



**XXII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GOP/30
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO ATENDIMENTO AO REQUISITO DE CARGA DO NORDESTE

**Sérgio Montenegro (*)
CHESF**

**Antonio Melo
CHESF**

**Patrícia Maia
CHESF**

**Levi Gurgel
CHESF**

**Francisco Santos
CHESF**

**Ricardo José
CHESF**

RESUMO

O suprimento de energia a região Nordeste é realizado em grande parcela pela geração hidráulica das usinas da CHESF, e complementado pelo intercâmbio de energia de outros subsistemas do Sistema Interligado Nacional - SIN, geração termelétrica e pela geração eólica existente na região. O objetivo desse trabalho é apresentar as possíveis fontes que possam ser utilizadas como energia de backup para a elevada inserção de geração eólica prevista para a região, levando em consideração: restrições hidráulicas, geração termoelétrica, intercâmbio entre regiões e reserva girante.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Eólica, Despacho Hidrotérmico, Restrições Hidráulicas, Energia de Backup, Reserva de Potência Operativa

1.0 - INTRODUÇÃO

O potencial eólico brasileiro é estimado em mais de 143 GW, onde mais da metade se encontra na região Nordeste. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2021, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, estima-se que em 2021, cerca de 30% da geração efetiva no Nordeste será de pequenas centrais, a maior parte delas eólicas.

Ao contrário da hidroeletricidade, que foi historicamente regularizada, através da construção de grandes reservatórios, a energia eólica não é possível ser armazenada e nem controlada, e possui alta volatilidade no curto prazo. A energia gerada através dos ventos não apresenta essa regularização e quando inserida em larga escala em um sistema elétrico faz-se necessário a criação de um mecanismo regulatório que defina a energia de backup de forma a minimizar a instabilidade dessa geração no sistema elétrico. O crescimento da demanda por energia elétrica associada às restrições cada vez maiores para construção de usinas com reservatórios de regularização é um elemento complicador para a operação do nosso sistema, principalmente com o aumento da participação da geração eólica, que apresenta alta volatilidade.

Em virtude da elevada geração eólica prevista para região Nordeste e a inexistência de um mecanismo regulatório que defina a energia de backup para essa geração, este trabalho tem como objetivo geral apresentar as possíveis fontes que possam ser utilizadas como energia de backup e os eventuais impactos ocasionados pela escolha de uma delas para o atendimento ao requisito de carga do Nordeste, quando consideradas as seguintes especificidades inerentes ao sistema em destaque:

- a. Restrições hidráulicas nos rios São Francisco e Parnaíba;
- b. Reserva girante do sistema;
- c. Geração termoelétrica;
- d. Intercâmbio entre subsistemas.

2.0 - ATENDIMENTO AO REQUISITO DE CARGA DA REGIÃO NORDESTE

O atendimento ao requisito de carga da Região Nordeste é realizado pela geração hidráulica das usinas da CHESF, Itapebi e Pedra do Cavalo, e complementado pelo recebimento de intercâmbio de energia importado das regiões Sudeste/Centro-Oeste e dos excedentes de energia da região Norte, geração termelétrica e geração eólica existentes na região. Nos tópicos seguintes será descrito em detalhe cada uma dessas fontes, e a previsão de carga da região Nordeste segundo os dados apresentados no PDE 2021.

2.1 Evolução da Carga da Região Nordeste

A região Nordeste tem apresentado ao longo dos últimos anos uma expansão significativa de sua carga, tendo apresentado um índice de crescimento de 7 % em 2012 com relação ao ano de 2011. A evolução da carga da região é estimada num crescimento de 52% para decênio 2012-2021. E uma forma de avaliar o equilíbrio estrutural entre a oferta e demanda, é através do balanço estático de garantia física, o que para a região Nordeste se apresenta positivo, ou seja, a oferta de geração é superior a demanda, como podemos observa na Figura 1.

