



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

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO IV

GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GPL

O Planejamento das Instalações Compartilhadas de Geração (ICGs)

**Jurema Ludwig *
Thiago Martins**

EPE

**Luís Mauricio Thomé
Raphael Chabar**

PSR

RESUMO

Em 2008, o MME e a ANEEL procederam ao aprimoramento da regulamentação com o decreto nº 6460/2008, que instituiu a Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG, e a Resolução Normativa nº 320/2008, que estabeleceu as condições para a classificação específica para as ICGs.

Este artigo apresenta um breve histórico sobre as motivações que levaram a EPE a pleitear uma reavaliação da legislação junto aos órgãos competentes. Além disso, o trabalho discute os principais aspectos do marco regulatório, apontando algumas propostas para estudos futuros envolvendo ICGs.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Transmissão, ICG

1.0 - INTRODUÇÃO

O Brasil apresenta um potencial energético significativo a partir de usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e usinas térmicas a biomassa, sendo que a exploração desses recursos é fundamental pois acarreta uma série de vantagens.

As pequenas centrais hidrelétricas e a bioeletricidade trazem benefícios para o meio ambiente por se tratarem de fontes de energia renováveis, com tecnologia dominada, e que podem ser disponibilizadas em prazos relativamente curtos, com equipamentos fabricados no Brasil.

A bioeletricidade apresenta ainda uma importância estratégica para o país, já que o período de safra da biomassa normalmente coincide com períodos de baixa hidraulicidade na região sudeste, o que contribui para uma uniformização da oferta de energia ao longo do ano.

Por sua vez, o desenvolvimento da energia eólica tem ocorrido de forma gradual e consistente, em consonância com a diretriz de diversificação da matriz energética nacional, valorizando as características e potencialidades regionais na formulação de políticas energéticas.

A grande dificuldade para a exploração desses recursos está na necessidade de um sistema de transmissão suficientemente robusto que permita o escoamento dos montantes envolvidos, uma vez que os empreendimentos normalmente são pulverizados, dificultando sua integração à malha de transmissão existente.

Para agravar a situação, as regras atuais de acesso permitem que os agentes tenham o livre arbítrio para decidir o melhor momento para se conectar à rede, o que traz muitas incertezas em relação ao escalonamento dos potenciais a serem considerados na definição da nova rede.

Enquanto uma visão otimista dos montantes pode levar a um sistema super-dimensionado, sujeito a diversos problemas operativos, uma análise pessimista pode resultar em um planejamento incremental, sem a visão de longo prazo e, por isso, incompatível com o conceito do mínimo custo global no qual se baseia o novo modelo do setor elétrico.

2.0 - A BIOELETRICIDADE NO MATO GROSSO DO SUL

2.1 Análises Iniciais

Ao longo dos anos 2007 e 2008, a EPE desenvolveu, em conjunto com as empresas do Grupo de Estudos da Região Sul (GET-Sul), um estudo que teve por objetivo definir os reforços do sistema de transmissão do Mato Grosso do Sul, com ênfase no escoamento da bioeletricidade.

A premissa básica foi conceber um sistema de transmissão, alocando subestações coletoras em localidades estrategicamente próximas aos principais montantes de geração do estado, de forma a permitir o escoamento dessa energia com um mínimo de investimento por parte dos empreendedores.

As análises iniciais, de maio de 2007, consideraram como premissa o potencial energético de cerca de 1534 MW no estado, com previsão de entrada em 2010, evoluindo para 2316 MW em 2012, e 3157 MW em 2015, a partir de informações da ENERSUL, e das associações COGEN-SP e ÚNICA, representantes dos agentes.

Nesta fase, foram vislumbradas 11 alternativas para a expansão do sistema de transmissão da região, com os níveis de tensão de 138 kV, 230 kV e 500 kV, sendo apontadas as configurações 1, 2 e 9 como as mais atrativas, do ponto de vista do mínimo custo global.

