



XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil

ANTONIO CARLOS M DE QUEIROZ	THALES AUGUSTO DE OLIVEIRA RAMOS	PAULO CESAR SOARES DOS ANJOS
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
antonio.queiroz@cosern.com.br	thales.ramos@cosern.com.br	paulo.dosanjos@cosern.com.br

A Experiência da COSERN com a Conexão de Parques Eólicos na Rede de Distribuição

Palavras-chave

Energia Eólica

Geração Distribuída

Impactos na Rede de Distribuição

Resumo

O presente trabalho tem como objetivo apresentar os principais impactos e dificuldades verificadas pela COSERN em função do aumento da penetração de energia eólica na Rede de Distribuição. Devido à falta de controle sobre a potência gerada pelos Parques Eólicos, uma vez que ela é dependente do regime dos ventos, pode haver impactos do ponto de vista técnico (variações de tensão, flicker, harmônicas, transitórios etc), econômico (impactos nas perdas elétricas) e do ponto de vista comercial, como, por exemplo, na contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - MUST pela Distribuidora (Resolução ANEEL nº 399/2010), quando da existência de Parques Eólicos não despachados centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, conectados ao seu sistema. Nestes casos a geração tem de ser considerada “diluída” dentro da carga da Distribuidora, transferindo para a última o risco atrelado à inconstância dos ventos e até mesmo à data do efetivo despacho comercial do empreendimento. Casos reais de conexão de Parques Eólicos vivenciados pela COSERN serão apresentados, destacando-se as dificuldades encontradas e o tratamento dado para cada um deles.

1. Introdução

A preocupação mundial com a redução de emissão de gases poluentes na atmosfera nunca foi tão grande como nos dias atuais. Neste sentido, a política energética brasileira, movida essencialmente por interesses ambientais, assim como pela busca da diversificação da matriz energética do país, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais, incentiva a conexão nos sistemas de transmissão e distribuição de geração de energia elétrica através de fontes renováveis.

Neste contexto, destaca-se a energia eólica. Segundo projeções de especialista, o Brasil estará entre os cinco maiores produtores de energia eólica do mundo até o ano 2020, resultado de um conjunto de incentivos

governamentais (isenção de impostos, desconto de 50 % na Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão, etc), iniciado já em 2004, com o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), posteriormente com a realização de leilões destinados à contratação de energia produzida exclusivamente por empreendimentos eólicos e, mais recentemente, com os ganhos de escala e já competitiva, a participação nos denominados Leilões de A-3 e A-5.

Neste cenário de significativa expansão da energia eólica, o Estado do Rio Grande do Norte e, conseqüentemente, a COSERN vem desempenhando um papel fundamental, tendo em vista que grande parte dos projetos eólicos foi atraída pelo grande potencial eólico do Estado. Na Tabela 1 são apresentados os resultados dos últimos leilões de energia, destacando a posição de liderança do Rio Grande do Norte.

Tabela 1 - Resultado dos leilões de energia

	LER 2009 (Eólica)		LER E LFA 2010		A-3 e LER 2011		TOTAL	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
RIO GRANDE DO NORTE	657	36%	1.064,60	37%	458,2	12%	2.179,80	25%
DEMAIS ESTADOS	1.148,70	64%	1.827,60	63%	3.504,50	88%	6.480,80	75%
TOTAL	1.805,70	100%	2.892,20	100%	3.962,70	100%	8.660,60	100%

	Conexões na Rede Básica/ICG x Rede de Distribuição							
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
CONEXÕES RD COSERN	138,2	21%	67,8	6%	-	0%	206	9%
CONEXÕES RB/ICG	518,8	79%	996,8	94%	458,2	100%	1.973,80	91%
TOTAL	657	100%	1.064,60	100%	458,2	100%	2.179,80	100%

LER 2009 : Leilão de Contratação de Energia de Reserva de 2009, o primeiro exclusivo para energia produzida por fonte eólica.

LER e LFA 2010 : Leilões de comercialização de Energia de Reserva e de Fontes Alternativas de 2010 (eólica, biomassa e PCHs).

A-3 e LER 2011 : Leilões de Energia A-3 e Reserva de 2011 (eólica, gás natural, biomassa e hídrica)

Devido à sua dimensão, a Rede de Distribuição da COSERN despachará apenas 206 MW de geração eólica, do total de 2.179,8 MW destinados ao Rio Grande do Norte, e o despacho da potência restante se dará por intermédio das Subestações Coletoras planejadas pela EPE e licitadas pelo Poder Concedente. Adicionalmente, entrou em operação em dezembro de 2011 o parque eólico Miassaba II, com 14,4 MW, sendo o primeiro do Brasil a operar no ambiente do mercado livre, resultando em um total de 220,4 MW para o Estado.

Diante desse cenário, surge um problema: as redes de distribuição de energia são tradicionalmente passivas, projetadas para um fluxo unidirecional desde a subestação até os consumidores finais, não sendo, portanto, concebidas para suportar a inserção de unidades de geração de maneira distribuída. A COSERN constatou que, dependendo do ponto de conexão ao sistema, essa integração pode acarretar problemas técnicos, econômicos e comerciais, devido à intermitência que as tecnologias de geração podem apresentar, especialmente as baseadas em fontes renováveis.

Ao longo do trabalho, serão apresentadas situações reais vivenciadas pela COSERN com a conexão de Centrais Geradoras Eólicas - CGEs ao seu sistema de distribuição, destacando-se os impactos observados. Os resultados encontrados foram satisfatórios e mostraram que, tomando-se alguns cuidados, é possível mitigar os riscos de conexão das centrais geradoras de forma distribuída.