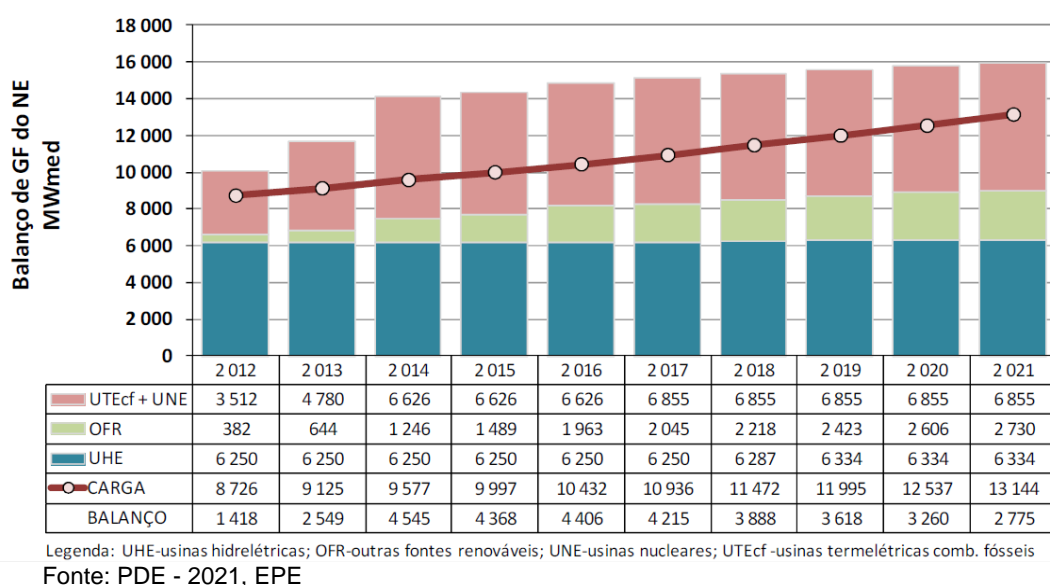


Figura 1 – Balanço Estático de Garantia Física Nordeste

2.2 Previsão de Geração Eólica no Nordeste

A principal diretriz para o atendimento do crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte do plano decenal, é a maior participação das fontes renováveis, com objetivo de atender o compromisso brasileiro para redução de gases de efeito estufa. Dentre as principais fontes de energia renovável (PCH, Biomassa e Eólica), a energia eólica tem apresentado destaque em sua expansão. Podemos observa na Tabela 1 a evolução da geração eólica já contratada no Brasil.

Tabela 1 – Panorama do setor da energia eólica desde o Proinfa até os leilões de agosto 2011

Indicadores	Proinfa	2009	2010	2011 (A-3)	2011 (A-5)	Total
Numero de usinas	53	71	70	78	39	311
Capacidade instalada (MW)	1.288	1.806	2.048	1.929	976,5	8.047,5
Capacidade média (MW médios)	408	753	899	832	478,5	3.370,5
Fator de capacidade (%)	31,7	41,7	43,9	43,1	49,0	41,9
Energia anual contratada (GWh)	3.580	6.600	8.626	7.265	3.966	30.037

Fonte: PDE - 2021, EPE

Conforme Plano Decenal, existe um portfólio de projetos eólicos habilitados tecnicamente pela EPE de cerca de 600 empreendimentos cuja potência total supera 16 mil MW, dos quais, 450 projetos localizam-se na região

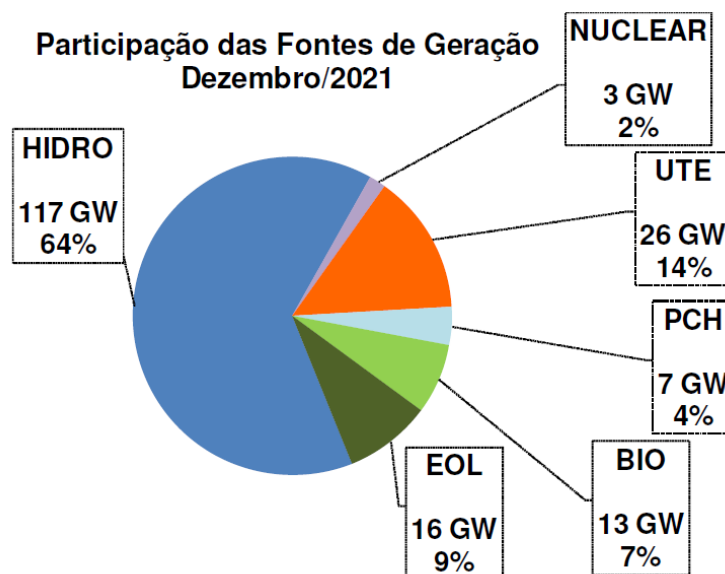
Nordeste, que totalizam cerca de 12 mil MW e 150 projetos são da região Sul com cerca de 4,3 mil MW. A Tabela 2, são apresentadas as expansões da geração eólica já contratadas na região Nordeste no período 2012 a 2016. Ressaltamos, que uma característica positiva da geração eólica na região Nordeste é sua complementaridade anual com a geração hídrica da região, ou seja, a geração eólica é mais intensa justamente no período seco do ano para a região.