As figuras abaixo ilustram o esquemático inicial dessas alternativas, onde as cores marrom, verde e vermelho designam, respectivamente, as tensões 138 kV, 230 kV e 500 kV.



FIGURA 1 – Alternativa 1



FIGURA 2 – Alternativa 9



FIGURA 3 – Alternativa 2

2.2 Sensibilidade de 1000 MW

Após as avaliações da Rede Básica (RB), a ANEEL e a EPE se reuniram, em dezembro de 2007, para definir um conjunto de critérios a serem seguidos pela consultora PSR, contratada pelas associações COGEN-SP e ÚNICA para a determinação do sistema de conexão dos empreendedores, bem como o cálculo dos seus encargos de conexão.

Na ocasião, o órgão regulador solicitou ainda que a EPE acompanhasse de perto o trabalho, de forma a agilizar essas análises. Contudo, logo no início do estudo, a COGEN-SP apresentou novas informações a respeito dos montantes das usinas de biomassa, totalizando um adicional de cerca de 1000 MW.

Esses empreendimentos localizavam-se, principalmente, na região norte do Mato Grosso do Sul e ao sul de Goiás, o que obrigou a EPE a rever toda a malha de transmissão planejada anteriormente, considerando-se agora um potencial de cerca de 2091 MW em 2010, 3194 MW em 2012, e 4158 MW no ano horizonte 2015.

Esta etapa contemplou apenas as alternativas 1, 2 e 9, com os resultados apontando as alternativas 1 e 9 como as de maior atratividade. Em contrapartida, a configuração 2 se mostrou mais oportuna por ser em 230 kV, o que levava a um mínimo arrependimento caso os montantes previstos no estado não se concretizassem.



FIGURA 4 – Adaptação da Alternativa 1



FIGURA 5 – Adaptação da Alternativa 9



FIGURA 6 – Adaptação da Alternativa 2

2.3 Montantes Cadastrados para os Leilões de 2008

Com a aprovação pelo MME do Leilão de Energia de Reserva, específico para a contratação de energia proveniente de biomassa, bem como dos leilões A-3 e A-5 no início de 2008, apenas 30 usinas situadas no estado do Mato Grosso do Sul se cadastraram na EPE, com um potencial final previsto de 1670 MW.

O fato ocorreu pois os empreendedores não concordavam com o preço-teto estabelecido para os leilões, o que levou a maioria a optar por vender sua energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), que tinha a vantagem adicional de não requerer um compromisso de longo prazo por parte dos agentes.

Assim, mais uma vez tornou-se necessária a adequação do sistema planejado para o estado considerando-se agora esse novo cenário, que contemplava os empreendimentos mais firmes dentre os previstos. Tendo em vista que apenas 40 % da geração prevista foi cadastrada, as análises de março de 2008 foram realizadas exclusivamente sobre a alternativa 2.



FIGURA 7 – Reavaliação da Alternativa 2

3.0 - O MARCO REGULATÓRIO

3.1 Instalação Compartilhada de Geração

Diante da insegurança para a recomendação de um plano de obras para a expansão do sistema do Mato Grosso do Sul, causada pelas incertezas em relação aos potenciais descritos no capítulo anterior, a EPE se empenhou em sensibilizar o MME e a ANEEL a procederem um aprimoramento da regulamentação vigente.

Em meados de 2008, o Decreto nº 6460/2008 instituiu a Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), e a Resolução Normativa nº 320/2008 estabeleceu a classificação específica para as ICGs.

De acordo com a nova resolução, uma ICG só poderia ser indicada caso não houvesse instalações de RB na região de conexão das usinas previstas, e se o sistema de distribuição local, caso existisse, não comportasse as centrais de geração.

Além disso, foi definido que a ICG deveria ser licitada junto a uma instalação de RB e, por esse motivo, o seu planejamento ficaria a cargo da EPE. Cabe observar que a conexão da ICG ao sistema de transmissão seria efetuada através de uma subestação coletora.