2. Desenvolvimento

De acordo com os Procedimentos da Distribuição (PRODIST), quando um Acessante se conecta ao Sistema de Distribuição, os padrões de desempenho da rede acessada não podem ser degradados. Para garantir essa premissa, quando da Solicitação de Acesso ao Sistema de Distribuição, são realizados vários estudos de impacto, tais como: estudos de Fluxo de Potência, Curto-Circuito, Estabilidade Eletromecânica, Qualidade da Energia e de comportamento das perdas técnicas.

Para cada gerador eólico que se conectou ou está para se conectar na rede de distribuição, todos esses estudos foram realizados. Seguindo o critério de menor custo global, os empreendimentos foram conectados em vários pontos distintos do sistema, envolvendo regionais de suprimento diferentes e com as mais variadas topologias. Na Figura 1 são destacados em vermelho os pontos de conexão de cada gerador.

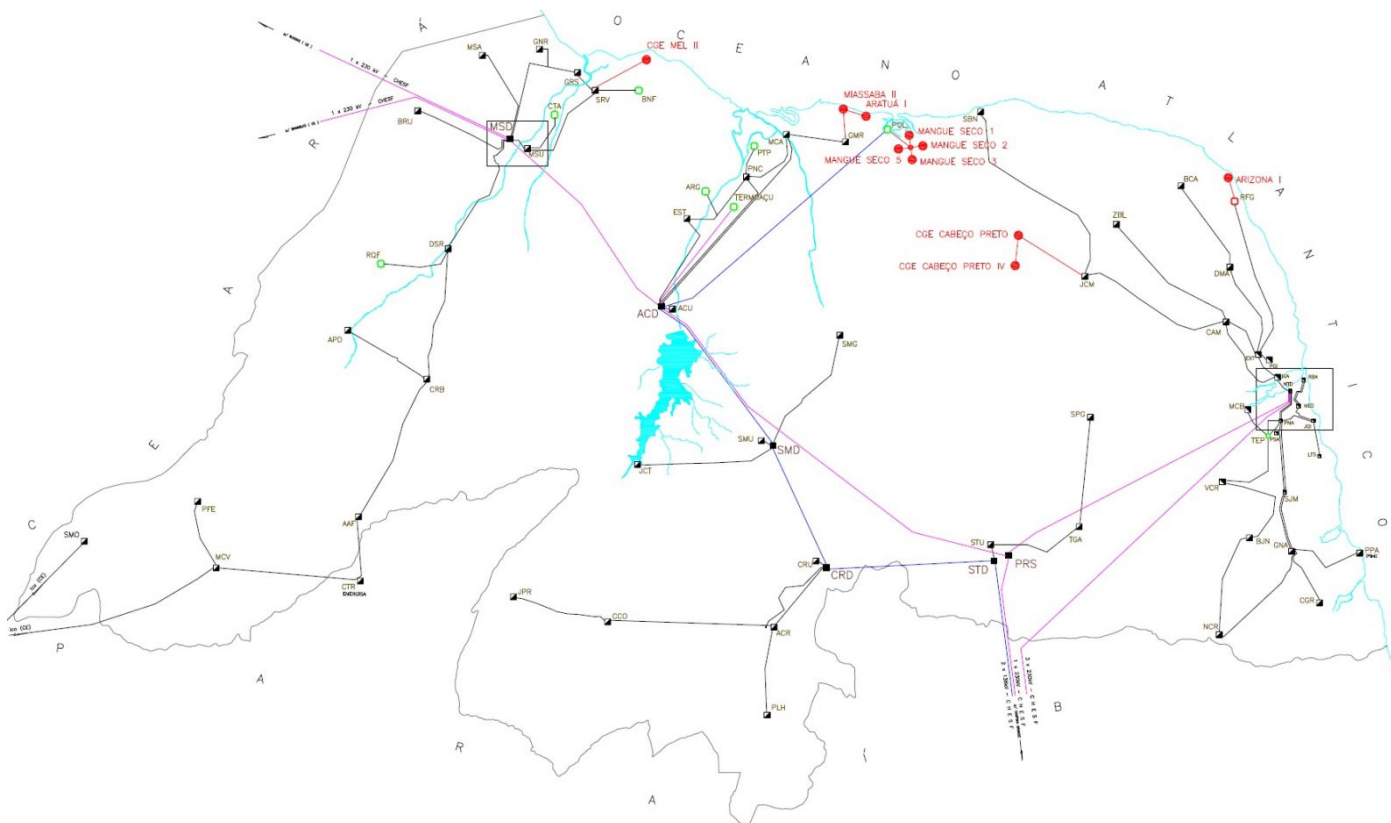


Figura 1 - Conexão dos Parques Eólicos na Rede de Distribuição de Alta Tensão da COSERN

Essa diversificação permitiu a COSERN avaliar a influência que o crescimento da penetração da geração eólica pode causar, bem como forneceu ferramentas de análise que possibilitaram definir o limite disponível de cada regional para a conexão de geração, de modo a não degradar os atuais indicadores de qualidade, não reduzir a capacidade operativa do sistema em condições normais e em contingência e não elevar as perdas técnicas da rede.

Vários pontos de atenção surgiram com a conexão dos parques eólicos. Serão relatadas a seguir algumas das situações mais relevantes vivenciadas.