Tabela 2 - Expansão Eólica Nordeste de 2012 a 2016

Tipo	Região	Potência (MW)				
		2012	2013	2014	2015	2016
Eólica	Nordeste	452	2.997	1.322	105	657

Fonte: PDE - 2021, EPE

A Figura 2, apresenta a participação dessa geração na evolução da capacidade instalada por fonte no Brasil para dezembro de 2021.



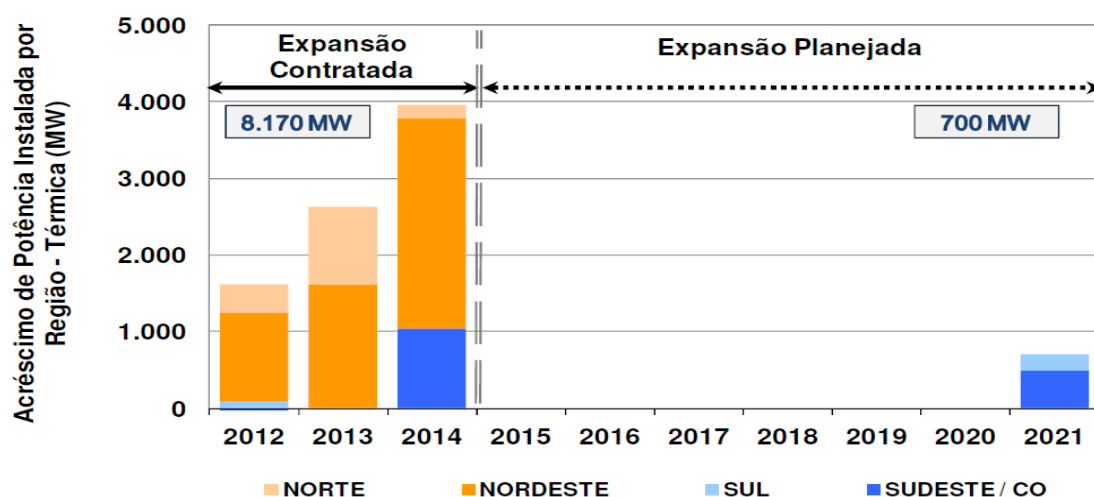
Fonte: PDE - 2021, EPE

Figura 2 - Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %)

Tomando como referência os valores já contratados de geração eólica em 2016, conforme apresentado na Tabela 2, a potência instalada para esse ano na região Nordeste é de 5,5 GW, e usando um fator de capacidade de 35 %, pode ser estimado uma oferta de 1,93 GW médios, o que equivale a uma produção de energia da ordem de 16.900 GWh/ano até final de 2016. Segundo dados do PDE 2021, o consumo na região Nordeste seria da ordem de 74.843 GWh em 2016, o que representa um nível de penetração de geração eólica superior a 22 %, acima do valor de 20 % que é considerado nível de penetração que não implica barreiras técnica para inserção dessa fonte de energia em um sistema elétrico. Logo, será necessário que se realize reforços no sistema elétrico do Nordeste, além de intensificar estudos sobre impacto dessa fonte para esse nível de penetração.

