pdf>>. Acesso em 18/12/2016.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Estudos de planejamento da expansão da geração - Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. Ministério de Minas e Energia,

2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/EPE-DEE-RE-107%202016.pdf>>. Acesso em 02/05/2017.

GÁRDOS I, FURST R D, GOMES P, BIANCO A. *Large scale integration of renewable sources in the Brazilian bulk power system*. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Brazil. CIGRE; 2010.

GE ENERGY. *Western Wind and Solar Integration Study. The National Renewable Energy Laboratory* – NREL; 2010.

LUND P D, LINDGREN J, MIKKOLA J, SALPAKARI J. *Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015; 45: 785–807.

MAI T, WISER R, SANDOR D, BRINKMAN G, HEATH G, DENHOLM P, HOSTICK D J, DARGHOOUTH N, SCHLOSSER A, STRZEPEK K. *Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures. Vol. 1 of Renewable Electricity Futures Study*. NREL/TP-6A20-52409-1. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. (2012).

MME (Ministério de Minas e Energia), EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Balanço Energético Nacional – Ano base 2016; 2017.

MME (Ministério de Minas e Energia), EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Balanço Energético Nacional – Ano base 2010; 2011.

NIKOLAKAKIS T, FTHENAKIS V. *The optimum mix of electricity from wind- and solar-sources in conventional power systems: Evaluating the case for New York State*. *Energy Policy* 2011; 39: 6972–6980.

NREL (National Renewable Energy Laboratory). *NREL's PVWatts Calculator: Hourly PV Performance Data*. NREL; 2016. Disponível em: <<http://pvwatts.nrel.gov/index.php>>. Acesso em 11/09/2016.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). *Históricas da Operação - Geração de Energia; 2017* Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em 16/09/2017.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). *Boletim Mensal de Geração Eólica - Janeiro/Fevereiro/Março/Abril/Maio/Junho/Julho/Agosto/Setembro/Outubro/Novembro/Dezembro, 2014*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx>. Acesso em 16/07/2015

SCHMIDT J, CANCELLA R, PEREIRA A O JR. *The effect of windpower on long-term variability of combined hydro-wind resources: The case of Brazil*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016; 55: 131–141.

SCHUBERT C. Atlas Eólico: Bahia. SECTI, SEINFRA, CIMATEC/ SENAI, Salvador, 2013.

SCORAH H, SOPINKA A, VAN KOOTEN G C. *The economics of storage, transmission and drought: integrating variable wind power into spatially separated electricity grids*. *Energy Economics* 2012; 34: 536–541.

WIND-TURBINE-MODELS. *Alstom ECO 86 (Turbine) / Alstom Ecotècnia ECO 80/2000 (Turbine) / Alstom Ecotècnia ECO 74/1670 (Turbine)*. *Wind-Turbine-Models.com*, 2013. Disponíveis em: <<http://en.wind-turbine-models.com/turbines?manufacturer=116>> and <<http://en.wind-turbine-models.com/turbines?manufacturer=53>>. Acesso em 20/07/2016.

WRF (*Weather Research and Forecasting*). *Model webpage*. Disponível em: <<http://www.wrf-model.org/index.php>>. Acesso em 06/02/2016.