ESTABILIDADE

Em um passado recente, existia um grande receio por parte das Distribuidoras e Transmissoras com relação à conexão de centrais eólicas, temendo que resultassem em problemas de estabilidade do sistema elétrico. Por

este motivo, o montante de geração para conexão em determinado ponto do sistema era, de maneira conservadora, limitado a 10% da potência de curto-circuito do ponto, o que inviabilizava a conexão de vários parques eólicos.

Atualmente, a possibilidade das modernas turbinas eólicas de velocidade variável de contribuir para a estabilidade do sistema elétrico contrapõe as questões de estabilidade colocadas anteriormente. Adicionalmente, foram criados pelos órgãos reguladores novos requisitos de segurança e qualidade de energia que os acessantes eólicos são obrigados a atender. Entre esses requisitos encontra-se o “Ride-Through Fault”, que é a capacidade de um parque eólico se manter ligado à rede diante de afundamentos de tensão.

Dessa forma, o critério de 10% da potência de curto-circuito é utilizado atualmente apenas como balizador para se conhecer o quanto determinada barra é “forte” em relação à geração a ser conectada, não mais como limitante para conexão da geração.

Para ilustrar essa situação, será detalhado a seguir um caso em que uma geração relativamente alta foi conectada a uma barra de 69 kV do sistema de distribuição da COSERN. A conexão envolveu a Central Geradora Eólica denominada CGE Alegria I, constituída de 31 Unidades Geradoras, sendo cada unidade geradora de 1,65 MW, totalizando 51,15 MW de capacidade instalada, localizada na Zona Rural do Município de Guimarães/RN. A CGE Alegria I já possuía Parecer de Acesso para conexão à Rede Básica, através da SE AÇU II 230 kV, porém, devido a dificuldades enfrentadas pelo Acessante em concluir as obras de conexão a SE ACU II 230 kV, com o objetivo de atender ao cronograma de entrada em operação do parque, a CGE se conectou temporariamente ao sistema de distribuição em 69 kV, através da SE Guimarães 69 kV, durante o período de novembro de 2010 a janeiro de 2012. A configuração detalhada da conexão CGE é mostrada na Figura 2.

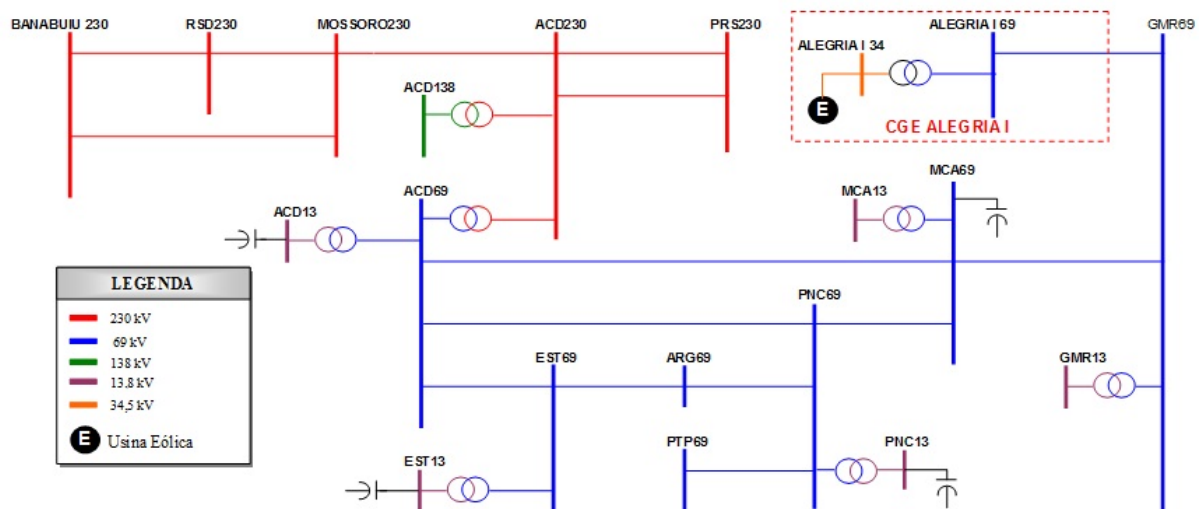


Figura 2 - Configuração do sistema elétrico com a CGE Alegria I conectada a SE Guimarães

A potência de curto-circuito trifásica da barra de 69 kV da SE Guimarães (GMR69) era de 143 MVA (antes da geração). Pelo critério dos 10%, seria possível conectar uma geração de no máximo 14,3 MVA, inviabilizando, portanto, o despacho da CGE Alegria I, com 51,15 MW, representando 36% do nível de curto.

Para comprovar as possíveis limitações dinâmicas, foram realizados estudos de estabilidade eletromecânica, que confirmaram a existência de problemas dinâmicos. A Figura 3 mostra a situação mais crítica verificada quando de um curto-circuito monofásico na LD Pendências (PNC69)/Macau (MCA69) e o seu consequente desligamento.