A ANEEL criou ainda o conceito da Instalação Exclusiva de Geração (IEG), que consistiria no trecho de uso exclusivo de cada empreendedor até sua conexão à ICG. Neste caso, as instalações também poderiam ser licitadas com a ICG correspondente, sendo que a decisão deveria ser tomada por cada um dos interessados.

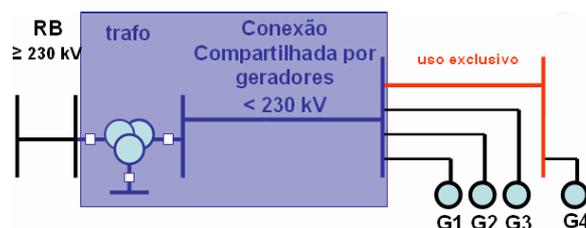


FIGURA 8 – Esquemático da ICG e da IEG

3.2 Chamada Pública

Para o cadastramento dos empreendimentos interessados em participar de ICGs, a Resolução Normativa nº 320/2008 vislumbrou a realização de uma Chamada Pública, a ser coordenada pela ANEEL e EPE, a qual se daria em duas etapas.

Inicialmente, os agentes teriam de informar os principais dados sobre suas usinas, além de indicar uma ICG preferencial para sua conexão, a ser escolhida dentre alguns pontos pré-definidos pela EPE. Para tanto, foi elaborado um modelo de ficha a ser preenchida via internet.

Na etapa seguinte, os empreendedores deveriam efetuar um aporte de garantias financeiras para obter a habilitação junto à ANEEL e, dessa forma, assegurar o direito de acesso às ICGs. Essa ação era importante pois representava um compromisso de conexão dos agentes ao sistema de transmissão, nos prazos estabelecidos, independentemente das incertezas trazidas pela sua atuação no ACL ou no mercado regulado.

Para o caso particular em que apenas um gerador manifestasse interesse em dada ICG na Chamada Pública, a sua conexão automaticamente seria classificada de uso exclusivo, sendo a garantia financeira devolvida ao empreendedor.

4.0 - A EXPERIÊNCIA DA EPE COM AS ICGs

4.1 Definição da Rede Básica

Em função das medidas acima, a Chamada Pública nº 001/2008 foi realizada com vistas a apurar compromissos firmes dos empreendedores de geração do Mato Grosso do Sul interessados em participar de uma ICG. Esse processo ocorreu em junho de 2008.

Ao longo do período, foram cadastradas 57 usinas, das quais 35 usinas, com um potencial de 2317 MW, fizeram o aporte financeiro, assegurando, assim, a habilitação junto à ANEEL. Das usinas habilitadas, 24 estavam localizadas no Mato Grosso do Sul, perfazendo um total de 1696 MW.

Essas ações propiciaram análises mais realistas ao planejamento da transmissão, eliminando-se as incertezas em relação aos montantes do estado a serem considerados para a expansão da Rede Básica. As novas avaliações foram realizadas apenas sobre as alternativas 1 e 2 do capítulo anterior.

Ao final do processo, a configuração 2 foi apontada como a de menor custo global, sendo, dessa forma, recomendada pelos estudos de planejamento.



FIGURA 9 – Alternativa 2 Final

4.2 Planejamento das ICGs

Conforme previsto pela resolução nº 320/2008, após o término das análises da Rede Básica, a EPE coordenou os estudos para a definição da configuração das ICGs e IEGs, que contaram com a participação da PSR, inicialmente contratada pelas associações COGEN-SP e ÚNICA para a determinação do sistema de conexão dos empreendedores.

Durante os trabalhos, a PSR desenvolveu um modelo matemático de otimização para determinar a solução de mínimo custo para a conexão dos empreendimentos à subestação coletora associada, já que essa conexão poderia ter várias configurações, dependendo do número de usinas, das potências de cada uma delas e das distâncias envolvidas.

A metodologia elaborada consistia em detectar a necessidade e a localização de subcoletoras, além de definir o condutor a ser utilizado em cada circuito. A figura abaixo ilustra, de forma esquemática, a conexão das usinas através da metodologia proposta.