2.3 Parque Termelétrico no Nordeste

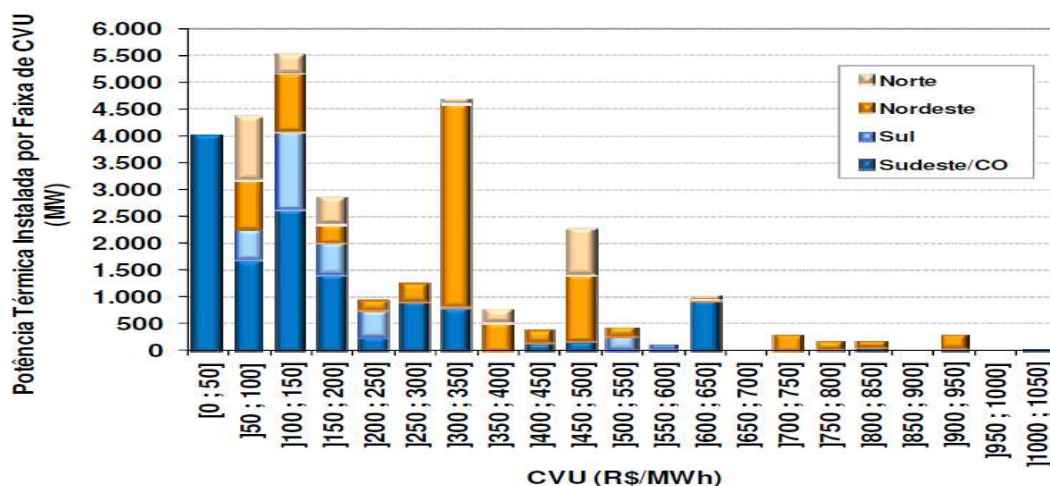
No que diz respeito à geração termelétrica, a maior expansão ocorrerá na região Nordeste, conforme ilustra o Figura 3, com forte presença de usinas a óleo diesel e combustível de custo operativo elevado, apresentando em 2021, um percentual de aproximadamente de 52 % de sua geração termelétrica na modalidade inflexível.



Fonte: PDE - 2021, EPE

Figura 3 – Acréscimo de capacidade instalada termelétrica (MW)

Em síntese, a matriz elétrica do subsistema Nordeste evolui de uma condição de predominância hidrelétrica para uma nova composição constituída majoritariamente por geração térmica de elevado custo e geração eólica de alto intermitência e difícil previsibilidade. Destaca-se que quanto maior o Custo Variável Unitário - CVU, menor a probabilidade para essa geração ser despachada, o que acarreta o aumento dos custos de operação e o retardo do despacho baseado no critério econômico, como podemos observa na Figura 4.



Fonte: PDE - 2021, EPE

Figura 4 – Distribuição do parque térmico por faixa de CVU e por subsistema (MW)

Diante do acima exposto, dado que a expansão eólica é expressiva e já consta como contratada, a solução mais comumente utilizada em outros países para suportar essa intermitência é através da geração termelétrica flexível, a gás natural em sua maioria, ou seja, o parque térmico projetado para região Nordeste segue numa direção inversa para suportar variabilidade da geração eólica na região.

2.4 Intercâmbio de Energia Elétrica da Região Nordeste com outros Subsistemas do SIN

O sistema de transmissão da região Nordeste atende todos os Estados da região com exceção do Estado do Maranhão. Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste e pelos excedentes de energia da região Norte, importados através da Interligação Norte - Nordeste. O modelo utilizado pelo setor elétrico brasileiro e pela EPE, o Newave, representa o SIN agrupando as usinas em reservatórios equivalentes em cada subsistemas. Dessa forma, nesta modelagem não há restrição de transferência de energia dentro de um subsistema. As restrições de transmissão só são representadas nas interligações entre subsistemas. Conforme o plano decenal, em 2015, a região Nordeste é predominantemente exportadora, dado o elevado potencial termelétrico e eólico já contratado na região, como pode ser observado na Figura 5.