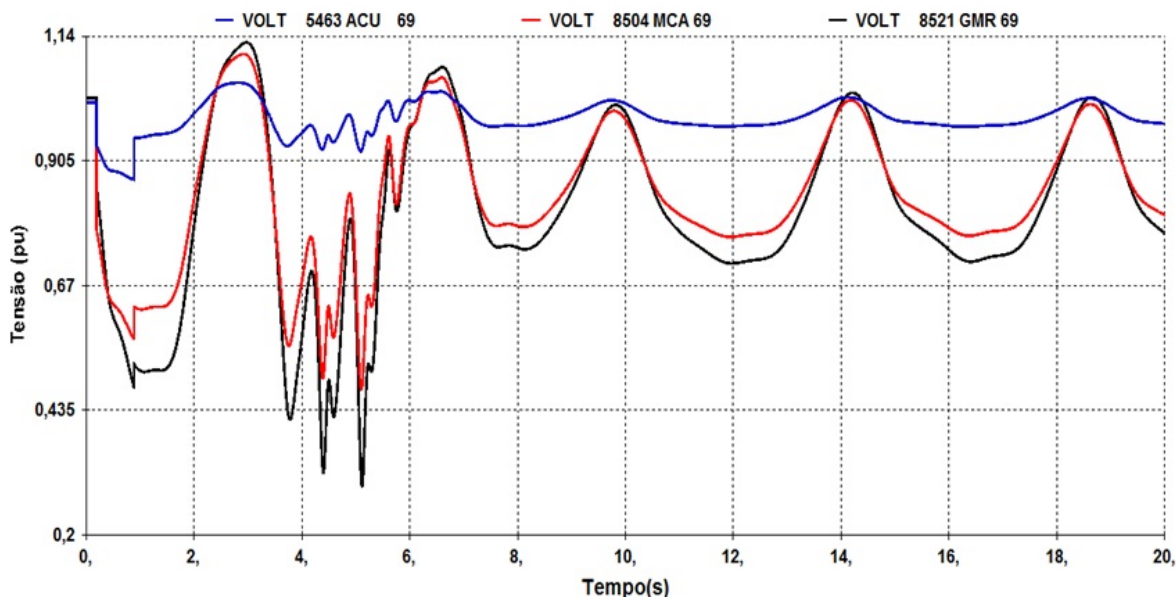


Figura 3 - Curto monofásico com perda da LD Pendências-Macau 69kV

Esta contingência se apresentou como a mais crítica para o regional em estudo. Em condição normal, com a CGE Alegria I gerando sua potência máxima, a distribuição de fluxo de potência a partir da SE Macau, cerca de 40 % flui através do circuito Macau – Açú II 69 kV e 60 % pelo circuito Macau – Estreito (EST69). A abertura do circuito Macau – Estreito acarreta um aumento significativo na impedância vista pela CGE Alegria I, forçando todo fluxo que saí de Macau para o circuito Macau – Açú II 69 kV, desencadeando fortes oscilações não amortecidas de tensão, podendo acarretar desligamentos não controlados de carga no regional da COSERN.

Diante dessa limitação, foram definidas duas estratégias para contornar essa situação, que seriam: simular o sistema considerando reduções no despacho de geração da CGE Alegria I; simular o sistema considerando um possível esquema especial que comande a abertura simultânea do circuito Guimarães – Alegria I 69 kV, quando da abertura do circuito Macau – Pendências 69 kV. Para essa última situação, a CGE Alegria I seria desconectada do sistema, eliminando as oscilações.

A implementação de um esquema de controle de emergência para comandar o desligamento da CGE Alegria I, quando da ocorrência de oscilações não amortecidas, mostrou-se mais adequado. A concepção do esquema é baseada no monitoramento da tensão de 69 kV da SE Guimarães, com a utilização de relés de subtensão ajustados trifasicamente em 0,88 pu e com uma temporização intencional de 0,9 s. A sua filosofia de atuação é garantir a abertura do circuito Guimarães – Alegria I 69 kV se ocorrer, na barra de 69 kV de Guimarães, um afundamento trifásico de tensão, em valor inferior a 0,88 pu, por um tempo superior a 0,9 s.

Todas as simulações realizadas nas quais ocorreram oscilações não amortecidas, foram detectadas previamente com essa filosofia, evitando os efeitos negativos das oscilações para os demais acessantes. A Figura 4 mostra que o resultado das simulações garante a eliminação das oscilações, sem a necessidade de redução na potência máxima da CGE Alegria I. As variações de tensão observadas nas subestações do regional da COSERN, derivado da SE Açú II 69 kV, fruto da redistribuição de fluxo de potência ocasionado pela abertura do circuito Guimarães – Alegria I 69 kV (desligamento da CGE Alegria I), são inferiores a 3%.

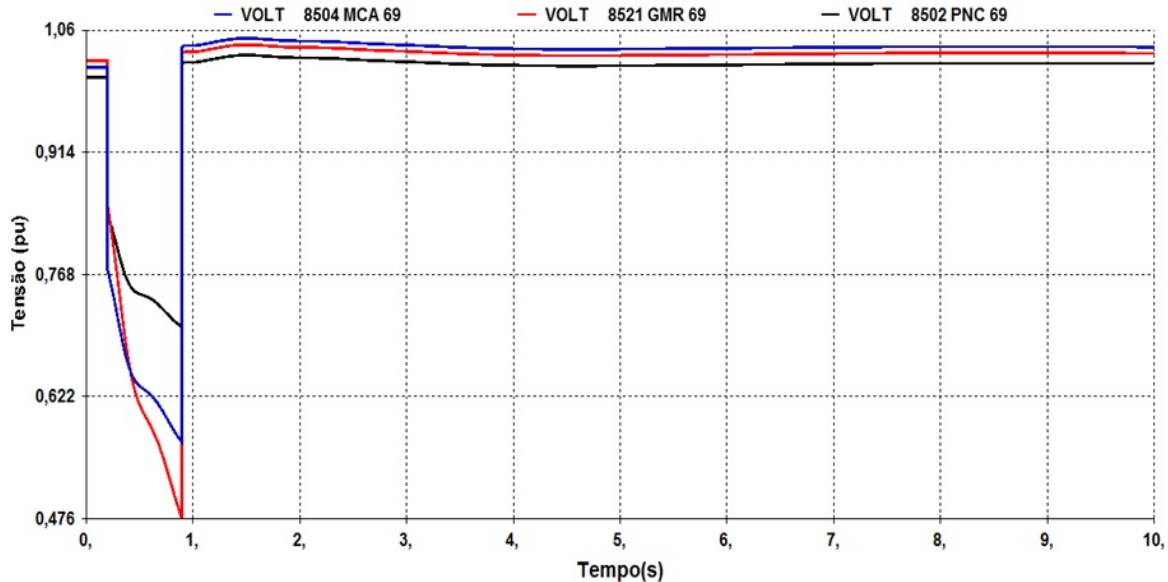


Figura 4 - Curto monofásico com perda simultânea das LD Macau - Pendências 69kV e LD Guimarães – Alegria I 69 kV

PERDAS TÉCNICAS

Os sistemas de distribuição tradicionais foram concebidos para receber energia das transmissoras e distribuí-la para os consumidores. Dentro dessa premissa, os fluxos de potência, ativo e reativo, fluem sempre da geração (historicamente concentrada) para a carga, num sentido unidirecional. Nessa concepção, a bitola dos condutores normalmente vai sendo reduzida à medida que a carga se torna menor e mais distante da fonte.

Com advento do novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro, que possibilitou a descentralização do setor, o modelo tradicional de distribuição baseado em grandes usinas centralizadas está sendo ultrapassado. Gerações baseadas em fontes renováveis estão contribuindo decisivamente para essa descentralização, como pode ser visualizado na Tabela 1, na qual é destacado que 8,7 GW foram comercializados, no período de 2009 a 2011, nos leilões de energia promovidos pelo Governo Federal.

Com a conexão desses parques geradores de forma distribuída na rede, dependendo da capacidade de geração e do ponto de conexão, os fluxos de potência podem chegar a ser invertidos, transformando a rede de distribuição em um sistema ativo com fluxos de potência e tensões determinadas pela geração e as cargas, em oposição a um circuito passivo fornecendo energia às cargas. Como reflexo da redistribuição dos fluxos de potência, o comportamento das perdas técnicas também se altera.

Para ilustrar como a penetração da geração distribuída pode influenciar nas perdas foi feito um estudo no Regional Natal II, eixo norte, no qual serão integrados 117 MW de geração eólica até o final de 2012, somando os parques já em operação com os que estão para se conectar. Na Figura 5 é possível visualizar a configuração do sistema com as CGEs conectadas.