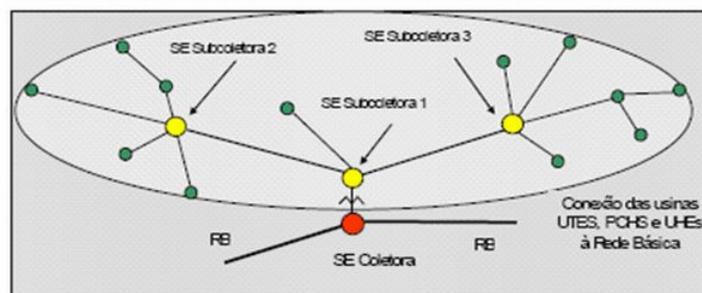


FIGURA 10 – Esquema Proposto de Conexão das Usinas

A formulação matemática do problema, para a determinação do número e posicionamento das subcoletoras, pode ser apresentada da seguinte forma geral:

Minimizar: custo das linhas de transmissão + custo das subcoletoras + custo das transformações + custo das perdas

Sujeito a: balanço de fluxo nas subcoletoras escolhidas (1ª Lei de Kirchhoff) + limite de fluxo nos condutores escolhidos + condutores modulares candidatos para uso em cada circuito + custos modulares das subcoletoras + limite máximo de injeção em cada ponto de conexão + comprimento máximo das linhas (opcional)

Essa estratégia foi adotada no planejamento de cada uma das ICGs resultantes da Chamada Pública nº 001/2008, sendo apresentados, a seguir, o resultado obtido para a SE 230/138 kV Chapadão, onde foi definida a subcoletora Guatambu.

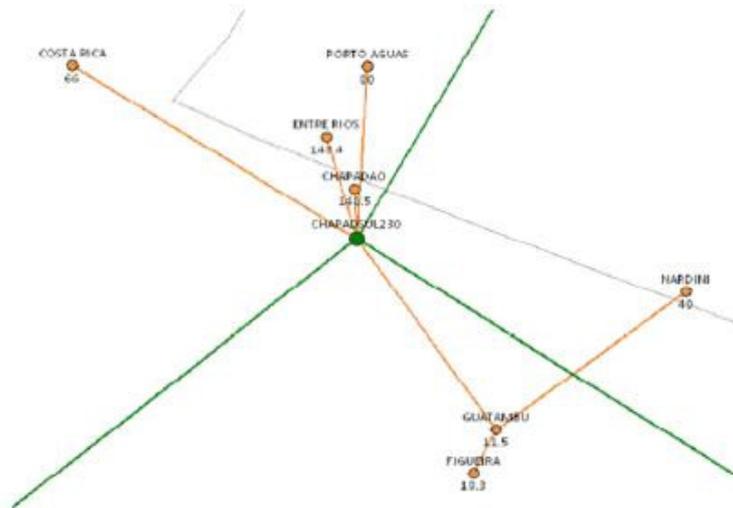


FIGURA 11 – SE 230/138 kV Chapadão

5.0 - PROPOSTA PARA ESTUDOS FUTUROS

Com base na experiência adquirida ao longo das análises do sistema de transmissão do Mato Grosso do Sul, a EPE elaborou uma seqüência de ações a serem seguidas pelo planejamento, de forma a otimizar o tempo dos estudos envolvendo ICGs. O processo proposto é descrito a seguir, conforme o fluxograma da Figura 12.

O estudo começa com a coleta das informações relevantes aos novos projetos, tais como: potência das usinas, data de entrada em operação, escalonamento das máquinas, localização exata dos empreendimentos, parecer/consulta de acesso, caso existam, e informações completas a respeito do empreendedor responsável.

Na etapa seguinte, as usinas previstas são representadas nos casos de trabalho. Para isso, deve-se considerar não só a localização geográfica dos empreendimentos, mas também os pareceres/consultas de acesso informados pelos agentes.