Recebimento NE - Carga Pesada					Recebimento NE - Carga Média					Recebimento NE - Carga Leve				
	Período Úmido		Período Seco			Período Úmido		Período Seco			Período Úmido		Período Seco	
	Expansão	Total	Expansão	Total		Expansão	Total	Expansão	Total		Expansão	Total	Expansão	Total
2012		4.200		4.200	2012		4.200		4.200	2012		4.200		4.200
2013	1.000	5.200		4.200	2013	700	4.900		4.200	2013	600	4.800		4.200
2014	4.150	9.350	2.631	6.831	2014	4.450	9.350	2.631	6.831	2014	4.550	9.350	2.631	6.831
2015		9.350		6.831	2015		9.350		6.831	2015		9.350		6.831
2016		9.350		6.831	2016		9.350		6.831	2016		9.350		6.831
2017		9.350		6.831	2017		9.350		6.831	2017		9.350		6.831
2018		9.350		6.831	2018		9.350		6.831	2018		9.350		6.831
2019		9.350		6.831	2019		9.350		6.831	2019		9.350		6.831
2020		9.350		6.831	2020		9.350		6.831	2020		9.350		6.831
2021		9.350		6.831	2020		9.350		6.831	2020		9.350		6.831

Exportação NE						
	Carga Pesada		Carga Média		Carga Leve	
	Expansão	Total	Expansão	Total	Expansão	Total
2012		3.700		3.000		4.500
2013		3.700		3.000		4.500
2014	2.355	6.055	3.055	6.055	1.678	6.178
2015		6.055		6.055		6.178
2016		6.055		6.055		6.178
2017		6.055		6.055		6.178
2018		6.055		6.055		6.178
2019		6.055		6.055		6.178
2020		6.055		6.055		6.178
2021		6.055		6.055		6.178

Fonte: PDE - 2021, EPE

Figura 5 – Recebimento/Exportação da região Nordeste

Além, da ampliação das interligações da região Nordeste com os outros subsistemas, a partir do Decreto Nº 6460/2008 do Ministério de Minas e Energia, foi criada a figura da Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG, que tem a finalidade de promover a inserção de energia proveniente das outras fontes renováveis (PCH, Biomassa e Eólica). Porém, deve-se ressaltar, que o critério de segurança adotado para este tipo de conexão foi o critério N, ou seja, não se adotou o critério de confiabilidade N-1, usualmente utilizado para expansão do sistema hídrico.

Adicionalmente, é importante destacar que mesmo sendo relatado no plano que a questão da estabilidade dinâmica (controle de frequência e de tensão) da região Nordeste em face a elevados valores de recebimento ou envio de intercâmbio para os outros subsistemas foi considerada nos estudos, observamos que, não consta no plano, informações que tratam sobre a geração sincronizada mínima (reserva girante) na região Nordeste em caso da perda das interligações Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste.

2.5 Geração Hidráulica na Região Nordeste

Como descrito no item 2.3, a região Nordeste sai de perfil predominante de geração hidráulica para um novo perfil majoritariamente de geração termelétrica e eólica. Conforme o plano decenal, os empreendimentos para expansão hidrelétrica na região são de usinas de pequeno porte e todas caso venham ser contratadas devem operar a “fio d’água”, ou seja, toda vazão afluente deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Contudo, a geração hidrelétrica continua tendo uma representatividade significativa na região em termos de potência instalada, superior a 10 GW, e de fundamental importância para esse novo contexto de inserção em grande volume de uma geração intermitente. Por isto, é importante detalhar as principais restrições inerentes a geração hidráulica existente na região.

Todos os dados referentes a restrições hidráulicas das usinas despachadas centralizadamente pelo Operado Nacional do Sistema Elétrico – ONS, constam no Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos, que é atualizado anualmente. A seguir, serão destacadas as principais restrições referentes as Bacias dos rios Parnaíba e São Francisco controladas pela CHESF, que podem ser afetadas pela geração intermitente na região. O destaque para essas duas bacias é pelo fato de apresentarem regularização de geração anual em função da existência de usinas de operação tipo acumulação, ou seja, toda vazão afluente pode ser parte turbinada ou vertida, ou mesmo acumulada no reservatório, garantindo uma maior regularização para as usinas a jusante.

⇒ Restrição Operativa de jusante na usina de Boa Esperança:

- Vazão defluente máxima de 1600 m³/s, para controle de cheia;

- Vazão defluente mínima de 240 m³/s, podendo ser atendida com a geração de duas máquinas.

⇒ Restrição Operativa de jusante na Casca do rio São Francisco:

- Vazão defluente máxima de 8000 m³/s, para controle de cheia em todo vale;
- Vazão defluente média mínima diária de 1300 m³/s, para as usinas de Sobradinho e Xingó: corresponde em média a uma geração compulsoria de 3.600 MW, dado a produtividade da cascata do São Francisco entorno de 2.75 MW/m³/s ;
- Taxa de variação máxima de defluência na UHE Sobradinho: a maior taxa de variação de defluência média de um dia para o outro recomendada, é de 1000 m³/s/dia, em condições de controle de cheias; e de 500 m³/s/dia, em condições normais, que corresponde a uma variação de cotas em Juazeiro de 0,50 m;
- Taxa de variação máxima de defluência na UHE Xingó: com o objetivo de reduzir oscilações das vazões defluentes visando minimizar impacto nas margens do rio, a maior variação de defluência permitida ao longo do dia é de 800 m³/s entre o valor máximo e o mínimo, com um intervalo de pelo menos 10h, resguardando uma flutuação horária máxima de 300 m³/s.

O despacho de geração das usinas da CHESF leva em consideração essas e outras restrições operativas intrínsecas a cada usina em particular. Porém, além dessas restrições, é solicitado a CHESF disponibilizar Reserva de Potência Operativa conforme definido nos Procedimentos de Rede do ONS.

Dado que a potência instalada disponível de geração hídrica na região é bastante significativa, a princípio, a maneira mais econômica de se fazer frente a intermitência da geração eólica é utilizando-se dessa geração hídrica. Porém, é importante destacar alguns aspectos que devem ser levados em consideração quanto da utilização dessa geração hídrica como energia de backup:

1. Não existe na legislação vigente do setor elétrico brasileiro um mecanismo regulatório que defina quem deve ser responsável pela energia de backup;
2. Dentro do novo contexto do setor elétrico brasileiro, com a publicação da Lei Nº 12.783 de 11/01/2013, a remuneração dos ativos de geração das usinas que tiveram suas concessões renovadas, está ligado diretamente a disponibilidade dos seus equipamentos de geração. Logo, se as usinas hidráulicas forem utilizadas para amortecer a variação da geração eólica, isso deve demandar, uma nova parcela de reserva de potência operativa, sendo necessário portanto, a criação de mecanismos de compensação pela prestação desse serviço;
3. Como deverá ser realizada a remuneração dos agentes responsáveis por este novo Serviço Ancilar;
4. Deve ser considerado a geração compulsoria da cascata do São Francisco e Parnaíba, em face a restrição de vazão mínima, bem como, taxas de variação das vazões defluentes das usinas de Sobradinho e Xingó;

4.0 – CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou um estudo inicial das possíveis fontes de backup de energia em face ao montante elevado de geração eólica na região Nordeste, tendo como principal fonte de pesquisa o Plano Decenal de Expansão de 2021 - PDE, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética. O estudo buscou avaliar as possíveis fontes de backup de energia, tais como: intercâmbio de energia entre os subsistemas, geração termelétrica, geração hídrica.

Ressaltamos que a geração eólica na região Nordeste já é uma realidade, e devido ao elevado potencial disponível, deve ser bem aproveitada, pois dentre os aspectos positivos dessa fonte, tem como destaque a complementaridade anual com a geração hídrica da região e sua característica ambientalmente limpa e renovável.

Analisando as possíveis fontes de backup de energia, observamos que existe uma lacuna de como se dará o equilíbrio dinâmico do sistema dado a variabilidade dessa fonte. Tendo, a geração hídrica como a fonte candidata a backup por ter o menor custo e teoricamente de maior flexibilidade.

Por fim, faz-se necessário a elaboração de estudos em maiores detalhes do impacto da geração eólica na região Nordeste e no SIN. Além, de ser criado um mecanismo regulatório que defina quem e como se dará a forma de remuneração dos agentes que venham a responder por essa atividade.

2.0 – BIBLIOGRAFIA

- (1) EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021; Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2012.
- (2) _____. Estudo para Dimensionamento das ICGs referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-5 de 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia; Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2013.
- (3) VEIGA, JOSÉ ELI DA. Energia Eólica; Editora Senac. São Paulo, 2012.
- (4) ONS. Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, 2012.
- (5) _____. Procedimento de Rede – Submódulo 10.6. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, 2010.
- (6) IPCC. Relatório sobre Fontes Renováveis de Energia e Mitigação dos Impactos Climáticos. Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas399. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.