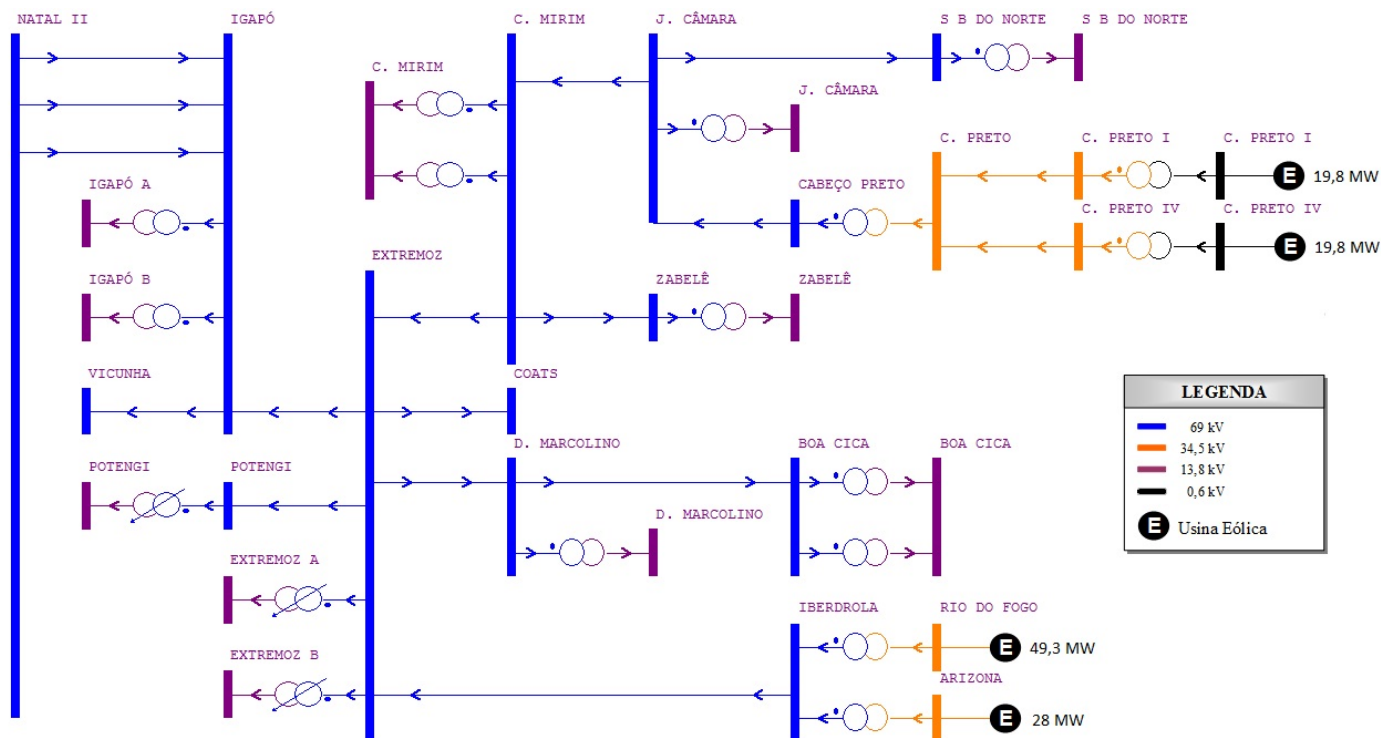


Figura 5 - Configuração do sistema com a conexão das CGEs

O estudo realizado apresenta as perdas técnicas estimadas de energia em MWh anual e considerando 0 % de geração eólica (sistema antes da geração) e incrementos de 10 % em cada um dos quatro parques até a geração de toda potência instalada em todos os parques. Como referência, a carga máxima esperada para o eixo norte em 2012 é de 144 MW. A Figura 6 mostra o comportamento das perdas de energia para os diversos patamares de geração, em comparação com a energia de perda sem geração eólica.

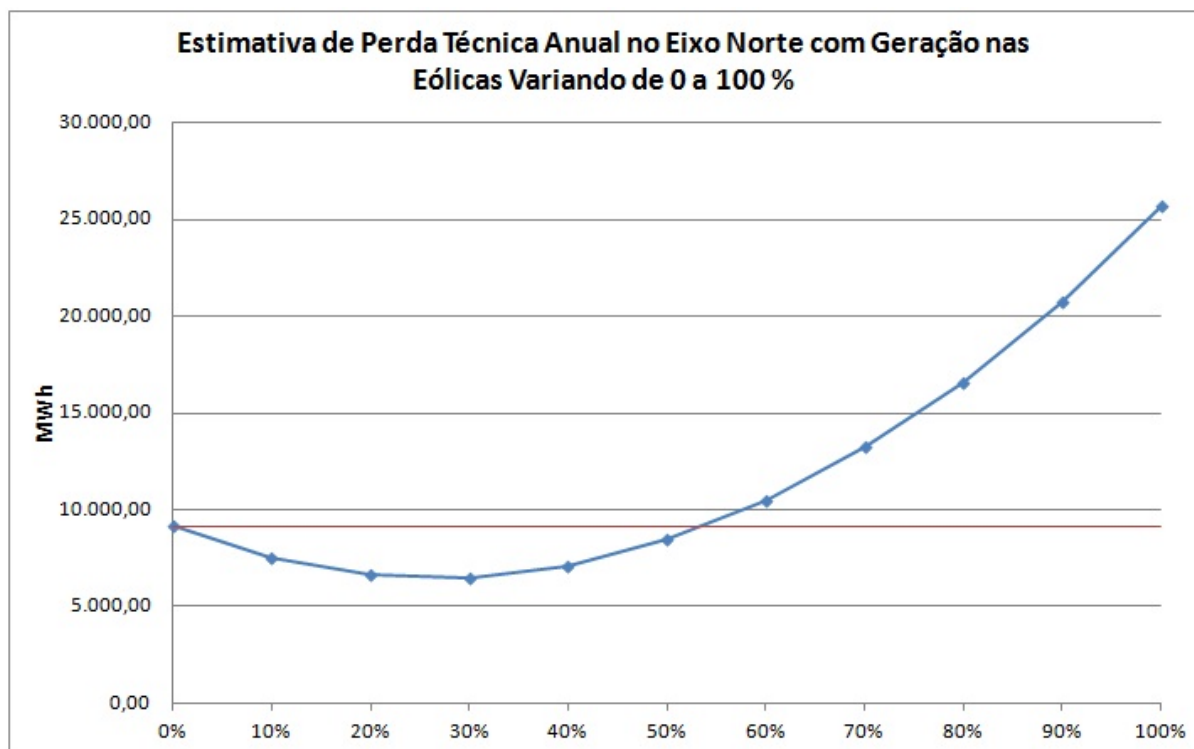


Figura 6 - Comportamento da Perda técnica

Pelos resultados obtidos, para um fator de capacidade das usinas eólicas de até 30% haverá redução das perdas técnicas. De 30 a 53%, as perdas começam a crescer, mas ainda permanecem em patamares inferiores ao de perdas antes da conexão da geração. Acima de 53% as perdas crescem exponencialmente.

Analisando-se o histórico dos últimos doze meses dos parques eólicos já em operação no Rio Grande do Norte, apresentado na Tabela 2, verifica-se que o maior fator de capacidade registrado aconteceu em setembro de 2011, com um valor de 51%. Na grande maioria dos demais meses, ele se mantém abaixo de 30%.

Tabela 2 - Fator de capacidade das usinas em operação

CGE	Rio do Fogo	Alegria I	Mangue Seco	Miassaba II/Aratuá I	Observações
MVA Inst	49,3	51,15	104	28,8	
Mês	Fator de Capacidade				
jan/11	21%	13%	-	-	
fev/11	25%	11%	-	-	
mar/11	13%	11%	-	-	
abr/11	15%	10%	-	-	
mai/11	21%	20%	-	-	
jun/11	23%	19%	-	-	
jul/11	27%	26%	-	-	
ago/11	34%	33%	-	-	
set/11	50%	51%	28%	-	Mangue Seco entrou em operação em set/11
out/11	41%	43%	27%	-	
nov/11	41%	40%	41%	-	
dez/11	41%	10%	43%	10%	Miassaba II/Aratuá I entrou em operação em dez/11
jan/12	21%	13%	38%	30%	
fev/12	35%	-	34%	28%	Alegria I desconectou da RD em jan/12
mar/12	33%	-	31%	34%	

Espera-se, portanto, que após a conexão dos parques eólicos previstos para o eixo norte do Estado, haverá uma sensível redução nas perdas técnicas nas linhas de distribuição em 69 kV.

IMPACTO NO MUST

O artigo 16 da Resolução Normativa ANEEL nº 399, de 13 de abril de 2010, estabelece as penalidades financeiras que as distribuidoras estão sujeitas devido a ineficiências na contratação do MUST:

“Art. 16 As distribuidoras passam a ter a eficiência da contratação de uso do sistema de transmissão contabilizada pelo ONS, apuradas pelas diferenças entre o MUST contratado e a demanda máxima medida por horário e ponto de conexão, da seguinte forma:

I – mensalmente, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% do MUST contratado nos horários de ponta e/ou fora de ponta; e

II – anualmente, quando houver sobrecontratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado no ano civil no horário de ponta e/ou no horário fora de ponta.”

Havendo ultrapassagem dos limites supracitados, a Distribuidora será penalizada por ineficiência na contratação e não poderá repassar os valores pagos às tarifas dos consumidores, ou seja, o valor sairá do bolso dos seus acionistas.

Os §§ 8º e 9º do art. 16 da referida Resolução definem as situações em que as distribuidoras estão isentas do pagamento dessas penalidades.

“§ 8º As parcelas de ineficiência de que tratam os incisos I e II, a serem computadas pelo ONS, deverão considerar as ocorrências na Rede Básica, Rede Básica de fronteira e Demais Instalações de Transmissão – DIT de forma a identificar o seu real valor, devendo, em tais casos, a não incidência da cobrança ser justificada no relatório anual de que trata o §7º.

§ 9º A geração despachada centralizadamente pelo ONS deverá ser considerada na apuração da sobrecontratação de que trata este artigo.” (grifo nosso)

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS (Submódulo 26), a modalidade de operação de um agente de geração pode ser classificada em três tipos: Tipo I (Programação e despacho centralizado pelo ONS), Tipo II (Tipo II A: UTEs não classificadas como Tipo I e que têm Custo Variável Unitário – CVU declarado, com programação e despacho centralizado pelo ONS / Tipo II B: Não programado e não despachado, mas a programação precisar ser enviada ao ONS) e Tipo III (Programação e despacho não centralizado pelo ONS). A identificação da modalidade é função do impacto que o empreendimento de geração causa na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, variando de impacto significativo (Tipo I) a impacto reduzido (Tipo III).

Ante o último dispositivo citado, a classificação da modalidade de operação das usinas torna-se extremamente importante na contratação e, conseqüentemente, na apuração da eficiência da contratação do MUST já que as usinas classificadas como Tipo I não interferem na contabilização da eficiência da contratação do MUST, ao passo que as classificadas como Tipo II e Tipo III deverão ser consideradas “diluídas” na carga da distribuidora, ou seja, a sua influência deve ser considerada. Como a distribuidora não possui controle sobre a operação desses geradores, não é possível prever o seu comportamento ao longo do período de contratação previsto no MUST.

A situação apresenta um grau de complexidade ainda maior quanto aos novos geradores com previsão de início da operação comercial para o período de 2012 a 2015. Como não se sabe previamente se a geração será despachada centralizadamente pelo ONS, e nem mesmo se tem certeza quanto à efetiva data de operação desses geradores, não é possível estimar o seu nível de geração.

A Resolução Normativa ANEEL nº 399, por meio do art. 7, estabelece um limite de redução contratual no MUST para as distribuidoras.

“Art. 7. Os MUSTs de contratos permanentes de unidades consumidoras diretamente conectadas à Rede Básica e de distribuidoras poderão ser reduzidos nas seguintes condições:

I – Em até 10% (dez por cento) ao ano por ponto de conexão, de forma não onerosa, tendo como base o montante previamente contratado para o mesmo ano civil, até o fim do período de que trata o art. 1º;

II -Em valores superiores a 10% (dez por cento) por ponto de conexão em relação ao montante previamente contratado para o mesmo ano civil, de forma onerosa, para o período contratado a que se refere o art. 1º.” (grifo nosso)

A resolução permite reduções superiores a 10% em alguns casos, conforme descrito nos §§ 9, 12 e 13 do art.

“§ 9º As distribuidoras poderão reduzir os MUSTs contratados de forma não onerosa em valor superior a 10% por ponto de conexão nos casos em que a realocação de que trata o §8º implicar redução superior a este percentual, desde que a importância para a otimização da operação do SIN seja atestada pelo ONS em Parecer de Acesso específico, e que o MUST total contratado pela distribuidora não seja reduzido. (...)”

§ 12 As distribuidoras poderão solicitar à ANEEL reduções de MUST de forma não onerosa em valor superior 10% nos casos de migração de unidades consumidoras do sistema de distribuição para o de transmissão de acordo com o Decreto 5.597/2005.

§ 13 As distribuidoras poderão solicitar ao ONS reduções de MUST de forma não onerosa em valor superior a 10% por ponto de conexão, para refletir redução de MUSD de usuários da distribuidora, observando o disposto nos §§ 1º e 7º, desde que tais usuários de distribuição estejam conectados diretamente às Demais Instalações de Transmissão - DIT ou à Rede Básica.”

É possível observar que não foi estabelecida qualquer possibilidade de redução contratual acima de 10% quando a carga da distribuidora é influenciada por novas unidades de geração ou ampliação de unidades existentes. Caso a influência dessas unidades geradoras seja superior a 10% da carga contratada, a distribuidora ficará exposta ao pagamento de penalidades financeiras por sobrecontratação, mesmo não possuindo gestão sobre esses agentes.

Conforme já mostrado na Tabela 1, até o final de 2012, 220,4 MW de geração eólica serão incrementados à rede de distribuição da COSERN, o que representa dez empreendimentos. Quatro deles foram classificados como Tipo I (104 MW) e seis como Tipo III (116,4 MW). Para ilustrar o risco que as usinas Tipo III trarão para a apuração da eficiência da contratação para a Distribuidora, será apresentado a seguir, como exemplo, uma situação real que está sendo vivenciada (Tabela 3).

Tabela 3 - Impacto da geração no MUST do Regional Açú II

Gerador	MUSD (MW)
Miassaba II	14,4
Aratuá I	14,4
Total	28,8
MUST Açú II	43
Impacto Açú II	67%
Limites Sub/Sobre	10%

Ocorre que a COSERN declara potência a ser contratada para os quatro anos seguintes, quando ainda não ocorreram os leilões de A-3 e de Fontes Incentivadas, nos quais poderão se sagrar vencedores projetos de geração a se conectar em seu sistema de distribuição. E mesmo para os projetos já licitados, não se dispõem das condições operativas que serão definidas para eles, já que o ONS não tem como informar com a antecedência necessária, e nem mesmo da certeza se e quando os geradores efetivamente iniciarão o despacho comercial.

A conexão de geração deveria propiciar ganhos para a Distribuidora, porém, dados os riscos que lhe estão sendo impostos, o ganho pode não se efetivar e, o que seria pior, transformar-se em perda, em função: dos impactos dos subsídios concedidos aos geradores nas tarifas e, também, aos consumidores das energias incentivadas; das penalidades incorridas na contratação do Uso do Sistema de Transmissão, pois:

- a. Se o gerador interromper a sua operação de forma intempestiva ou programada, a distribuidora sofrerá penalidades por ultrapassagem de demanda, uma vez que a redução de geração implica diretamente em um aumento de carga atendido pelo sistema de transmissão;
- b. Se o gerador operar em um nível superior ao previsto pela distribuidora, essa sofrerá penalidades por sobre-contratação, uma vez que parte da carga será atendida diretamente pela geração não despachada;
- c. Se o gerador não iniciar sua operação comercial no prazo estabelecido conforme resolução autorizativa, a distribuidora sofrerá penalidades por ultrapassagem de demanda;
- d. Se o gerador antecipar o início de sua operação comercial, estabelecido conforme resolução autorizativa, a distribuidora sofrerá penalidades por sobre-contratação.

3. Conclusões

A experiência da COSERN com a conexão de Centrais Geradoras Eólicas na rede de distribuição mostrou-se extremamente rica. A viabilização da conexão de geradores de maneira distribuída na rede é relativamente nova no Brasil. A legislação vem sendo construída ao mesmo tempo em que o processo está ocorrendo. Devido a esse cenário, a COSERN muitas vezes se deparou com situações em que existiam lacunas na legislação (processo de acesso, medição para faturamento, contratação do MUST etc), tornando necessárias várias consultas à ANEEL e/ou ONS.

O grande número de empreendimentos a se conectarem a sua rede de distribuição proporcionou também um profundo conhecimento dos impactos que a conexão de geração pode trazer para a rede. A geração que, numa visão intuitiva, normalmente reduz perdas, dependendo do montante de geração e da topologia da rede, pode também aumentá-las, trazendo impactos econômicos para a distribuidora. O requisito de “Ride-Through Fault” que permitiu as usinas eólicas ajudarem na estabilidade do sistema, também pode ocasionar oscilações de tensão não amortecidas em situações de contingência em redes com baixo nível de curto-circuito (redes fracas). A conexão de CGEs não despachadas pelo ONS traz um risco para as distribuidoras na contratação do MUST, uma vez que elas são consideradas integradas à carga.

Enfim, detalhar todas as experiências vivenciadas pela COSERN foge ao escopo desse trabalho. Várias outras dificuldades surgiram. O importante é que cada barreira superada trouxe novos conhecimentos e proporcionou crescimento profissional para os envolvidos, tanto para os agentes de geração, como para os colaboradores da COSERN. A Distribuidora e o Estado do Rio Grande do Norte estão muito orgulhosos com a contribuição que estão dando para a diversificação da matriz energética brasileira e para o meio ambiente.

4. Referências bibliográficas

ANEEL. Procedimentos de Distribuição – PRODIST e Resolução Normativa 399/2010

CASTRO, Rui M. G., Introdução à Energia Eólica, Energias Renováveis e Produção Descentralizada, edição 4, IST – Instituto Superior Técnico. Lisboa, 2009

COSTA, Victor Hugo Gurgel. Cenários de energia eólica e a posição do Rio Grande do Norte. Monografia - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte. / Natal, RN, 2009

FERNANDES, Nuno Ricardo Gonçalves Duarte. Impacto da Ligação de Geradores Eólicos na Rede de Distribuição. Tese de Mestrado - IST – Instituto Superior Técnico. Lisboa, 2010

PIZZALI, Luis Fernando Ochoa. Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos. Tese de Doutorado - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2006