Após a implementação do plano de geração de interesse, efetua-se um diagnóstico do sistema existente, de forma a definir as novas instalações de transmissão, bem como as possíveis ICGs. Na seqüência, um relatório preliminar do planejamento é escrito para subsidiar a Chamada Pública.

Com o resultado da Chamada Pública, as alternativas para a expansão da Rede Básica são vislumbradas, e as análises tradicionais de planejamento da Rede Básica realizadas, com base nos critérios consolidados de desempenho elétrico e mínimo custo global.

Por fim, a configuração das ICGs é avaliada, através de análises que busquem um mínimo custo de conexão, de modo similar ao programa elaborado pela PSR. Adicionalmente, a partir do dimensionamento da rede nova (RB, ICG e IEG), efetua-se as estimativas dos encargos de conexão e tarifas de uso do sistema de transmissão.

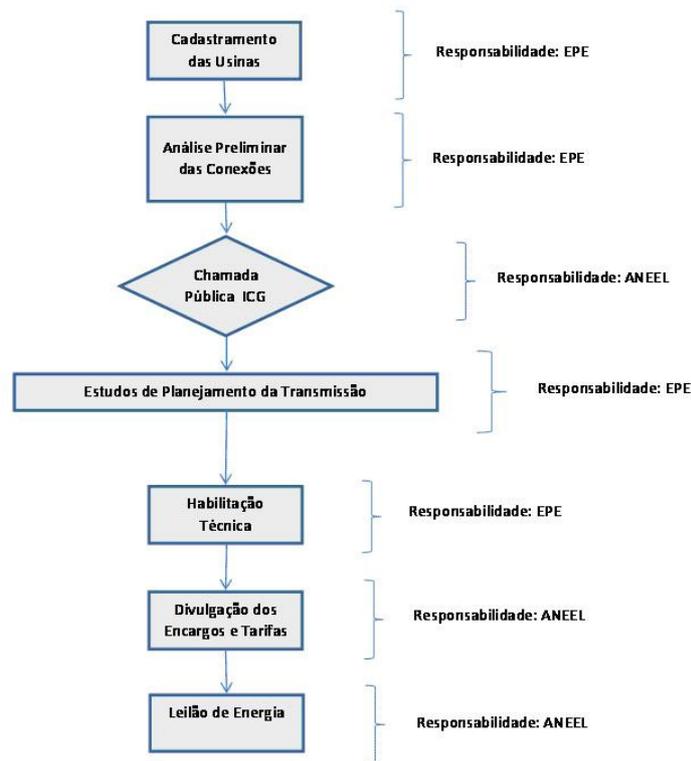


FIGURA 12 – Fluxograma para Estudos de ICGs

6.0 - COMENTÁRIOS FINAIS

A criação da Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICGs) teve uma importância muito grande para os estudos de planejamento da transmissão, com ênfase no escoamento de fontes alternativas.

A partir da Chamada Pública prevista pelo marco regulatório, as principais incertezas a respeito dos montantes de geração a serem considerados na definição do novo sistema foram eliminadas, propiciando análises mais realistas para a expansão da Rede Básica, e assegurando o mínimo custo global para a sociedade.

Com base na experiência adquirida ao longo do estudo de integração das usinas de biomassa no Mato Grosso do Sul, a EPE pôde elaborar uma seqüência de ações a ser seguida nos próximos estudos envolvendo fontes alternativas, de forma a otimizar a qualidade dos estudos.

Cabe notar que o estudo referido propiciou uma forte integração entre os vários órgãos do setor elétrico – MME, ANEEL, EPE e ONS, o que acarretou alterações na forma de atuar no planejamento da expansão, assegurando condições favoráveis para a conexão de fontes alternativas ao sistema elétrico, estimulando cada vez mais a diversificação da matriz energética nacional com a inclusão das energias renováveis.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) EPE-DEE-RE-xxx/2008-r1 - "Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão - Reforços Estruturais para o Mato Grosso do Sul".

(2) EPE-DEE-RE- 109/2008-r4 - "Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão - Estados do Mato Grosso do Sul e Goiás - Integração das Usinas a Biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas".